



RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad establecer una metodología para la reducción y control de pérdidas no técnicas de energía por alimentador primario, realizando la sectorización del mismo, la que comprende una etapa de macro medición y otra de micro medición.

En el desarrollo de la metodología, es necesario desagregar las pérdidas técnicas y no técnicas del total de pérdidas de energía.

El cálculo de pérdidas técnicas por alimentador primario se lo realiza para cada componente de red, es decir en redes de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, luminarias, acometidas y medidores de energía para lo cual se utiliza equipos de medición, software de simulación, bases de datos además de hojas de cálculo electrónicas.

Una vez calculadas las pérdidas técnicas, se obtienen las pérdidas no técnicas de energía, mediante la cual se establecen índices sectorizados de pérdidas no técnicas. Estos indicadores son los que permiten dirigir las acciones de reducción y control planteadas en la presente metodología.

La sectorización y el cálculo de los índices sectorizados de pérdidas no técnicas descritos en la metodología, se realizaron para el alimentador 0411 Madero Vargas, de la subestación Machala, perteneciente a CNEL S.A. Regional El Oro.



ABSTRACT

The present work aims to establish a methodology for the reduction and control of non-technical losses of energy by primary feeder, making the segmentation of the same, which comprises a step of measuring macro and a micro measurement.

In developing the methodology, it is necessary to separate the technical and nontechnical losses of total energy losses.

The calculation of technical losses for primary feeder is performed for each network component, ie in medium voltage network, distribution transformers, low voltage networks, lighting, connections and power meters which is used for measuring equipment, simulation software, databases as well as electronic spreadsheets.

After calculating technical losses are obtained non-technical losses of energy, whereby rates are set sectorized non-technical losses. These indicators are used to direct the actions to reduce and control raised in this methodology.

Sectorization and the calculation of rates of non-technical losses sectorized described in the methodology, were performed for the 0411 Madero Vargas feeder, Machala substation belonging to CNEL Regional S.A. El Oro.



INDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
RESPONSABILIDAD	10
AGRADECIMIENTO.....	11
DEDICATORIA.....	12

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1. Introducción.....	13
1.2. Antecedentes	16
1.3. Justificación.....	19
1.4. Objetivos	20
1.4.1. Objetivos Generales.....	20
1.4.2. Objetivos Específicos	20
1.5. Alcance.....	20
1.6. Reglamentos relacionados con las Pérdidas para las Empresas Distribuidoras	21

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1. Sistemas de Distribución Eléctrica	23
2.1.1. Sistemas de Sub transmisión	24
2.1.2. Subestaciones de Distribución	24
2.1.3. Redes de Media Tensión.....	24
2.1.4. Transformadores de Distribución	24
2.1.5. Redes de Baja Tensión	25
2.1.6. Alumbrado Público	25
2.1.7. Acometidas.....	25



2.1.8. Medidores de Energía	25
2.2. Conceptos básicos empleados en el estudio de Pérdidas	26
2.2.1. Carga Instalada	26
2.2.2. Capacidad Instalada.....	26
2.2.3. Demanda.....	26
2.2.4. Demanda Máxima	26
2.2.5. Curva de Carga Diaria.....	27
2.2.6. Demanda Promedio.....	27
2.2.7. Factor de Demanda.....	28
2.2.8. Factor de Utilización	28
2.2.9. Factor de Potencia	28
2.2.10. Factor de Carga	29
2.2.11. Factor de Pérdidas	29
2.2.12. Pérdidas de Potencia y Energía	29
2.2.13. Porcentaje de Pérdidas de Energía.....	30
2.2.14. Índice Sectorizado de Pérdidas.....	30
2.3. Balance Energético	30
2.4. Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica	32
2.4.1. Pérdidas Técnicas.....	32
2.4.2. Pérdidas no Técnicas	33
2.4.2.1. Fallas Administrativas.....	34
2.4.2.2. Fraude y Hurto	35
2.4.2.3. Aspectos relacionados con las Pérdidas no Técnicas.....	37
2.5. Equipos de Medición y Programas Computacionales para el análisis de redes disponibles en la CNEL S.A. Regional El Oro	38
2.5.1. Equipos de Medición	39
2.5.1.1. Varcorders Model 910	39



2.5.1.2. ION 7650	45
2.5.2. Programas Computacionales	46
2.5.2.1. Sistema de Información Geográfica (SIG).....	46
2.5.2.1. SynerGEE Electric 3.8.....	48
2.6. Planes Estratégicos, Tácticos y Operativos	49
2.6.1. Planes Estratégicos.....	49
2.6.2. Planes Tácticos	50
2.6.3. Planes Operativos	51

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA PARA LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

3.1. Introducción.....	52
3.2. Procesos asociados a la Distribución y su influencia en el proceso de Reducción y Control de Pérdidas	52
3.3. Flujo del Proceso de Reducción y Control de Pérdidas	54
3.3.1. Sectorización de Pérdidas.....	56
3.3.1.1. Selección de Alimentadores	56
3.3.1.2. Metodología de Cálculo de las Pérdidas Técnicas.....	58
3.3.1.2.1. Migración GIS-SynerGEE Electric 3.8.....	58
3.3.1.2.1.1. Interfaz GIS-SynerGEE MT	58
3.3.1.2.1.2. Interfaz GIS-SynerGEE Trafo.....	65
3.3.1.2.2. Pérdidas en Redes de Media Tensión y Transformadores de Distribución.....	69
3.3.1.2.3. Pérdidas en Redes Secundarias	74
3.3.1.2.4. Pérdidas en Alumbrado Público	77
3.3.1.2.5. Pérdidas en Acometidas.....	77
3.3.1.2.6. Pérdidas en Medidores de Energía	79
3.3.1.3. Determinación de las Pérdidas no Técnicas de Energía.....	81



3.3.1.4. Macro medición	81
3.3.1.4.1. Selección de Zonas	81
3.3.1.4.2. Balances de Energía	83
3.3.1.4.3. Índices Sectorizados de Pérdidas	84
3.3.1.5. Micro medición	85
3.3.1.5.1. Selección de Sub-Zonas	85
3.3.1.5.2. Balances de Energía	86
3.3.1.5.3. Índices Sectorizados de Pérdidas	87
3.3.2. Revisión, Legalización y Normalización de Clientes	89
3.3.3. Disminución de Vulnerabilidad de Redes	90
3.3.3.1. Blindaje de Redes	91
3.3.3.2. Montajes Especiales.....	94
3.3.3.3. Traslado de Medidores e Instalación de cajas anti hurto.....	95
3.3.4. Control de Clientes Reincidentes	96
3.4. Equipos de Trabajo	97
3.4.1. Equipo Administrativo.....	98
3.4.2. Equipo de Análisis.....	98
3.4.3. Equipo Operativo.....	99

**CAPÍTULO 4. CÁLCULO Y ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
MEDIANTE ÍNDICES SECTORIZADOS DE PÉRDIDAS**

4.1. Selección del Alimentador	100
4.2. Descripción del Alimentador.....	102
4.2.1. Ubicación Geográfica	102
4.2.2. Tipos de Clientes.....	103
4.3. Balance Energético Inicial	105
4.3.1. Energía Suministrada	107



4.3.2. Energía Registrada	107
4.3.3. Energía Consumida en Alumbrado Público.....	108
4.3.4. Pérdidas Técnicas.....	109
4.3.4.1. Pérdidas en Redes en Media Tensión y Transformadores de Distribución.....	109
4.3.4.2. Pérdidas en Redes de Baja Tensión	115
4.3.4.3. Pérdidas en Alumbrado Público	121
4.3.4.4. Pérdidas en Acometidas.....	122
4.3.4.5. Pérdidas en Medidores de Energía	123
4.3.5. Discriminación de Pérdidas no Técnicas.....	124
4.4. Macro medición	126
4.4.1. Zona A.....	127
4.4.2. Zona B.....	132
4.4.3. Zona C.....	137
4.4.4. Zona D.....	140
4.4.5. Zona E.....	144
4.4.6. Zona F	149
4.4.7. Zona G	153
4.4.8. Zona H.....	156
4.4.9. Zona I	160
4.4.10. Zona J	165
4.4.11. Zona K.....	169
4.4.12. Determinación de las Zonas Críticas en la Macro medición.....	173
4.5. Micro medición	176
4.5.1. Sub-zona H1	177
4.5.2. Sub-zona H2	180
4.5.3. Sub-zona H3	182



4.5.4. Sub-zona H4	185
4.5.5. Sub-zona H5	187
4.5.6. Análisis de las Zonas Críticas en la Micro medición.....	190

CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones.....	192
5.2. Recomendaciones.....	193

BIBLIOGRAFIA	195
---------------------------	------------

ANEXOS	197
---------------------	------------

Anexo 1. Curva de Pérdidas para cada día típico	198
---	-----

Anexo 2. Formulario para inspección de clientes	200
---	-----

Anexo 3. Formulario para levantamiento de redes de media tensión.....	201
---	-----

Anexo 4. Formulario para levantamiento de redes de baja tensión.....	202
--	-----

Anexo 5. Formulario para levantamiento de sistemas de medición	203
--	-----



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“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”

Tesis previa a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES:

Edwin Rolando Castillo Abad
Ángel Fernando Pérez Ayala

DIRECTOR:

Ing. Juan Ugalde Delgado

CUENCA- ECUADOR

2012



RESPONSABILIDAD

Rolando Castillo y Fernando Pérez, reconocemos y aceptamos el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de nuestro título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de nuestros derechos morales o patrimoniales como autores.

Rolando Castillo y Fernando Pérez certificamos que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de su exclusiva responsabilidad de sus autores.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Rolando Castillo", written over a horizontal line.

Rolando Castillo
0704809888

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Angel F. Pérez A.", written over a horizontal line.

Fernando Pérez
0105732531



AGRADECIMIENTO

Nuestra gratitud principalmente a Dios, por darnos la oportunidad de contar con nuestras familias que son el apoyo mas importante en nuestras vidas.

A nuestro director de tesis, Ing. Juan Ugalde Delgado, por su apoyo incondicional para el desarrollo y culminación de este proyecto de tesis.

A los Ingenieros Sergio Zambrano Asanza y Juan Carlos Gómez Vintimilla, por sus valiosos aportes e interés durante la realización de este proyecto.

A nuestros amigos por su comprensión y apoyo.
GRACIAS



DEDICATORIA

A mis padres, hermanos y mi novia Karina.

Por todo su apoyo incondicional y comprensión en cada momento de mi vida.

Rolando

A mis padres y abuelos por todo el apoyo y la confianza que siempre me han dado.

Fernando

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía han sido un problema que se ha mantenido a lo largo del tiempo en las empresas distribuidoras, lo cual es preocupante ya que debido a este fenómeno se presentan graves dificultades financieras que comprometen la viabilidad económica de la empresa, por otra parte estas tienen el compromiso de brindar un servicio continuo y de calidad a sus clientes de tal manera que se conviertan en parte fundamental del crecimiento económico y social de la población.

Debido a que las pérdidas de energía están compuestas por pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas se debe tener el conocimiento de los niveles que alcanzan cada una de estas, esta información permite emprender acciones para combatir los problemas que originan cada uno de los componentes de una manera específica.

Por su parte el CONELEC establece un nivel de pérdidas totales aceptables del 12%, de las cuales según la regulación 003/99 que se encuentra en vigencia para las empresas distribuidoras se deben mantener las pérdidas no técnicas en el orden del 2%, para lo cual se deberán tomar acciones y correctivos necesarios para cumplir esta meta.

En el presente trabajo se propone una metodología para la reducción y el control de pérdidas de energía eléctrica aplicable para las distribuidoras que presentan altos niveles de pérdidas no técnicas.

La metodología se basa en determinar índices de pérdidas sectorizados realizando en primer lugar macro medición en sectores estratégicos del alimentador primario para con ello identificar zonas con mayor concentración



de pérdidas. Debido a que las zonas identificadas son todavía relativamente extensas se realiza un proceso de micromedición dentro de las mismas, obteniendo indicadores en zonas más puntuales y así dirigir de mejor manera las tareas de reducción de pérdidas y su posterior control.

Para determinar los índices de pérdidas sectorizados tanto en la macro como en la micro medición se deben realizar balances energéticos en cada zona de análisis dentro del alimentador, lo cual requiere de la instalación de equipos de medición en diferentes puntos a lo largo del alimentador así como de su modelación en programas computacionales apropiados para análisis de redes eléctricas.

En la actualidad la Corporación Nacional de Electricidad S.A. Regional El Oro dispone de equipos adecuados para realizar el registro de demanda en diversos intervalos de tiempo como son los Varcorders Modelo 910 fabricados por SensorLink[®] Corporation, estos equipos se instalan en la red de media tensión obteniendo como datos corriente y factor de potencia. Además se cuenta con los medidores ION 7650 fabricados por Power Measurement Ltd., estos equipos a diferencia de los Varcorders se instalan en la red de baja tensión permitiendo obtener información sobre diversos parámetros eléctricos de la red por ejemplo corriente, factor de potencia, tensión, etc.

En cuanto a software se dispone de los programas computacionales SynerGEE Electric 3.8 el cual permite mediante simulaciones analizar el comportamiento eléctrico de las redes y ArcGIS 9 el cual permite realizar tareas de SIG (Sistema de Información Geográfica) como mapeo, administración de datos, análisis espacial, edición de datos y geoprocésamiento.

Con la información obtenida mediante los equipos de medición se realiza un balance energético, lo que no es más que la diferencia entre la Energía Suministrada al alimentador y la Energía Registrada en el mismo obteniendo así las pérdidas totales de energía, es decir pérdidas técnicas más pérdidas no técnicas.



Para discriminar las pérdidas técnicas del total de pérdidas de energía se utilizan métodos de acuerdo a la etapa funcional del sistema, en primer lugar para redes de media tensión y transformadores de distribución las pérdidas de potencia se las obtiene mediante simulaciones de flujos de potencia a demanda máxima en SynerGEE Electric 3.8; aplicando la metodología denominada “Nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas” desarrollada por Mentor Poveda, se determinan las pérdidas de energía.

En cuanto a las pérdidas técnicas en las redes de baja tensión se utilizan circuitos típicos, para determinar las pérdidas de potencia y energía en tales circuitos típicos se realizan simulaciones de flujos de potencia a demanda máxima en SynerGEE Electric 3.8 y el método planteado por Mentor Poveda respectivamente.

Las pérdidas de potencia en el alumbrado público se las calcula mediante las pérdidas determinadas para cada tipo de luminaria obtenidas en pruebas de laboratorio, con el valor de las pérdidas de potencia del total del alumbrado público y un número de horas de funcionamiento de las luminarias se obtienen las pérdidas de energía.

En acometidas se determinan las pérdidas de potencia mediante la elección de acometidas típicas según el uso de la energía de los usuarios, en tanto que para las pérdidas de energía se aplica un factor de pérdidas.

Las pérdidas de potencia y energía en medidores se calculan de acuerdo a la cantidad de equipos monofásicos, bifásicos y trifásicos existentes.

Una vez conocidas las pérdidas técnicas en cada etapa funcional de la red de distribución eléctrica se pueden conocer las pérdidas no técnicas, tanto a nivel de todo el alimentador así como de las zonas elegidas para la macro medición, calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de energía y las pérdidas técnicas, llegando a conocer la zonas afectadas de mayor manera por las pérdidas no técnicas, las cuales se desean reducir.



Con la aplicación de la metodología planteada en este estudio se prevé llegar a reducir de manera gradual los niveles de pérdidas actuales hasta llegar a las metas planteadas por el organismo regulador y además mantener estos niveles adecuados a lo largo del tiempo con los respectivos procesos de control ya que estas pérdidas tienen un carácter dinámico debido a las condiciones sociales y culturales de los usuarios.

1.2. ANTECEDENTES

El 16 de Enero de 2009 en la ciudad de Guayaquil se constituye CNEL, Corporación Nacional de Electricidad S.A., acto con el cual diez empresas distribuidoras se disolvieron por fusión entre estas la Empresa Eléctrica EL ORO S.A., EMELORO; por su parte el CONELEC el 10 de Marzo de 2009 autorizó la cesión de derechos y obligaciones a favor de CNEL S.A. para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad.

CNEL S.A. con el objetivo de tener una administración descentralizada creó diez Gerencias Regionales, dentro de las cuales consta CNEL S.A. Regional El Oro con un área de concesión de 6745 km² y un porcentaje de cobertura del 96,73 %, es decir de un total de 171670 viviendas, 166060 cuentan con el servicio eléctrico¹.

¹Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010. CONELEC. Agosto 2011

Figura 1.1 Área de Concesión de CNEL S.A. Regional El Oro



FUENTE: CNEL S.A. Regional El Oro. Estudio de Pérdidas Técnicas y no Técnicas. 2009

El sistema eléctrico de CNEL S.A. - Regional El Oro suministra el servicio eléctrico a través de la energía comprada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de la generación local mediante los sistemas de subtransmisión, distribución primaria y secundaria a la provincia de El Oro, al cantón Ponce Enríquez perteneciente a la provincia del Azuay, a la parroquia Tenguel perteneciente al cantón Guayaquil y al cantón Balao de la provincia del Guayas. La compra de energía al SNI es su principal fuente de adquisición de energía, siendo su generación en mínima escala.

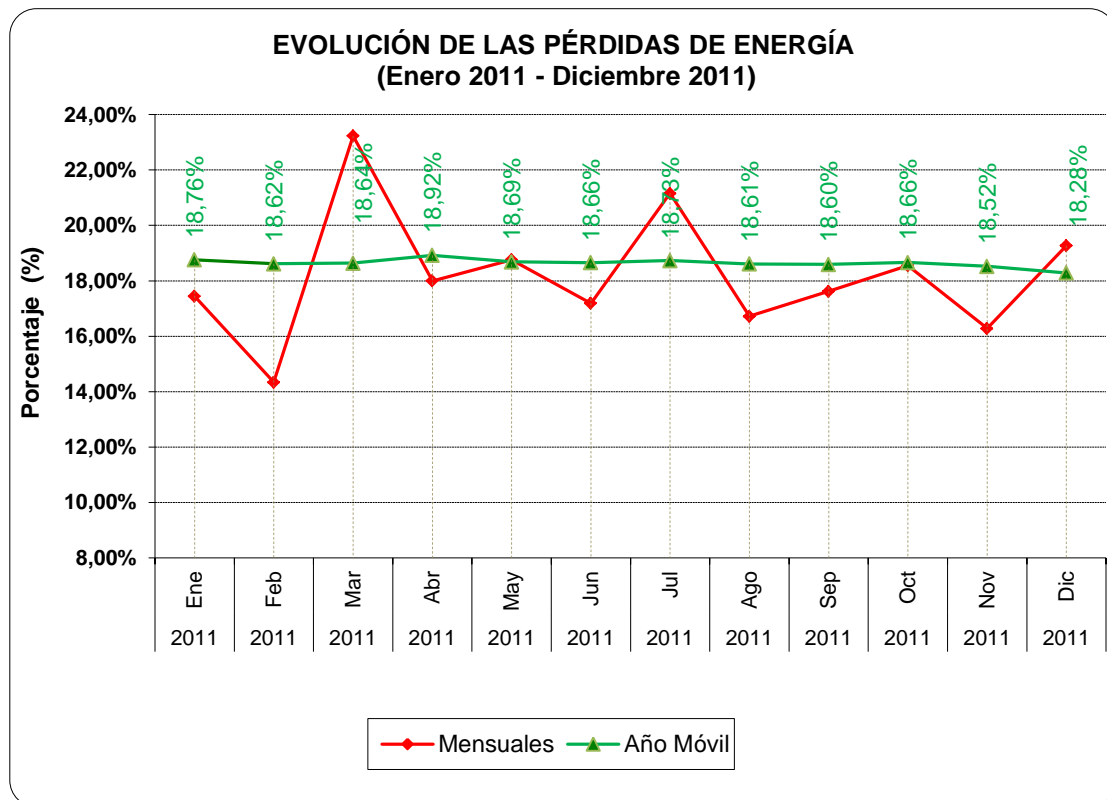
En el sistema de distribución primario se tiene 54 alimentadores que operan con una tensión nominal de 13.8 kV de los cuales 29 están ubicados en el área urbana y 25 en zonas rurales, repartidos entre 17 subestaciones de distribución con niveles de operación de 69/13.8kV.



Con el fin de mejorar su eficiencia en lo que respecta a pérdidas de energía no técnicas en la Regional el Oro se han venido aplicando planes de reducción cuya base principal consiste en una revisión masiva de los equipos de medición y acometidas de aquellos alimentadores considerados críticos de acuerdo al balance energético.

Con la aplicación de estos planes los niveles de pérdidas en el año 2011 han ido evolucionando como se presenta a continuación:

Figura 1.2 Evolución de las Pérdidas Totales de Energía CNEL S.A. El Oro



FUENTE: Informes Departamento de Planificación CNEL El Oro

Estos niveles se establecen como el punto de partida para el desarrollo de este trabajo el cual plantea una metodología alternativa que en conjunto con las prácticas vigentes puedan llegar a conformar un plan integral y sustentable para combatir las pérdidas no técnicas.

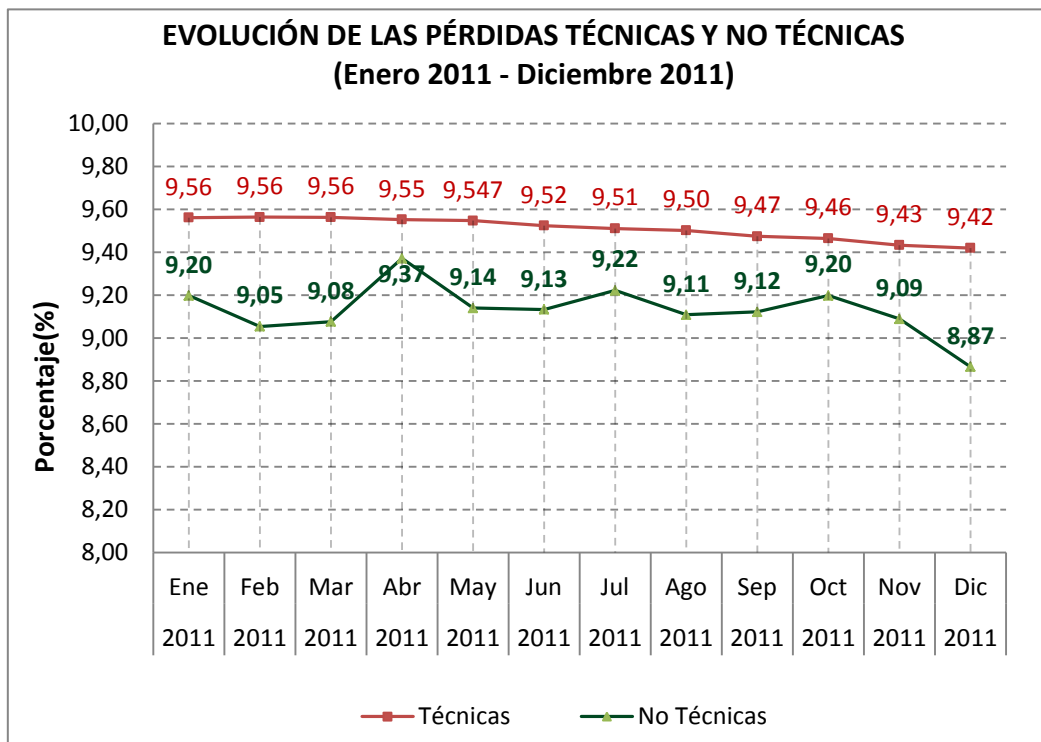


1.3. JUSTIFICACIÓN

El índice de pérdidas totales de energía que presenta CNEL Regional El Oro, en los últimos años ha ido disminuyendo (31,05% en mayo de 2006), teniéndose que a diciembre de 2011 se presenta de acuerdo al balance energético un valor de 18,28%. Estos valores de pérdidas son considerando el año móvil.

El presente estudio se justifica en base a que el organismo regulador CONELEC, establece un límite tolerable del 2% para pérdidas no técnicas a nivel de empresas distribuidoras, en función a esto han existido planes de reducción al interior de la empresa y el CONELEC (PLANREP), sin embargo no existe un plan integral sustentado en procesos y metodologías de identificación de las mismas; es decir se logra mantener un índice de pérdidas no técnicas alto (8,87% a diciembre de 2011 considerando el año móvil), debido a que no existe una visibilidad de las redes y sectores de hurto apoyado en sistemas, equipos de medición e información.

Figura 1.3 Evolución de las Pérdidas de Energía Técnicas y No Técnicas



FUENTE: Informes Departamento de Planificación CNEL El Oro



Por su parte CNEL S.A. Regional El Oro dispone de programas computacionales adecuados para el manejo de información y análisis de redes, así como equipos en un principio necesarios para realizar las mediciones.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología que permita identificar y controlar comportamientos anormales en el suministro de energía eléctrica, utilizando en primer lugar macromedición para establecer las zonas con mayor concentración de pérdidas en el alimentador, estas zonas son identificadas a través de la determinación de índices sectorizados de pérdidas, en las cuales se propone realizar micromedición y de esta manera identificar una zona más específica para realizar el control.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentar una metodología para determinar índices sectorizados de pérdidas en la zona de cobertura del alimentador.
- Ubicar medición en sectores estratégicos del alimentador para realizar una mejor distribución de la carga y sectorizar las pérdidas.
- Realizar un balance energético para el alimentador en base a la metodología a usar en el presente estudio.
- Discriminar pérdidas técnicas y no técnicas por sectores.
- Plantear una metodología para la reducción y control de pérdidas de energía.

1.5. ALCANCE

- Revisión de la topología y componentes del alimentador.
- Obtener mediante una determinada metodología los índices sectorizados de pérdidas de energía para el alimentador.



- Estimar las pérdidas en cada uno de los componentes de la red de distribución, es decir, en circuitos primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, alumbrado público, acometidas y medidores de energía.
- Plantear soluciones para la reducción y el control de pérdidas no técnicas de energía.

1.7. REGLAMENTOS Y REGULACIONES RELACIONADOS CON LAS PÉRDIDAS PARA LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El Reglamento de tarifas vigente en su Artículo 12.-Pérdidas establece que:

²“Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados, previo correspondiente análisis técnico, y bajo su responsabilidad, el CONELEC, entidad que considerará dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.”

Por su parte la Regulación No. CONELEC – 003/99 establece que el nivel de pérdidas no técnicas admisibles para empresas distribuidoras será del 2%.

En lo que respecta a sanciones por hurto o robo de energía eléctrica la ley de Régimen del Sector Eléctrico en su artículo 8.- Definición legal de la Energía Eléctrica, sostiene lo siguiente:

³*Las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizen fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectúen conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a*

²Codificación de Reglamentos y Tarifas Eléctricas Art.12

³Ley de Régimen del Sector Eléctrico; Definición Legal de la Energía Eléctrica Art. 8



los servicios públicos de energía eléctrica, en perjuicio de las empresas distribuidoras, serán sancionados con una multa equivalente al trescientos por ciento (300%) del valor de la refacturación del último mes de consumo, anterior a la determinación del ilícito, sin perjuicio de la obligación de efectuar los siguientes pagos cuando correspondiere, previa determinación técnica:

- a) El monto resultante de la refacturación hasta por el período de doce meses; y,*
- b) Las indemnizaciones establecidas en los respectivos contratos de suministro celebrados entre la empresa distribuidora y el cliente.*

Para el caso en que los beneficiarios de la infracción sean personas jurídicas, serán personal y solidariamente responsables para el pago de la multa establecida en el inciso anterior, el representante legal y, o administrador de la empresa que hubiesen permitido y, o participado en su ejecución.

Las personas responsables del cometimiento de estos actos, serán sancionados por el delito de hurto o robo, según corresponda, tipificados en el Código Penal.

Se concede a las empresas distribuidoras en las que tenga participación el Estado, o cualquiera de sus instituciones, la jurisdicción coactiva para la recuperación de los valores establecidos en el presente artículo.

En el caso de las empresas distribuidoras privadas, la acción de cobro podrá ser mediante la vía verbal sumaria o ejecutiva, sin perjuicio de la suspensión del servicio a los deudores.

CAPÍTULO 2

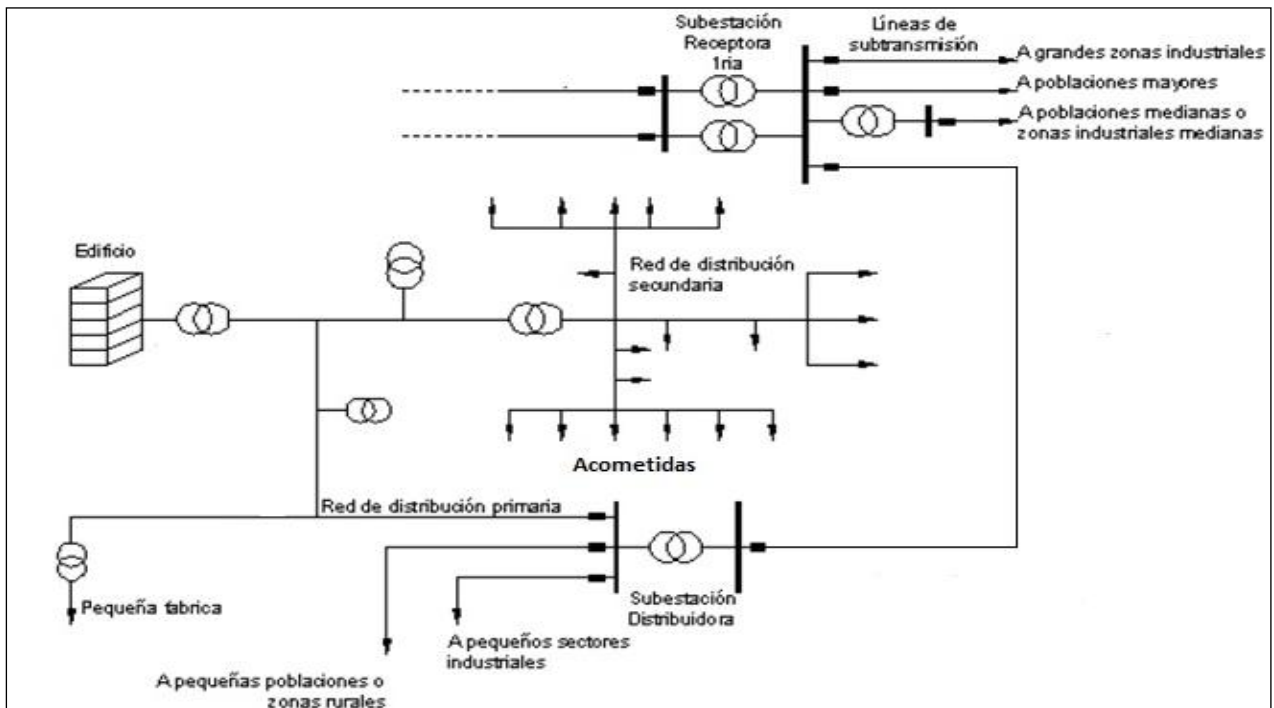
MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El sistema de distribución eléctrica es el encargado de llevar la energía desde las barras secundarias de las subestaciones de sub transmisión hasta los centros de carga con los niveles adecuados de tensión para los distintos tipos de consumidores, por este motivo es necesario realizar uno o más pasos de transformación los mismos que dan lugar a las diferentes etapas del sistema de distribución.

En el siguiente diagrama se representan las diferentes etapas del sistema de distribución:

Figura 2.1 Etapas del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica



FUENTE: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Redes de Distribución de Energía*.



2.1.1. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Es el encargado de recibir la energía que se produce en los centros de generación mediante las líneas de transmisión las cuales operan con niveles de tensión elevados (138 kV-230 kV).

Las líneas de transmisión tienen su fin en la subestación de sub transmisión en la cual se reduce el nivel de tensión, por ejemplo de 138 kV a 69 kV; de esta manera mediante las líneas de sub transmisión (69kV-46kV) se transporta la energía hacia las subestaciones de distribución.

2.1.2. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

A estas llegan las líneas provenientes del sistema de subtransmisión y transforman la tensión a niveles más bajos; constituidas por un conjunto de barras, transformadores de potencia, interruptores, equipos de control, medición y protección. Se encargan de repartir la energía a los circuitos primarios.

2.1.3. REDES DE MEDIA TENSIÓN

Conocidos también con el nombre de alimentadores o circuitos primarios, son el conjunto de líneas y seccionamientos que conducen la energía desde las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución. Están formados por troncales trifásicas, laterales bifásicos y monofásicos.

Los niveles típicos de tensión utilizados están en un rango de 4.16 kV hasta 34.5 kV.

2.1.4. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Se conectan a un circuito primario para reducir el nivel de tensión a valores que puedan ser utilizados por los usuarios pudiendo ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. A estos se los puede encontrar montados sobre postes, cámaras subterráneas, cámaras superficiales (Padmounted). Además los



transformadores de distribución se encuentran ubicados cerca de los centros de consumo.

2.1.5. REDES DE BAJA TENSIÓN

Son el conjunto de líneas (trifásicas, bifásicas, monofásicas) asociadas a los secundarios de los transformadores de distribución encargadas de distribuir la energía con niveles de voltaje de utilización hacia los usuarios en una determinada área.

2.1.6. ALUMBRADO PÚBLICO

Es el sistema destinado a iluminar todos aquellos espacios de libre circulación, las características de este servicio dependen del sector y el sistema vial que existe en la zona el cual está conformado por luminarias y accesorios de montaje.

El principal objetivo del alumbrado público es proporcionar la suficiente iluminación para ofrecer a peatones y tráfico rodado la máxima seguridad de desplazamiento; además contribuye a mejorar el aspecto nocturno del entorno.

2.1.7. ACOMETIDAS

Es la parte de red construida desde la red de distribución secundaria hacia los bornes del medidor asociado al cliente, cuya finalidad es conectar al usuario con la red de la empresa de distribución.

2.1.8. MEDIDORES DE ENERGÍA

Son dispositivos usados para la medición del consumo de energía eléctrica. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, del tipo de energía que miden, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.



2.2 CONCEPTOS BÁSICOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO DE PÉRDIDAS⁴

2.2.1. CARGA INSTALADA

Es la suma de todas las potencias nominales de las cargas conectadas a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW.

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas} \quad [2.1]$$

2.2.2. CAPACIDAD INSTALADA

Es la suma de todas las potencias nominales de los equipos instalados (transformadores, generadores) a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas conectadas. Se la conoce también como capacidad nominal del sistema.

$$C_{INS} = \sum \text{Potencia nominal de los equipos} \quad [2.2]$$

2.2.3. DEMANDA

Es la cantidad de potencia que un consumidor usa en cualquier momento, la misma que normalmente es variable con el tiempo.

La demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, es el valor medio de la cantidad de potencia tomada en un determinado intervalo de tiempo. El intervalo de tiempo durante el cual se toma el valor medio de potencia se denomina intervalo de demanda. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

2.2.4. DEMANDA MÁXIMA

⁴RAMÍREZ CASTRO, Samuel; *Redes de Distribución de Energía*. Tercera Edición. Manizales



Corresponde a la mayor demanda que se presenta en el sistema en un periodo de trabajo previamente establecido.

En demanda máxima es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y las mayores pérdidas de potencia kW, KVAR y energía kWh.

2.2.5. CURVAS DE CARGA DIARIA

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga la cual se conoce como curva de carga.

La curva de carga diaria está formada por los promedios de los valores registrados en intervalos de una hora para cada hora del día.

Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma que estas se combinan para producir el pico de demanda.

Su análisis permite conocer la forma en que han venido variando las cargas durante un determinado período y constituyen una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema.

2.2.6. DEMANDA PROMEDIO

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

$$P_m = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo (t) en kWh}}{T \text{ en h}} \quad [2.3]$$



2.2.7. FACTOR DE DEMANDA

A la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada en un intervalo de tiempo se la conoce como factor de demanda.

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

$$F_D = \frac{D_{\max}}{CI} \leq 1 \quad [2.4]$$

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

2.2.8. FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización en un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad instalada del sistema.

$$F_U = \frac{D_{\max}}{C_{INS}} \quad [2.5]$$

Este factor da una indicación de la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado.

2.2.9. FACTOR DE POTENCIA

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

$$F_{\text{pot}} = \cos \varphi = \frac{P}{S} \quad [2.6]$$



2.2.10. FACTOR DE CARGA

Se lo obtiene de la relación entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo establecido y la demanda máxima en el mismo intervalo de tiempo.

$$F_C = \frac{P_m}{D_{\max}} = \frac{\text{Energía absorbida en el intervalo de tiempo } t}{D_{\max} * t} \quad [2.7]$$

Este factor indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el período.

2.2.11. FACTOR DE PÉRDIDAS

El factor de pérdidas está determinado por la razón entre las pérdidas promedio de potencia y las máximas pérdidas de potencia en un intervalo especificado.

$$F_P = \frac{P_{pmedia}}{P_{pmax}} \quad [2.8]$$

Con este factor se pueden determinar las pérdidas de energía en un periodo de tiempo de la siguiente manera:

$$F_P = \frac{\text{kWh de pérdidas en el período de tiempo } t}{\text{kW máximos de pérdidas} * \text{número de horas del período}} \quad [2.9]$$

2.2.12. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Las pérdidas de potencia se presentan en cada uno de los componentes del sistema en funcionamiento, la mayoría de estas debido al paso de corriente a través de ellos, las cuales consideradas dentro de un periodo de tiempo se transforman en pérdidas de energía.



2.2.13. PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía se las expresa como un porcentaje respecto de la energía suministrada a un sistema o parte del mismo.

$$\%Pérdidas \text{ Energía} = \frac{\text{Pérdidas de Energía}}{\text{Energía Suministrada}} * 100 \quad [2.10]$$

2.2.14. ÍNDICE SECTORIZADO DE PÉRDIDAS

Se lo determina como un porcentaje respecto de la energía suministrada a una zona o sector específico.

$$\text{Índice Sectorizado de Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de Energía zona } k}{\text{Energía Suministrada zona } k} \quad [2.11]$$

2.3. BALANCE ENERGÉTICO

El balance energético se lo realiza con la finalidad de conocer como se encuentra el uso de la energía dentro del sistema de la empresa. Se lo expresa con la siguiente expresión:

$$E_S = E_R + E_{AP} + E_{Ptot} \quad [2.12]$$

Donde:

E_S = Energía Suministrada

E_R = Energía Registrada

E_{AP} = Energía Consumida en Alumbrado Público

E_{Ptot} = Energía de pérdidas totales



Siendo:

$$E_{ptot} = E_{PT} + E_{PNT} \quad [2.13]$$

E_{PT} = Energía de pérdidas técnicas

E_{PNT} = Energía de pérdidas no técnicas

- *Energía Suministrada*

Es la energía que entra al sistema de la empresa en un determinado período de tiempo para poder satisfacer la demanda energética de todos sus clientes, esta energía es medida en las subestaciones para verificar el total de la energía recibida por la empresa.

- *Energía Registrada*

Es la suma entre la energía que se factura a todos los clientes registrados en el sistema comercial de la empresa y la energía para el consumo propio de la misma.

- *Energía Consumida en Alumbrado Público*

La energía utilizada para iluminación pública se la estima a partir del inventario de todas las luminarias existentes en el sistema de la empresa, conociendo de esta manera la carga total instalada para este servicio y al suponer 12 horas de funcionamiento continuo, se determina la energía consumida por todo el sistema de alumbrado público.

- *Energía de Pérdidas Totales*

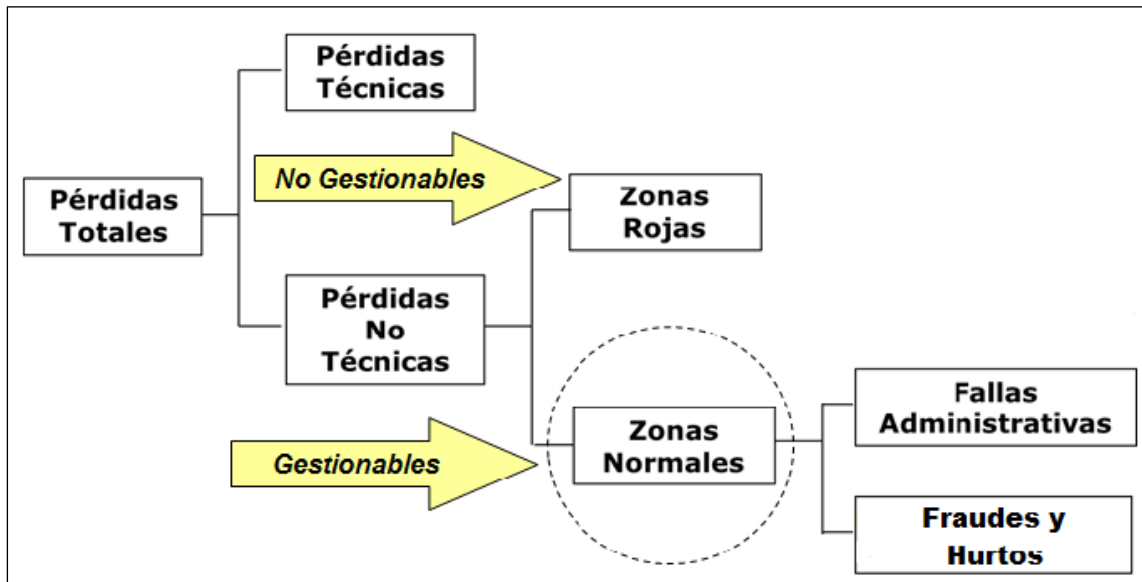
Dentro de las pérdidas totales de energía se puede diferenciar entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas se producen debido al paso de la energía en conductores y transformadores mientras que las pérdidas no técnicas se deben a la energía utilizada ilegalmente.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las pérdidas de energía en un sistema eléctrico obedecen a razones de orden técnico y no técnico, por tal motivo, se deben identificar las causas que las producen dando a conocer el grado en que están afectando a la empresa cada una de ellas.

En el siguiente esquema se muestra la clasificación general de las pérdidas de energía, haciendo énfasis en las pérdidas no técnicas que es lo concerniente a este trabajo:

Figura 2.2 Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica



FUENTE: ARDILA. Wilson *Mantenimiento de las pérdidas no técnicas de energía en EPM. 2007.*

2.4.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

A la energía que se disipa en el proceso de transporte, transformación y medición se las denominan pérdidas técnicas. Esta energía no puede ser utilizada para realizar trabajo útil perdiéndose principalmente en forma de calor.



La energía se disipa debido a fenómenos físicos que se presentan a lo largo del sistema eléctrico, entre estos se encuentran: el efecto joule que se da por el paso de la corriente a través de los elementos conductores del sistema con lo cual parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo; el efecto corona causado por la ionización del aire circundante a los conductores, este fenómeno es más apreciable en altas tensiones ya que se logra observar un halo luminoso azulado acompañado de ruido audible, otra causa de pérdidas de energía son las corrientes parásitas inducidas que se presentan especialmente en los núcleos de los transformadores.

Este tipo de pérdidas dentro de las distribuidoras son generalmente calculadas mediante estimaciones, siendo necesario el uso de herramientas computacionales de análisis de redes a más de disponer de la mayor cantidad de información posible en cuanto a las características eléctricas de los componentes que constituyen el sistema, demanda de potencia, consumos de energía, en fin tener la descripción de la red y las características de la carga servida por la empresa.

Debido a que no toda la información necesaria suele estar disponible, el proceso de estimación de pérdidas se vuelve mucho más complejo debiendo realizar suposiciones y aumentando la incertidumbre en los resultados.

2.4.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Se las obtiene como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas del sistema, estas pérdidas a diferencia de las pérdidas técnicas es energía que se utiliza por algún usuario registrado o no en el sistema comercial de la empresa distribuidora la misma que no recibe la respectiva retribución por el servicio prestado.

Se puede decir que las pérdidas no técnicas de energía se deben a varios factores, unos ocasionados por parte de la empresa como problemas técnicos,



comerciales y administrativos y otros que afectan el comportamiento normal de los clientes como son los factores económicos, culturales o sociales.

Las pérdidas de energía no técnicas se las puede dividir entre pérdidas de energía gestionables y no gestionables. Las pérdidas de energía gestionables son aquellas que se dan dentro de zonas consideradas normales donde la empresa puede realizar el control de una manera segura, en tanto que las pérdidas de energía no gestionables tienen lugar en zonas conflictivas con graves problemas de orden público, por lo cual para realizar acciones de control la empresa necesita ayuda de la fuerza pública.

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

- Fallas Administrativas
- Fraude y Hurto

2.4.2.1. FALLAS ADMINISTRATIVAS

Estas pérdidas son originadas debido a errores en los diferentes procesos de gestión comercial y administrativa de la empresa; entre los cuales se puede mencionar:

- *Errores en el proceso de ingreso de nuevos clientes*

Se pueden producir cuando los contratistas encargados de instalar los medidores de los nuevos clientes, no entregan a tiempo la información al departamento comercial de la empresa, por lo que estos nuevos usuarios no son registrados de manera oportuna en el sistema de comercialización, consumiendo energía sin tener que pagar por ella. Así mismo se pueden cometer errores por parte del personal encargado de realizar el ingreso de datos de los clientes, afectando de esta manera la calidad de la información registrada en el sistema comercial de la empresa.



- *Errores en el proceso de lectura*

El proceso de lectura es uno de los procesos más críticos, que de no realizarse de manera efectiva, podría generar pérdidas de energía considerables.

Los errores se producen por la toma incorrecta del valor registrado en el medidor de los clientes por parte de los lectores encargados de anotar los consumos, lo cual causa una facturación mayor o menor de la energía realmente consumida.

Otra causa de errores en la lectura de las mediciones se debe al propio estado en el que se encuentra el equipo de medición, pudiendo éste estar obsoleto, registrando consumos no reales.

- *Errores en el proceso de facturación*

El correcto desarrollo de este proceso conjuntamente con lecturas confiables garantiza el cobro real de la energía consumida por los clientes.

Una práctica común en las distribuidoras es realizar la estimación de consumos mediante un factor que pondera la medición del medidor de un usuario para poder registrar su consumo. Esto no es recomendable, ya que se basa en supuestos, produciendo una medición menor o mayor que el consumo real afectando los datos para su posterior facturación.

Durante el proceso de facturación también se pueden presentar irregularidades por parte del personal encargado de realizar el mismo, ya que pueden alterar los parámetros de facturación llegando a favorecer a personas o entidades conocidas.

2.4.2.2. FRAUDE Y HURTO

Existen diversas maneras mediante las cuales los usuarios, clientes o no de la empresa, pueden usar la energía de manera ilícita, interviniendo las redes del sistema de distribución o alterando su equipo de medida.

Entre las prácticas de hurto más comunes tenemos:



- *Energía sin legalizar*

Son aquellas conexiones que se derivan del sistema de distribución sin autorización por parte de la empresa distribuidora por lo cual estas conexiones clandestinas no poseen ningún tipo de medición. Es común encontrar este tipo de conexiones para actividades relacionadas a la construcción como pueden ser soldadoras, concretadoras, etc., también por parte de vendedores ambulantes, en fiestas populares, en asentamientos irregulares o invasiones, etc.

Este tipo de pérdidas es muy difícil de combatir ya que son por lo general conexiones temporales, además el infractor no posee vínculo comercial con la empresa por lo que es complicado recuperar el valor de la energía consumida. Una de las mejores alternativas para combatir este tipo de pérdidas es a través de la construcción de redes lo menos vulnerables posible.

- *Línea Directa*

Se denomina línea directa a las conexiones ilegales que se derivan desde el sistema de distribución hacia los usuarios, los mismos que se encuentran registrados en el sistema de la empresa y que bien pueden estar al día o atrasados en el pago del servicio.

En este caso a diferencia de la energía sin legalizar es menos difícil realizar el control, ya que se puede llegar a identificar a los infractores, pudiendo de esta manera multar y sancionar a los mismos, con lo cual se puede recuperar el valor de la energía consumida ilegalmente.

Las pérdidas de energía no técnicas también se deben a fraudes ocasionados por los clientes de la empresa, entre los cuales tenemos:

- *Adulteración del equipo de medición*

Son todas las maniobras irregulares realizadas por personal ajeno a la empresa en el equipo de medida de los clientes, buscando de esta manera tener subfacturación respecto del valor real del consumo de energía. Para el caso de medidores de inducción, estas maniobras ocasionan movimiento más



lento del disco, logrando registrar menos energía de la verdaderamente consumida.

Se pueden detectar las adulteraciones internas del equipo de medida mediante la revisión de los sellos de seguridad, los cuales pueden estar rotos o adulterados, de igual manera revisando la carcasa, ya que otra práctica común para acceder a la parte interna del equipo de medida es mediante la perforación de la misma.

- *Fase interrumpida*

Este fraude se lo puede encontrar para el caso de medidores con más de dos hilos, el cual consiste en puentear una de las fases, lo que produce una detención total o parcial del mecanismo de registro de los medidores. Este fraude al igual que la adulteración del equipo de medida conduce a una subfacturación.

- *Adulteración de la señal medida*

Los clientes que tienen grandes consumos como son industrias, comercios, viviendas lujosas, etc., requieren de medición indirecta es decir la utilización de transformadores de potencial y transformadores de corriente cuyo objetivo es adaptar las señales a los equipos de medición.

El fraude se produce al alterar las conexiones en los transformadores de potencial y de corriente, con lo cual se adulteran las señales de tensión y corriente que son enviadas al medidor de energía, produciendo subfacturación al igual que los fraudes descritos anteriormente.

2.4.2.3. ASPECTOS RELACIONADOS CON LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Entre los aspectos que contribuyen a las pérdidas no técnicas por parte de la comunidad sobresalen los siguientes:

- La vulnerabilidad de los equipos y las redes del sistema de distribución que facilitan las conexiones ilegales por parte de los infractores.



- Cuando los clientes consideran que el precio de la energía es demasiado elevado, prefiriendo no pagar por el servicio.
- Debido a una situación socioeconómica desfavorable de los clientes, lo que imposibilita el pago normal de sus facturas, propiciando el uso ilegal de la energía.
- Cuando la empresa distribuidora de energía no ofrece alternativas atractivas de pago del servicio.
- Falta de educación en el uso adecuado de la energía eléctrica.
- Debido a la idiosincrasia de la gente, sosteniendo que el uso de la energía es un derecho, más no un servicio por el cual se tiene que pagar.
- Falta de instalaciones para atención al público (pagos, reclamos, peticiones).
- Acuerdos entre usuarios o comunidades que concuerdan por ejemplo, en no pagar por el servicio, esto se puede tener debido a un sentido de insatisfacción del cliente con el servicio brindado por la empresa.
- Baja apreciación de sanciones y multas por parte de los infractores.

2.5. EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROGRAMAS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE REDES DISPONIBLES EN LA CNEL S.A. REGIONAL EL ORO

CNEL S.A. Regional El Oro, cuenta con equipos de medición como son los Varcorders Model 910 y los medidores ION 7650. Además posee programas computacionales como: ArcGIS 9 y SynerGEE Electric 3.8. A continuación se describe las características técnicas de los equipos de medición y a modo general cada uno de los programas computacionales.



2.5.1 EQUIPOS DE MEDICIÓN

2.5.1.1. VARCORDER MODEL 910

Los Varcorders son equipos utilizados para registrar valores de corriente y factor de potencia en intervalos de tiempo que pueden ir desde los 5 segundos hasta los 30 minutos. A continuación se presentan las características más importantes de estos equipos:

Cuadro 2.1 Especificaciones del Varcorder

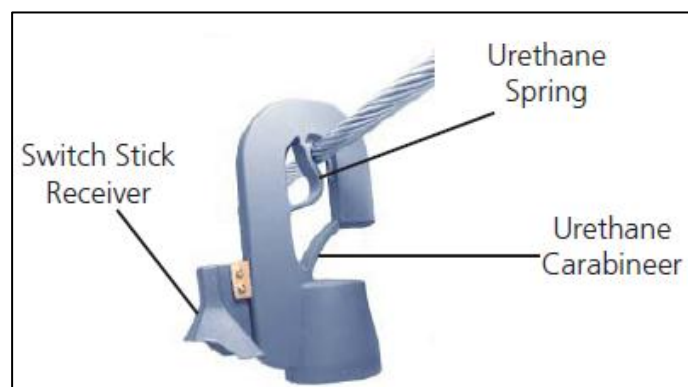
ESPECIFICACIONES	
MODELO	6-910
TIPO	Kit de Varcorder 3 Varcorders Cable Serial IrDA Software Softlink Adaptador Universal para pértiga Funda de Transporte
Rango de Operación	
Voltaje	69 kV
Corriente	1 a 2000 A
Resolución	
Amperios 1 a 99.9 A	0.1 A
Amperios 100 a 2000 A	1 A
Factor de Potencia	0.01
Precisión	
Corriente	± 1%
Factor de Potencia	± 0.01 (desde -0.71 a +0.71)
Frecuencia	50 o 60 Hz
Mecánica	
Peso	1.5 lbs (0.68 kg)
Dimensiones	24.77 cm x 12.07 cm x 7.62 cm
Temperatura de Operación	-20 a 60 °C
Batería	9 V Alcalina
Uso Interior/ Exterior	
Humedad Relativa	90 %
Altitud	3000 m

Requerimientos del Software	Softlink
Procesador	100 MHz o Mayor
RAM	32 MB (64 MB recomendado)
Espacio en Disco	25 MB
Espacio de Recolección de Datos	32000 intervalos de registro

FUENTE: SensorLink. Varcorder Operators Manual Model 910

Para el montaje de estos equipos se realizan los siguientes pasos:

Figura 2.3 Varcorder



FUENTE: SensorLink. Varcorder Operators Manual Model 910

1. Conectar el adaptador receptor (Switch Stick Receiver) al Varcorder.
2. Conectar el adaptador (Switch Stick Adapter) a la pértiga.

Figura 2.4 Switch Stick Adapter



FUENTE: SensorLink. Varcorder Operators Manual Model 910

3. Insertar el adaptador (Switch Stick Adapter) dentro del receptor (Switch Stick Receiver) y girar hasta que el Varcorder quede fijado a la pértiga.
4. Colocar el Varcorder sobre el conductor.
5. Empujar hacia abajo para que el conductor quede bien fijado en el resorte de Uretano del Varcorder.
6. Desenrosque el adaptador (Switch Stick Adapter) para liberar el Varcorder de la pértiga.

Para desmontar los Varcorder se sigue el siguiente procedimiento:

1. Conectar el adaptador (Switch Stick Adapter) a la pértiga.
2. Mediante la pértiga enroscar el adaptador (Switch Stick Adapter) dentro del adaptador receptor (Switch Stick Receiver) hasta que este quede bien fijado.
3. Empujar hacia arriba para desenganchar el conductor que se encuentra fijado en el resorte de Uretano, así logrando liberar el Varcorder.

Para descargar las mediciones y configurar el Varcorder se utiliza el software *Softlink*.

Figura 2.5 Pantalla Principal de SoftLink

Fuente: Fuente propia

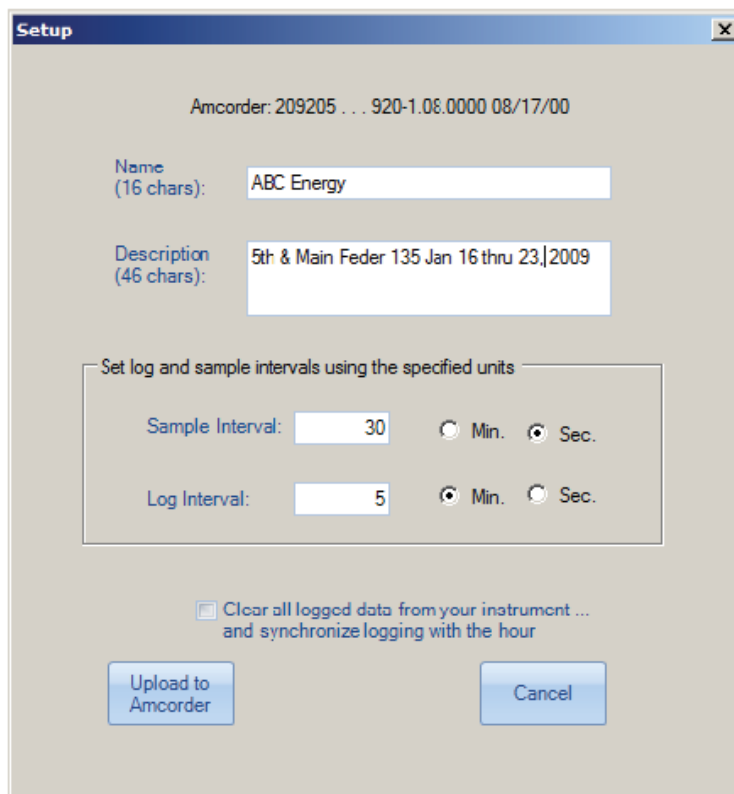
La comunicación de datos entre el Varcorder y el computador se da mediante el estándar IrDA que permite comunicación bidireccional a través de rayos infrarrojos.

Para descargar los datos almacenados en la memoria se siguen los siguientes pasos:

1. Conectar el cable IrDA en la PC.
2. Coloque el Varcorder de tal manera que el puerto IrDA ubicado en la parte inferior del mismo se encuentre frente al puerto IrDA de la PC. Asegúrese que solo un Varcorder se esté comunicando con el puerto IrDA de la PC.
3. Abrir Softlink
4. Cuando Softlink detecte el dispositivo, los datos se transfieren a una hoja de cálculo.

Además en el software Softlink se puede configurar a través de la opción Setup los parámetros de operación de los Varcorder.

Figura 2.6 Pantalla Setup



Fuente: Fuente propia

Name: Identifica el Varcorder hasta con 16 caracteres alfanuméricos y símbolos.

Description: Describe el Varcorder con las indicaciones que se deseen, hasta con 46 caracteres de longitud, pudiendo ser por ejemplo la dirección en donde se lo va a ubicar.

Sample Interval: Indica con qué frecuencia se toman muestras de los valores de corriente y factor de potencia.

Log Interval: Indica con qué frecuencia se registran los valores de corriente y factor de potencia en la memoria del Varcorder. El valor que registra es el promedio de los valores obtenidos mediante el muestreo para cada intervalo de registro. El intervalo de muestreo no puede ser mayor al intervalo de registro, por ejemplo se puede tener un intervalo de muestreo de 1 minuto y el intervalo de registro de 15 minutos. La capacidad de almacenamiento de datos de estos equipos es de 32000 registros, lo cual se condiciona por la duración de la batería.



Cuadro 2.2 Capacidad de registro del Varcorder

Intervalo de Registro (segundos)	Intervalo de Registro (minutos)	Días posibles de registro
1800	30	1333*
900	15	666*
600	10	444*
300	5	111
60	1	22
30		11
5		1.85

* Excede la expectativa de vida útil de la batería

FUENTE: SensorLink. Varcorder Operators Manual Model 910

Synchronization: Seleccionando la opción “Clear all logged data from the Varcorder... and synchronize logging to the hour” se borrarán todos los datos registrados en la memoria del Varcorder y se sincronizará la hora del equipo con la hora del computador.

La duración de las baterías de 9V que requiere el Varcorder para funcionar se ve afectada por el intervalo de muestreo que se elija al momento de configurarlo y por la temperatura ambiente en la que operará el equipo. En el siguiente cuadro se indica la expectativa de vida útil para baterías alcalinas y baterías de Litio a una temperatura ambiente de 20 °C.

Cuadro 2.3 Expectativa de Vida Útil de baterías Alcalinas y de Litio

Intervalo de Muestreo (segundos)	Expectativa de Vida para batería Alcalina 9V (Días)	Expectativa de Vida para batería de Litio 9V (Días)
60	180	360
30	120	240
15	75	180
10	60	120
5	28	60

El tiempo de operación de las baterías alcalinas se reduce al 25% para temperaturas de -20 °C.
 El tiempo de operación de las baterías de Litio se reduce al 75% para temperaturas de -20 °C.

FUENTE: SensorLink; Varcorder Operators Manual Model 910

2.5.1.2. ION 7650

ION 7650 es un equipo de medición muy flexible, ya que permite medir una gran variedad de parámetros eléctricos como:

Figura 2.7 Medidor ION 7650



FUENTE: Schneider Electric. Manual de Instalación de ION7650



- Corrientes
- Voltajes
- Factor de potencia
- Demanda
- Energía
- Armónicos, etc.

Estos equipos se pueden instalar en la red de baja tensión sin la necesidad de emplear transformadores de potencial TP's debido a que están diseñados para soportar hasta una tensión de 600 V. Por otra parte es necesario utilizar transformadores de corriente TC's debido a que el medidor tiene entradas de corriente estándar de 5 a 20 A.

Las especificaciones ambientales para su correcto funcionamiento son las siguientes:

- Temperatura de operación: -20°C a $+70^{\circ}\text{C}$ (sinformación de hielo)
- Humedad: 5 a 95% no-condensación
- Almacenamiento: -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$ (-40°F a 185°F)
- Altitud: menos de 2000 m a nivel del mar

2.5.2. PROGRAMAS COMPUTACIONALES

2.5.2.1. SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG)

Un Sistema de Información Geográfica SIG es un sistema de información especializado en el manejo y análisis de información geográfica. Está conformado por un conjunto de herramientas informáticas que captura, almacena, transforma, analiza, gestiona y edita datos georeferenciados con el fin de obtener información territorial para resolver problemas complejos de planificación, gestión y toma de decisiones apoyándose en la cartografía⁵.

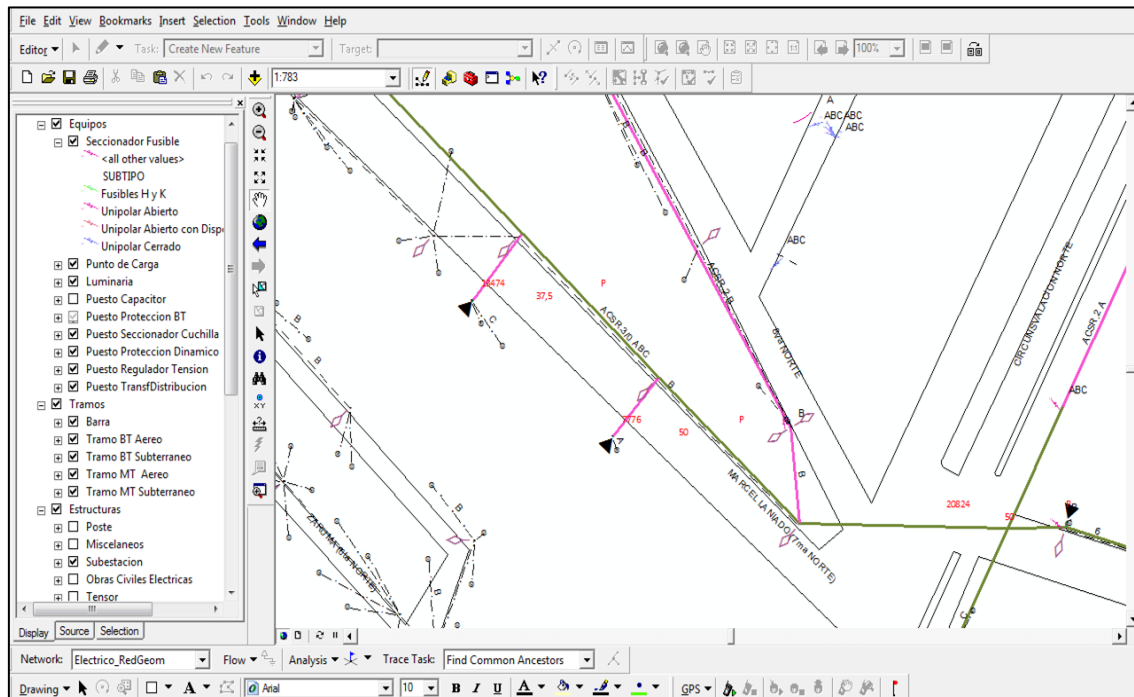
Dicho de otra manera, es un Sistema de Información con la facultad de integrar, almacenar, editar, analizar, compartir y desplegar datos referenciados

⁵ORTEGA FLORES, Esteban. *Curso de ArcGis*. SENCICO TACNA. Perú

geográficamente. Los SIG son herramientas que permiten a los usuarios crear consultas interactivas, analizar la información espacial, editar datos, mapas y presentar los resultados de todas estas operaciones.

CNEL S.A. Regional El Oro tiene disponible como software de información geográfica, el paquete computacional ArcGIS de la casa comercial ESRI.

Figura 2.8 Interfaz de ArcMap 9.3



Fuente: Fuente propia

⁶ArcGIS es un software GIS diseñado para trabajar a nivel multiusuario. Consta de dos componentes esenciales:

- a) ArcGIS “Desktop”
- b) ArcGIS “Server”

ArcGIS Desktop es un conjunto integrado de aplicaciones SIG con sus tres módulos: ArcCatalog, ArcMap y ArcToolbox.

- ArcCatalog es un explorador de los datos incorporado al sistema, es decir que facilita la identificación de los archivos, su localización y su administración como renombrar, borrar, mover.

⁶VICENTE, José Luis; BEHM, Virginia. Consulta, Edición y Análisis Espacial con ArcGIS.2008



- ArcMap es la aplicación central de ArcGIS, que permite la visualización, consulta, análisis y presentación de los datos geográficos.
- ArcToolbox es un conjunto de herramientas que permite convertir archivos desde y hacia otros formatos, así como realizar operaciones relativas a la geometría de los datos y sus tablas asociadas.

ArcGIS "Server" es una plataforma con tecnología para servidor para crear aplicaciones y servicios SIG profesionales capaces de gestionar, visualizar y analizar información geográfica de forma centralizada.

2.5.2.2. SYNERGEE ELECTRIC 3.8

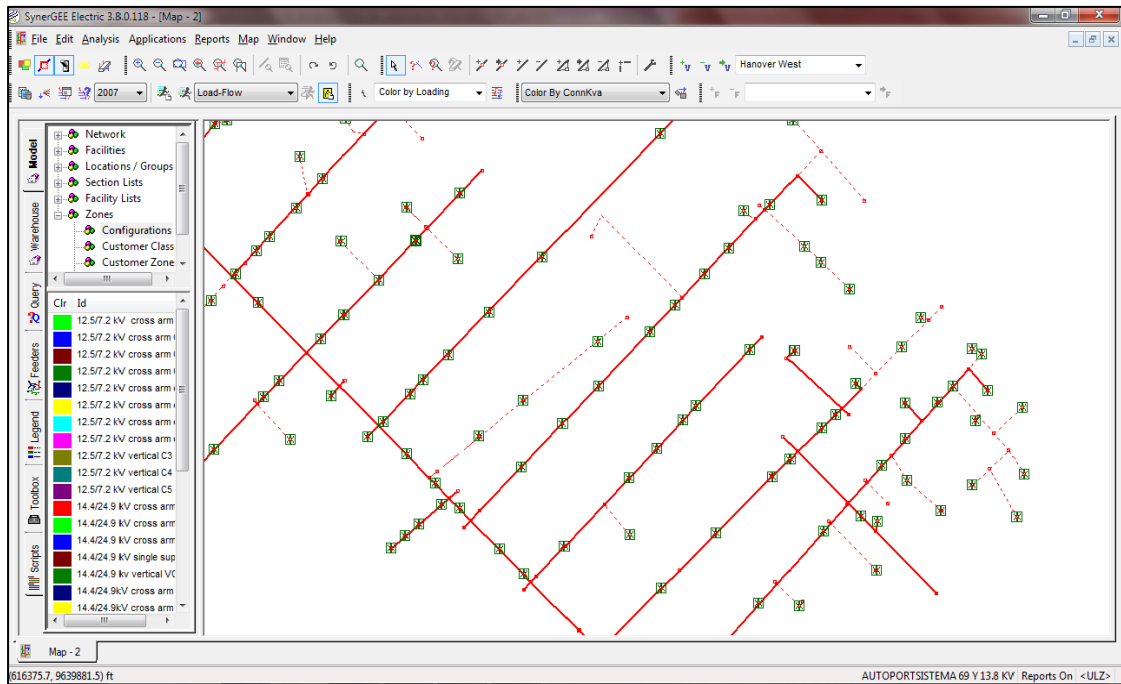
SynerGEE Electric es un software de simulación usado para modelar y analizar sistemas eléctricos de distribución, la compañía proveedora de este programa es Advantica de origen estadounidense, la misma que es líder mundial en tecnología de simulación e ingeniería, este programa tiene la capacidad de:

- Análisis de flujos de carga
- Flujos de falla
- Confiabilidad
- Armónicos
- Contingencias
- Coordinación de dispositivos de protecciones
- Pronóstico de la demanda eléctrica
- Aplicaciones de distribución de carga
- Balanceo de carga
- Dimensionamiento y ubicación de capacitores
- Optimización de la configuración del sistema eléctrico
- Localización de fallas
- Reducción de nodos eléctricos

Además permite analizar una red utilizando una función de crecimiento de carga, con lo que se puede ver el funcionamiento del sistema en años futuros de acuerdo al crecimiento que se le indique al programa⁷.

⁷ SynerGEE Electric 3.8, .Manual Técnico. 2008

Figura 2.9 Interfaz de SynerGEE Electric 3.8



Fuente: Fuente propia

2.6. PLANES ESTRATÉGICOS, TÁCTICOS Y OPERATIVOS

Una buena planificación se constituye como una herramienta importante al momento de establecer, ejecutar y evaluar diferentes procesos, sean estos nuevos o existentes en la empresa.

Dentro de la planificación se debe optimizar los recursos con los que cuenta la empresa para la implementación y ejecución de los planes, esto incluye a los recursos financieros, humanos, materiales, etc.; haciendo uso de ellos en el momento oportuno evitando la subutilización de los mismos.

2.6.1. PLANES ESTRATÉGICOS

La planeación estratégica es una tarea encargada a la alta gerencia de la empresa, en ella se trazan las metas que se desean alcanzar en el mediano y largo plazo con lo que se pretende obtener resultados económicos favorables para la empresa.



Una vez definidas las metas u objetivos a cumplir, la empresa se compromete con el suministro de los recursos necesarios, tales como, recurso financiero, humano, tecnológico, etc.

Por otra parte los planes estratégicos son definidos para un tiempo específico durante el cual no sufre cambios, pero es necesario que la alta gerencia realice control sobre las variables involucradas en los procesos de tal manera que se logre cumplir con las metas planificadas.

2.6.2. PLANES TÁCTICOS

Definido el plan estratégico por parte de la alta directiva, es decir definidas las metas que se desean alcanzar, se deben realizar las técnicas y tácticas para llegar a cumplir con las metas planteadas, las personas encargadas de realizar esta planificación deben tener experiencia en los problemas previamente identificados y que se desean resolver.

Los planes tácticos contemplan inicialmente la cantidad de recursos de mano de obra y de materiales que serán necesarios para realizar las actividades planteadas, los cuales se transforman posteriormente en recursos financieros. Además se conoce que tipos de contratos se deben realizar en cuanto a mano de obra y materiales, tendiendo a ser lo más flexible en la contratación, ya que los problemas que se van a atacar con las tácticas propuestas pueden ir cambiando con el tiempo.

Ser flexible en la contratación se refiere a la facilidad que deben tener las personas encargadas de los contratos en cuanto a variar diferentes aspectos durante la ejecución del contrato como son la cantidad de equipos de trabajo, el perfil de los integrantes de los equipos de trabajo, la cantidad de personas dentro de los mismos, horarios, herramientas a utilizar, tipo de transporte, software, hardware, comunicaciones, entre otros.

Por ello el plan táctico, a diferencia del plan estratégico, tiene la característica de poder ser modificado según se vayan evaluando y analizando que actividades realizadas seguirían siendo rentables y cuáles no lo serían. La modificación debe conducir a mejorar la efectividad de las actividades



optimizando el uso de los recursos de manera que se cumpla con lo planificado.

2.6.3. PLANES OPERATIVOS

La planeación operativa es la etapa en la cual se ejecutan en el campo las acciones contempladas dentro del plan táctico con el personal y materiales necesarios y por ende con un presupuesto asignado.

Los planes operativos son realizados a corto plazo por ello son evaluados constantemente, en este plan se indica la manera de realizar las actividades, la intensidad de las acciones, el tiempo para realizar la tarea asignada, los equipos de trabajo, la tecnología requerida y por lo tanto el presupuesto requerido.

La planeación operativa es susceptible a sufrir cambios debido a la dinámica de los problemas dentro de la empresa por ello como ya se dijo anteriormente son evaluados constantemente para medir la efectividad de las acciones realizadas y poder volver a aplicarlas, rediseñarlas o simplemente eliminarlas del plan ya que no dan resultados dentro de lo planificado.



CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PARA LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se presenta una propuesta metodológica para combatir el problema de las pérdidas no técnicas de energía en el sistema de distribución, la metodología se basa en diferentes procesos que en conjunto y con un orden establecido de acuerdo a una planificación estratégica, táctica, operativa y de seguimiento, conducen a reducir y mantener controlado el nivel de pérdidas de energía no técnicas.

El proceso principal dentro de la metodología es el proceso de “Sectorización de Pérdidas” mediante el cual se pretende direccionar las acciones de revisión y control hacia los sectores con mayor índice de hurto optimizando de esta manera tiempo y recursos.

Los procesos que complementan la metodología consisten en disminuir la vulnerabilidad de las redes eléctricas considerando nuevas opciones en cuanto a configuraciones de red, conductores, etc., por otra parte se tiene el proceso de revisión y normalización de clientes, este proceso se lo dirige de acuerdo a los resultados del proceso de sectorización de pérdidas.

3.2. PROCESOS ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN Y SU INFLUENCIA EN EL PROCESO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS



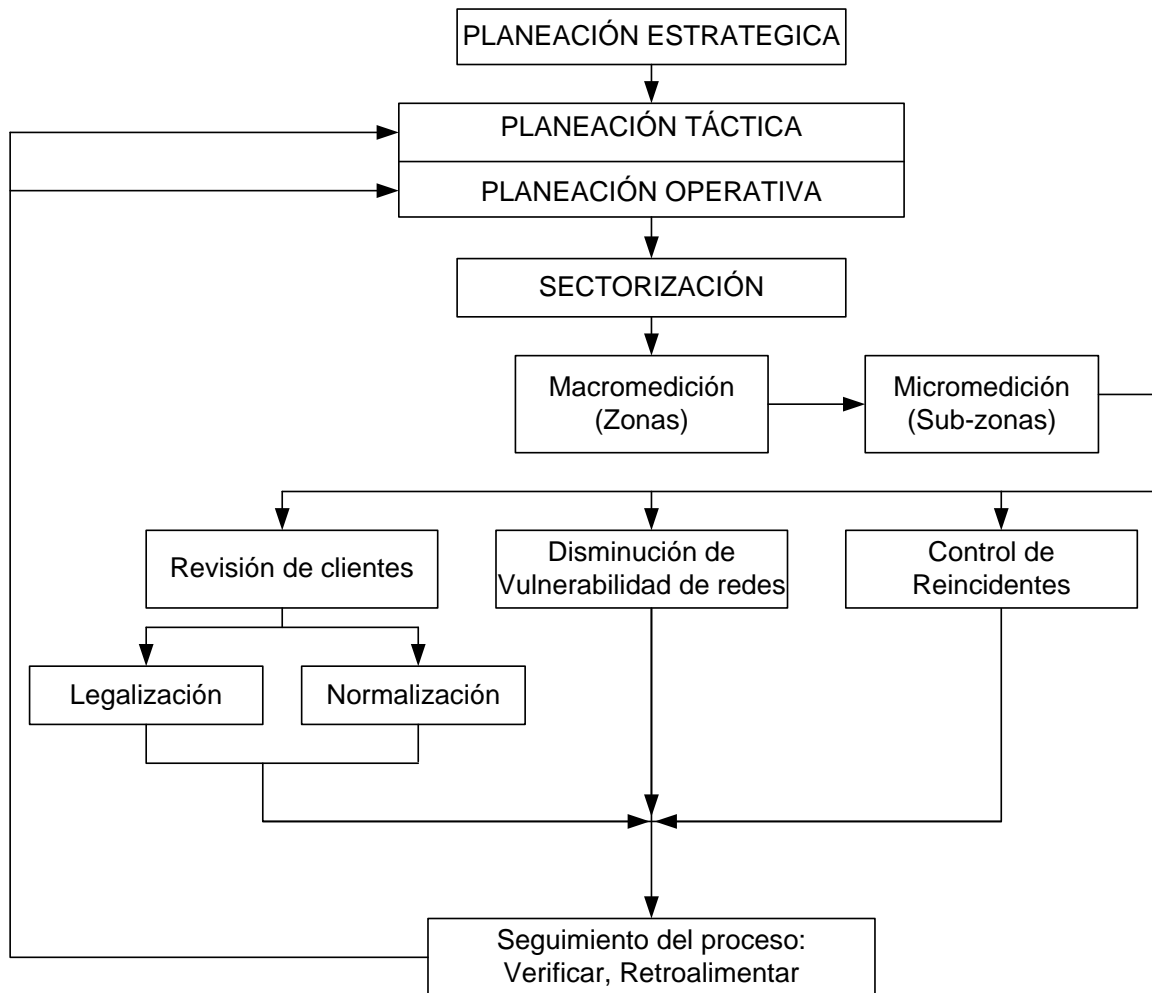
Dentro de la distribución existen varios procesos que tienen relación directa con el proceso de reducción y control, los cuales deberían realizarse de manera confiable y eficiente ya que pueden afectar de manera significativa, entre los más sensibles tenemos:

- Proceso de ingreso de nuevos clientes, pueden existir problemas en el caso de no ingresar los clientes a tiempo o cuando la información del cliente no es correcta llegando a tener inconvenientes en la facturación.
- Proceso de lectura, en este proceso debe garantizarse la calidad de las lecturas ya que esto favorece a que los balances energéticos sean confiables y no se cometan errores en el direccionamiento de las acciones de control.
- Proceso de facturación, se debe evitar facturar por estimación ya que se puede caer en subfacturación o sobrefacturación, para el proceso de reducción y control es muy importante facturar la energía real consumida por los usuarios.
- Proceso de sanciones y multas, es un proceso fundamental ya que es donde se cuantifica la energía recuperada por parte del proceso de control mediante la identificación de irregularidades en la red.
- Calidad de la información en el SIG, esta debe encontrarse actualizada en cuanto a cambios en las redes y equipos, nuevas cargas que ingresen al sistema, transferencias entre alimentadores, etc., ya que con esta información se procede a realizar los análisis técnicos y balances de energía.



3.3. FLUJO DEL PROCESO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

Figura 3.1. Flujo del proceso de reducción y control de pérdidas



Fuente: Fuente propia

- Planeación Estratégica, es una tarea encargada a la gerencia de la empresa, mediante la cual se establecen las metas a mediano plazo. El plan puede definirse como un indicador de pérdidas que garantice el cumplimiento de las normativas vigentes y la estabilidad económica de la empresa.



La planeación estratégica no debe sufrir cambios durante el tiempo que se determine para su ejecución, pero si se debe controlar las variables involucradas en los procesos definidos para lograr la meta propuesta.

- Planeación Táctica, los planes tácticos tienen por objetivo establecer las técnicas necesarias para el cumplimiento de las metas definidas dentro del plan estratégico.

Dichas técnicas hacen referencia a los procesos de reducción y control como son identificación de zonas con mayor índice de pérdidas no técnicas, revisión, legalización y normalización de clientes, disminución de vulnerabilidad de redes y control de clientes reincidentes.

Una vez identificados los procesos y su respectivo orden se deben definir las acciones que se deben cumplir en cada frente, esto determina el tipo de mano de obra necesaria, tipos de materiales y por consiguiente los recursos financieros para llevar acabo dichas acciones.

Los planes tácticos a diferencia de los planes estratégicos pueden sufrir cambios durante su etapa de ejecución conforme se vayan reflejando los resultados de su aplicación, es por esto importante realizar el seguimiento de las acciones verificando si se está cumpliendo con lo programado mediante la retroalimentación que recibe desde los diferentes procesos.

- Planeación Operativa, consiste en ejecutar en campo las acciones comprendidas en el plan táctico.

En este plan se realiza la programación de las labores semanales o mensuales, la cual puede ser rediseñada en respuesta a la dinámica que presenta el problema de las pérdidas no técnicas.

La parte principal de este plan es determinar la cantidad de recursos operativos que se requiere, es decir personal necesario, tiempo a emplear en las acciones programadas, cantidad de equipos y cantidad de materiales.



3.3.1. SECTORIZACIÓN DE PÉRDIDAS

Es el proceso mediante el cual se va analizar el nivel de pérdidas no técnicas mediante balances energéticos por zonas dentro de alimentadores primarios.

En este proceso se distinguen dos etapas: la primera denominada “Macromedición” y la segunda “Micromedición”, las cuales se realizan por alimentador primario.

La etapa de Macromedición consiste en realizar medición a nivel de media tensión en zonas con un número relativamente grande de transformadores de distribución y por ende de usuarios, luego a través de los balances de energía realizados para cada zona se determinan las zonas más críticas en cuanto a pérdidas no técnicas y es en estas en las cuales se realiza la segunda etapa Micromedición; la que comprende un grupo de transformadores más reducido con un menor número de usuarios que pueden ser identificados, revisados y controlados.

Tanto en la etapa de Macromedición como en la de Micromedición es necesario discriminar entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, para lo cual se han adoptado métodos de acuerdo al subsistema que se esté analizando.

3.3.1.1. SELECCIÓN DE ALIMENTADORES

En esta etapa se debe realizar una evaluación del estado de los alimentadores primarios pertenecientes a la empresa en cuanto a conocer cuales se encuentran con mayor nivel de pérdidas no técnicas. Este propósito se logra mediante un balance energético al año móvil para cada alimentador.

$$E_S = E_R + E_{AP} + E_{Ptot} \quad [3.1]$$

Donde:

E_S = Energía Suministrada

E_R = Energía Registrada

E_{AP} = Energía Consumida en Alumbrado Público



$E_{P_{tot}}$ = Energía de pérdidas totales

Siendo:

$$E_{P_{tot}} = E_{PT} + E_{PNT} \quad [3.2]$$

E_{PT} = Energía de pérdidas técnicas

E_{PNT} = Energía de pérdidas no técnicas

- *Energía Suministrada*: se la obtiene del medidor electrónico en cabecera, este toma mediciones de demanda cada 10 minutos.
- *Energía Registrada*: es la energía que se factura a los clientes por parte del sistema comercial de la empresa y los consumos propios de la misma.
- *Energía Consumida en Alumbrado Público*: es estimada a partir del inventario de luminarias de la empresa con un período de operación de 12 horas para luminarias de un solo nivel de potencia, para luminarias con doble nivel de potencia se consideran períodos de operación de 6 horas con el nivel de potencia 1 y 6 horas con la potencia 2.

Mediante el balance energético obtenemos las pérdidas totales, técnicas más no técnicas, por ello se deben realizar análisis técnicos con la finalidad de discriminar entre estos dos componentes. El análisis de pérdidas técnicas se lo realiza por alimentador mediante métodos definidos para cada subsistema dentro de la red de distribución como se indica en la siguiente sección, mientras que la determinación de las pérdidas no técnicas se muestra en la sección 3.3.1.3.

De esta manera se conoce el nivel de pérdidas no técnicas para cada alimentador, teniendo prioridad en la aplicación de la sectorización de pérdidas aquellos alimentadores con los niveles de pérdidas no técnicas más elevados.



3.3.1.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

A continuación se detalla los métodos a usar para el cálculo de pérdidas técnicas de energía para los diferentes subsistemas de la red eléctrica, presentando en primer lugar el proceso de migración de los alimentadores y circuitos secundarios desde el SIG al software de análisis técnico SynerGEE Electric 3.8.

3.3.1.2.1. MIGRACIÓN GIS-SYNERGEE ELECTRIC 3.8

Para realizar la migración de los alimentadores primarios se utiliza la macro Interfaz GIS-SynerGEE MT.mxd la cual genera el modelo desde el arranque del alimentador en la subestación hasta el transformador de distribución.

Por otra parte la macro Interfaz GIS-SynerGEE Trafo.mxd genera el modelo de la red secundaria asociada a su respectivo transformador de distribución.

A continuación se presenta los pasos necesarios para ejecutar cada una de las macros hasta llegar a modelar los alimentadores primarios, así como las redes secundarias.

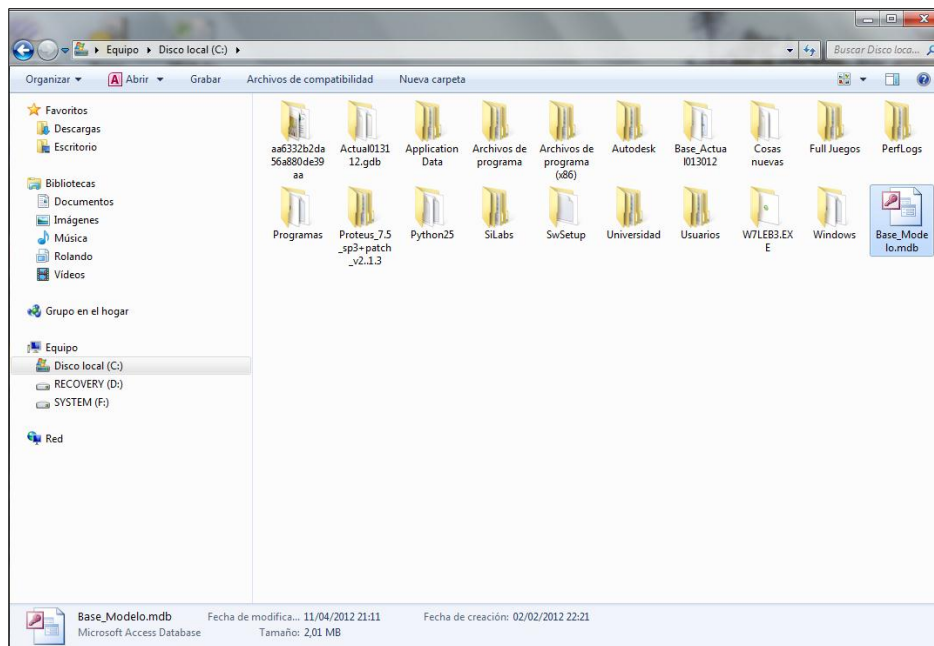
3.3.1.2.1.1. INTERFAZ GIS-SYNERGEE MT

El proceso mediante el cual se migran los alimentadores primarios del sistema de Información Geográfica SIG al software de análisis técnico SynerGEE Electric 3.8 es el siguiente:

1. Ubicar el archivo Base_Modelo.mdb en la unidad de disco C:\ y verificar que no existan registros en ninguna tabla del archivo antes mencionado.

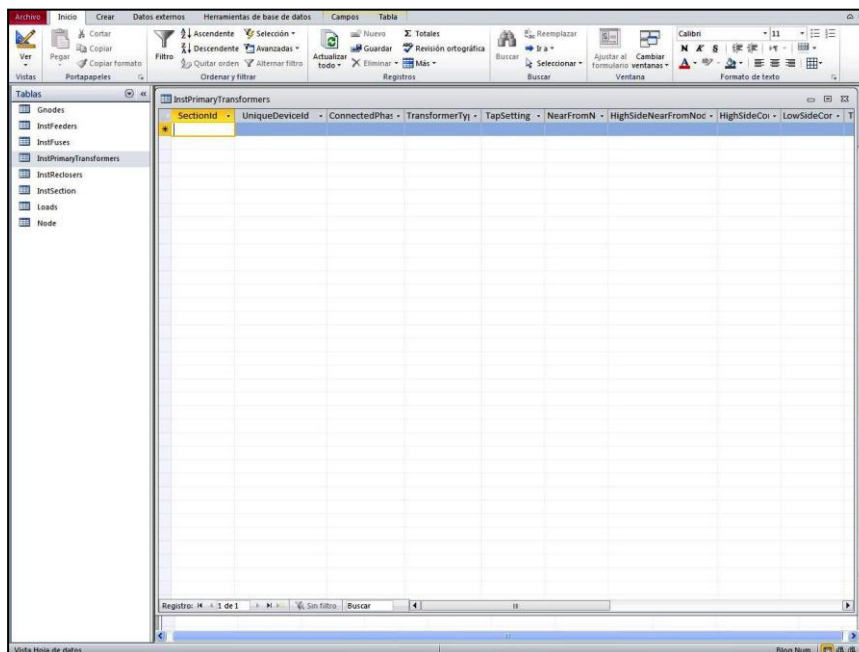


Figura 3.2. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 1



Fuente: Fuente propia

Figura 3.3. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 1



Fuente: Fuente propia

2. Ejecutar el archivo Interfaz GIS-SynerGEE MT.mxd y dar clic en Cancel.

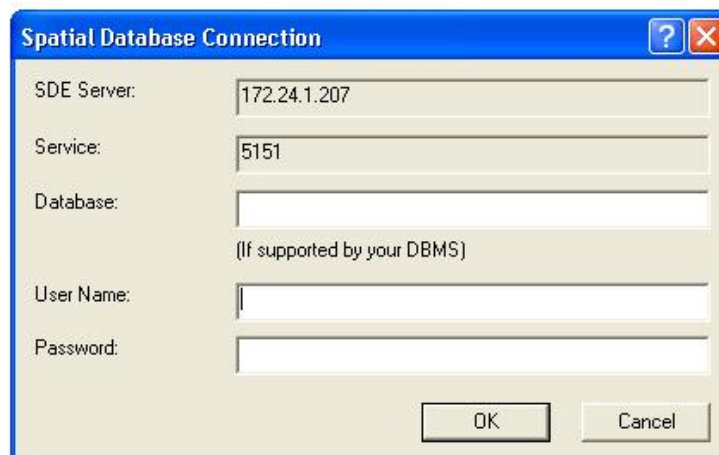
Figura 3.4. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 2



Fuente: Fuente propia

3. Ingresar el siguiente usuario y contraseña:

Figura 3.5. Migración GIS-SynerGEE MTPaso 3



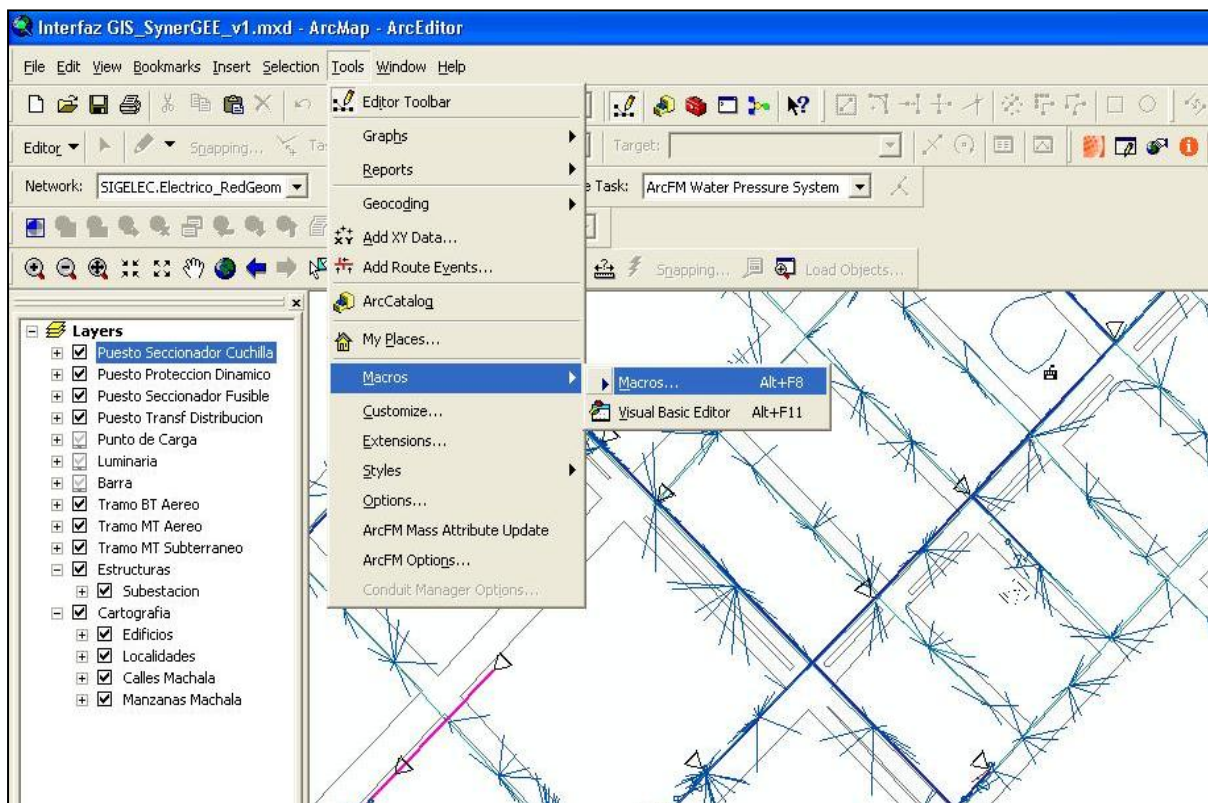
Fuente: Fuente propia

Usuario: sigelec

Contraseña: sigelec

4. Ir a Tools → Macros → Interfaz → Run

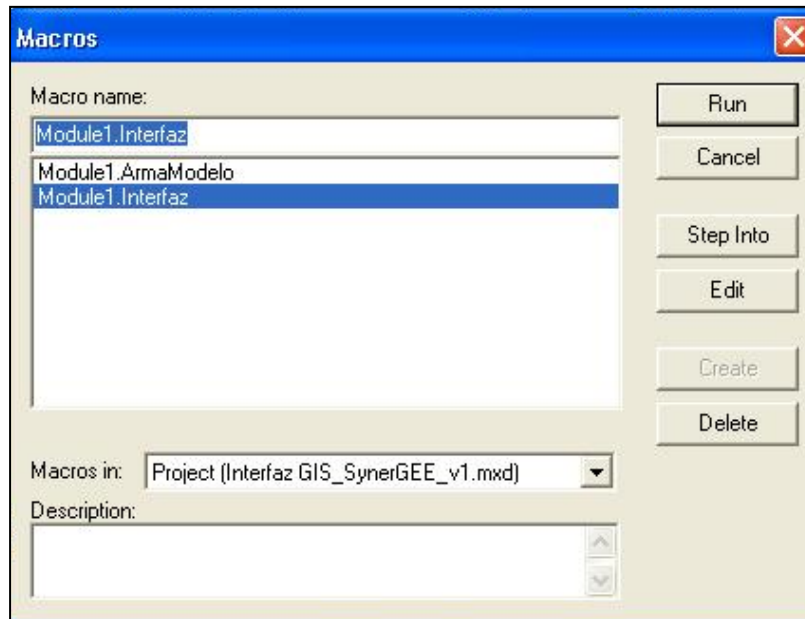
.Figura 3.6. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 4



Fuente: Fuente propia



Figura 3.7. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 4



Fuente: Fuente propia

5. Ingresar el código de alimentador a modelar y dar clic en generar modelo.

Figura 3.8. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 5



Fuente: Fuente propia

6. Al finalizar la migración se muestra un mensaje que indica al usuario que el proceso terminó correctamente, en caso de existir secciones

desconectadas se genera una hoja de Excel con la respectiva identificación de cada sección.

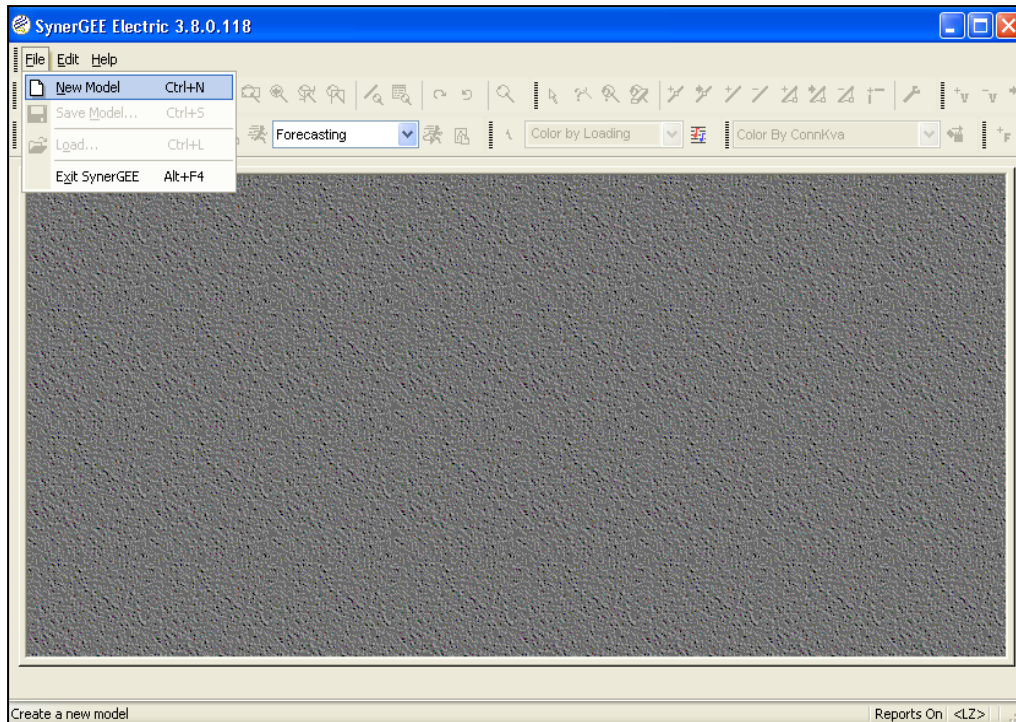
Figura 3.9. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 6



Fuente: Fuente propia

7. Se cambia de nombre al archivo Base_Modelo.mdb a voluntad del usuario.
8. Luego vamos al software SynerGEE Electric 3.8 damos clic en File → New Model.

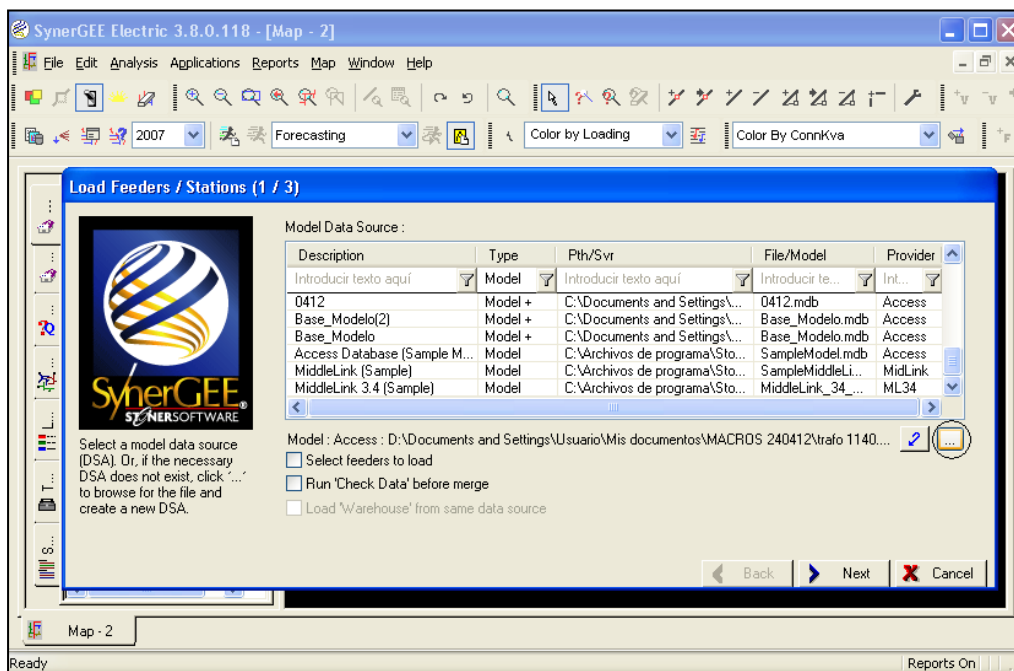
Figura 3.10. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 8



Fuente: Fuente propia

9. Damos clic en el botón indicado en la figura y buscamos el archivo .mdb al que previamente se le cambio el nombre.

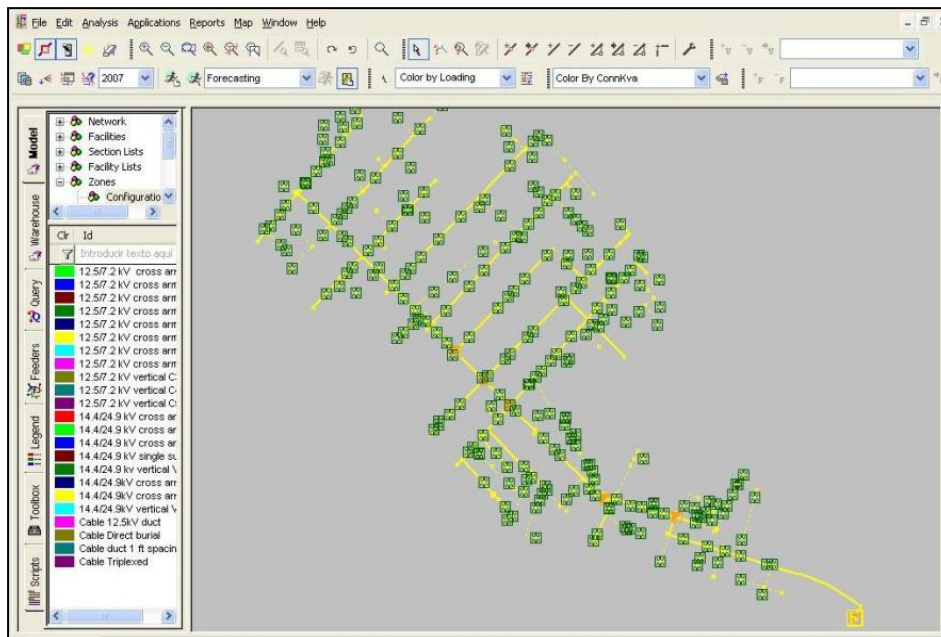
Figura 3.11. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 9



Fuente: Fuente propia

10. Finalmente se abre el archivo y aparece el alimentador que se escogió para modelar.

Figura 3.12. Migración GIS-SynerGEE MT Paso 10



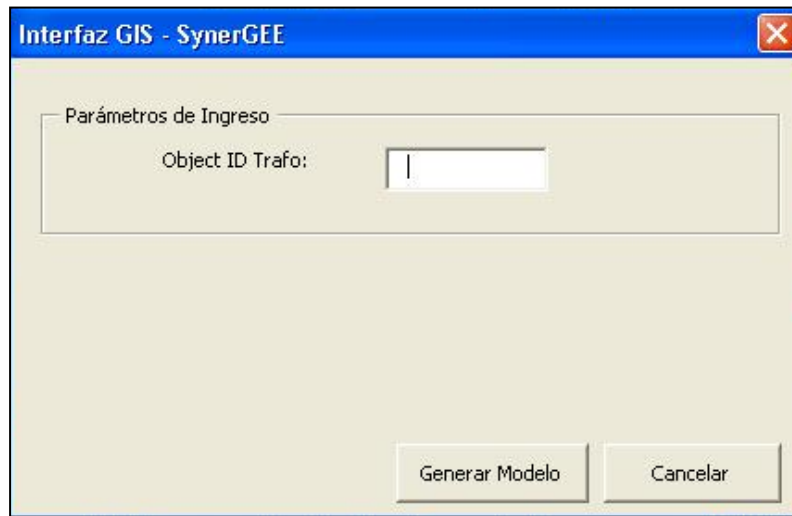
Fuente: Fuente propia

3.3.1.2.1.2. INTERFAZ GIS-SYNERGEE TRAF0

Para realizar el proceso de migración de las redes secundarias se sigue el siguiente procedimiento:

1. Ubicar el archivo Base_Modelo.mdb en la unidad de disco C:\ y verificar que no existan registros en ninguna tabla del archivo antes mencionado.
2. Ejecutar el archivo Interfaz GIS-SynerGEE Trafo.mxd y dar clic en Cancel.
3. Ingresar el siguiente usuario y contraseña:
 Usuario: sigelec
 Contraseña: sigelec
4. Ir a Tools → Macros → Interfaz → Run
5. Ingresar el Object Id del transformador de distribución asociado a la red secundaria que se desea migrar y dar clic en generar modelo.

Figura 3.13. Migración GIS-SynerGEE Trafo Paso 5



Fuente: Fuente propia

6. Al finalizar la migración se muestra un mensaje que indica al usuario que el proceso terminó correctamente.

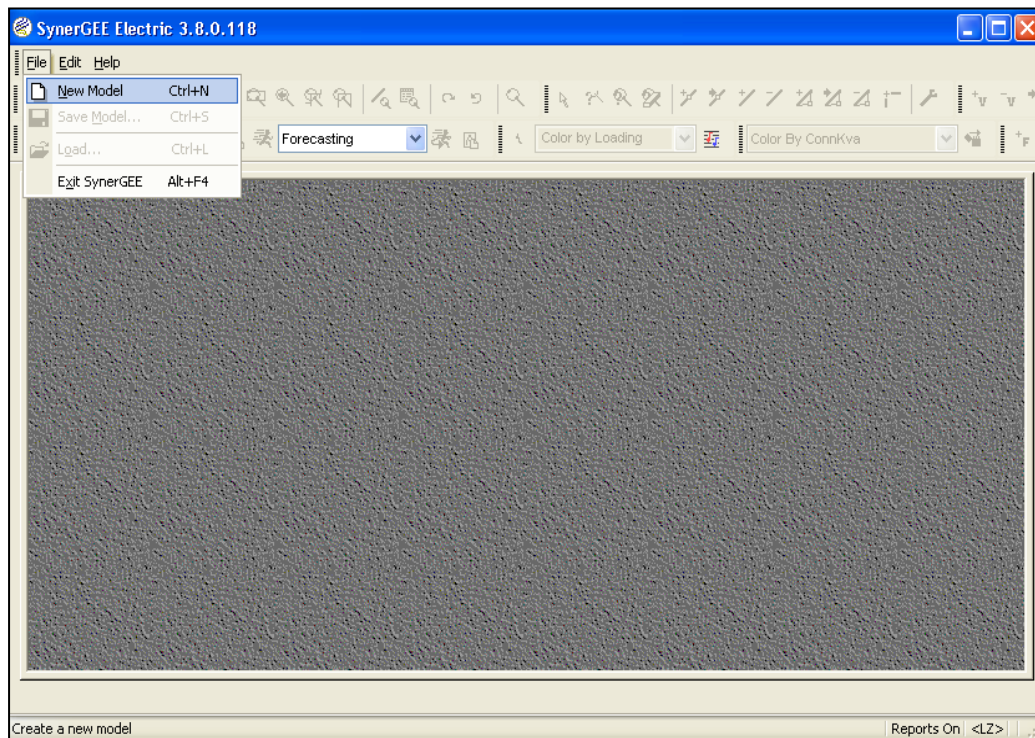
Figura 3.14. Migración GIS-SynerGEE Trafo Paso 6



Fuente: Fuente propia

7. Se cambia de nombre al archivo Base_Modelo.mdb al nombre que desee el usuario.
8. Luego vamos al software SynerGEE Electric 3.8 damos clic en File → New Model.

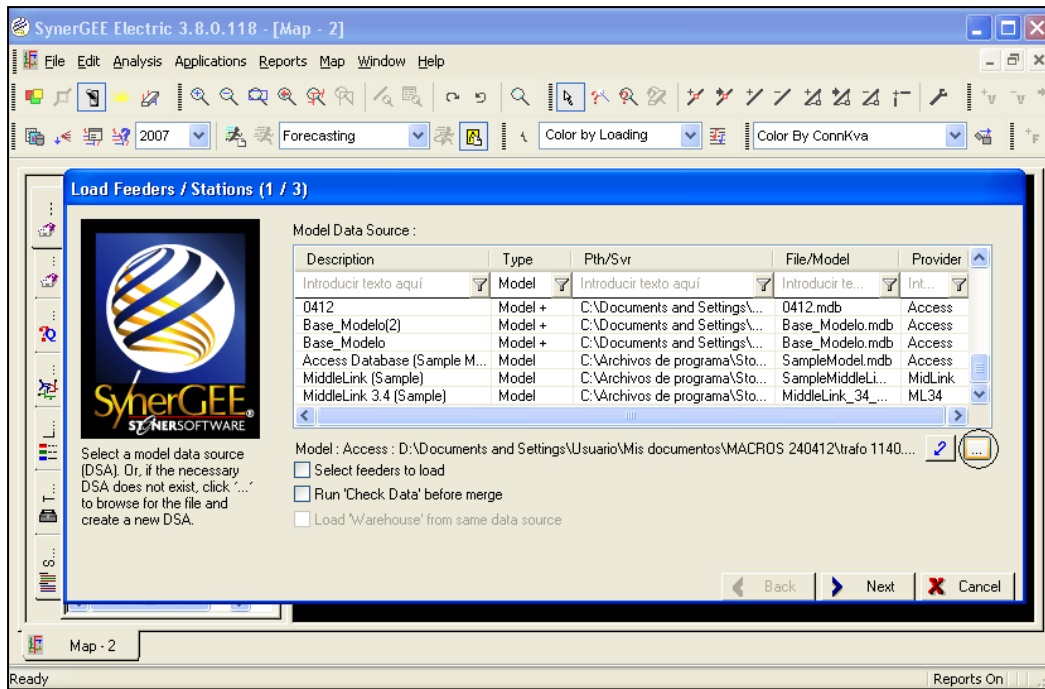
Figura 3.15. Migración GIS-SynerGEE Trafo Paso 8



Fuente: Fuente propia

9. Damos clic en el botón indicado en la figura y buscamos el archivo .mdb al que previamente se le cambio el nombre.

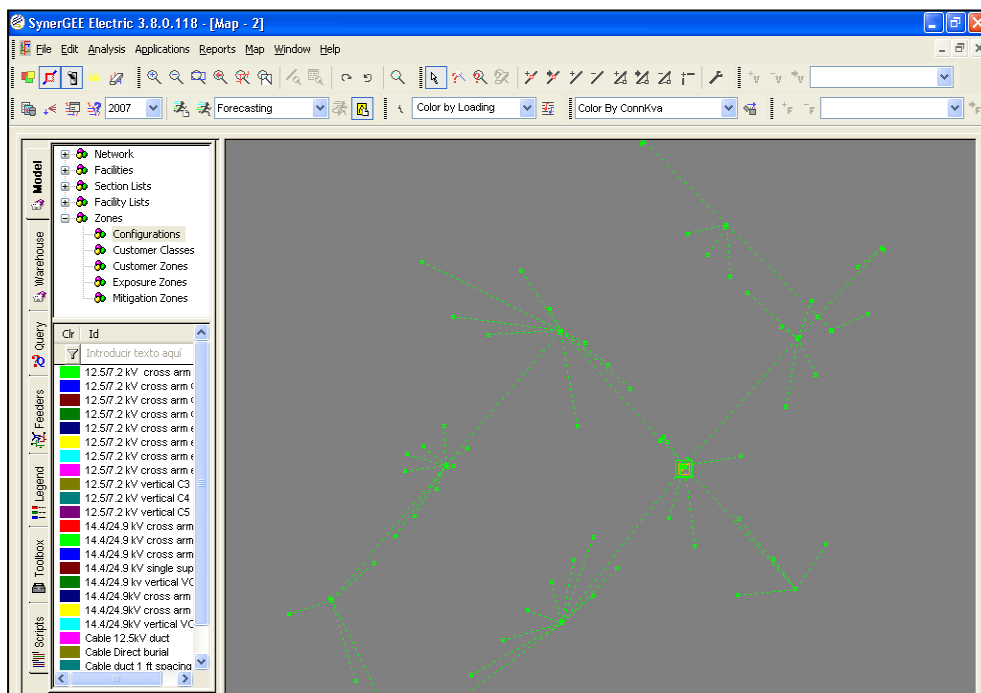
Figura 3.16. Migración GIS-SynerGEE Trafo Paso 9



Fuente: Fuente propia

10. Finalmente se abre el archivo y aparece la red secundaria que se escogió para modelar.

Figura 3.17. Migración GIS-SynerGEE Trafo Paso 10



Fuente: Fuente propia



Con los procedimientos anteriores se logra llevar tanto alimentadores como redes secundarias desde el GIS hacia el software de análisis técnico SynerGEE Electric 3.8.

3.3.1.2.2. PÉRDIDAS EN REDES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Se empleará la formulación propuesta por Mentor Poveda en su artículo “A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, IEEE Transmisión and Distribution Conference, New Orleans, 1999”.

Para emplear este método se requiere el registro de demanda en cabecera del alimentador, el registro se lo efectúa en intervalos de demanda de 10 minutos el cual puede ser ajustado a voluntad del operador dependiendo de la flexibilidad del equipo de medición.

La curva de demanda es ordenada como una matriz con los siguientes vectores columna: fecha (d), hora (t), demanda de potencia activa (D_p (kW)) y demanda de potencia reactiva (D_q (kvar)). El período de registro puede ser de un año completo (vectores columna de 52560 valores) o por lo menos de una semana representativa da cada estación del año (vectores columna de 1008 valores), todos estos valores pueden ser procesados en una hoja de cálculo electrónica.

$$registro = [dtD_pD_q] \quad [3.3]$$

La energía suministrada (E_S) al alimentador en el período de registro seleccionado se obtiene de la sumatoria de los valores del vector columna D_p (kW) multiplicado por el intervalo de demanda empleado (10 minutos).

$$E_S = \sum_{i=1}^n D_{pi} * (intervalodedemanda) \quad [3.4]$$



Para conocer las pérdidas resistivas en cada intervalo (D_{RL-i}) del período de registro, primero se deben calcular las pérdidas resistivas en demanda máxima (D_{RL-max}) mediante un análisis de flujo de carga, a la cual se le aplica la relación cuadrática entre la demanda del intervalo en el cuál se requieren conocer las pérdidas resistivas (D_{Pi}) y la demanda máxima (D_{Pmax}) del período de registro, como se muestra a continuación:

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} * \cos \varphi_{max}}{D_{Pmax} * \cos \varphi_i} \right)^2 * D_{RL-max} \quad [3.5]$$

Donde:

- D_{RL-i} = Pérdidas resistivas de potencia en el intervalo i
- D_{Pi} = Demanda de potencia en el intervalo i
- D_{Pmax} = Demanda máxima de potencia
- D_{RL-max} = Pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima
- $\cos \varphi_{max}$ = Factor de potencia a demanda máxima
- $\cos \varphi_i$ = Factor de potencia en intervalo de demanda i

A la matriz [3.4] ahora se le adiciona un vector columna (D_{RL-i}), la sumatoria de los valores de este vector columna multiplicado por el intervalo de demanda (10 minutos) nos da como resultado las pérdidas de energía para el período de registro considerado.

$$E_{PResist.} = \sum_{i=1}^n D_{RL-i} * (intervalodedemanda) \quad [3.6]$$

Mediante el uso de la macro Interfaz GIS-SynerGEE MT descrita en la sección 3.1.1.2.1 se puede realizar la migración de los alimentadores primarios hacia el SynerGEE Electric 3.8, en el cual se simula un flujo de potencia a demanda máxima para conocer los valores de pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución.

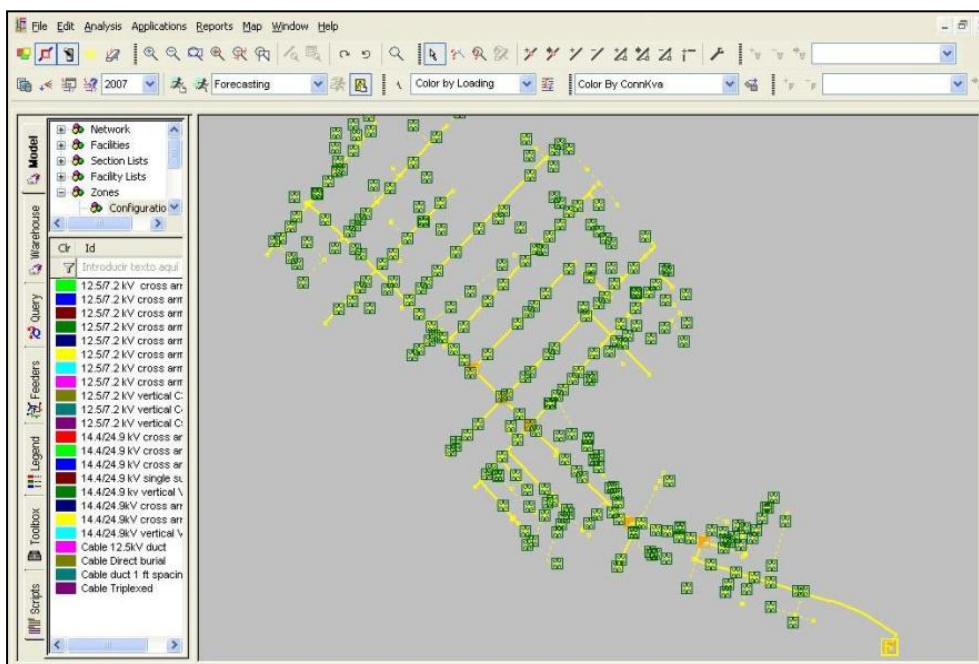
Para realizar los análisis técnicos en SynerGEE Electric 3.8 se requiere de dos bases de datos en formato Access: Modelo (Network Database) y Equipos (Equipment Database).

La base Modelo se la obtiene al realizar la migración GIS-SynerGEE, esta base modelo contiene datos como: topología, localización de los equipos, coordenadas de los nodos, características de las secciones tales como longitud, numero de fases, tipo de conductor, etc.

Por otra parte la base de Equipos contiene información sobre las características físicas y eléctricas de los diferentes equipos que componen la red. Por ejemplo para los transformadores de distribución contiene información sobre niveles de tensión en los devanados, potencia nominal, pérdidas en vacío, etc.

Una vez cargadas las dos bases (Modelo y Equipos) se tiene listo el alimentador para realizar la simulación del flujo de potencia a demanda máxima.

Figura 3.18. Pantalla Principal de SynerGEE Electric 3.8

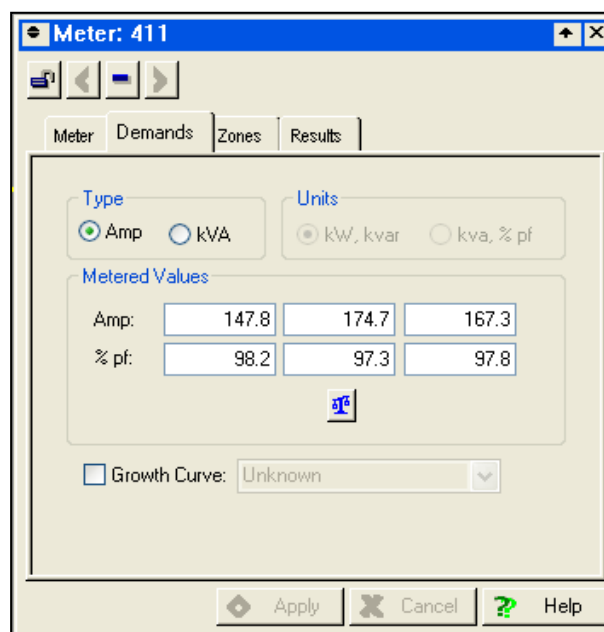


Fuente: Fuente propia

El dato de demanda máxima es obtenido de los reportes mensuales de medición en cabecera del alimentador tomados cada 10 minutos (4320 registros), estos reportes contienen información sobre tensiones, corrientes, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, etc.

La demanda máxima es ingresada por fase al Meter ubicado en la cabecera del alimentador, en la pestaña Demands se puede escoger en que tipo de unidades ingresar los valores de demanda, teniendo las siguientes opciones:

Figura 3.19. Ventana para el ingreso de demandas al medidor de cabecera

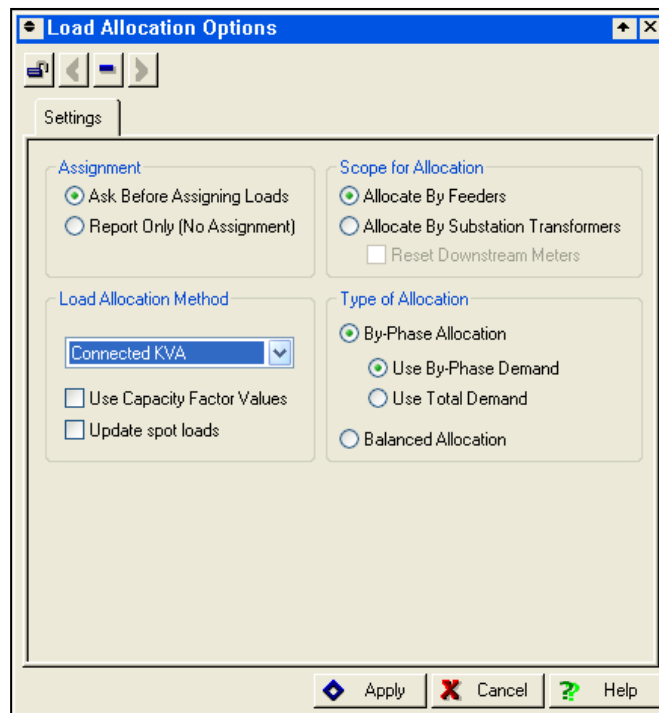


Fuente: Fuente propia

- Corriente y factor de potencia
- Potencia activa y potencia reactiva
- Potencia aparente y factor de potencia

La aplicación para correr el flujo de potencia en SynerGEE requiere que los transformadores tengan carga asignada en sus respectivas secciones, esta asignación de carga se la puede realizar en SynerGEE mediante la aplicación Load Allocation.

Figura 3.20. Ventana para configurar la asignación de carga



Fuente: Fuente propia

De los métodos posibles el más común es el de los kVAs conectados, el cual asigna la carga mediante la relación entre los kVAs conectados por fase en cada sección y el total por fase ingresado en la cabecera del alimentador.

Una vez asignada la carga a todos los transformadores se ejecuta la aplicación de flujo de potencia en SynerGEE, con lo cual se generan reportes sobre cargabilidad, caídas de tensión, pérdidas de potencia, etc., obteniendo el valor de pérdidas resistivas tanto en redes como en transformadores de distribución.

Para el caso de las pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores de distribución estas son consideradas constantes para todo el período de análisis, el cálculo de las pérdidas de energía en el núcleo se lo realiza con la siguiente expresión:

$$E_{PFe} = \sum_{i=1}^n P_{PFei} * T \quad [3.7]$$

Donde:

E_{pFe} = Pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores asociados al alimentador. (kWh)

P_{pFei} = Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i (kW)

n = Número de transformadores asociados al alimentador

T = Tiempo del período de análisis (720 h)

Entonces las pérdidas técnicas en media tensión y transformadores de distribución se determinan con la siguiente expresión:

$$E_{PMT} = E_{PResist.} + E_{pFe} \quad [3.8]$$

3.3.1.2.3. PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS

Para la determinación de las pérdidas de potencia en circuitos secundarios se procede a muestrear las redes de baja tensión por alimentador con la finalidad de escoger redes típicas, en las cuales se realiza el registro de carga mediante el ION 7650, durante 10 días con intervalos de demanda de 10 minutos.

Figura 3.21. Instalación ION 7650



Fuente: Fuente propia



En el muestreo de las redes secundarias pertenecientes al alimentador se tienen en cuenta principalmente los siguientes aspectos:

- Propiedad del transformador asociado
- Fases de Conexión del transformador asociado
- Potencia del transformador asociado
- Longitud de red
- Tipo de red

Los aspectos antes mencionados contribuyen a dar un criterio de selección de la siguiente manera:

1. Propiedad del transformador asociado, para realizar el muestreo se toman en cuenta solo los transformadores con red asociada por lo que se descartan todos los transformadores de propiedad privada.
2. Fases de Conexión del transformador asociado, se contabiliza cuantos transformadores con red asociada son de tipo monofásico o trifásico, mediante lo cual se define la incidencia de cada tipo de transformador dentro del alimentador primario.
3. Potencia del transformador asociado, clasificar y cuantificar por potencia (kVA) los transformadores existentes en el alimentador con la finalidad de determinar el tipo más común entre ellos.
4. Longitud de red, para el tipo de transformador más común se calcula el promedio, como la longitud total de las redes asociadas divididas para el número de transformadores. A la longitud de las redes secundarias asociadas a cada transformador se las compara con la longitud promedio de red, teniendo en cuenta la cantidad de red desnuda y preensamblada existente, con el fin de determinar la red o redes secundarias más representativas dentro del alimentador.

Usando la macro Interfaz GIS-SynerGEE Trafo descrito en la sección 3.1.1.2.1.2. y en base a la información obtenida de los registradores de carga se modelan las redes típicas a demanda máxima en el software SynerGEE Electric 3.8.



El proceso para ejecutar el flujo de potencia a demanda máxima es similar al descrito para media tensión con la diferencia que la distribución de la carga se la realiza con el método de los kWh. Para usar este método es necesario ingresar los consumos de los usuarios en cada punto de carga y el consumo de las luminarias presentes en el circuito.

Una vez obtenidas las pérdidas de potencia a demanda máxima se aplica la formulación propuesta por Mentor Poveda para el período de registro (10 días), como lo muestra la fórmula 3.5.

Una vez obtenidos los D_{RL-i} para el período de registro (1440 valores) se elabora una curva de pérdidas diaria para cada día típico (Laborable, Sábado, Domingo). Ver anexo 1

De la curva de pérdidas diaria se calculan las pérdidas de energía para cada día típico. A este valor de pérdidas (para cada día típico) se lo multiplica por el número de días laborables, sábados y domingos del mes, obteniendo las pérdidas mensuales de energía para la red secundaria típica que se está analizando.

Ahora se procede a extrapolar los resultados para las demás redes secundarias pertenecientes al alimentador con la siguiente expresión:

$$E = \sum_{k=1}^n Ect_k * \frac{\# \text{ total de usuarios en el alimentador}}{n * \# \text{ usuarios del circuito típico } k} \quad [3.9]$$

Donde:

E = Pérdidas totales de energía en las redes secundarias [kWh]

Ect_k = Pérdidas de energía del circuito típico k [kWh]

n = Número de circuitos típicos dentro del alimentador

El número total de usuarios en el alimentador considera solo los usuarios asociados a los transformadores de distribución pertenecientes a la empresa.



3.3.1.2.4. PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO

Las pérdidas en las luminarias de alumbrado público se obtienen mediante pruebas de laboratorio incluyendo un pequeño tramo de conductor, estas pruebas son realizadas a una muestra representativa de cada tipo de luminaria existente en el sistema.

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en las luminarias asociadas al alimentador se debe determinar la cantidad de cada tipo de luminarias existentes y luego multiplicar por las pérdidas de potencia promedio obtenidas en laboratorio según el tipo. Las pérdidas totales de potencia se las obtiene al sumar las pérdidas encontradas anteriormente para cada grupo de luminarias.

El valor de las pérdidas de energía se las obtiene considerando un tiempo de operación promedio con la siguiente expresión:

$$E = Pt * T \quad [3.10]$$

Donde:

E = Pérdidas de energía en alumbrado público [kWh]

Pt = Pérdidas de potencia total en alumbrado público [kW]

T =Tiempo de operación promedio [h]

3.3.1.2.5. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS

En la determinación de las pérdidas en las acometidas, primero se analizan a los grandes consumidores debido a que el paso de corriente por sus conductores de acometida son considerablemente mayores a los demás, luego se clasifican a los usuarios por el uso de la energía y se determina la acometida típica para cada uno de ellos. Para ambos casos se realiza el siguiente procedimiento:



- A las acometidas se les establece la energía mensual promedio de los últimos seis meses de los abonados y se determina la potencia promedio.

$$P_m = \frac{\sum_{k=1}^n kWh_k}{T} \quad [3.11]$$

Donde:

P_m = Potencia promedio de la acometida típica [kW]

kWh_k = Energía promedio mensual del abonado k asociado a la acometida típica

T = Periodo de tiempo [h]

n = Número de abonados por acometida típica

- Asumiendo un factor de potencia de los abonados de acuerdo al tipo de usuario, se determina la potencia aparente para cada acometida típica.

$$KVA_{acometida} = \frac{P_m}{F_{pot}} \quad [3.12]$$

- Con la potencia aparente para cada acometida típica, el voltaje y el factor de carga del transformador, se determina la corriente máxima en la acometida típica.

$$I_{max} = \frac{KVA_{acometida}}{F_C * V} \quad [3.13]$$

- Con las corrientes máximas y los parámetros de cada acometida típica, se determina las pérdidas de potencia de acometidas, utilizando la expresión:

$$Pt = \sum_{k=1}^n (I_{maxk})^2 * R_k \quad [3.14]$$

Donde:

Pt = Pérdida de potencia totales en las acometidas [kW]

I_{maxk} = Corriente máxima para cada acometida típica [A]



R_k = Resistencia para cada acometida típica [Ω]

n = Número de acometidas típicas

El valor de las pérdidas de energía en las acometidas se calcula con la expresión:

$$E = F_p * Pt * T \quad [3.15]$$

Donde:

E = Pérdidas de energía mensual en acometidas [kWh]

F_p = Factor de pérdidas del transformador

Pt = Pérdidas totales de potencia en las acometidas [kW]

T = Número de horas del mes [h]

El factor de pérdidas (F_p) se calcula aplicando la fórmula de Bullery Woodrow que relaciona el factor de pérdidas con el factor de carga de la siguiente manera:

$$F_p = A * F_C + (1 - A) * F_C^2 \quad [3.16]$$

Donde A es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas, en nuestro caso se tomara un valor de 0,3 para el coeficiente A de acuerdo a la práctica europea, con lo que la expresión para calcular el factor de perdidas será:

$$F_p = 0,3 * F_C + (1 - 0,3) * F_C^2 \quad [3.17]$$

3.3.1.2.6. PÉRDIDAS EN MEDIDORES DE ENERGÍA

Con la ayuda del reporte de usuarios existentes en el alimentador, tomado del SIG, se puede determinar el tipo de medidor asociado a cada usuario.



Las pérdidas de potencia en los medidores de energía ocurren en la bobina de potencial y de corriente representando una pérdida media de 1.2 vatios.

Las pérdidas de potencia totales en los medidores se las calcula con la siguiente expresión:

$$Pt = 1.2 * n * (m_1 + 2 * m_2 + 3 * m_3) \quad [3.18]$$

Donde:

Pt = Pérdida de potencia total en los medidores [kW]

n = Número de medidores

m_1, m_2, m_3 = Incidencia de abonados monofásicos, bifásicos y trifásicos

$$m_1 = \frac{\# \text{ de abonados monofásicos}}{\# \text{ total de abonados}} \quad [3.19]$$

$$m_2 = \frac{\# \text{ de abonados bifásicos}}{\# \text{ total de abonados}} \quad [3.20]$$

$$m_3 = \frac{\# \text{ de abonados trifásicos}}{\# \text{ total de abonados}} \quad [3.21]$$

Las pérdidas de energía por mes se calculan con la siguiente expresión:

$$E = Pt * T \quad [3.22]$$

Donde:

E = Pérdidas de energía en medidores de energía [kWh]

Pt = Pérdidas de potencia total en medidores de energía [kW]

T = Número de horas en el mes [h]



3.3.1.3. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

La determinación de las pérdidas no técnicas de energía (E_{PNT}) se la realiza con la siguiente expresión:

$$E_{PNT} = E_S - E_R - E_{AP} - E_{PT} \quad [3.23]$$

Donde:

- E_{PNT} = Energía de Pérdidas no técnicas [kWh]
- E_S = Energía Suministrada al alimentador [kWh]
- E_{PT} = Energía de Pérdidas Técnicas Totales [kWh]
- E_R = Energía Registrada [kWh]
- E_{AP} = Energía consumida en Alumbrado Público [kWh]

3.3.1.4. MACROMEDICIÓN

Es la primera etapa dentro del proceso de sectorización de pérdidas, efectuando mediciones a nivel de media tensión comprendiendo un grupo relativamente grande de transformadores de distribución y por ende de usuarios.

Las mediciones en media tensión se realizan con los Varcorders cuyas características técnicas, funcionamiento e instalación se indica en la sección 2.5.1.1.

3.3.1.4.1. SELECCIÓN DE ZONAS

La ubicación de los equipos de medición se los realiza de acuerdo a la topología que presente el alimentador, estableciendo de esta manera las zonas que cubrirán el total del área de cobertura del mismo.

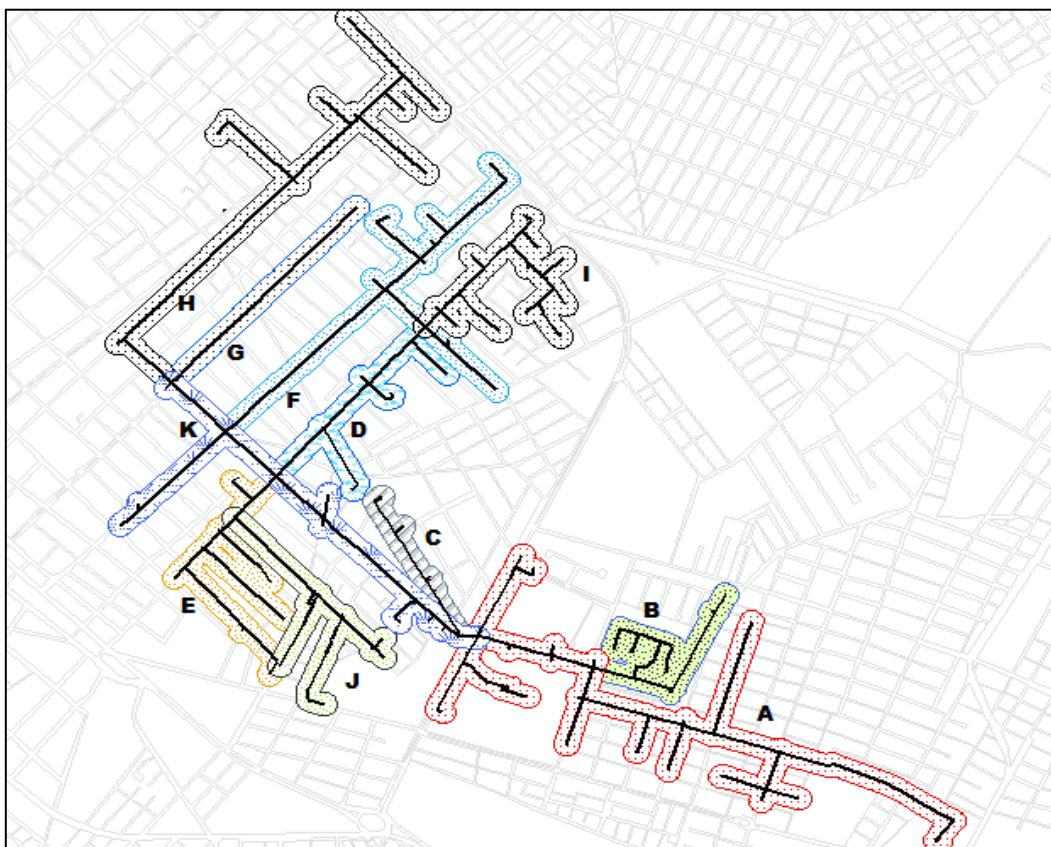
Figura 3.22. Instalación Varcorders



Fuente: Fuente propia

Por medio del medidor en cabecera de cada zona se cuenta con la información de la energía suministrada a ellas, así mismo mediante el SIG se obtiene los datos referentes a redes, equipos y usuarios asociados a cada zona.

Figura 3.23. Zonas de la macro medición



Fuente: Fuente propia



3.3.1.4.2. BALANCES DE ENERGÍA

El balance de energía se lo realiza para cada zona aplicando la siguiente formulación.

$$E_S = E_R + E_{AP} + E_{P_{tot}} \quad [3.24]$$

Donde:

E_S	=	Energía Suministrada [kWh]
E_R	=	Energía Registrada [kWh]
E_{AP}	=	Energía Consumida en Alumbrado Público [kWh]
$E_{P_{tot}}$	=	Energía de pérdidas totales [kWh]

Siendo:

$$E_{P_{tot}} = E_{PT} + E_{PNT} \quad [3.25]$$

E_{PT}	=	Energía de pérdidas técnicas
E_{PNT}	=	Energía de pérdidas no técnicas

- *Energía Suministrada:* se la obtiene del medidor en cabecera de cada zona, este toma mediciones de demanda cada 10 minutos, en un periodo de registro de 10 días.
Esta información permite crear una curva de carga diaria para cada día típico de la semana (laborable, sábado, domingo), mediante la cual se puede estimar la energía suministrada de todo el mes. Ver anexo 1.
- *Energía Registrada:* es la energía que se factura a los clientes por parte del sistema comercial de la empresa para los usuarios comprendidos en cada zona.
- *Energía Consumida en Alumbrado Público:* es estimada a partir de las luminarias existentes en cada zona.

La energía de pérdidas técnicas se las calcula de acuerdo a la metodología descrita en la sección 3.3.1.2., y las pérdidas no técnicas como se lo muestra



en la sección 3.3.1.3., llegando así a conocer los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas para cada zona en la macromedición.

3.3.1.4.3. INDICES SECTORIZADOS DE PÉRDIDAS

Dentro de la macromedición se definen dos índices sectorizados de pérdidas, el primero relaciona las pérdidas no técnicas de energía de cada zona con la energía suministrada a la misma:

$$I_{SPNTk_1} = \frac{E_{PNTk}}{E_{Sk}} * 100 \quad [3.26]$$

Donde:

I_{SPNTk_1} = Índice sectorizado de pérdidas no técnicas para la zona k

E_{PNTk} = Energía de pérdidas no técnicas en la zona k

E_{Sk} = Energía Suministrada a la zona k

El segundo índice relaciona las pérdidas de energía no técnicas de cada zona con las pérdidas de energía no técnicas en todo el alimentador:

$$I_{SPNTk_2} = \frac{E_{PNTk}}{E_{PNTtot}} * 100 \quad [3.27]$$

Donde:

I_{SPNTk_2} = Índice sectorizado de pérdidas no técnicas para la zona k

E_{PNTk} = Energía de pérdidas no técnicas en la zona k

E_{PNTtot} = Energía de pérdidas no técnicas en el alimentador

El índice I_{SPNTk_1} nos da una idea de la cantidad de energía que se pierde en la zona respecto de la que se le suministra a esta por parte de la empresa. Mientras que el índice I_{SPNTk_2} nos refleja la zona con mayor cantidad de pérdidas no técnicas de energía dentro del alimentador, es por ello que se



utiliza este índice para identificar cuáles son las zonas más críticas en el alimentador.

Por consiguiente a las zonas consideradas críticas por su alto nivel de pérdidas no técnicas determinadas en base al índice I_{SPNTk_2} se les efectúa en orden jerárquico, es decir de la mas afectada a la menos afectada, la etapa de micromedición.

3.3.1.5. MICROMEDICIÓN

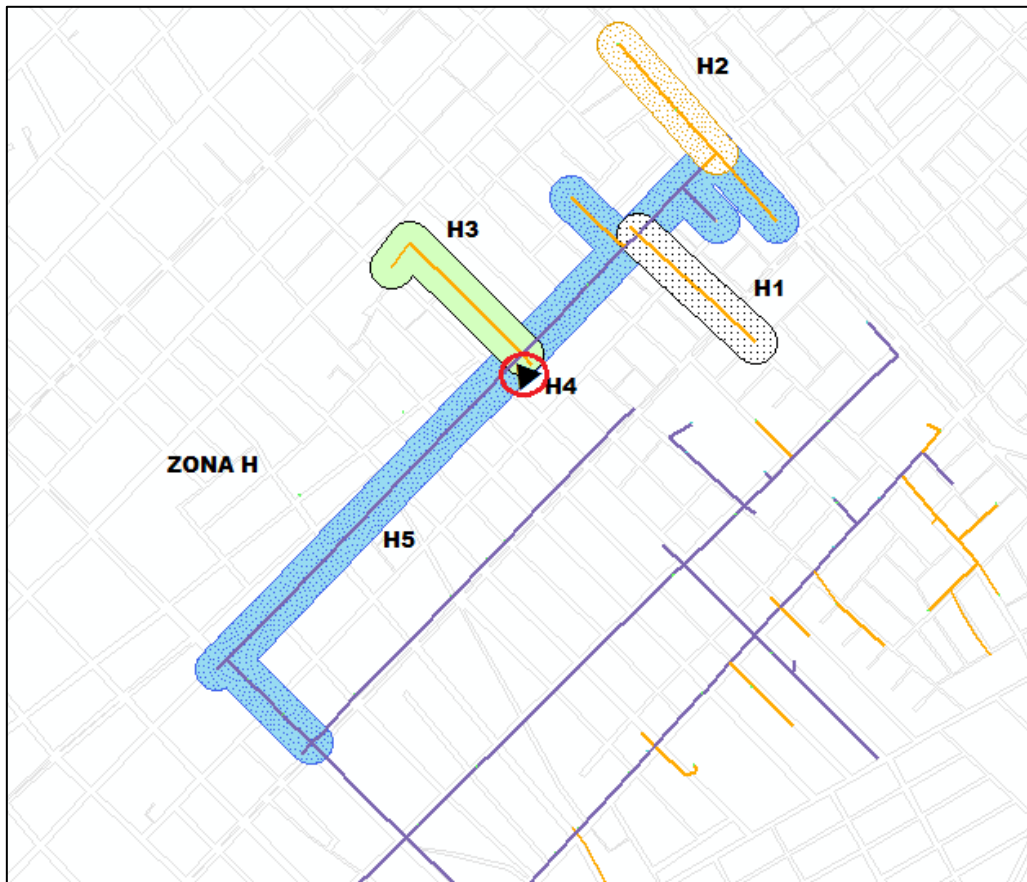
La micromedición es la etapa del proceso de sectorización que sigue a la macromedición, el cual consiste en realizar medición en media tensión hacia un grupo más reducido de transformadores y por consiguiente de usuarios, ya que se realizan las mediciones dentro de las zonas definidas previamente en la etapa de macromedición. Al igual que en la macromedición las mediciones en esta etapa de micromedición se las realiza con los Varcorders que son instalados en las redes de media tensión, tomando el registro de demanda cada 10 minutos durante 10 días.

3.3.1.5.1. SELECCIÓN DE SUB-ZONAS

Para seleccionar las sub-zonas a medir se deben analizar los resultados de la macromedición en la cual se determina mediante el índice sectorizado de pérdidas las zonas más críticas en el alimentador.

Una vez identificadas dichas zonas se la subdivide por topología, teniendo en consideración que las sub-zonas deben contar en lo posible con un número similar de usuarios.

Figura 3.24. Sub-Zonas en la micro medición



Fuente: Fuente propia

3.3.1.5.2. BALANCE DE ENERGÍA

En la micromedición el balance de energía es necesario para discriminar entre pérdidas técnicas y no técnicas el cual se lo realiza para cada sub-zona aplicando la siguiente formulación:

$$E_S = E_R + E_{AP} + E_{P_{tot}} \quad [3.28]$$

Donde:

E_S = Energía Suministrada [kWh]

E_R = Energía Registrada [kWh]



E_{AP} = Energía Consumida en Alumbrado Público [kWh]

E_{Ptot} = Energía de pérdidas totales [kWh]

Siendo:

$$E_{Ptot} = E_{PT} + E_{PNT} \quad [3.29]$$

E_{PT} = Energía de pérdidas técnicas

E_{PNT} = Energía de pérdidas no técnicas

- *Energía Suministrada:* se la obtiene del medidor en cabecera de cada sub-zona, este toma mediciones de demanda cada 10 minutos, en un periodo de registro de 10 días. Ver anexo 1.
- *Energía Registrada:* es la energía que se factura a los clientes por parte del sistema comercial de la empresa para los usuarios comprendidos en cada sub-zona.
- *Energía Consumida en Alumbrado Público:* es estimada a partir de las luminarias existentes en cada sub-zona.

La energía de pérdidas técnicas se las calcula de acuerdo a la metodología descrita en la sección 3.1.1.2., y las pérdidas no técnicas como se lo muestra en la sección 3.1.1.3., llegando así a conocer los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas para cada sub-zona en la micromedición.

3.3.1.5.3. INDICES SECTORIZADOS DE PÉRDIDAS

Dentro de la micromedición al igual que en la macromedición se definen dos índices sectorizados de pérdidas, el primero relaciona las pérdidas no técnicas de energía de cada sub-zona con la energía suministrada a la misma:

$$I_{SPNTk_1} = \frac{E_{PNTk}}{E_{Sk}} * 100 \quad [3.30]$$

Donde:

I_{SPNTk_1} = Índice sectorizado de pérdidas no técnicas para la sub-zona k



E_{PNTk} = Energía de pérdidas no técnicas en la sub-zona k

E_{Sk} = Energía Suministrada a la sub-zona k

El segundo índice relaciona las pérdidas de energía no técnicas de cada sub-zona con las pérdidas de energía no técnicas en toda la zona:

$$I_{SPNTk_2} = \frac{E_{PNTk}}{E_{PNTzona}} * 100 \quad [3.31]$$

Donde:

I_{SPNTk_2} = Índice sectorizado de pérdidas no técnicas para la sub-zona k

E_{PNTk} = Energía de pérdidas no técnicas en la sub-zona k

$E_{PNTzona}$ = Energía de pérdidas no técnicas en la zona

Mediante el índice I_{SPNTk_2} se pueden conocer las sub-zonas con la mayor cantidad de pérdidas de energía no técnicas dentro del alimentador.

Una vez identificadas las sub-zonas con mayor problema de pérdidas no técnicas de cada zona crítica (macromedición) se concluye el proceso de sectorización.

A las sub-zonas identificadas como críticas y en orden jerárquico de nivel de pérdidas no técnicas se les aplica el proceso de revisión, legalización y normalización de clientes.

Una vez concluida la etapa de revisiones, de acuerdo a la información encontrada en campo se analiza si se aplica a la sub-zona el proceso de disminución de vulnerabilidad de redes.

Posterior a estas acciones de reducción, se debe realizar un balance energético a nivel de alimentador que muestre el cambio en el nivel de pérdidas no técnicas luego de la aplicación de dichas acciones.



En caso de no reducir el nivel de pérdidas no técnicas, se aplica el proceso de control de reincidentes en las sub-zonas críticas determinadas en la micromedición, pues en ellas se tienen clientes con antecedentes de hurto de energía.

3.3.2. REVISIÓN, LEGALIZACIÓN Y NORMALIZACIÓN DE CLIENTES

Llegado el término de la etapa de micromedición, es decir una vez identificadas las sub-zonas con mayor cantidad de pérdidas de energía no técnicas, se procede a realizar una revisión dirigida hacia dichas sub-zonas con el objetivo de recuperar la mayor cantidad de energía posible.

Las revisiones se las dirige de acuerdo al índice sectorizado de pérdidas no técnicas I_{SPNTk_2} , ya que este indica la cantidad de pérdidas que presenta la sub-zona respecto de las pérdidas totales que se tiene en la zona definida en la etapa de macromedición.

El proceso de revisión contempla la inspección de todos y cada uno de los clientes asociados a las sub-zonas de mayores pérdidas no técnicas, mediante revisiones a clientes masivos y clientes industriales.

Las revisiones a clientes masivos están orientadas a revisar las anomalías que pueden presentar los clientes residenciales, comerciales y todos aquellos que tienen consumos bajos y sistema de medición directa.

Las personas encargadas de realizar esta actividad debe ser personal técnico, que si bien no tiene una formación profesional tenga una amplia experiencia en detección de fraudes, siendo capaz de reconocer la mayoría de métodos posibles empleados por los usuarios para cometer el hurto de energía.

En las sub-zonas con mayores pérdidas de energía pueden existir clientes del tipo industrial, los cuales en número son menores a los clientes masivos, pero con un consumo de energía considerable dentro de la misma.

Las revisiones a este tipo de clientes se las realizan de manera similar a las realizadas a los clientes masivos, sin embargo sus sistemas de medida son de tipo indirecta por lo que se requieren transformadores de potencial y de



corriente para adaptar las señales hacia el equipo de medición, es por ello que el personal encargado de realizar estas actividades debe contar con formación tecnológica y profesional.

En el proceso de revisión de acuerdo al tipo de anomalía encontrada se procede a legalizar o normalizar la instalación.

La legalización consiste en ingresar al sistema comercial a aquellos infractores que no poseen vínculo comercial con la empresa. Este aspecto es importante debido a que se contará con la información del nuevo usuario como: número de cuenta, registro de consumos, ubicación, etc., la cual es indispensable para el proceso de control de pérdidas.

La normalización es la acción mediante la cual se corrigen las anomalías por fraude encontradas en las acometidas o medidores de los usuarios. Aplicando las sanciones correspondientes establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico es posible recuperar la energía perdida, así mismo dentro de esta, se identifican los usuarios que cuentan con medidores obsoletos los cuales deben ser reemplazados.

Es importante contar con un registro de las anomalías encontradas en los clientes infractores, el registro de esta información ayuda a identificar los tipos de fraudes más frecuentes, así como indicar los clientes con antecedentes de hurto en el proceso de control de clientes reincidentes.

Toda esta información se levanta mediante el formulario que se presenta en el anexo 2, la misma que se debe ingresar en la base de datos del SIG de la empresa con la finalidad de identificar espacialmente las zonas con mayor número de clientes infractores.

3.3.3. DISMINUCIÓN DE VULNERABILIDAD DE REDES

El proceso de disminución de vulnerabilidad de las redes se lo dirige de acuerdo a los resultados obtenidos en el proceso de revisión de clientes, en el cual se anotan todas las anomalías encontradas dentro de las sub-zonas con mayores pérdidas.



De la información recolectada, se puede identificar en el total de anomalías registradas cuales tienen relación directa con el estado actual de la red, determinando en base a este criterio que tan vulnerable al hurto de energía se encuentra la misma.

Entre las acciones que permiten disminuir el hurto de energía producto de la vulnerabilidad de la red tenemos:

3.3.3.1. BLINDAJE DE REDES

- Cable Pre ensamblado

Las redes construidas con conductores desnudos están siempre expuestas al hurto de energía debido a que es fácil engancharse o colgarse de ellas, ya que para cometer este ilícito solo se requiere de una palanca en la cual se monta el cable conductor con un gancho en su extremo haciéndolo desde el suelo sin necesidad de que el infractor llegue directamente a la red.

Una solución para disminuir el hurto por medio de esta modalidad es instalar cable aislado y trenzados entre sí, conocidos como cables preensamblados.

Este tipo de cable además de disminuir la vulnerabilidad de la red y por ende el hurto de energía, tiene los siguientes beneficios:

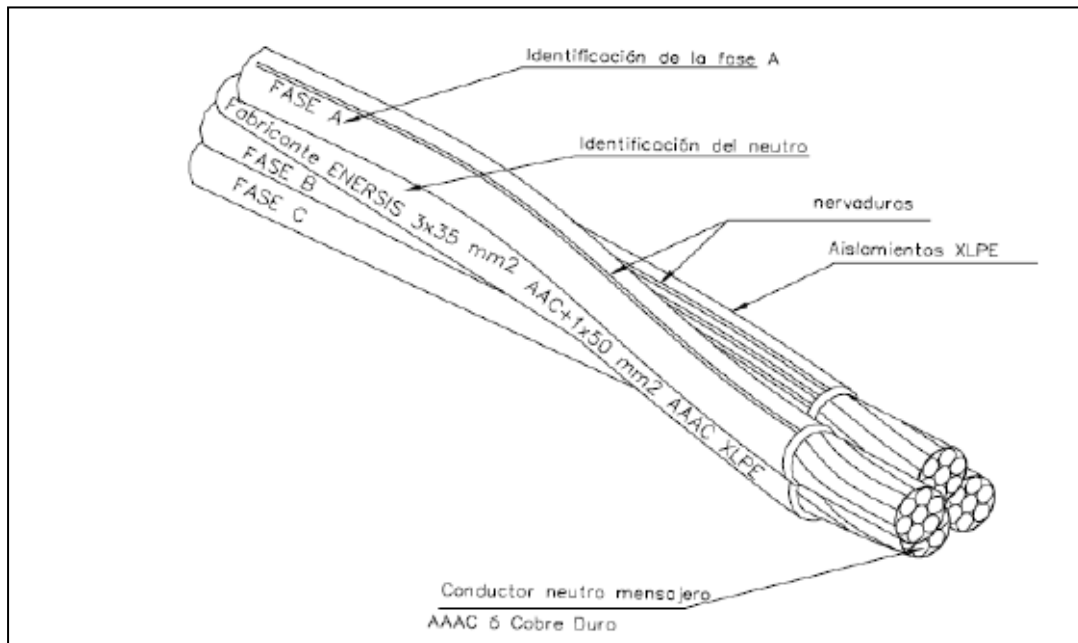
- Continuidad del servicio: debido a que son conductores aislados se evitan las interrupciones de servicio por cortocircuitos entre conductores, así como se soluciona el problema que presenta el paso de las líneas de distribución por zonas con presencia de árboles, no solo por el contacto de las ramas con los conductores sino por la mayor resistencia mecánica, respecto a los conductores desnudos tradicionales, que presenta este tipo de conductor a la caída de estas.
- Calidad del servicio: en las redes de distribución formadas con este tipo de cable, a diferencia de las redes conformadas con conductores desnudos separados entre sí 20 o 30 cm, los conductores se encuentran juntos por lo

que la reactancia de la línea disminuye resultando en una menor caída de tensión.

- Seguridad: en comparación con los conductores desnudos, las redes pre ensambladas eliminan los riesgos de accidentes por choques eléctricos, siendo posible que los conductores puedan ser tendidos más cercanos a las fachadas de los edificios sin representar un peligro para las personas.
- Estética: los conductores de la red pre ensamblada ocupan menos espacio, resolviendo el problema de congestión de líneas y mejorando la estética de las instalaciones.

Los conjuntos pre ensamblados están constituidos por conductores de aluminio aislados para las fases, los cuales se encuentran cableados helicoidalmente alrededor del neutro portante, que se construye generalmente de una aleación de aluminio-magnesio-silicio dándole esta la suficiente resistencia mecánica para soportar los requerimientos de tracción a los cuales se ve sometido.

Figura 3.25. Conjunto Pre ensamblado para redes aéreas en baja tensión



Fuente: ENERSIS. Especificación Técnica: Cables Pre ensamblados para líneas aéreas en baja tensión.

- Acometidas Anti hurto

Con el uso de las redes pre ensambladas se evita que los infractores se cuelguen directamente de las redes de distribución, sin embargo las acometidas siguen siendo puntos vulnerables ya que el hurto de energía se puede cometer mediante la perforación o pelado de la aislación del cable.

La solución a este problema sería la instalación de acometidas con conductor concéntrico, donde el conductor de fase queda totalmente protegido por los alambres del neutro dispuestos en forma concéntrica, imposibilitando que el infractor realice conexiones clandestinas sin que se interrumpa la alimentación al cliente.

Los cables concéntricos denominados anti hurto están constituidos por:

- Conductor central de cobre
- Aislación de polietileno reticulado (XLPE) o PVC
- Conductor concéntrico formado por alambres de cobre
- Separador de cinta de poliéster
- Vaina externa de polietileno reticulado (XLPE) resistente a la intemperie.

Figura 3.26. Conductor Concéntrico anti hurto



Fuente: www.covisa.cl/alambres-anti-hurto-cec

3.3.3.2. MONTAJES ESPECIALES

Estas medidas son aplicables una vez que se identifique que aplicando las acciones como revisión de clientes, blindaje de redes, cambio de medidores, etc., no hubieren dado resultados satisfactorios. A continuación se presentan dos configuraciones especiales cuyo principal objetivo es disminuir el hurto de energía:

- RED DACE: Conocida como disposición aérea con extensión, consiste en modificar la disposición tradicional, alejando la red de su apoyo, es decir distanciarla del poste así como de fachadas de edificios, con el fin de evitar su fácil acceso por parte de personal no autorizado.

Figura 3.27. Distanciamiento de la red secundaria de distribución



Fuente: SERRANO, Omar. Control de pérdidas de energía en CODENSA S.A. Bogotá. 2007.

- MONTAJE INTEGRAL: Consiste en llevar la red de distribución secundaria a la misma altura que la red de media tensión, haciendo más difícil al infractor las derivaciones ilegales de líneas directas, ya que hacerlo representa un peligro para su vida.

Figura 3.28. Red con montaje integral

Fuente: SERRANO, Omar. Control de pérdidas de energía en CODENSA S.A. Bogotá. 2007.

3.3.3.3. TRASLADO DE MEDIDORES E INSTALACIÓN DE CAJAS ANTIHURTO

El traslado de medidores desde la fachada del cliente hacia el poste más cercano se lo realiza con la finalidad de facilitar a los equipos de control la revisión de anomalías en clientes que ya poseen antecedentes de hurto.

Otra ventaja es la que se obtiene en el proceso de lectura ya que muchos medidores se encuentran ocultos dentro de las propiedades de los clientes por lo que no se puede realizar la respectiva lectura teniendo que estimar la facturación lo que no es conveniente para el proceso de control.

Otro método para evitar la manipulación de los equipos de medición es instalarlos dentro de cajas de policarbonato transparentes selladas, conocidas como cajas anti hurto, las cuales además de evitar la manipulación por personal no autorizado le brinda protección contra choques, efectos ambientales adversos como salinidad, variaciones de temperatura, rayos UV, por otra parte su diseño permite instalar los medidores en murales o en postes.

Figura 3.29. Caja anti hurto para medidores

Fuente: <http://www.cahors-la.com/>

3.3.4. CONTROL DE CLIENTES REINCIDENTES

Para este proceso es importante el levantamiento de clientes que se realiza durante la revisión, normalización y legalización de clientes ya que es en este donde se registran todos los datos de los infractores y el tipo de ilegalidad cometida por parte del cliente.

Dentro de este proceso se debe dar especial atención a los clientes que han sido encontrados con algún tipo de anomalía en sus instalaciones, ya que este comportamiento ilícito puede ser repetitivo. Por ello para revisiones posteriores deben tener prioridad de revisión los clientes que cuentan con antecedentes de fraude.

Los clientes pueden reincidir por algún tipo de fraude o por reconexión directa una vez que su servicio ha sido suspendido por falta de pago.

El control se lo puede realizar mediante un balance energético a nivel de alimentador primario luego de haber procedido a normalizar las zonas más críticas dentro del mismo, observando si el índice de pérdidas disminuyó o se incrementó, este índice se debe calcular considerando el año móvil.



En caso de darse un incremento se debe realizar un análisis a los clientes que presentaron anomalías y que fueron normalizados. El análisis consiste en calcular el consumo diario (kWh/día), facturado por la empresa en los meses posteriores a la regularización del cliente y compararlo con el consumo promedio diario (kWh/día) de los últimos 6 meses antes de su normalización, reconociendo que los clientes que no han reincidido en fraude deberían tener un incremento en su consumo diario promedio, y lo contrario para los clientes reincidentes cuyo consumo diario puede ser igual o menor al que tuvieron antes de ser normalizados.

Entonces luego de identificar los clientes reincidentes se debe aplicar el proceso de normalización a estos, así como las respectivas sanciones y multas que permitirán a la empresa recuperar la energía perdida.

3.4. EQUIPOS DE TRABAJO

Dentro de los procesos de reducción y control de pérdidas se debe contar con personal calificado dentro de cada etapa del mismo de tal manera que pueda ejecutar sus acciones con eficiencia, eficacia y más aún con responsabilidad y compromiso.

Al conformar los grupos de trabajo se debe aclarar el alcance de las responsabilidades de cada equipo, como de cada integrante dentro de los equipos, de tal manera que exista coordinación entre las acciones ejecutadas por cada parte dándole al proceso un flujo continuo de avance.

Para efectos del proceso de reducción y control de pérdidas se distinguen tres equipos de trabajo los cuales son:

- Equipo administrativo
- Equipo de análisis
- Equipo operativo



3.4.1. EQUIPO ADMINISTRATIVO

La función del equipo administrativo es planear, dirigir y hacer el seguimiento del proceso de reducción y control de pérdidas, considerando tanto la parte técnica como la evaluación financiera de los proyectos a realizar según la planificación.

El equipo administrativo debe ser liderado de preferencia por un profesional en ingeniería eléctrica, que además de comprender toda la problemática de redes, tenga habilidades gerenciales con experiencia en contratación y administración de personal y materiales, manejo de herramientas financieras, evaluación de indicadores.

El líder del equipo debe estar acompañado de un grupo de profesionales con experiencia en el tema, los mismos que ayudaran en la planificación y programación de las acciones a realizar, consulta e investigación de nuevos métodos y tecnologías para combatir el problema de las perdidas no técnicas.

3.4.2. EQUIPO DE ANÁLISIS

El equipo de análisis es el encargado de proporcionar los indicadores de gestión al equipo administrativo para que puedan ser evaluados y se tomen las acciones necesarias para mejorarlos, es decir son quienes soportan los procesos de control.

Este equipo debe estar conformado por profesionales con conocimientos en manejo de base de datos, hojas electrónicas de cálculo, programas de simulación de redes, sistemas de información geográfica, para con ello poder extraer, actualizar y procesar la información necesaria para el cálculo de índices de pérdidas. Esta información debe ser detallada en informes, graficas, histogramas, donde se pueda tener una visión de cómo se encuentra el avance de las acciones.

Los profesionales de este equipo basados en el estudio que realizan, están en la facultad de poder recomendar nuevas estrategias y tecnologías que ayuden a la disminución y control de las perdidas no técnicas.



3.4.3. EQUIPO OPERATIVO

Este equipo es el encargado de coordinar, ejecutar y supervisar las obras a realizarse en campo de acuerdo a los planes operativos establecidos.

Se encuentra conformado por ingenieros supervisores, los cuales deben garantizar el cumplimiento de las acciones planificadas realizando inspecciones a las cuadrillas de trabajos en redes, revisión, normalización y control de reincidentes, además de verificar si se cumplen con los rendimientos esperados, normas de seguridad y la debida asignación de materiales.



CAPÍTULO 4

CÁLCULO Y ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA MEDIANTE ÍNDICES SECTORIZADOS DE PÉRDIDAS

En el presente capítulo se muestra el procedimiento para determinar las pérdidas totales en el alimentador en estudio, para luego determinar las pérdidas técnicas en cada uno de los componentes del sistema, tanto en redes de media tensión, transformadores, redes de baja tensión, luminarias, acometidas y medidores de energía, para posteriormente determinar las pérdidas no técnicas. El análisis es desarrollado a nivel de alimentador, en las zonas elegidas para la macromedición, y en las zonas de la micromedición.

En el proceso de cálculo para determinar las pérdidas resistivas en las redes de media tensión, transformadores y redes de baja tensión se incorporó modelación mediante software para obtener de forma más precisa las pérdidas en estos subsistemas.

4.1. SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR

Para la implementación de la metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía es necesario elegir un alimentador en el cual sea factible realizar el estudio, para esto es importante previamente realizar el levantamiento geográfico en su totalidad de todos los componentes del sistema, así como de los clientes asociados al circuito.

En éste caso se opta por el primario 0411 “Madero Vargas”, perteneciente a la Subestación Machala, el cual cubre un área en su totalidad urbana, que de acuerdo a la experiencia del personal encargado es un alimentador con elevado hurto de energía.



A pesar de estar levantada toda la información del primario 0411 "Madero Vargas", es decir tanto los componentes de media tensión, baja tensión e información de clientes, se procedió a realizar la actualización del alimentador para corroborar la información existente y añadir o eliminar equipos y clientes que constaban o no en el sistema de información geográfico.

La actualización de la información de los elementos de media y baja tensión en campo, previa capacitación del personal se realizó mediante formularios, ya que se cuenta con la información de cartografía referenciada.

Los grupos para realizar la actualización se dividieron en dos, el primero encargado de actualizar datos en media tensión mientras que el segundo grupo actualiza la información respecto a componentes del sistema en baja tensión y clientes.

Cada grupo encargado de realizar la actualización en media tensión lleva consigo los formularios para los datos técnicos de las redes y transformadores (Anexo 3), un plano con información de redes de media tensión, transformadores, postes, calles, manzanas, en el cual se dibuja los cambios encontrados.

Así mismo los responsables de la actualización en baja tensión utilizan en campo formularios para los datos técnicos de las redes (Anexo 4), para datos de los sistemas de medición de los clientes (Anexo 5) y un plano por circuito de baja tensión, en el que constan postes, calles, manzanas, redes de baja tensión, luminarias, acometidas y puntos de carga.

Una vez realizado este procedimiento en campo, y de acuerdo a la información actualizada mediante los respectivos formularios y planos, los operadores del SIG (Sistema de Información Geográfico) proceden a digitalizar todos los cambios encontrados en: Tramos de Media Tensión, Seccionadores, Puesto Capacitor, Puesto Seccionador Cuchilla, Puesto de Protección Dinámico, Puesto Regulador Tensión, Puesto de Transformación, Puesto de Protección en baja tensión, Bajantes, Tramos y Acometidas de Baja tensión, Luminarias, Tensores y Puntos de Carga.



Este procedimiento de actualización duró alrededor de dos meses, en los cuales se realizó tanto la actualización en campo de la información como la digitalización de esa información en el SIG.

4.2. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR

El alimentador primario 0411 “Madero Vargas” tiene las siguientes características:

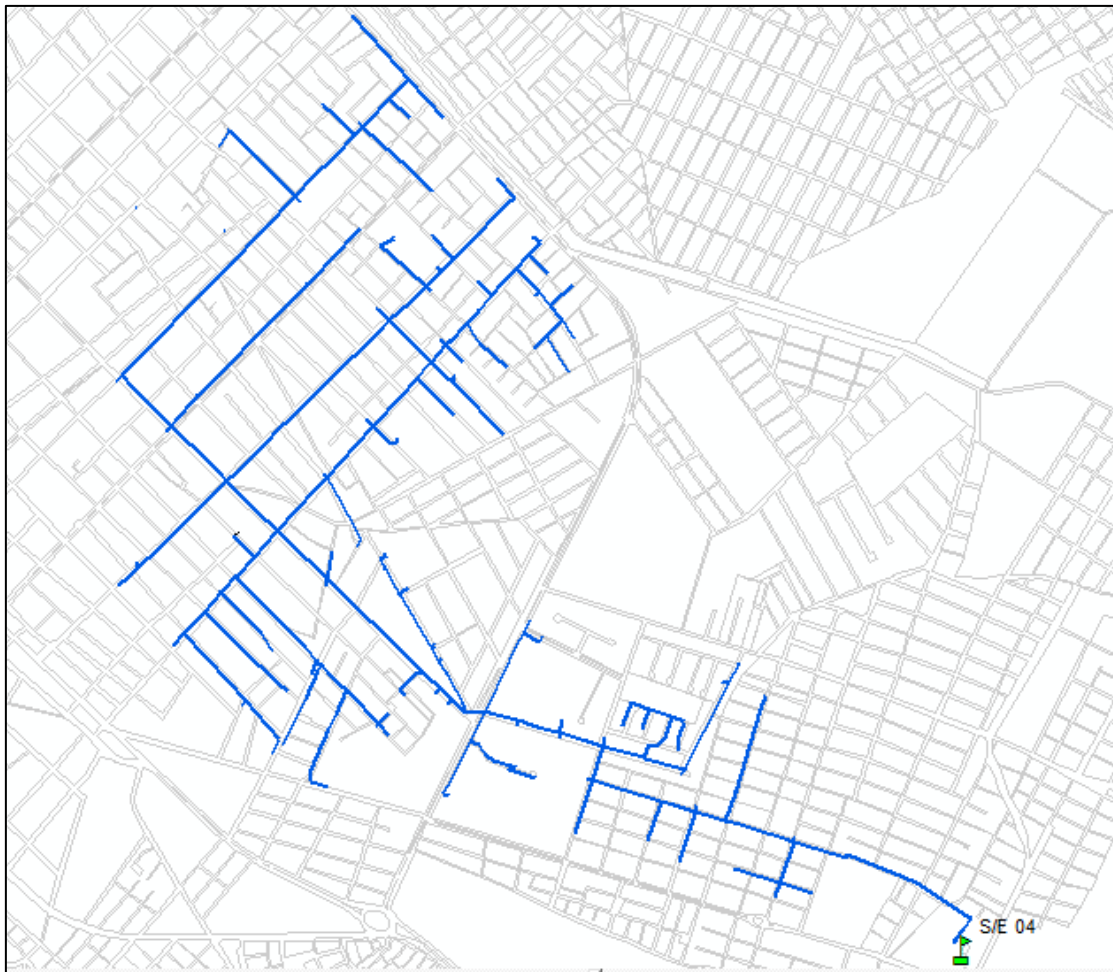
- Parte de la subestación 04“Machala”.
- Cubre un área urbana en su mayoría residencial y comercial.
- Sirve a 6748 clientes de la Agencia Machala.
- Cuenta con 187 transformadores, entre los cuales se dividen en 105 propiedad de CNEL S.A. El Oro y 82 de propiedad particular.
- La capacidad instalada en el alimentador es de 10,09 MVA.
- La demanda máxima para el año 2011 ocurrió en el mes de abril con una demanda aproximada de 4,26 MVA.
- Su topología es radial.

4.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El alimentador Madero Vargas se encuentra ubicado en la parte Noreste de la Ciudad de Machala, parte de la subestación Machala ubicada en la calle Las Acacias, su ramal principal avanza por ésta calle hasta la Circunvalación Norte para luego continuar por la calle Marcel Laniado y terminar en la calle Tarqui.

En la figura 4.1 se muestra la cobertura de las redes de media tensión del alimentador, en la planimetría de la ciudad de Machala.

Figura 4.1. Cobertura del Alimentador “Madero Vargas”



Fuente: Fuente propia

4.2.2. TIPOS DE CLIENTES

Partiendo de la información levantada en el SIG se tiene que el alimentador “Madero Vargas” tiene 6478 clientes asociados a su circuito, entre los cuales se diferencian por el tipo de tarifa de acuerdo al uso de la energía, como se muestra en el Cuadro 4.1.



Cuadro 4.1. Clasificación de los clientes por el uso de la energía

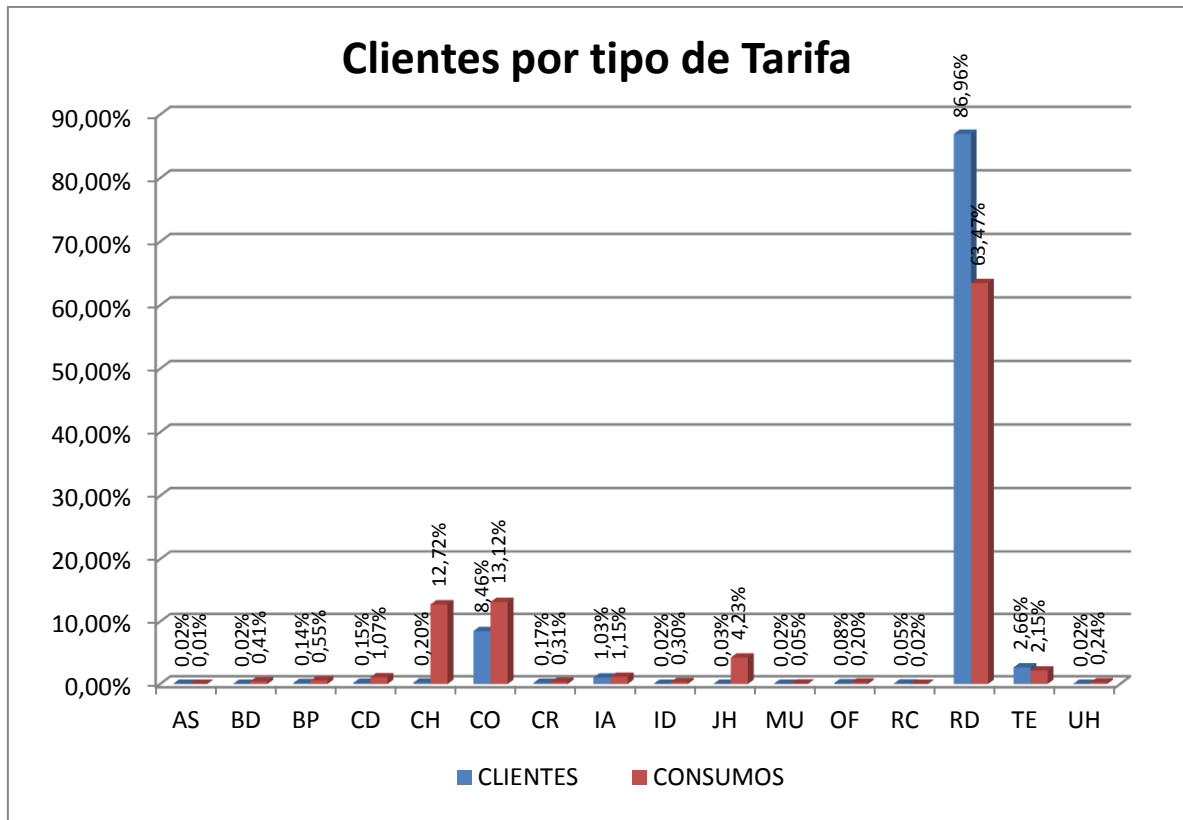
CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANTIDAD	%	CONSUMO (kWh)	%
AS	ASISTENCIA SOCIAL BAJA TENSION	1	0,02%	181	0,01%
BD	BENEFICIO PUBLICO MEDIA TENSION	1	0,02%	5814	0,41%
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	9	0,14%	7734	0,55%
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	10	0,15%	15211	1,07%
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	13	0,20%	180236	12,7%
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	548	8,46%	185874	13,1%
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	11	0,17%	4326	0,31%
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	67	1,03%	16273	1,15%
ID	INDUSTRIAL MEDIA TENSION	1	0,02%	4284	0,30%
JH	INDUSTRIAL CON MEDICION HORARIA CON INCENTIVOS	2	0,03%	59906	4,23%
MU	ENTIDADES MUNICIPALES BAJA TENSION	1	0,02%	687	0,05%
OF	ENTIDADES OFICIALES BAJA TENSION	5	0,08%	2824	0,20%
RC	RESIDENCIAL COMUNITARIO	3	0,05%	318	0,02%
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	5633	86,96%	899417	63,4%
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	172	2,66%	30526	2,15%
UH	CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA HORARIA	1	0,02%	3361	0,24%
TOTAL		6478	100%	1416972	100%

Fuente: Fuente propia

A continuación se muestra en la figura 4.2 la participación de cada tipo de clientes en el uso de la energía.



Figura 4.2. Clientes por tipo de tarifa



Fuente: Fuente propia

De los valores tabulados se puede observar el predominio de los clientes residenciales que representan el 86,96 % del total de clientes, y un total del 63,47% del consumo de energía en el alimentador.

4.3. BALANCE ENERGÉTICO INICIAL

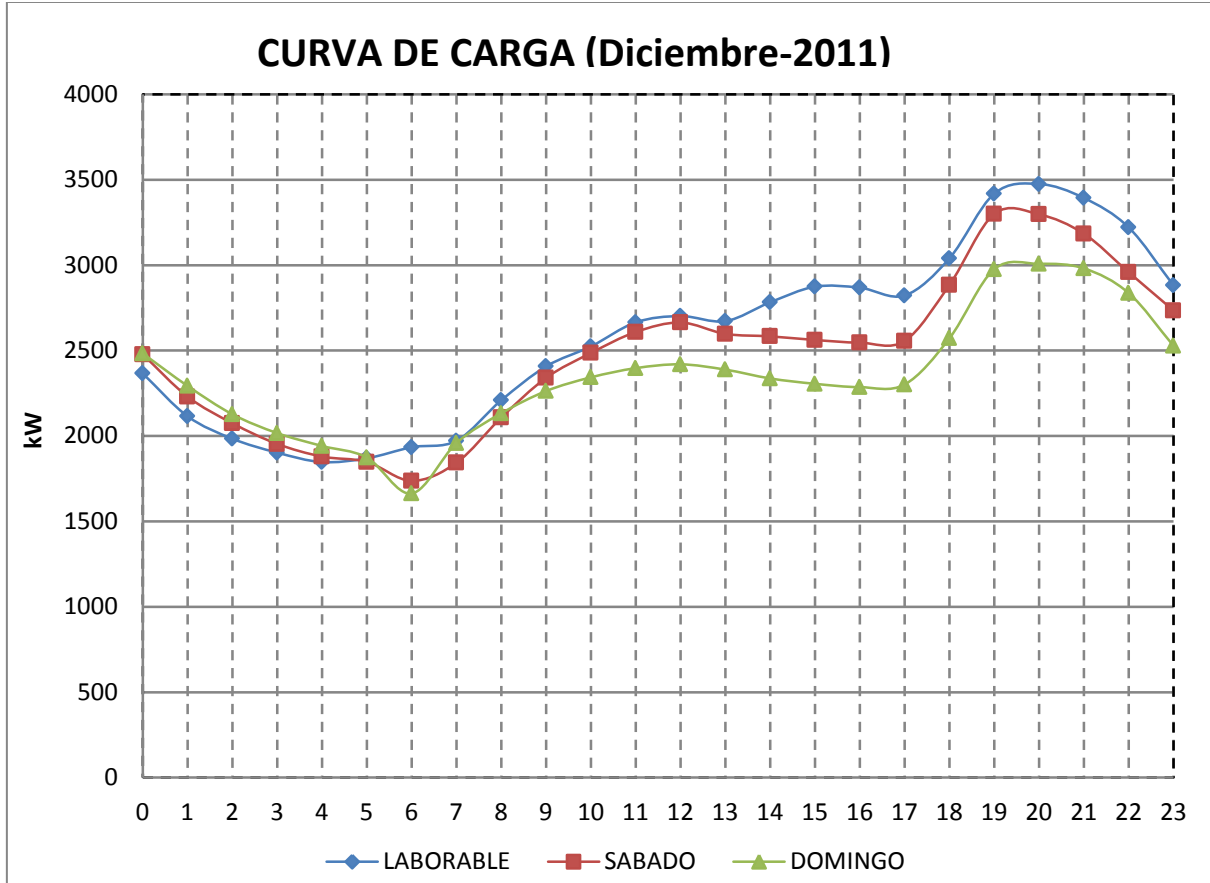
La Corporación Nacional de Electricidad S.A.Regional El Oro cuenta con los registros de las magnitudes eléctricas a la salida del alimentador “Madero Vargas” tomados en intervalos de demanda cada diez minutos, de donde se obtiene los valores de demanda para cada intervalo para el período Enero 2011 a Diciembre 2011.

Con las mediciones obtenidas en la cabecera del alimentador se puede determinar la curva de carga y demandas máximas en el alimentador para el período de análisis considerado.



A continuación se muestra la curva de carga del primario Madero Vargas para el mes de Diciembre 2011.

Figura 4.3. Curva de Carga Diciembre 2011



Fuente: Fuente propia

Las demandas máximas registradas para cada mes, en el año de análisis se tienen las siguientes:



Cuadro 4.2. Demandas máximas mensuales

MES	Dmáx [kW]
ene-11	3985,31
feb-11	3913,07
mar-11	3972,55
abr-11	4158,54
may-11	4102,36
jun-11	3550,09
jul-11	3419,00
ago-11	3204,91
sep-11	3183,60
oct-11	3258,48
nov-11	3583,89
dic-11	3706,12

Fuente: Fuente propia

Como se puede observar en el cuadro 4.2 la demanda máxima anual del período de estudio en el Alimentador Madero Vargas se registró en el mes de Abril, específicamente el día 5 a las 21h20.

4.3.1. ENERGÍA SUMINISTRADA

La energía suministrada es la sumatoria de los valores de demanda registrados en el medidor de cabecera, ubicados en la subestación a la salida del alimentador multiplicados por el intervalo de tiempo de registro.

La energía suministrada es determinada para cada mes del año, cuyos valores se especifican en el cuadro 4.4.

4.3.2. ENERGÍA REGISTRADA

La energía registrada es la energía facturada a los clientes por su consumo, cuyos valores se encuentran asociados a los consumos históricos del total de clientes pertenecientes al alimentador. Estos valores se obtuvieron del Sistema de Información Comercial de la Empresa (SICO). De igual manera estos valores se pueden apreciar en el cuadro 4.4.



4.3.3. ENERGÍA CONSUMIDA EN ALUMBRADO PÚBLICO

El valor de la energía consumida en alumbrado público es determinado a partir del total de luminarias registradas en el SIG, donde se especifica su potencia y para un período de funcionamiento de 12 horas diarias.

En el siguiente cuadro se muestran el tipo de luminarias, su potencia y la cantidad existentes en el alimentador Madero Vargas.

Cuadro 4.3 Tipos de luminarias

LUMINARIAS ALIMENTADOR MADERO VARGAS					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 100W Cerrado	LPS100ACC	APO0311	100	7	0,7
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	245	61,25
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	66	26,4
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	808	121,2
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	7	1,225
Lum. 240V Hg 125W Abierto	LPM125ACA	APO0104	125	4	0,5
Lum. 240V Hg 175W Abierto	LPM175ACA	APO0105	175	12	2,1
Lum. 120V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0310	150	3	0,45
Lum. 240V Hg 125W Cerrado	LPM125ACC	APO0205	125	1	0,125
TOTAL				1153	213,95

Fuente: Fuente propia

A partir de los valores de energía Suministrada, Energía registrada y Energía consumida en Alumbrado público, se realiza un **Balance Energético Inicial** que es el punto de partida para la estimación de pérdidas en cada subsistema de la red. Realizando la diferencia entre la Energía Suministrada, la Energía Registrada y la Energía consumida en Alumbrado Público se calcula las pérdidas totales de energía en cuyo valor se encuentran inmersas las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.



Cuadro 4.4. Balance Energético del Alimentador “Madero Vargas”

MES	MEDICION EN CABECERA		Facturación (Kwh)	Alumbrado (kWh)	PÉRDIDAS		
	Dmáx [kW]	ENERGIA [kWh]			MES (kWh)	%	Acum. %
ene-11	3985,31	2104084,275	1426234	79589,4	598260,9	28,43%	28,43%
feb-11	3913,07	1815356,96	1316736	71887,2	426733,8	23,51%	26,15%
mar-11	3972,55	2135209,405	1411912	79589,4	643708,0	30,15%	27,56%
abr-11	4158,54	2094504,706	1500680	77022,0	516802,7	24,67%	26,82%
may-11	4102,36	2091783,053	1379350	79589,4	632843,7	30,25%	27,52%
jun-11	3550,09	1859429,692	1309425	77022,0	472982,7	25,44%	27,20%
jul-11	3419,00	1759014,166	1193798	79589,4	485626,8	27,61%	27,25%
ago-11	3204,91	1657674,165	1162452	79589,4	415632,8	25,07%	27,02%
sep-11	3183,60	1603113,769	1163472	77022,0	362619,8	22,62%	26,61%
oct-11	3258,48	1640441,021	1194022	79589,4	366829,6	22,36%	26,24%
nov-11	3583,89	1674282,584	1199703	77022,0	397557,6	23,74%	26,03%
dic-11	3706,12	1940448,34	1418576	79589,4	442282,9	22,79%	25,75%

Fuente: Fuente propia

El balance energético fue realizado para el año móvil, teniendo que para Diciembre del 2011 se tiene el 25,75 % de pérdidas totales de energía.

4.3.4. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Con el objetivo de desagregar las pérdidas totales, se procede a la estimación de las pérdidas técnicas para cada etapa funcional del sistema, esto es pérdidas en redes de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, luminarias, acometidas y contadores de energía.

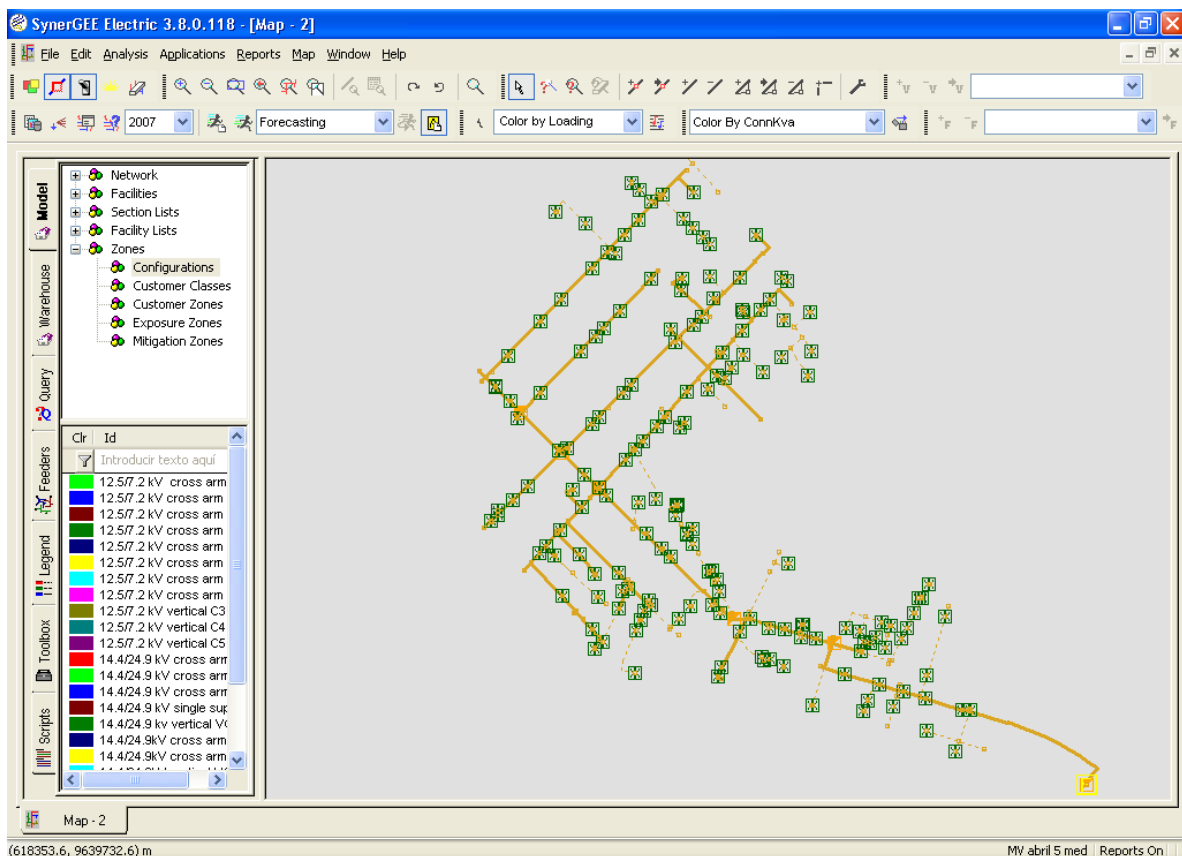
4.3.4.1. PÉRDIDAS EN REDES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución se realizaron mediante simulación en el software SynerGEE Electric 3.8.

Mediante la utilización de la macro “Interfaz GIS-SynerGEE MT, la cual permite generar una base modelo de Media Tensión en formato Access que contiene datos respecto a Topología, longitud de tramos, tipos de transformadores, cargas, tipos y calibres de conductores.

La base modelo en conjunto con la base de equipos, la cual contiene información sobre las características físicas y eléctricas de los elementos que se encuentran en la red, son cargadas en el programa SynerGEE Electric 3.8 para correr flujos e identificar las pérdidas técnicas del alimentador, simulando a demanda máxima para cada mes del año.

Figura 4.4. Modelo del alimentador “Madero Vargas” generado en SynerGEE



Fuente: Fuente propia

La distribución de la carga se realiza asignando parte de la demanda máxima a cada tramo; el simulador SynerGEE Electric 3.8 permite realizar la asignación de carga mediante los métodos como KVAs conectados, kW, kWh, etc.

Para la simulación del circuito en SynerGEE Electric 3.8 y para obtener una mejor distribución de la carga, a lo largo del alimentador se instaló medición temporal (Varcorders) en ramales principales, cuya información junto con la medición en cabecera fueron los parámetros de ingreso, como se muestra a continuación:



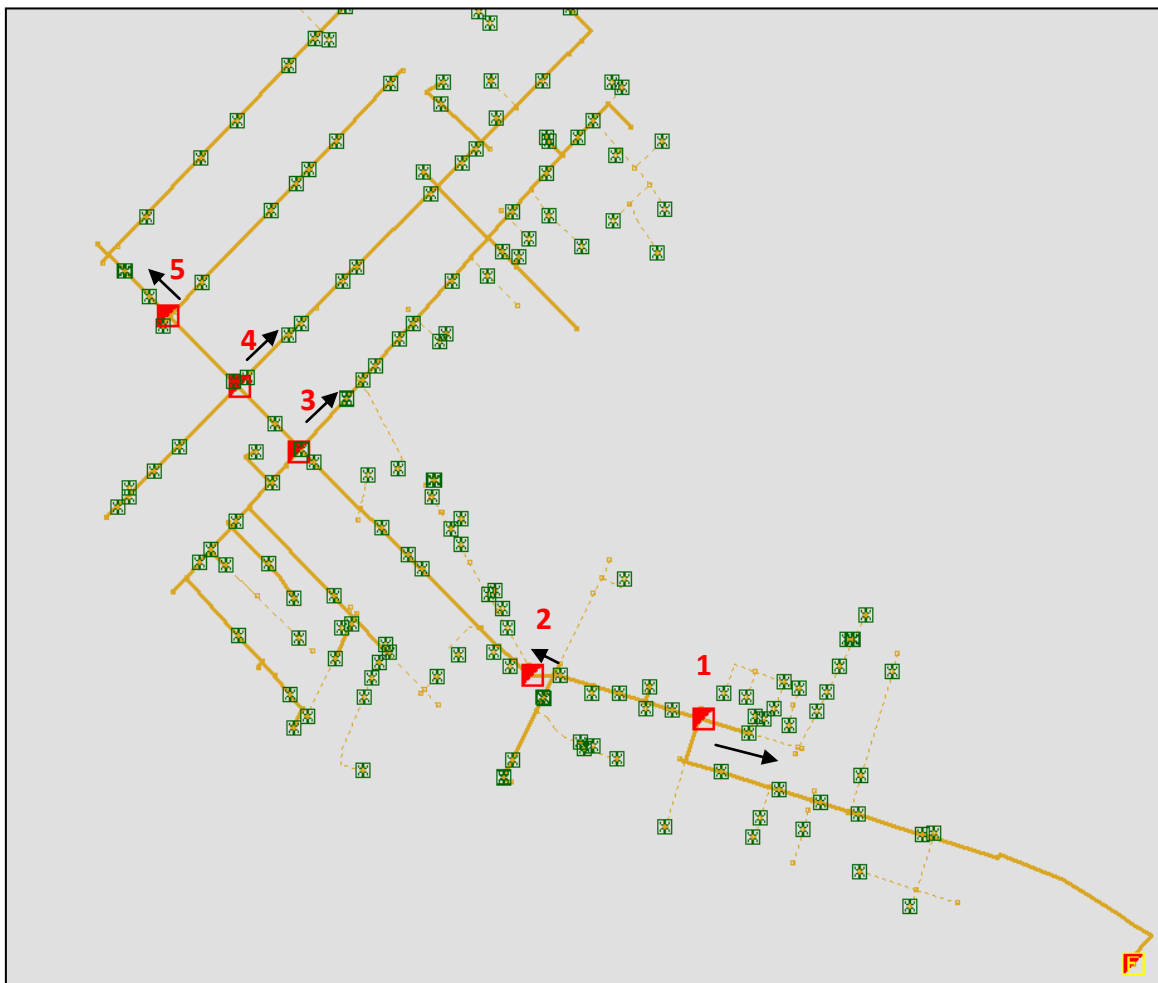
Cuadro 4.5. Datos ingresados para simular en SynerGEE Electric 3.8

MEDIDOR	A		B		C	
	la	FP	lb	FP	lc	FP
CABECERA	147,8	98,15	174,65	97,26	167,35	97,79
MEDIDOR 1	4,1	92	21,8	98	0	0
MEDIDOR2	96,6	95	137,6	95	150,6	98
MEDIDOR 3	24,6	97	19	94	48,4	92
MEDIDOR 4	2,9	92	17,7	92	28,7	97
MEDIDOR 5	11,1	90	33	93	35	98

Fuente: Fuente propia

En la siguiente figura se muestra la ubicación de los medidores utilizados para obtener información de carga y realizar una mejor distribución de la misma.

Figura 4.5. Ubicación de medidores



Fuente: Fuente propia



Con la información de los medidores instalados y con los datos de los registros en cabecera para el día de demanda máxima se procedió a simular los flujos en SynerGEE Electric 3.8. En el siguiente cuadro se muestra el resumen de los resultados obtenidos para el mes de diciembre.

Cuadro 4.6. Pérdidas resistivas en Redes de Media Tensión y Transformadores (Diciembre 2011)

Source Id	Demand			Load		kW Loss			
	kW	%pf	Amps	kW	kVAR	Total	%	Line	Tran
411	3830,5	98	163	3690	701	140,5	3,67	75	65,5

Fuente: Fuente propia

Para el caso de las pérdidas en el hierro de los transformadores, consideradas pérdidas constantes se tiene los valores utilizados en la CNEL S.A Regional El Oro de acuerdo al tipo y potencia del transformador.



Cuadro 4.7. Pérdidas en el hierro de los transformadores

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 100KVA 7,97/0,24	0,26	3	0,78
1F 10KVA 7,97/0,24	0,05	1	0,05
1F 15KVA 7,97/0,24	0,07	9	0,63
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	42	4,2
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	51	6,987
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	48	7,68
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	8	1,68
2F 30KVA 13,8/0,24	0,21	1	0,21
2F 50KVA 13,8/0,24	0,21	1	0,21
2F 65KVA 13,8/0,24	0,213	1	0,213
3F 100KVA 13,8/0,24	0,33	3	0,99
3F 15KVA 13,8/0,24	0,08	1	0,08
3F 30KVA 13,8/0,24	0,135	4	0,54
3F 400KVA 13,8/0,24	0,93	1	0,93
3F 45KVA 13,8/0,24	0,18	3	0,54
3F 500KVA 13,8/0,24	1,09	1	1,09
3F 50KVA 13,8/0,24	0,197	2	0,394
3F 55KVA 13,8/0,24	0,225	1	0,225
3F 60KVA 13,8/0,24	0,225	2	0,45
3F 750KVA 13,8/0,24	1,45	2	2,9
3F 75KVA 13,8/0,24	0,265	1	0,265
3F 225KVA 13,8/0,24	0,615	1	0,615
TOTAL		187	31,659

Fuente: Fuente propia

Para calcular las pérdidas de energía se utilizó el procedimiento descrito en el capítulo tercero sección 3.3.1.2.2. , para cada mes del período en estudio.

Los datos de pérdidas de energía se muestran a continuación:



Cuadro 4.8. Pérdidas Resistivas en Media Tensión

MES	ENERGÍA (kWh)	PÉRDIDAS (kWh)	%
ene-11	2104084,28	95256,85	4,53%
feb-11	1815356,96	90399,34	4,98%
mar-11	2135209,405	97438,49	4,56%
abr-11	2094504,706	97209,03	4,64%
may-11	2091783,053	93492,88	4,47%
jun-11	1859429,692	85935,24	4,62%
jul-11	1759014,166	80038,17	4,55%
ago-11	1657674,165	75427,99	4,55%
sep-11	1603113,769	75606,72	4,72%
oct-11	1640441,021	74849,68	4,56%
nov-11	1674282,584	78377,23	4,68%
dic-11	1940448,34	87421,46	4,51%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.9. Pérdidas en el Hierro de los transformadores

MES	ENERGÍA (kWh)	PÉRDIDAS (kWh)	%
ene-11	2104084,275	981,43	0,05%
feb-11	1815356,96	886,45	0,05%
mar-11	2135209,405	981,43	0,05%
abr-11	2094504,706	949,78	0,05%
may-11	2091783,053	981,43	0,05%
jun-11	1859429,692	949,78	0,05%
jul-11	1759014,166	981,43	0,06%
ago-11	1657674,165	981,43	0,06%
sep-11	1603113,769	949,78	0,06%
oct-11	1640441,021	981,43	0,06%
nov-11	1674282,584	949,78	0,06%
dic-11	1940448,34	981,43	0,05%

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.10. Pérdidas Totales en Media Tensión

MES	ENERGÍA (kWh)	PÉRDIDAS (kWh)	%
ene-11	2104084,27	96238,28	4,57%
feb-11	1815356,96	91285,79	5,03%
mar-11	2135209,40	98419,92	4,61%
abr-11	2094504,71	98158,80	4,69%
may-11	2091783,05	94474,31	4,52%
jun-11	1859429,69	86885,01	4,67%
jul-11	1759014,17	81019,60	4,61%
ago-11	1657674,17	76409,43	4,61%
sep-11	1603113,77	76556,49	4,78%
oct-11	1640441,02	75831,11	4,62%
nov-11	1674282,58	79327,00	4,74%
dic-11	1940448,34	88402,89	4,56%

Fuente: Fuente propia

4.3.4.2. PÉRDIDAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN

En base a la información disponible en el SIG en cuanto a redes, longitudes y tipos de conductores existentes, se tiene:

Cuadro 4.11. Redes de Baja Tensión

CONDUCTOR	1F2C (km)	1F3C (km)	2F3C (km)	TOTAL (km)
ACSR.1/0	0,168	6,925		7,093
ACSR.2	0,886	56,546	0,322	57,432
ACSR.4	0,718	58,059	0,161	58,776
PRE.Al.2x*		7,970		7,970
TOTAL	1,771	129,500	0,483	131,271

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en redes de baja tensión se obtienen a partir de circuitos típicos, mediante muestreo como se indica en le tercer capítulo sección **3.3.1.2.3.**, siguiendo este planteamiento descrito en la sección anteriormente mencionada se realiza el muestreo y cálculo de las pérdidas en redes secundarias de la siguiente manera:



Para el alimentador en estudio 0411 “Madero Vargas”; partiendo de la información del SIG sobre transformadores existentes, se debe diferenciar la cantidad de transformadores que pertenecen a la empresa y cuántos son de propiedad privada.

Cuadro 4.12. Propiedad de los transformadores

PROPIEDAD	CANTIDAD
CNEL EL ORO	105
PARTICULARES	82

Fuente: Fuente propia

Luego escogemos los transformadores pertenecientes a la empresa, ya que son estos quienes tienen asociada una red de baja tensión.

Una vez identificados los transformadores pertenecientes a la empresa, determinamos cuántos tienen red monofásica y cuántos tienen red trifásica.

Cuadro 4.13. Fases de conexión de transformadores pertenecientes a la empresa

FASES DE CONEXION	CANTIDAD
MONOFÁSICOS	105
TRIFÁSICOS	0

Fuente: Fuente propia

Para el caso del alimentador “Madero Vargas” no existen transformadores trifásicos propiedad de la empresa.

Luego dividimos los transformadores de acuerdo a la potencia, y determinamos la cantidad existente para cada tipo.



Cuadro 4.14. Cantidad de transformadores por Potencia pertenecientes a la empresa

POTENCIA	CANTIDAD
15 KVA	2
25 KVA	22
37,5 KVA	35
50 KVA	39
75 KVA	5
100 KVA	2

Fuente: Fuente propia

Del cuadro anterior podemos notar que la mayor cantidad de transformadores existentes en el alimentador son de 50 kVA y 37,5 kVA.

Ahora se analiza la longitud de la red asociada a cada transformador, para esto se realiza la sumatoria de las longitudes de las redes tanto para los transformadores de 50 kVA como para los de 37,5 kVA para determinar una longitud promedio de red por cada tipo de transformador.

Cuadro 4.15. Longitud promedio de red asociada a transformadores de 37,5 kVA y 50 kVA

TIPO DE TRAFIO (kVA)	LONGITUD PROMEDIO DE RED (m)
37,5	380,36
50	421,74

Fuente: Fuente propia

De acuerdo a los valores indicados en la tabla anterior se optó por escoger los siguientes transformadores:

Transformador 16643 de 37,5 kVA con una longitud de red de 392,5 m.

Transformador 14417 de 50 kVA con una longitud de red de 410,7 m.

Ahora se analiza el tipo de red asociada a los transformadores de 50 kVA y de 37,5 kVA según el tipo de red (desnuda o pre ensamblada). Dado que existe una gran cantidad de red pre ensamblada asociada a los transformadores de

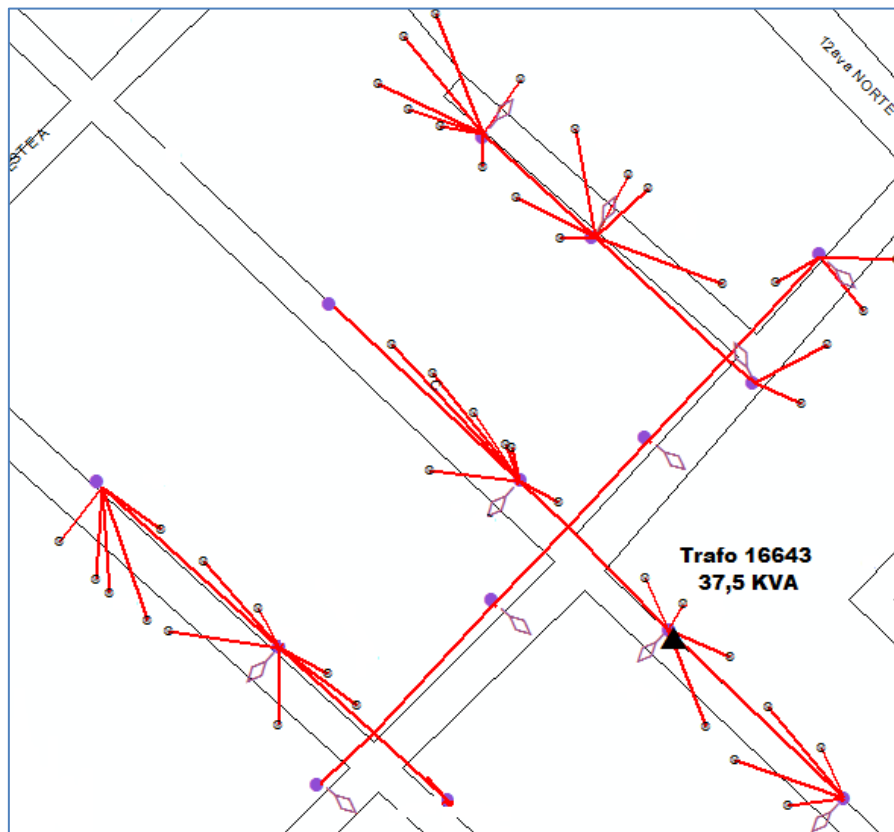
50 kVA, se optó por escoger el transformador 6852 con una longitud de red de aproximadamente 370,55 m.

Los circuitos típicos a utilizarse, así como topología de la red, tipo y número de luminarias y clientes asociados a dicho circuito fueron extraídos del SIG y se muestran a continuación:

Circuito típico 1:

El circuito típico 1 está asociado al transformador 16643 de 37,5 KVA, con un total de 51 clientes y 11 luminarias.

Figura 4.6. Circuito Típico 1



Fuente: Fuente propia

Circuito Típico 2:

El circuito típico 2, está asociado al transformador 14417, de 50 KVA con un total de 75 clientes y 12 luminarias.



Para el cálculo de pérdidas de potencia, los circuitos típicos fueron simulados en el Software SynerGEE Electric 3.8, considerando los consumos de los clientes y luminarias, así como las mediciones obtenidas en los bornes de los transformadores mediante los equipos ION 7650 para un período de 10 días, cuyos resultados se muestran a continuación:

Cuadro 4.16. Pérdidas de potencia en los circuitos típicos

Circuito típico 1

Imax A	Fp A	Imax B	Fp B	DMC (kW)	Losses Redes BT (kW)
60,68	0,974	138,9	0,974	23,9	0,29

Circuito típico 2

Imax A	Fp A	Imax B	Fp B	DMC (kW)	Losses Redes BT (kW)
121,5	96,8	157,3	96,8	33,1	0,62

Circuito típico 3

Imax A	Fp A	Imax B	Fp B	DMC(kW)	Losses Redes BT (kW)
95,39	97,5	120,56	97,5	25,8	0,12

Fuente: Fuente propia

Luego de estimar cuántos de estos circuitos se encuentran dentro del alimentador 0411 “Madero Vargas”, y a partir de considerar para nuestro análisis, el número de clientes asociados a los transformadores propiedad de la empresa, se calcula las pérdidas de energía, con la metodología planteada en la sección **3.3.1.2.3**.



Cuadro 4.17. Pérdidas en Redes de Baja Tensión

CIRCUITO TIPO	# CLIENTES ASOCIADOS	POTENCIA DEL TRAFIO DEL C.T (KVA)	DEMANDA MAXIMA (kVA)	PERDIDAS DE POTENCIA (kW)	PERDIDAS DE ENERGIA (kWh/mes)	# CIRCUITOS TIPICOS	PERDIDAS TOTALES (kWh/mes)	%
Trafo_6892	58,000	50,000	26,5	0,120	40,67	36,75	1494,97	0,08%
Trafo_14417	75,000	50,000	34,2	0,620	208,8	28,42	5935,48	0,31%
Trafo_16643	51,000	37,500	24,53	0,290	83,82	41.80	3504,01	0,18%
TOTAL						106,98	10939,46	0,57%

Fuente: Fuente propia

4.3.4.3. PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO

Mediante pruebas de laboratorio, e incluyendo un pequeño tramo de conductor, tenemos las pérdidas de potencia para cada tipo de luminaria en función de la cantidad existente (sección 3.3.1.2.4.).

Las pérdidas de energía se calculan a partir de las pérdidas de potencia, considerando un período de funcionamiento continuo de 12 horas diarias, debido a que no se encontraron luminarias de doble nivel de potencia.

Cuadro 4.18. Pérdidas en Luminarias

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	125	47,49	5	0,24	88,33
	175	63,85	19	1,21	451,29
SODIO	100	17,56	7	0,12	45,73
	150	23,11	811	18,74	6972,10
	250	50,82	245	12,45	4631,73
	400	39,12	66	2,58	960,47
TOTAL			1153	35,35	13149,66

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	0,95%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,68%

Fuente: Fuente propia



4.3.4.4. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS

Para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía de esta etapa funcional del sistema de distribución, se sigue el procedimiento mostrado en el tercer capítulo sección 3.3.1.2.5.; las cuales fueron calculadas, analizando en primer lugar los grandes consumidores. Luego se determinan acometidas típicas de acuerdo al tipo de tarifa de los clientes, calculando las pérdidas de potencia a partir de la corriente, resistencia y una longitud promedio de 18 metros para cada tipo de acometida. La corriente que circula por el conductor de acometida es calculada a partir del consumo promedio, un factor de potencia de 0,92 y el factor de carga en baja tensión de 0,52.

Cuadro 4.19. Pérdidas en Acometidas

GRANDES CONSUMIDORES		CUENTA	CONSUM. (kWh)	ACOMET.	LONG.	R (Ohm/m)	I (A)	P(kW)
JH	PLASTISUR S.A.	2362721	54962	MUL.Al.3x6	8,4337	0,0025	1329,7	12,34
CH	CORPORACION EL ROSADO S.A	2323951	51022	TW.Cu.4	1,5753	0,0009	1234,4	0,74
CH	SEDUC.SERV.DE LA EDUCACIO	801165	33585	CON.Cu.3x6	11,9153	0,0015	812,5	5,81
CH	UNILEVER ANDINA ECUADOR	2362001	24453	TW.Cu.4	5,3462	0,0009	591,6	0,58
CH	OROTONI CIA.LTDA.	2307370	19927	TTU.Cu.4	11,1271	0,0009	482,1	0,80
CH	CENTRO COMERCIAL UNIORO	2326001	15957	TW.Cu.4	2,1528	0,0009	386,1	0,15
CH	YANBAL ECUADOR S.A.	2325152	12414	TW.Cu.4	1,7123	0,0009	300,3	0,07
TOTAL			212320					20,50



CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT.	CONSUM (kWh)	CONSUMPR OM.	ACOMET.	R (Ohm/m)	I (A)	P (kW)
AS	ASISTENCIA SOCIAL BAJA TENSION	1	181	181,00	CON.Cu.3x6	0,0015	4,4	0,00
BD	BENEFICIO PUBLICO MEDIA TENSION	1	5814	5814,00	TW.Cu.4	0,0009	140,7	0,17
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	9	7734	859,33	CON.Cu.3x6	0,0015	20,8	0,05
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	10	15211	1521,10	CON.Cu.3x8	0,0023	36,8	0,29
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	7	22878	3268,29	CON.Cu.3x6	0,0015	79,1	0,58
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	548	185874	339,19	MUL.AI.2x6	0,0025	8,2	1,65
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	11	4326	393,27	MUL.AI.3x6	0,0025	9,5	0,02
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	67	16273	242,88	MUL.AI.3x6	0,0025	5,9	0,05
ID	INDUSTRIAL MEDIA TENSION	1	4284	4284,00	CON.Cu.3x6	0,0015	103,6	0,10
JH	INDUSTRIAL CON MEDICION HORARIA CON INCENTIVOS MT	1	4944	4944,00	CON.Cu.4x6	0,0015	119,6	0,13
MU	ENTIDADES MUNICIPALES BAJA TENSION	1	687	687,00	CON.Cu.3x8	0,0023	16,6	0,01
OF	ENTIDADES OFICIALES BAJA TENSION	5	2824	564,80	MUL.AI.3x6	0,0025	13,7	0,02
RC	RESIDENCIAL COMUNITARIO	3	318	106,00	MUL.AI.3x8	0,0038	2,6	0,00
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	5633	899417	159,67	MUL.AI.2x6	0,0025	3,9	3,76
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	172	30526	177,48	MUL.AI.2x6	0,0025	4,3	0,14
UH	CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA HORARIA	1	3361	3361,00	CON.Cu.4x6	0,0015	81,3	0,06
TOTAL			1204652					7,01

Pérdidas de Potencia (kW)	27,512
Pérdidas de Energía (kWh)	6933,064

Pérdidas de Potencia (kW)	0,742%
Pérdidas de Energía %	0,357%

Fuente: Fuente propia

4.3.4.5. PÉRDIDAS EN MEDIDORES DE ENERGÍA

Con el total de medidores existentes en el alimentador 0411 “Madero Vargas”, clasificados en Medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos, y de acuerdo a la metodología de cálculo de pérdidas en medidores del capítulo 3, se calculan las pérdidas de potencia y energía, cuyos resultados se muestran a continuación:



Cuadro 4.20. Pérdidas en medidores de energía

Medidores			
Medidores monofásicos	6.337	m1	0,978
Medidores bifásicos	117	m2	0,018
Medidores trifásicos	24	m3	0,004
n	6.478		1,000

Pérdidas de potencia (kW)	7,9716
Pérdidas de potencia %	0,22%

Pérdidas de energía (kWh)	5930,8704
Pérdidas de energía %	0,31%

Fuente: Fuente propia

De los cálculos anteriores se muestra el siguiente resumen de pérdidas de energía en cada etapa funcional del sistema en baja tensión.

Cuadro 4.21. Resumen de pérdidas de energía en baja tensión

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA DISPONIBLE (kWh/mes)	%
REDES_BT	10934,06	1940448,34	0,31%
LUMINARIAS	13149,66		0,68%
ACOMETIDAS	6933,064		0,36%
MEDIDORES	5930,87		0,56%
TOTAL	36948,06	1940448,34	1,90%

Fuente: Fuente propia

4.3.5. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

A partir del balance energético inicial y el cálculo de perdidas técnicas en cada etapa funcional del sistema de distribución, se pueden discriminar las pérdidas no técnicas de las pérdidas totales.

En el siguiente cuadro se muestran las pérdidas técnicas y no técnicas para el período de análisis Enero-2011 - Diciembre-2011.



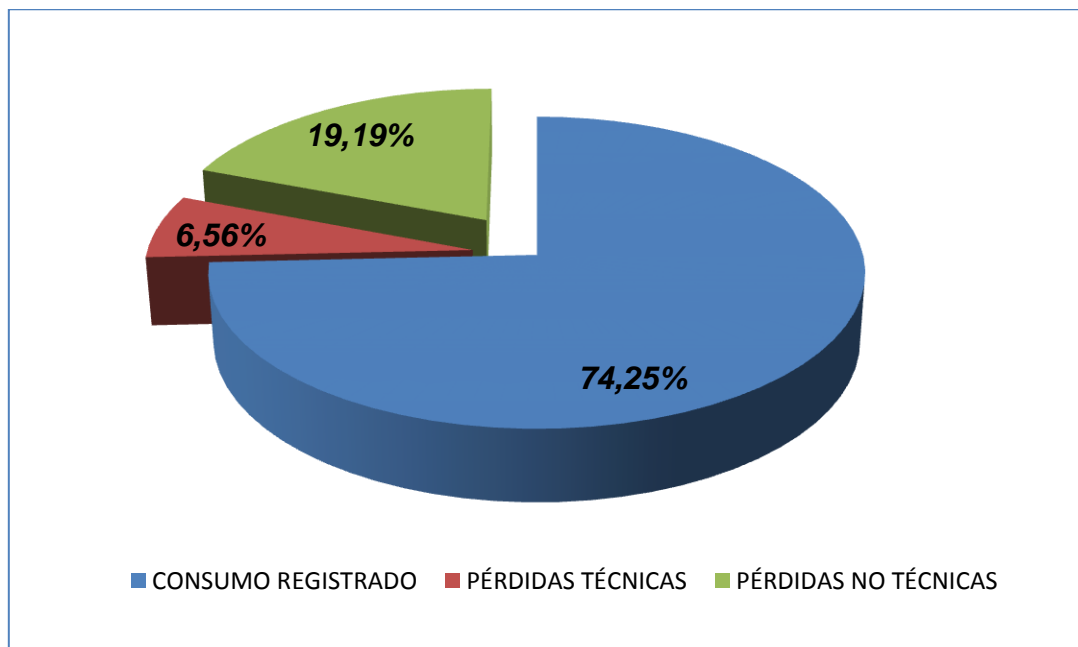
Cuadro 4.22. Pérdidas Técnicas y no Técnicas

MES	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	kWh	%
ene-11	96238,279	39977,601	136215,881	6,47%	462044,994	21,96%
feb-11	91285,792	34491,782	125777,574	6,68%	300956,186	19,47%
mar-11	98419,916	40568,979	138988,895	6,62%	504719,110	20,94%
abr-11	98158,798	39795,589	137954,388	6,61%	378848,319	20,21%
may-11	94474,312	39743,878	134218,190	6,57%	498625,463	20,95%
jun-11	86885,013	35329,164	122214,177	6,57%	350768,514	20,63%
jul-11	81019,596	33421,269	114440,865	6,56%	371185,902	20,69%
ago-11	76409,427	31495,809	107905,236	6,56%	307727,530	20,46%
sep-11	76556,492	30459,162	107015,653	6,57%	255604,115	20,04%
oct-11	75831,107	31168,379	106999,487	6,57%	259830,135	19,67%
nov-11	79327,000	31811,369	111138,369	6,57%	286419,215	19,46%
dic-11	88402,891	36868,518	125271,409	6,56%	317011,531	19,19%

Fuente: Fuente propia

En el siguiente gráfico, a partir de los resultados obtenidos podemos observar en qué proporción se distribuye la energía entregada al alimentador, considerando el año móvil:

Figura 4.9. Distribución de energía entregada al alimentador 0411



Fuente: Fuente propia



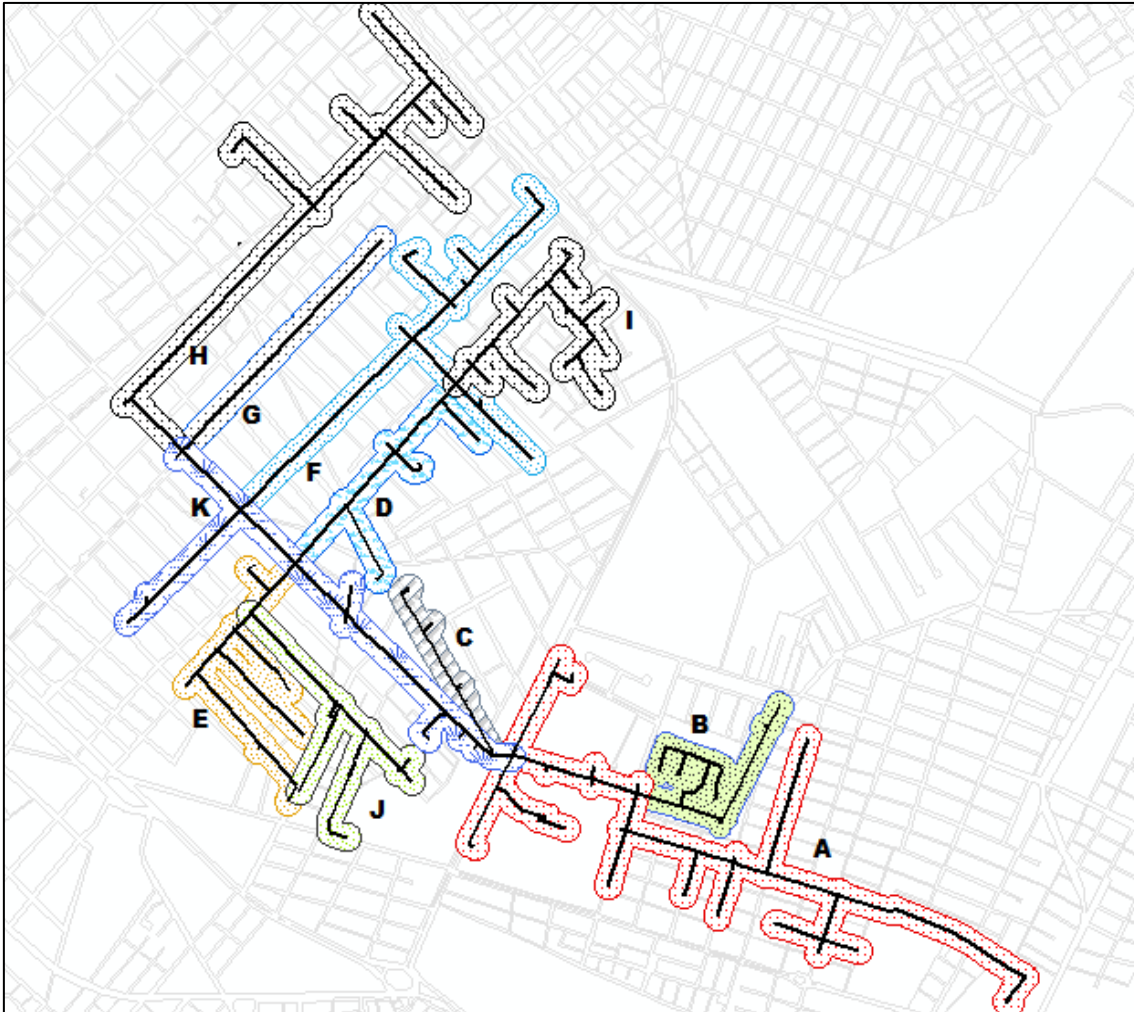
4.4. MACROMEDICIÓN

Una vez calculadas las pérdidas técnicas y no técnicas del alimentador 0411 “Madero Vargas”, se realiza la macro medición, dividiendo el alimentador en zonas.

El alimentador se lo sectoriza de acuerdo a su topología, cubriendo mediante las zonas la totalidad del mismo, de esta manera se identifican los puntos donde se debe instalar los medidores para registrar la energía entregada a cada zona, además se debe conocer los clientes, equipos y redes asociados a cada una de ellas, lo cual nos permite analizar el comportamiento de cada sector en lo que respecta a pérdidas.

Para el caso del alimentador en estudio 0411 “Madero Vargas” se lo sectorizó en 11 zonas, las cuales fueron identificadas alfabéticamente desde la letra A hasta la letra K, como se muestra en la siguiente figura, cabe señalar que el análisis de la zonas de la macro medición se realizó para el mes de Diciembre-2011.

Figura 4.10. Zonas para Macro medición



Fuente: Fuente propia

4.4.1. ZONA A

4.4.1.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA A

La zona A tiene las siguientes características:

- Tiene 1093 clientes.
- Existen 36 transformadores, divididos en 18 de propiedad de la empresa y 18 de propiedad particular.
- Las luminarias existentes en la zona A son:



Cuadro 4.23. Luminarias en la zona A

LUMINARIAS ZONA A					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	53	13,25
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	4	1,6
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	163	24,45
Lum. 240V Hg 125W Abierto	LPM125ACA	APO0104	125	2	0,25
Lum. 240V Hg 175W Abierto	LPM175ACA	APO0105	175	5	0,875
TOTAL				227	40,425

Fuente: Fuente propia

4.4.1.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA A

Para realizar el balance energético en la zona A, se realiza a partir de conocer la energía suministrada, la energía facturada y el consumo del alumbrado público; como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro 4.24. Balance Energético en la zona A

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
A	1093	299193	15206	362045,19	47646,69	13,16%

Fuente: Fuente propia

4.4.1.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA A

Para el análisis de las pérdidas técnicas en cada zona se utiliza la misma metodología planteada para el análisis del alimentador.

En el caso de las pérdidas resistivas en media tensión y transformadores de distribución se realizó un filtro de las pérdidas determinadas mediante la corrida de flujos para el alimentador, observando solo las pérdidas en las secciones y transformadores pertenecientes a esta zona, teniendo como resultado:



Cuadro 4.25. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona A

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGIA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
A	66,67	362045,19	25539,89	7,05%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en el hierro de los transformadores, se relaciona con el número y tipo de transformadores existentes en la zona.

Cuadro 4.26. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona A

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 10KVA 7,97/0,24	0,05	1	0,05
1F 15KVA 7,97/0,24	0,07	3	0,21
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	7	0,7
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	6	0,822
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	12	1,92
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	1	0,21
3F 400KVA 13,8/0,24	0,93	1	0,93
3F 500KVA 13,8/0,24	1,09	1	1,09
3F 60KVA 13,8/0,24	0,225	2	0,45
3F 750KVA 13,8/0,24	1,45	2	2,9
	TOTAL	36	9,282

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas técnicas totales en media tensión se las determina como la suma de las pérdidas resistivas más las pérdidas en el hierro de los transformadores, las cuales son:

Cuadro 4.27. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona B

ZONA	ENERGIA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
A	362045,19	33074,26	9,13%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en redes de baja tensión, se realizó mediante circuitos típicos utilizados en el alimentador, obteniendo los resultados que se muestran:



Cuadro 4.28. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona A

Zonas Macromedicación	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
A	1093	4,9	1014,30	1868,57	0,099
		6,3	255,47		
		7,1	598,79		

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en alumbrado público se obtienen para la cantidad y tipo de luminarias existentes en las zonas.

Cuadro 4.29. Pérdidas en luminarias en la zona A

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	125	47,49	2	0,09	35,33
	175	63,85	5	0,32	118,76
SODIO	150	23,11	163	3,77	1401,30
	250	50,82	53	2,69	1001,97
	400	39,12	4	0,16	58,21
TOTAL			227	7,03	2615,57

% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,72%
----------------------------------	--------------

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en acometidas se determinan de forma análoga al análisis efectuado para todo el alimentador, primero identificando si en la zona existen grandes consumidores y posteriormente analizando las pérdidas con el resto de clientes clasificados de acuerdo al tipo de tarifa:

Cuadro 4.30. Pérdidas en Acometidas en la Zona A

GRANDES CONSUMIDORES	CUENTA	CONSUMO (kWh)	ACOMET.	LONG.	RESISTENCIA (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
CH CORPORACION EL ROSADO S.A	2323951	51022	TW.Cu.4	1,5753	0,000930	916,9758	0,4108
CH CENTRO COMERCIAL UNIORO	2326001	15957	TW.Cu.4	2,1528	0,000930	286,7818	0,0824
CH YANBAL ECUADOR S.A.	2325152	12414	TW.Cu.4	1,7123	0,000930	223,1065	0,0396
TOTAL		79393					0,533



CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT.	CONSUMO (kWh)	CONSU. PROM.	ACOMET.	R (Ohm/m)	I (A)	P (kW)
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	2	4486	2243,00	CON.Cu.3x6	0,00148	40,3116	0,0432
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	2	4218	2109,00	CON.Cu.3x8	0,00235	37,9033	0,0607
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	2	2743	1371,50	CON.Cu.3x6	0,00148	24,6488	0,0162
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	101	43707	432,74	MUL.Al.2x6	0,00242	7,7773	0,2666
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	2	149	74,50	MUL.Al.3x6	0,00242	1,3389	0,0001
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	18	4257	236,50	MUL.Al.3x6	0,00242	4,2504	0,0071
OF	ENTIDADES OFICIALES BAJA TENSION	1	451	451,00	MUL.Al.3x6	0,00242	8,1054	0,0014
RC	RESIDENCIAL COMUNITARIO	1	9	9,00	MUL.Al.3x8	0,00378	0,1617	0,0000
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	930	137872	148,25	MUL.Al.2x6	0,00242	2,6644	0,2882
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	32	5631	175,97	MUL.Al.2x6	0,00242	3,1625	0,0140
TOTAL			203523					0,697

Pérdidas de Potencia (kW)	1,23
Pérdidas de Energía (kWh)	460,62

Pérdidas de Energía %	0,127%
-----------------------	--------

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en los medidores de energía están en función de la cantidad de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos existentes en la zona.

Cuadro 4.31. Pérdidas en medidores de energía en la zona A

Medidores			
Medidores monofásicos	1074	m1	0,982
Medidores bifásicos	15	m2	0,014
Medidores trifásicos	5	m3	0,005
n	1.094		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	1,3428
---------------------------	--------

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh/mes)	999,0432
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	0,28%

Fuente: Fuente propia

Luego de analizar las pérdidas en cada etapa de baja tensión tenemos el siguiente resumen:



Cuadro 4.32. Resumen de pérdidas en baja tensión en la zona A

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	999,04	362045,19	0,28%
LUMINARIAS	2615,57		0,72%
ACOMETIDAS	460,62		0,13%
REDES_BT	1868,57		0,52%
TOTAL	5943,80	362045,19	1,64%

Fuente: Fuente propia

4.4.1.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA A

Luego de analizar las pérdidas técnicas en cada subsistema de la red, se calcula las pérdidas no técnicas en la zona como se indica:

Cuadro 4.33. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona A

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
A	32222,93	5943,80	38166,74	10,54%	9479,95	2,62%

Fuente: Fuente propia

4.4.2. ZONA B

4.4.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA B

La zona B tiene las siguientes características:

- Tiene 99 clientes asociados.
- Existen 19 transformadores, divididos en 7 propiedad de la empresa y 12 de propiedad particular.
- La cantidad y tipo de luminarias existentes en la zona B son:



Cuadro 4.34. Luminarias en la zona B

LUMINARIAS ZONA B					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	20	5
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	10	4
TOTAL				30	9

Fuente: Fuente propia

4.4.2.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA B

El balance energético para la zona B es:

Cuadro 4.35. Balance Energético en la zona B

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
B	99	53342	3348	76746,90	20056,90	26,13%

Fuente: Fuente propia

4.4.2.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA B

Para el cálculo de las pérdidas técnicas en las zonas restantes el proceso de cálculo es idéntico al empleado para la zona A.

Cuadro 4.36. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona B

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
B	3,45	76746,90	829,2578004	1,081%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en el hierro de los transformadores para la zona B son:



Cuadro 4.37. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona B

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 15KVA 7,97/0,24	0,07	1	0,07
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	6	0,6
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	10	1,37
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	2	0,32
TOTAL		19	2,36

Fuente: Fuente propia

De los datos anteriores, calculamos las pérdidas de energía totales en media tensión.

Cuadro 4.38. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona B

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
B	76746,90	2528,4578	3,295%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en redes de baja tensión para la zona B son:

Cuadro 4.39. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona B

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PERDIDAS DE ENERGIA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
B	99	1	208,80	333,29	0,018
		1	40,67		
		1	83,82		

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en luminarias para la zona B son:



Cuadro 4.40. Pérdidas en luminarias en la zona B

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
SODIO	250	50,82	20	1,02	378,10
	400	39,12	10	0,39	145,53
TOTAL			30	1,41	523,63

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	0,71%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,68%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en acometidas que se tiene para la zona B son las siguientes:

Cuadro 4.41. Pérdidas en acometidas en la zona B

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT.	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMETIDA	RESISTENCIA (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	1	141	141,00	CON.Cu.3x8	0,00235	2,53	0,0001
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	4	1311	327,75	MUL.Al.2x6	0,00242	5,89	0,0061
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	94	36276	385,91	MUL.Al.2x6	0,00242	6,94	0,1974
TOTAL			37728					0,204

Pérdidas de Potencia (kW)	0,204
Pérdidas de Energía (kWh)	76,211

Pérdidas de Potencia	0,103%
Pérdidas de Energía	0,099%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en medidores de energía encontradas para la zona B se describen a continuación:



Cuadro 4.42. Pérdidas en medidores en la zona B

Medidores	
Medidores monofásicos	98
Medidores bifásicos	1
n	99

m1	0,990
m2	0,010
	1,000

MES DE DICIEMBRE	
PÉRDIDAS DE POTENCIA (kW)	0,12
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,06%

MES DE DICIEMBRE	
PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	89,28
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,12%

Fuente: Fuente propia

En resumen, las pérdidas en los componentes de baja tensión para la zona B son:

Cuadro 4.43. Resumen pérdidas en Baja Tensión en la zona B

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	89,28	76746,90	0,12%
LUMINARIAS	523,63		0,68%
ACOMETIDAS	76,211		0,10%
REDES_BT	333,29		0,43%
TOTAL	1022,408089	76746,90	1,33%

Fuente: Fuente propia

4.4.2.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA B

Luego de analizar las pérdidas técnicas en cada subsistema de la red, se calcula las pérdidas no técnicas en la zona B como se indica:

Cuadro 4.44. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona B

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
B	2528,458	1022,408	3550,866	4,63%	16506,035	21,51%

Fuente: Fuente propia



4.4.3. ZONA C

4.4.3.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA C

Las características de la zona C son las siguientes:

- Tiene 100 clientes asociados.
- Existen 13 transformadores, divididos en 3 pertenecientes a la empresa y 10 de propiedad particular.
- Las luminarias divididas por cantidad para cada tipo existentes son:

Cuadro 4.45. Luminarias en la zona C

LUMINARIAS ZONA C					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	1	0,25
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	14	5,6
		TOTAL		15	5,85

Fuente: Fuente propia

4.4.3.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA C

El balance energético para la zona C es el siguiente:

Cuadro 4.46. Balance Energético en la zona C

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
C	100	41833	2176,2	59849,14	15839,94	26,47%

Fuente: Fuente propia

4.4.3.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA C

Las pérdidas resistivas en media tensión para la zona C son:



Cuadro 4.47. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona C

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
C	5,38	59849,14	1660,099643	2,774%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en el hierro en los transformadores existentes y las pérdidas técnicas totales en la zona C se indican a continuación:

Cuadro 4.48. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona C

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	6	0,6
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	2	0,274
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	4	0,64
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	1	0,21
TOTAL		13	1,724

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.49. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona C

ZONA	ENERGIA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
C	59849,14	2901,379643	4,848%

Fuente: Fuente propia

Luego calculamos las pérdidas de energía en las redes de baja tensión:

Cuadro 4.50. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona C

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
C	100	1	208,80	333,29	0,018
		1	40,67		
		1	83,82		

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en luminarias para la zona C, son las que se indican a continuación.



Cuadro 4.51. Pérdidas en luminarias

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
SODIO	250	50,82	1	0,05	18,91
	400	39,12	14	0,55	203,74
TOTAL			15	0,60	222,64

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	0,45%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,37%

Fuente: Fuente propia

Determinamos las pérdidas en acometidas, como en los casos anteriores de acuerdo a las acometidas típicas por el tipo de tarifa de los clientes.

Cuadro 4.52. Pérdidas en acometidas en la zona C

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT.	CONSUM (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMETIDA	RESISTENCIA (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	2	2732	1366,00	CON.Cu.3x8	0,0023	24,550	0,0255
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	1	2316	2316,00	CON.Cu.3x6	0,0014	41,623	0,0230
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	4	3321	830,25	MUL.Al.2x6	0,0024	14,921	0,0389
RC	RESIDENCIAL COMUNITARIO	2	305	152,50	MUL.Al.3x8	0,0037	2,7408	0,0005
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	91	33159	364,38	MUL.Al.2x6	0,0024	6,5488	0,1703
TOTAL			41833					0,258

Pérdidas de Potencia (kW)	0,258
Pérdidas de Energía (kWh)	96,684

Pérdidas de Potencia	0,192%
Pérdidas de Energía	0,162%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en medidores de energía para la zona C son:



Cuadro 4.53. Pérdidas en medidores de energía en la zona C

Medidores			
Medidores monofásicos	99	m1	0,990
Medidores bifásicos	1	m2	0,010
n	100		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	0,1212	PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	90,1728
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,09%	% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,15%

Fuente: Fuente propia

A continuación se muestra el resumen de pérdidas asociadas a los subsistemas de baja tensión para la zona C.

Cuadro 4.54. Resumen pérdidas en baja tensión en la zona C

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	90,1728	59849,14	0,15%
LUMINARIAS	222,64		0,37%
ACOMETIDAS	96,684		0,16%
REDES_BT	333,29		0,56%
TOTAL	742,7886505	59849,14	1,24%

Fuente: Fuente propia

4.4.3.4. DISCRIMINACION DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA C

Una vez analizadas las pérdidas técnicas en la zona C, se calcula las pérdidas no técnicas.

Cuadro 4.55. Pérdidas técnicas y no técnicas

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
C	2901,380	742,789	3644,168	6,09%	12195,767	20,38%

Fuente: Fuente propia

4.4.4. ZONA D

4.4.4.1. DESCRPCION DE LA ZONA D

Las características principales de la zona D son las siguientes:



- Tiene 421 clientes asociados.
- Existen 13 transformadores, de los cuales 9 pertenecen a la empresa y 4 son de propiedad particular.
- Las luminarias existentes en la zona son:

Cuadro 4.56. Tipo de luminarias en la zona D

LUMINARIAS ZONA D					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CÓDIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	22	5,5
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	54	8,1
Lum. 240V Hg 125W Abierto	LPM125ACA	APO0104	125	2	0,25
TOTAL				78	13,85

Fuente: Fuente propia

4.4.4.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA D

El balance energético de la zona D se indica en el siguiente cuadro:

Cuadro 4.57. Balance energético en la zona D

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
D	421	89716	5152,2	136074,89	41206,69	30,28%

Fuente: Fuente propia

4.4.4.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA D

Las pérdidas resistivas en las redes de media tensión y los transformadores de distribución son como se muestra a continuación.

Cuadro 4.58. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona D

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
D	5,32	136074,89	2037,981592	1,498%

Fuente: Fuente propia

Para el cálculo de las pérdidas técnicas totales se debe calcula a más de las pérdidas resistivas, las pérdidas en el hierro de los transformadores.



Cuadro 4.59. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona D

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	3	0,3
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	6	0,822
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	2	0,32
3F 45KVA 13,8/0,24	0,18	1	0,18
3F 75KVA 13,8/0,24	0,265	1	0,265
TOTAL		13	1,887

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.60. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona D

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
D	136074,89	3464,55	2,55%

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas en los componentes asociados a baja tensión. Así las pérdidas en las redes de baja tensión son:

Cuadro 4.61. Pérdidas en las redes de baja tensión en la zona D

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
D	421	1,9	390,69	719,73	0,038
		2,4	98,40		
		2,8	230,64		

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas de potencia y energía asociadas a las luminarias existentes en la zona D son:



Cuadro 4.62. Pérdidas en luminarias en la zona D

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	125	47,49	2	0,09	35,33
SODIO	150	23,11	54	1,25	464,23
	250	50,82	22	1,12	415,91
TOTAL			78	2,46	915,48

% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,67%
----------------------------------	--------------

Fuente: Fuente propia

Ahora se calcula las pérdidas en las acometidas para la zona D:

Cuadro 4.63. Pérdidas en acometidas en la zona D

ABONADOS	CUENTA	CONSUMO (kWh)	ACOMETIDA	LONGITUD	RESISTENCIA (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)	
CH	OROTONI CIA.LTDA.	2307370	19927	TTU.Cu.4	11,1271	0,000930	358,1313	0,4426
TOTAL		19927					0,443	

CLIENTES POR USO DE ENERGIA	CANT.	CONSUM (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMET.	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDA (kW)	
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	2	3917	1958,50	CON.Cu.3x8	0,00235	35,1985	0,0524
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	52	13243	254,67	MUL.AI.2x6	0,00242	4,5770	0,0475
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	2	488	244,00	MUL.AI.3x6	0,00242	4,3852	0,0008
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	1	21	21,00	MUL.AI.3x6	0,00242	0,3774	0,0000
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	353	55642	157,63	MUL.AI.2x6	0,00242	2,8329	0,1236
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	10	2043	204,30	MUL.AI.2x6	0,00242	3,6717	0,0059
TOTAL		75354					0,230	

Pérdidas de Potencia (kW)	0,673
Pérdidas de Energía (kWh)	251,925

Pérdidas de Energía %	0,185%
-----------------------	--------

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en los medidores de energía que existen en la zona D, son las siguientes:



Cuadro 4.64. Pérdidas en medidores de energía en la zona D

Medidores			
Medidores monofásicos	415	m1	0,986
Medidores bifásicos	4	m2	0,010
Medidores trifásicos	2	m3	0,005
n	421		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (kW)	0,5148
---------------------------	--------

PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	383,0112
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,28%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.65. Resumen de pérdidas en baja tensión en la zona D

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	383,0112	136074,89	0,28%
LUMINARIAS	915,48		0,67%
ACOMETIDAS	251,925		0,19%
REDES_BT	719,73		0,53%
TOTAL	2270,145819	136074,89	1,67%

Fuente: Fuente propia

4.4.4.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA D

Una vez realizado el cálculo de las pérdidas técnicas, se puede determinar las pérdidas no técnicas de la zona D.

Cuadro 4.66. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona D

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
D	3396,622	2270,146	5666,767	4,16%	35539,919	26,12%

Fuente: Fuente propia

4.4.5. ZONA E

4.4.5.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA E

La zona E tiene las siguientes características:



- Tiene 598 clientes.
- Existen 14 transformadores, 6 pertenecientes a la empresa eléctrica y 8 de propiedad particular.
- Las luminarias existentes en la zona son:

Cuadro 4.67. Luminarias existentes en la zona E

LUMINARIAS ZONA E					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	18	4,5
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	55	8,25
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	1	0,175
TOTAL				74	12,925

Fuente: Fuente propia

4.4.5.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA E

El balance energético realizado para la zona E es:

Cuadro 4.68. Balance Energético en la zona E

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
E	598	170674	7356,3	217787,56	39757,26	18,26%

Fuente: Fuente propia

4.4.5.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA E

Las pérdidas resistivas en la red de media tensión y transformadores de distribución son:

Cuadro 4.69. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona E

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
E	6,67	217787,56	2555,138575	1,173%

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores de la zona E.



Cuadro 4.70. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona E

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 100KVA 7,97/0,24	0,26	3	0,78
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	2	0,2
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	1	0,137
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	2	0,32
2F 50KVA 13,8/0,24	0,21	1	0,21
2F 65KVA 13,8/0,24	0,213	1	0,213
3F 30KVA 13,8/0,24	0,135	2	0,27
3F 45KVA 13,8/0,24	0,18	1	0,18
3F 225KVA 13,8/0,24	0,615	1	0,615
	TOTAL	14	2,925

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas técnicas totales en media tensión son:

Cuadro 4.71. Pérdidas en técnicas totales en media tensión en la zona E

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
E	217787,56	4661,138575	2,140%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en los elementos en baja tensión de la zona E se muestran en los cuadros siguientes:

Las pérdidas en redes de baja tensión son:

Cuadro 4.72. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona E

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGIA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
E	598	2,7	554,94	1022,33	0,054
		3,4	139,77		
		3,9	327,61		

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en las luminarias en la zona E son:



Cuadro 4.73. Pérdidas en luminarias en la zona E

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	175	63,85	1	0,06	23,75
SODIO	150	23,11	55	1,27	472,83
	250	50,82	18	0,91	340,29
TOTAL			74	2,25	836,87

% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,38%
----------------------------------	--------------

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en acometidas son las que se indican en el siguiente cuadro.

Cuadro 4.74. Pérdidas en acometidas en la zona E

GRANDES CONSUMIDORES	CUENTA	CONSUMO (kWh)	ACOMETIDA	LONGITUD	RESISTENCIA (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
JH PLASTISUR S.A.	2362721	54962	MUL.AI.3x6	8,4337	0,002425	987,7861	6,6512
CH UNILEVER ANDINA ECUADOR	2362001	24453	TW.Cu.4	5,3462	0,000930	439,4733	0,3202
TOTAL		79415					6,971

CLIENTES POR USO DE ENERGIA	CANT .	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMET.	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
BD BENEFICIO PUBLICO MEDIA TENSION	1	5630	5630,00	TW.Cu.4	0,00093	101,1	0,0857
CH COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	1	0	0,00	CON.Cu.3x6	0,00148	0,000	0,0000
CO COMERCIAL BAJA TENSION	43	8583	199,60	MUL.AI.2x6	0,00242	3,587	0,0242
CR CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	1	141	141,00	MUL.AI.3x6	0,00242	2,534	0,0001
IA INDUSTRIAL ARTESANAL	9	1508	167,56	MUL.AI.3x6	0,00242	3,011	0,0018
OF ENTIDADES OFICIALES BAJA TENSION	1	24	24,00	MUL.AI.3x6	0,00242	0,431	0,0000
RD RESIDENCIAL O DOMESTICO	524	78708	150,21	MUL.AI.2x6	0,00242	2,699	0,1667
TE TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	23	4696	204,17	MUL.AI.2x6	0,00242	3,669	0,0135
TOTAL		99290					0,292

Pérdidas de Potencia (kW)	7,263
Pérdidas de Energía (kWh)	2719,429

Pérdidas de Energía	1,249%
---------------------	--------

Fuente: Fuente propia



Las pérdidas en los medidores de energía en la zona E son:

Cuadro 4.75. Pérdidas en medidores de energía en la zona E

Medidores			
Medidores monofásicos	594	m1	0,982
Medidores bifásicos	6	m2	0,010
Medidores trifásicos	5	m3	0,008
n	605		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	0,7452
---------------------------	--------

PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	554,4288
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,25%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.76. Resumen de pérdidas en baja tensión en la zona E

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	554,4288	217787,56	0,25%
LUMINARIAS	836,87		0,38%
ACOMETIDAS	2719,429		1,25%
REDES_BT	1022,33		0,47%
TOTAL	5133,059767	217787,56	2,36%

Fuente: Fuente propia

4.4.5.4. DISCRIMINACION DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA E

Utilizando los resultados del análisis de las pérdida técnicas, se puede discriminar las pérdidas de energía no técnicas existentes en la zona E.

Cuadro 4.77. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona E

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
E	4661,139	5133,060	9794,198	4,50%	29963,065	13,76%

Fuente: Fuente propia



4.4.6. ZONA F

4.4.6.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA F

La zona F presenta entre sus características más importantes las siguientes:

- Tiene 662 clientes asociados.
- Existen 15 transformadores divididos entre 10 de propiedad de la empresa y 5 particulares.
- Entre las luminarias existentes clasificadas por tipo son:

Cuadro 4.78. Tipo de luminarias en la zona F

LUMINARIAS ZONA F					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	1	0,25
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	93	13,95
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	1	0,175
Lum. 240V Hg 175W Abierto	LPM175ACA	APO0105	175	5	0,875
Lum. 120V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0310	150	1	0,15
TOTAL				101	15,4

Fuente: Fuente propia

4.4.6.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA F

El balance energético realizado para la zona F se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 4.79. Balance energético en la zona F

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
F	662	147539	5728,8	178688,37	25420,57	14,23%

Fuente: Fuente propia

4.4.6.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA F

Las pérdidas resistivas en media tensión, que comprende pérdidas en redes y transformadores de distribución son:



Cuadro 4.80. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona F

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
F	5,59	178688,37	2295,087746	1,284%

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores.

Cuadro 4.81. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona F

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	5	0,5
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	2	0,274
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	3	0,48
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	1	0,21
3F 100KVA 13,8/0,24	0,33	2	0,66
3F 30KVA 13,8/0,24	0,135	1	0,135
3F 50KVA 13,8/0,24	0,197	1	0,197
TOTAL		15	2,456

Fuente: Fuente propia

Es decir las pérdidas técnicas totales en media tensión son:

Cuadro 4.82. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona F

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
F	178688,37	4063,407746	2,274%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas asociadas a las redes en baja tensión son:



Cuadro 4.83. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona F

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PERDIDAS DE ENERGIA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
F	662	2,9	614,34	1131,74	0,06
		3,8	154,73		
		4,3	362,67		

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en luminarias presentes en la zona F se indican en el siguiente cuadro:

Cuadro 4.84. Pérdidas en luminarias en la zona F

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PÉRD. TOTAL	PÉRD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	175	63,85	6	0,38	142,51
SODIO	150	23,11	94	2,17	808,11
	250	50,82	1	0,05	18,91
TOTAL			101	2,61	969,53

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	0,76%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,54%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.85. Pérdidas en acometidas en la zona F

GRANDES CONSUMIDORES	CUENTA	CONSUMO (kWh)	ACOMET.	LONG.	R (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)	
CH	SEDUC.SERV.DE LA EDUCACIO	801165	33585	CON.Cu.3x6	11,9153	0,001081	603,595	4,692
TOTAL		33585					4,692	



CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMETIDA	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	1	558	558,00	CON.Cu.3x6	0,00066	10,02	0,0012
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	31	12053	388,81	MUL.AI.2x6	0,00216	6,987	0,0589
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	1	1736	1736,00	MUL.AI.3x6	0,00108	31,19	0,0189
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	6	1551	258,50	MUL.AI.3x6	0,00108	4,645	0,0025
ID	INDUSTRIAL MEDIA TENSION	1	4284	4284,00	CON.Cu.3x6	0,00066	76,99	0,0705
JH	INDUSTRIAL CON MEDICION HORARIA CON INCENTIVOS MT	1	4944	4944,00	CON.Cu.4x6	0,00148	88,85	0,0700
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	602	84702	140,70	MUL.AI.2x6	0,00216	2,528	0,1498
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	18	3432	190,67	MUL.AI.2x6	0,00216	3,426	0,0082
TOTAL			113260					0,380

Pérdidas de Potencia (kW)	5,072
Pérdidas de Energía (kWh)	1899,070

Pérdidas de Potencia %	1,474%
Pérdidas de Energía %	1,063%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.86. Pérdidas en medidores de energía en la zona F

Medidores	
Medidores monofásicos	646
Medidores bifásicos	12
Medidores trifásicos	4
n	662

m1	0,976
m2	0,018
m3	0,006
	1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	0,8184
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,24%

PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	608,8896
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,34%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.87. Resumen pérdidas en baja tensión en la zona F

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	608,8896	178688,37	0,34%
LUMINARIAS	969,53		0,54%
ACOMETIDAS	1899,070		1,06%
REDES_BT	1131,74		0,63%
TOTAL	4609,229915	178688,37	2,58%

Fuente: Fuente propia



4.4.6.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA F

Las pérdidas no técnicas en la zona F se calculan a partir de conocer las pérdidas técnicas y las pérdidas totales.

Cuadro 4.88. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona F

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
F	4063,407746	4609,229915	8672,637662	4,85%	16747,93	9,37%

Fuente: Fuente propia

4.4.7. ZONA G

4.4.7.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA G

La zona G tiene las siguientes características:

- Tiene 580 clientes asociados.
- Existen 6 transformadores los cuales son de propiedad de la empresa.
- Las luminarias existentes en la zona son las siguientes.

Cuadro. 4.89. Tipo de luminarias en la zona G

LUMINARIAS ZONA G					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	19	4,75
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	1	0,4
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	70	10,5
Lum. 120V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0310	150	2	0,3
TOTAL				92	15,95

Fuente: Fuente propia

4.4.7.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA G

El balance energético realizado para la zona G es:



Cuadro 4.90. Balance energético de la zona G

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
G	580	90127	5933,4	125016,58	28956,18	23,16%

Fuente: Fuente propia

4.4.7.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA G

Se determina las pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución:

Cuadro 4.91. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona G

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
G	2,63	125016,58	931,0907902	0,745%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en el hierro de los transformadores de distribución existentes en la zona, son como se muestran a continuación:

Cuadro 4.92. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona G

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	1	0,1
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	4	0,64
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	1	0,21
TOTAL		6	0,95

Fuente: Fuente propia

Con los resultados de los cuadros anteriores determinamos las pérdidas técnicas en media tensión.

Cuadro 4.93. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona G

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
G	125016,58	1615,09079	1,292%

Fuente: Fuente propia



Las pérdidas asociadas a los componentes de baja tensión son como se muestra a continuación:

Cuadro 4.94. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona G

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
G	580	2,6	538,24	991,56	0,053
		3,3	135,57		
		3,8	317,75		

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.95. Pérdidas en luminarias en la zona G

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
SODIO	150	23,11	72	1,66	618,98
	250	50,82	19	0,97	359,20
	400	39,12	1	0,04	14,55
TOTAL			92	2,67	992,73

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.96. Pérdidas en acometidas en la zona G

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT.	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMETIDA	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	1	213	213,00	CON.Cu.3x6	0,00066	3,828	0,0002
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	1	435	435,00	CON.Cu.3x8	0,00105	7,817	0,0012
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	1	0	0,00	CON.Cu.3x6	0,00066	0,000	0,0000
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	42	11672	277,90	MUL.AI.2x6	0,00216	4,994	0,0408
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	6	958	159,67	MUL.AI.3x6	0,00108	2,869	0,0010
OF	ENTIDADES OFICIALES BAJA TENSION	1	352	352,00	MUL.AI.3x6	0,00066	6,326	0,0005
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	508	73217	144,13	MUL.AI.2x6	0,00216	2,590	0,1326
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	20	2802	140,10	MUL.AI.2x6	0,00216	2,517	0,0049
TOTAL			89649					0,181

Pérdidas de Potencia (kW)	0,181
Pérdidas de Energía (kWh)	67,804

Pérdidas de Potencia	0,067%
Pérdidas de Energía	0,054%

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.97. Pérdidas en medidores de energía en la zona G

Medidores			
Medidores monofásicos	565	m1	0,974
Medidores bifásicos	15	m2	0,026
n	580		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	0,714
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,27%

PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	531,216
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,42%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.98. Resumen de pérdidas en baja tensión en la zona G

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGIA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	531,216	125016,58	0,42%
LUMINARIAS	992,73		0,79%
ACOMETIDAS	67,804		0,05%
REDES_BT	991,56		0,79%
TOTAL	2583,30206	125016,58	2,07%

Fuente: Fuente propia

4.4.7.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA G

Una vez con los resultados referentes a las pérdidas técnicas, determinamos las pérdidas no técnicas en la zona.

Cuadro 4.99. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona G

Zona	PERDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PERDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
G	1615,091	2583,302	4198,393	3,36%	24757,792	19,80%

Fuente: Fuente propia

4.4.8. ZONA H

4.4.8.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA H

La zona H tiene las siguientes características:

- Tiene 1064 clientes.



- Existen 24 transformadores, divididos en 18 de propiedad de la empresa y 6 de propiedad particular.
- Las luminarias existentes de acuerdo son:

Cuadro 4.100. Tipos de luminarias en la zona H

LUMINARIAS ZONA H					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 100W Cerrado	LPS100ACC	APO0311	100	7	0,7
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	33	8,25
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	1	0,4
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	159	23,85
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	3	0,525
TOTAL				203	33,725

Fuente: Fuente propia

4.4.8.4. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA H

El balance energético relacionado a la zona H es:

Cuadro 4.101. Balance Energético en la Zona H

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
H	1064	169801	12545,7	278113,55	95766,85	34,43%

Fuente: Fuente propia

4.4.8.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA H

Las pérdidas resistivas en las redes de media tensión y transformadores de distribución son:

Cuadro 4.102. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona H

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H	12,27	278113,55	4465,287431	1,606%

Fuente: Fuente propia



Luego determinamos las pérdidas en el hierro de los transformadores:

Cuadro 4.103 Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona H

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 15KVA 7,97/0,24	0,07	3	0,21
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	3	0,3
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	10	1,37
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	5	0,8
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	2	0,42
2F 30KVA 13,8/0,24	0,21	1	0,21
TOTAL		24	3,31

Fuente: Fuente propia

Con los resultados de los cuadros anteriores calculamos las pérdidas técnicas totales en media tensión.

Cuadro 4.104. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona H

ZONA	ENERGIA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H	278113,55	6848,487431	2,462%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas asociadas a los componentes del sistema de baja tensión en la zona H son como se muestra a continuación:

Cuadro 4.105. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona H

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
H	1064	4,7	987,39	1818,99	0,097
		6,1	248,69		
		7,0	582,91		

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.106. Pérdidas en luminarias en la zona H

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	175	63,85	3	0,19	71,26
SODIO	100	17,56	7	0,12	45,73
	150	23,11	159	3,67	1366,91
	250	50,82	33	1,68	623,87
	400	39,12	1	0,04	14,55
TOTAL			203	5,71	2122,31

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	1,00%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,76%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.107. Pérdidas en acometidas en la zona H

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMETIDA	R (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	2	68	34,00	CON.Cu.3x6	0,00066	0,6111	0,0000
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	1	5599	5599,00	CON.Cu.3x6	0,00066	100,6262	0,1204
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	92	27119	294,77	MUL.AI.2x6	0,00216	5,2977	0,1005
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	4	1412	353,00	MUL.AI.3x6	0,00108	6,3442	0,0031
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	10	2299	229,90	MUL.AI.3x6	0,00108	4,1318	0,0033
OF	ENTIDADES OFICIALES BAJA TENSION	2	1426	713,00	MUL.AI.3x6	0,00066	12,8142	0,0039
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	927	124219	134,00	MUL.AI.2x6	0,00216	2,4083	0,2092
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	26	4577	176,04	MUL.AI.2x6	0,00216	3,1638	0,0101
TOTAL			166719					0,451

Pérdidas de Potencia (kW)	0,451
Pérdidas de Energía (kWh)	168,708

Pérdidas de Potencia %	0,079%
Pérdidas de Energía %	0,061%

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.108. Pérdidas en medidores de energía en la zona H

Medidores			
Medidores monofásicos	1035	m1	0,973
Medidores bifásicos	28	m2	0,026
Medidores trifásicos	1	m3	0,001
n	1.064		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	1,3128	PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	976,7232
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,23%	% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,35%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.109. Resumen pérdidas en baja tensión en la zona H

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	976,7232	278113,55	0,35%
LUMINARIAS	2122,31		0,76%
ACOMETIDAS	168,708		0,06%
REDES_BT	1818,99		0,65%
TOTAL	5086,734698	278113,55	1,83%

Fuente: Fuente propia

4.4.8.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA H

Cuadro 4.110. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona H

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
H	6848,487	5086,735	11935,222	4,29%	83831,630	30,14%

Fuente: Fuente propia

4.4.9. ZONA I

4.4.9.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA I

Entre las principales características de la zona I tenemos:

- Tiene 568 clientes.



- Existen 17 transformadores, de los cuáles 9 pertenecen a la empresa y 8 son de propiedad particular.
- Las luminarias existentes en la zona I son:

Cuadro 4.111. Tipos de luminarias en la zona I

LUMINARIAS ZONA I					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	32	8
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	2	0,8
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	81	12,15
TOTAL				115	20,95

Fuente: Fuente propia

4.4.9.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA I

El Balance Energético asociado en la zona I es como se muestra a continuación:

Cuadro 4.112. Balance Energético en la Zona I

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
I	568	86601	7793,4	134529,72	40135,32	29,83%

Fuente: Fuente propia

4.4.9.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA I

Las pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución son:

Cuadro 4.113. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona I

ZONA	PERDIDAS (kW)	ENERGIA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
I	3,42	134529,72	1118,257914	0,831%

Fuente: Fuente propia



Ahora, en el hierro de los transformadores asociados a la zona se tiene las siguientes pérdidas:

Cuadro 4.114. Pérdidas en el hierro de los transformadores

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	6	0,6
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	4	0,548
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	4	0,64
3F 15KVA 13,8/0,24	0,08	1	0,08
3F 30KVA 13,8/0,24	0,135	1	0,135
3F 45KVA 13,8/0,24	0,18	1	0,18
TOTAL		17	2,183

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas técnicas totales en media tensión.

Cuadro 4.115. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la Zona I

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
I	134529,72	2690,017914	2,00%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas relacionadas a los componentes de baja tensión del sistema en la zona I son:

Cuadro 4.116. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona I

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
I	568	2,5	527,10	971,04	0,052
		3,3	132,76		
		3,7	311,17		

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.117. Pérdidas en luminarias en la zona I

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PÉRD. TOTAL	PÉRD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
SODIO	150	23,11	81	1,87	696,35
	250	50,82	32	1,63	604,96
	400	39,12	2	0,08	29,11
TOTAL			115	3,58	1330,42

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	1,20%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,99%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.118. Pérdidas en acometidas en la zona I

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMETIDA	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
CD	COMERCIAL MEDIA TENSION	2	2876	1438,00	CON.Cu.3x8	0,00235	25,8440	0,0282
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	43	10448	242,98	MUL.Al.2x6	0,00242	4,3668	0,0358
CR	CULTO RELIGIOSO BAJA TENSION	1	388	388,00	MUL.Al.3x6	0,00242	6,9732	0,0011
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	12	3761	313,42	MUL.Al.3x6	0,00242	5,6328	0,0083
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	499	59163	118,56	MUL.Al.2x6	0,00242	2,1308	0,0989
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	11	1321	120,09	MUL.Al.2x6	0,00242	2,1583	0,0022
TOTAL			77957					0,175

Pérdidas de Potencia (kW)	0,175
Pérdidas de Energía (kWh)	65,337

Pérdidas de Potencia	0,059%
Pérdidas de Energía	0,048%

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.119. Pérdidas en medidores de energía en la zona I

Medidores			
Medidores monofásicos	555	m1	0,977
Medidores bifásicos	9	m2	0,016
Medidores trifásicos	4	m3	0,007
n	568		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	0,702	PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	522,288
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,24%	% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,39%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.120. Resumen pérdidas en baja tensión en la zona I

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	522,288	134529,72	0,39%
LUMINARIAS	1330,42		0,99%
ACOMETIDAS	65,337		0,05%
REDES_BT	971,04		0,72%
TOTAL	2889,082525	134529,72	2,15%

Fuente: Fuente propia

4.4.9.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA I

Con el cálculo de las pérdidas técnicas se determina las pérdidas no técnicas asociadas a la zona I.

Cuadro 4.121. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona I

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
I	2690,018	2889,083	5579,100	4,15%	34556,219	25,69%

Fuente: Fuente propia



4.4.10. ZONA J

4.4.10.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA J

Las principales características de la zona J son las que se indican a continuación:

- Tiene 337 clientes asociados.
- Existen 13 transformadores, divididos en 9 de propiedad de la empresa y 4 de propiedad particular.
- Las luminarias existentes en la zona J son:

Cuadro 4.122. Tipo de luminarias de la zona J

LUMINARIAS ZONA J					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCIÓN CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	27	6,75
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	54	8,1
Lum. 240V Hg 175W Abierto	LPM175ACA	APO0105	175	1	0,175
TOTAL				82	15,025

Fuente: Fuente propia

4.4.10.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA J

El Balance Energético para la zona J es:

Cuadro 4.123. Balance Energético en la zona J

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
J	337	103998	5589,3	135042,61	25455,31	18,85%

Fuente: Fuente propia

4.4.10.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA J

Las pérdidas resistivas en las redes de media tensión y transformadores de distribución son:



Cuadro 4.124. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona J

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
J	5,69	135042,61	1592,982185	1,180%

Fuente: Fuente propia

Luego, con relación a la cantidad y tipo de transformadores existentes en la zona J se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores.

Cuadro 4.125. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona J

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 15KVA 7,97/0,24	0,07	2	0,14
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	2	0,2
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	4	0,548
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	3	0,48
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	1	0,21
3F 100KVA 13,8/0,24	0,33	1	0,33
	TOTAL	13	1,908

Fuente: Fuente propia

Con los resultados anteriores se determina las pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona J.

Cuadro 4.126. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona J

ZONA	ENERGIA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
J	135042,61	2966,742185	2,197%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas relacionadas a los componentes de baja tensión del sistema en la zona J se muestran en los siguientes cuadros.



Cuadro 4.127. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona J

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
J	337	1,5	312,74	576,13	0,031
		1,9	78,77		
		2,2	184,62		

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.128. Pérdidas en luminarias en la zona J

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	175	63,85	1	0,06	23,75
SODIO	150	23,11	54	1,25	464,23
	250	50,82	27	1,37	510,44
TOTAL			82	2,68	998,42

% PERD. POTENCIA DICIEMBRE	0,84%
% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,74%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.129. Pérdidas en acometidas en la zona J

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMET.	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
CH	COMERCIAL CON DEMANDA HORARIA	1	8123	8123,00	CON.Cu.3x6	0,00066	145,9	0,2535
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	12	8800	733,33	MUL.AI.2x6	0,00216	13,17	0,0811
MU	ENTIDADES MUNICIPALES BAJA TENSION	1	677	677,00	CON.Cu.3x8	0,00105	12,16	0,0028
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	317	63174	199,29	MUL.AI.2x6	0,00216	3,58	0,1582
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	5	1014	202,80	MUL.AI.2x6	0,00216	3,64	0,0026
UH	CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA HORARIA	1	3361	3361,00	CON.Cu.4x6	0,00028	60,40	0,0182
TOTAL			85149					0,516

Pérdidas de Potencia (kW)	0,516
Pérdidas de Energía (kWh)	193,348

Pérdidas de Potencia	0,162%
Pérdidas de Energía	0,144%

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.130. Pérdidas en medidores de energía en la zona J

Medidores			
Medidores monofásicos	329	m1	0,976
Medidores bifásicos	7	m2	0,021
Medidores trifásicos	1	m3	0,003
N	337		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	0,4152
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	0,13%

PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	308,9088
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,23%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.131. Resumen pérdidas en baja tensión en la zona J

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	308,9088	135042,61	0,23%
LUMINARIAS	998,42		0,74%
ACOMETIDAS	193,348		0,14%
REDES_BT	576,13		0,43%
TOTAL	2076,80677	135042,61	1,54%

Fuente: Fuente propia

4.4.10.4. DISCRIMINACION DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA J

Con el cálculo de las pérdidas técnicas se determinas las pérdidas no técnicas de la zona J.

Cuadro 4.132. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona J

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TECNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
J	2966,742	2076,807	5043,549	3,73%	20411,763	15,12%

Fuente: Fuente propia



4.4.11. ZONA K

4.4.11.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA K

La zona K presenta entre sus características más importantes las siguientes:

- Tiene 956 clientes asociados
- Existen 17 transformadores, distribuidos entre 11 de propiedad de la empresa y 6 de propiedad particular.
- Las luminarias existentes en la zona son:

Cuadro 4.133. Tipos de luminarias en la zona K

LUMINARIAS ZONA K					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCIÓN CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	20	5
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	28	11,2
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	77	11,55
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	2	0,35
Lum. 240V Hg 175W Abierto	LPM175ACA	APO0105	175	1	0,175
TOTAL				128	28,275

Fuente: Fuente propia

4.4.11.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA K

El balance energético para la zona K es:

Cuadro 4.134. Balance Energético en la zona K

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
K	956	165752	8760,6	236553,828	62041,23	26,23%

Fuente: Fuente propia



4.4.11.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA K

Las pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución en la zona K son:

Cuadro 4.135. Pérdidas resistivas en media tensión en la zona K

ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
K	23,41	236553,828	8967,885163	3,791%

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores.

Cuadro 4.136. Pérdidas en el hierro de los transformadores en la zona K

TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	1	0,1
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	6	0,822
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	7	1,12
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	1	0,21
3F 50KVA 13,8/0,24	0,197	1	0,197
3F 55KVA 13,8/0,24	0,225	1	0,225
	TOTAL	17	2,674

Fuente: Fuente propia

Ahora con las pérdidas resistivas en media tensión y las pérdidas en el hierro de los transformadores, calculamos las pérdidas técnicas totales en media tensión.

Cuadro 4.137. Pérdidas técnicas totales en media tensión en la zona K

ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
K	236553,83	10893,16516	4,605%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas asociadas a los subsistemas en baja tensión son como se muestran en los siguientes cuadros.



Cuadro 4.138. Pérdidas en redes de baja tensión en la zona K

Zonas Macromedición	# Clientes en la Zona	# Circuitos Típicos	PÉRDIDAS DE ENERGÍA(kWh/mes)	TOTAL (kWh/mes)	%
K	956	4,2	887,17	1634,36	0,087
		5,5	223,45		
		6,2	523,74		

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.139. Pérdidas en luminarias en la zona K

TIPO	POT. NOMIN.	PERD. PROM./LUM.	# LUMINARIAS	PERD. TOTAL	PERD. TOTAL
	(W)	(W)		(KW)	(kW-h/MES)
MERCURIO	175	63,85	3	0,19	71,26
SODIO	150	23,11	77	1,78	661,96
	250	50,82	20	1,02	378,10
	400	39,12	28	1,10	407,47
TOTAL			128	4,08	1518,79

% PERD. ENERGÍA DICIEMBRE	0,64%
----------------------------------	--------------

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.140. Pérdidas en acometidas en la zona K

CLIENTES POR USO DE ENERGIA		CANT	CONSUMO (kWh)	CONSUMO PROMEDIO	ACOMET.	RESIST. (Ohm/m)	I (A)	PÉRDIDAS (kW)
BP	BENEFICIO PUBLICO BAJA TENSION	3	1639	546,33	CON.Cu.3x6	0,00148	9,81	0,0038
CO	COMERCIAL BAJA TENSION	108	39595	366,62	MUL.AI.2x6	0,00242	6,58	0,2046
IA	INDUSTRIAL ARTESANAL	6	970	161,67	MUL.AI.3x6	0,00242	2,90	0,0011
RD	RESIDENCIAL O DOMESTICO	786	124202	158,02	MUL.AI.2x6	0,00242	2,83	0,2767
TE	TARIFA RESIDENCIAL REDUCIDA PARA TERCERA EDAD	21	4330	206,19	MUL.AI.2x6	0,00242	3,70	0,0126
TOTAL			170736					0,499

Pérdidas de Potencia (kW)	0,499
Pérdidas de Energía (kWh)	186,778

Pérdidas de Energía	0,010%
---------------------	--------

Fuente: Fuente propia



Cuadro 4.141. Pérdidas en medidores de energía en la zona K

Medidores			
Medidores monofásicos	903	m1	0,977
Medidores bifásicos	19	m2	0,021
Medidores trifásicos	2	m3	0,002
N	924		1,000

PÉRDIDAS DE POTENCIA (KW)	1,1364
---------------------------	--------

PÉRDIDAS DE ENERGIA (kWh)	845,4816
% PÉRDIDAS DE ENERGIA	0,36%

Fuente: Fuente propia

Cuadro 4.142. Resumen pérdidas en baja tensión en la zona K

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	845,4816	236553,83	0,36%
LUMINARIAS	1518,79		0,64%
ACOMETIDAS	186,778		0,08%
REDES_BT	1634,36		0,69%
TOTAL	4185,411171	236553,83	1,77%

4.4.11.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA ZONA K

Con los resultados obtenidos para el cálculo de las pérdidas técnicas, se determina las pérdidas no técnicas en la zona K.

Cuadro 4.143. Pérdidas técnicas y no técnicas en la zona K

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
K	10893,165	4185,411	15078,576	6,37%	46962,652	19,85%

Fuente: Fuente propia



4.4.12. DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS CRÍTICAS EN LA MACROMEDICIÓN

A continuación se muestra en resumen las pérdidas de energía totales en cada zona, en el cual se indican dos índices, el primero relaciona la energía total de pérdidas con la energía suministrada a la misma y el segundo es la relación entre las pérdidas totales de la zona con respecto del total de pérdidas en el alimentador.

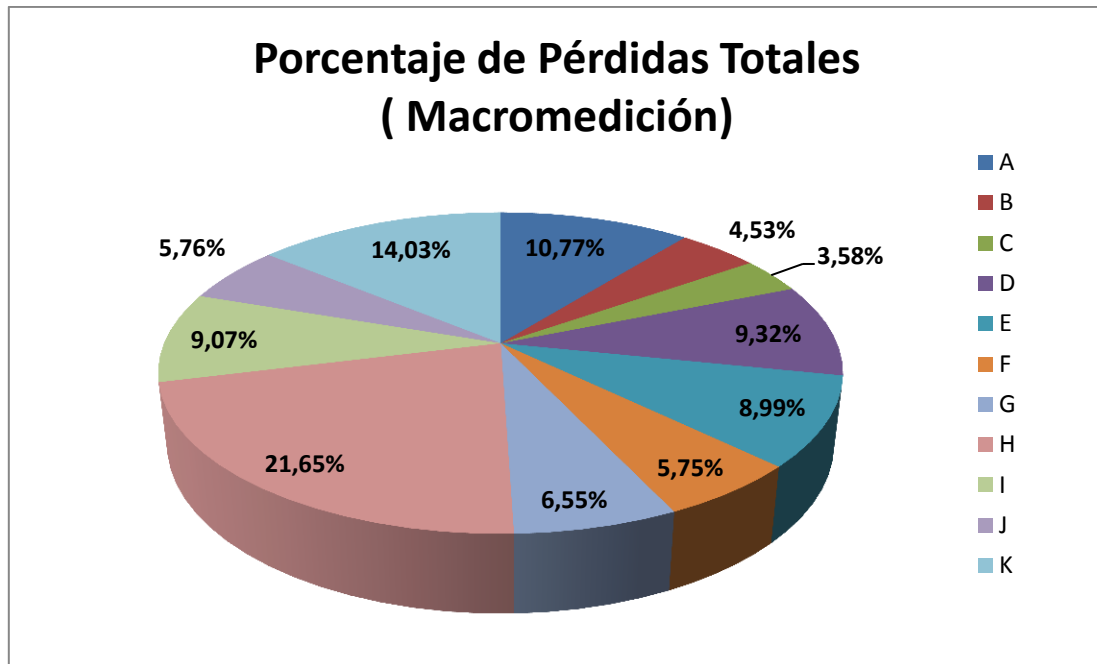
Cuadro 4.144. Balance Energético para las zonas en la macromedición

Zonas Macromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público (kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas Totales (kWh/mes)	% (Ptot. / Es)	% (Ptot / P alim.)
A	1093	299193	15206	362045,19	47646,69	13,16%	10,77%
B	99	53342	3348	76746,90	20056,90	26,13%	4,53%
C	100	41833	2176,2	59849,14	15839,94	26,47%	3,58%
D	421	89716	5152,2	136074,89	41206,69	30,28%	9,32%
E	598	170674	7356,3	217787,56	39757,26	18,26%	8,99%
F	662	147539	5728,8	178688,37	25420,57	14,23%	5,75%
G	580	90127	5933,4	125016,58	28956,18	23,16%	6,55%
H	1064	169801	12545,7	278113,55	95766,85	34,43%	21,65%
I	568	86601	7793,4	134529,72	40135,32	29,83%	9,07%
J	337	103998	5589,3	135042,61	25455,31	18,85%	5,76%
K	956	165752	8760,6	236553,828	62041,23	26,23%	14,03%

Fuente: Fuente propia

El cuadro 4.144 permite tener una visión de cómo se distribuye la energía entregada al alimentador en cada zona, mostrando para cada una de ellas la energía que se facturó por parte de la empresa, la energía consumida en alumbrado público y la cantidad de energía perdida.

Figura 4.11. Porcentaje de pérdidas totales Macromedición



Fuente: Fuente propia

Ahora, en el siguiente cuadro se presenta la discriminación de pérdidas no técnicas realizada para cada zona, en el cual se muestran dos tipos de índices, el primero es el porcentaje de pérdidas no técnicas de cada zona con relación a la energía suministrada a la misma, y el segundo hace referencia al porcentaje calculado como la relación entre las pérdidas de energía no técnicas en cada zona respecto al total de pérdidas no técnicas registradas en el alimentador.

Como se indicó en el capítulo anterior sección **3.3.1.4.3.**, el segundo índice descrito es el utilizado para determinar las zonas más críticas.



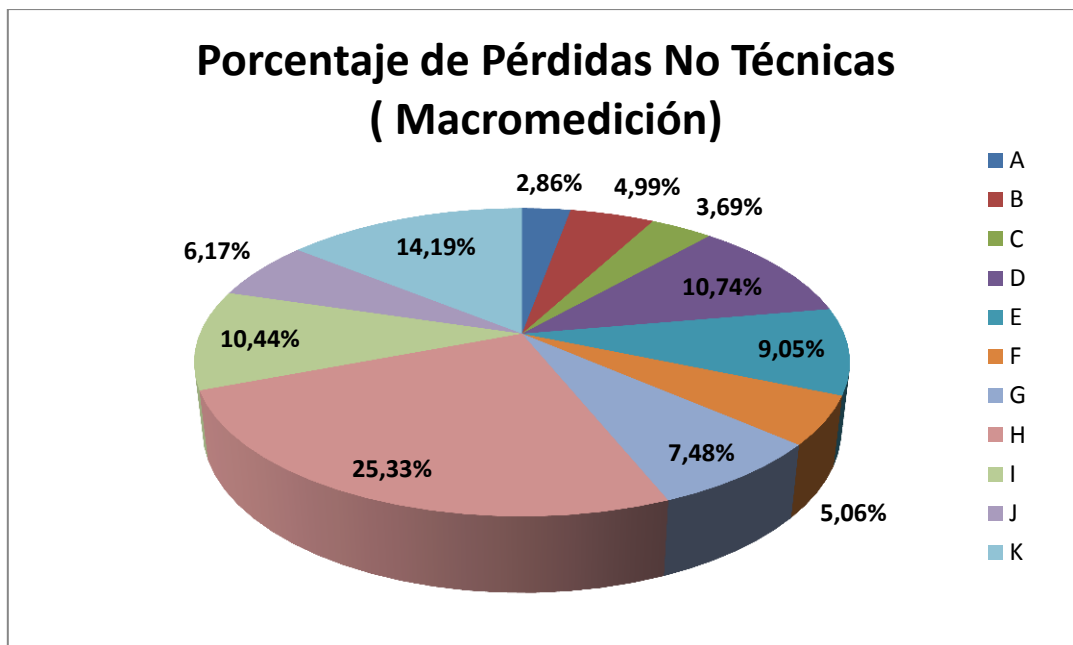
Cuadro 4.145. Discriminación entre Pérdidas técnicas y no técnicas

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		
	MT	BT	P. TOTAL	%	(kWh/mes)	I_{SPNTk_1}	I_{SPNTk_2}
A	32222,93	5943,80	38166,74	10,5%	9479,95	2,62%	2,86%
B	2528,46	1022,41	3550,87	4,63%	16506,04	21,51%	4,99%
C	2901,38	742,79	3644,17	6,09%	12195,77	20,38%	3,69%
D	3396,62	2270,15	5666,77	4,16%	35539,92	26,12%	10,74%
E	4661,14	5133,06	9794,20	4,50%	29963,06	13,76%	9,05%
F	4063,40	4609,23	8672,64	4,85%	16747,93	9,37%	5,06%
G	1615,09	2583,30	4198,39	3,36%	24757,79	19,80%	7,48%
H	6848,49	5086,73	11935,22	4,29%	83831,63	30,14%	25,33%
I	2690,02	2889,08	5579,10	4,15%	34556,22	25,69%	10,44%
J	2966,74	2076,81	5043,55	3,73%	20411,76	15,12%	6,17%
K	10893,17	4185,41	15078,58	6,37%	46962,65	19,85%	14,19%

Fuente: Fuente propia

Así del cuadro anterior se puede observar que la zona con mayor cantidad de pérdidas no técnicas es la denominada zona H, con un índice del 25,33%.

Figura 4.12. Porcentaje de Pérdidas No Técnicas Macromedición



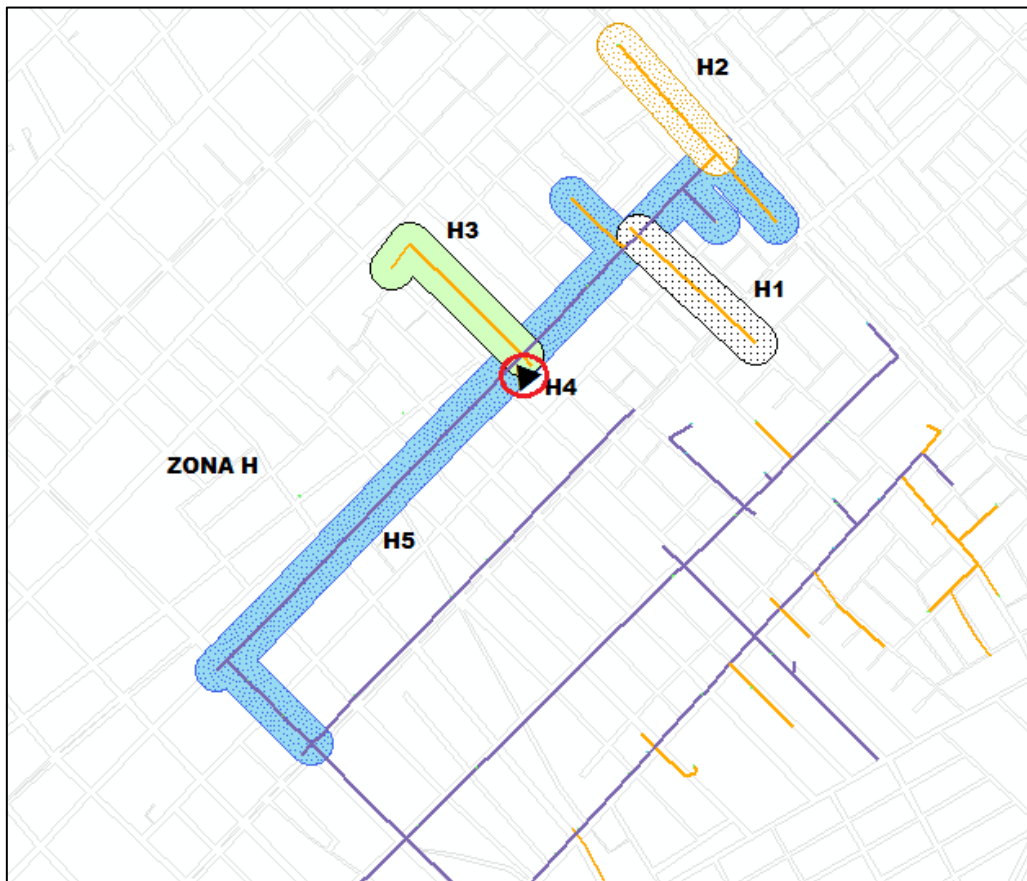
Fuente: Fuente propia

Partiendo de los resultados obtenidos en la etapa de macromedición, se procede a realizar la micromedición empezando en las zonas con mayores problemas de pérdidas no técnicas, como se indica en la sección **3.3.1.5**.

4.5. MICRO MEDICIÓN

La micromedición se realizó en la zona H, ya que es la que tiene la mayor cantidad de pérdidas no técnicas, la cual es dividida en 5 sub-zonas H1, H2, H3, H4, H5, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.13. Sub-zonas establecidas para la Micromedición



Fuente: Fuente propia

Al igual que en las zonas de la macromedición, en las sub-zonas se sigue el mismo procedimiento de cálculo de pérdidas técnicas.



4.5.1. SUB-ZONA H1

4.5.1.1. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ZONA H1

- Tiene 356 clientes
- Existen 4 transformadores

Cuadro 4.146. Propiedad de los transformadores en la sub-zona H1

H1	
PROPIEDAD	# TRAFO
CNELELORO	16230
CNELELORO	s/n
CNELELORO	16069
CNELELORO	7846

Fuente: Fuente propia

- Las luminarias existentes en la sub-zona H1 son:

Cuadro 4.147. Tipos de luminarias en la sub-zona H1

LUMINARIAS SUB-ZONA H1					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	8	2
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	1	0,4
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	52	7,8
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	2	0,35
		TOTAL		63	10,55

Fuente: Fuente propia

4.5.1.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA H1

El balance energético para cada sub-zona de la zona H, es realizado a partir de la energía suministrada a la sub-zona, la energía consumida por el alumbrado público y la energía facturada a los clientes asociados a cada una de ellas.



Cuadro 4.148. Balance Energético en la sub-zona H1

Sub-zonas Micromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
H1	356	50154	3924,6	75821,53	21742,93	28,68%

Fuente: Fuente propia

4.5.1.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA ZONA H1

Se calcula las pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución a partir de los resultados obtenidos de la corrida de flujos realizada en SynerGEE Electric 3.8 para el alimentador, filtrando las pérdidas en secciones y transformadores asociados a cada sub-zona.

Cuadro 4.149. Pérdidas resistivas en media tensión en la sub-zona H1

SUB-ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H1	1,65	75821,53	653,1501154	0,861%

Fuente: Fuente propia

Luego a partir de la cantidad y tipo de transformadores existentes en la sub-zona H1, se determina las pérdidas en el hierro de estos elementos.

Cuadro 4.150. Pérdidas en el hierro de los trafos en la sub-zona H1

SUB-ZONA H1			
TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	1	0,137
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	1	0,16
1F 75KVA 7,97/0,24	0,21	2	0,42
	TOTAL	4	0,717

Fuente: Fuente propia

Ahora con los resultados anteriores se calcula las pérdidas técnicas totales en media tensión.



Cuadro 4.151. Pérdidas técnicas totales en media tensión sub-zona H1

SUB-ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H1	75821,53	1169,39	1,54%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas en los componentes de baja tensión (redes de baja tensión, luminarias, acometidas y medidores de energía) se calculan de igual manera que en la etapa de macro medición.

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de pérdidas de energía en los componentes de baja tensión para la sub-zona H1.

Cuadro 4.152. Pérdidas en baja tensión en la sub-zona H1

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	325,872	75821,53	0,43%
LUMINARIAS	660,34		0,87%
ACOMETIDAS	41,456		0,05%
REDES_BT	620,37		0,82%
TOTAL	1648,031658	75821,53	2,17%

Fuente: Fuente propia

4.5.1.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H1

Una vez calculadas las pérdidas técnicas en la sub-zona H1, se puede determinar las pérdidas no técnicas relacionadas a la misma.

Cuadro 4.153. Pérdidas técnicas y no técnicas en la sub-zona H1

Zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PERDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
H1	1169,390	1648,032	2817,422	3,72%	18925,504	24,96%

Fuente: Fuente propia



4.5.2. SUB-ZONA H2

4.5.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ZONA H2

- Tiene 73 clientes asociados.
- Existen 2 transformadores.

Cuadro 4.154. Propiedad de los transformadores en la sub-zona H2

H2	
PROPIEDAD	# TRAF0
CNELELORO	6323
CNELELORO	23151

Fuente: Fuente propia

- Las luminarias existentes en la sub-zona H2 son:

Cuadro 4.155. Tipos de luminarias en la sub-zona H2

LUMINARIAS SUB-ZONA H2					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CÓDIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	16	4
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	1	0,15
		TOTAL		17	4,15

Fuente: Fuente propia

4.5.2.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA SUB-ZONA H2

El balance energético para la sub-zona H2 es el siguiente:

Cuadro 4.156. Balance Energético en la sub-zona H2

Sub-zonas Micromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
H2	73	11793	1543,8	18576,79	5239,99	28,21%

Fuente: Fuente propia



4.5.2.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H2

Las pérdidas resistivas en las redes de media tensión y transformadores de distribución son:

Cuadro 4.157. Pérdidas resistivas en media tensión en la sub-zona H2

SUB-ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H2	0,34	18576,79	134,5885086	0,724%

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores:

Cuadro 4.158. Pérdidas en el hierro de los trafos en la sub-zona H2

ZONA H2			
TIPOS DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	1	0,1
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	1	0,137
	TOTAL	2	0,237

Fuente: Fuente propia

Ahora se determina las pérdidas técnicas totales en media tensión.

Cuadro 4.159. Pérdidas técnicas totales en media tensión sub-zona H2

SUB-ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H2	18576,79	305,2285086	1,643%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas de energía en los componentes de baja tensión se muestran en el siguiente cuadro:



Cuadro 4.160. Pérdidas en baja tensión en la sub-zona H2

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	65,1744	18576,79	0,35%
LUMINARIAS	311,08		1,67%
ACOMETIDAS	10,594		0,06%
REDES_BT	119,98		0,65%
TOTAL	506,823836	18576,79	2,73%

Fuente: Fuente propia

4.5.2.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H2

A partir de las pérdidas totales y las pérdidas técnicas calculadas para la sub-zona se determina las pérdidas no técnicas.

Cuadro 4.161. Pérdidas técnicas y no técnicas en la sub-zona H2

Sub-zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
H2	305,229	506,824	812,052	4,37%	4427,937	23,84%

Fuente: Fuente propia

4.5.3. SUB-ZONA H3

4.5.3.1. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ZONA H3

- Tiene 62 clientes asociados
- Existen 3 transformadores

Cuadro 4.162. Propiedad de los transformadores en la sub-zona H3

H3	
PROPIEDAD	# TRAFO
CNELELORO	22229
CNELELORO	22069
PARTICULAR	22564

Fuente: Fuente propia

- Las luminarias existentes en la sub-zona son:



Cuadro 4.163. Tipos de luminarias en la sub-zona H3

LUMINARIAS SUB-ZONA H3					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 100W Cerrado	LPS100ACC	APO0311	100	4	0,4
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	8	1,2
TOTAL				12	1,6

Fuente: Fuente propia

4.5.3.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA SUB-ZONA H3

El Balance Energético realizado para la sub-zona H3 es:

Cuadro 4.164. Balance Energético en la sub-zona H3

Sub-zonas Micromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
H3	62	11655	911,4	20101,03	7534,63	37,48%

Fuente: Fuente propia

4.5.1.3.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H3

Las pérdidas resistivas en redes de media de tensión y transformadores de distribución en la sub-zona H3 son:

Cuadro 4.165. Pérdidas resistivas en media tensión en la sub-zona H3

SUB-ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H3	1,18	20101,03	467,1012947	2,324%

Fuente: Fuente propia

Luego analizamos las pérdidas en el hierro de los transformadores.



Cuadro 4.166. Pérdidas en el hierro de los trafos en la sub-zona H3

SUB-ZONA H3			
TIPO DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	1	0,1
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	2	0,274
	TOTAL	3	0,374

Fuente: Fuente propia

Con los resultados anteriores se determina las pérdidas técnicas totales en media tensión:

Cuadro 4.167. Pérdidas técnicas totales en media tensión sub-zona H3

SUB-ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H3	20101,03	736,3812947	3,663%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas de energía en redes de baja tensión, luminarias, acometidas y medidores de energía son las que se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 4.168. Pérdidas en baja tensión en la sub-zona H3

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	57,1392	20101,03	0,28%
LUMINARIAS	94,90		0,47%
ACOMETIDAS	13,495		0,07%
REDES_BT	101,90		0,51%
TOTAL	267,4378379	20101,03	1,33%

Fuente: Fuente propia



4.5.3.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H3

Una vez calculadas las pérdidas totales y las pérdidas técnicas de la sub-zona H3, se determinan las pérdidas no técnicas.

Cuadro 4.169. Pérdidas técnicas y no técnicas en la sub-zona H3

Sub-zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
H3	736,381	267,438	1003,819	4,99%	6530,815	32,49%

Fuente: Fuente propia

4.5.4. SUB-ZONA H4

4.5.4.1. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ZONA H4

- Tiene 69 clientes.
- Existe 1 transformador asociado.

Cuadro 4.170. Propiedad de los transformadores en la sub-zona H4

H4	
PROPIEDAD	# TRAFO
CNELELORO	15898

Fuente: Fuente propia

- Las luminarias existentes son:

Cuadro 4.171. Tipos de luminarias en la sub-zona H4

LUMINARIAS SUB-ZONA H4					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 100W Cerrado	LPS100ACC	APO0311	100	3	0,3
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	5	1,25
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	14	2,1
Lum. 240V Hg 175W Cerrado	LPM175ACC	APO0206	175	1	0,175
		TOTAL		23	3,825

Fuente: Fuente propia



4.5.4.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA SUB-ZONA H4

El balance energético realizado para la sub-zona H4 es el siguiente:

Cuadro 4.172. Balance Energético para la sub-zona H4

Sub-zonas Micromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
H4	69	11905	1422,9	16513,62	3185,72	19,29%

Fuente: Fuente propia

4.5.4.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H4

Las pérdidas resistivas en las redes de media tensión y transformadores de distribución en la sub-zona son:

Cuadro 4.173. Pérdidas resistivas en media tensión en la sub-zona H4

SUB-ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H4	0,85	16513,62	336,4712716	2,038%

Fuente: Fuente propia

Luego se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores.

Cuadro 4.174. Pérdidas en el hierro de los trafos en la sub-zona H4

SUB-ZONA H4			
TIPO DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACIO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	1	0,16
TOTAL		1	0,16

Fuente: Fuente propia

Entonces las pérdidas técnicas totales en la sub-zona son:



Cuadro 4.175. Pérdidas técnicas totales en media tensión sub-zona H4

SUB-ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H4	16513,62	451,6712716	2,735%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas de energía en redes de baja tensión, luminarias, acometidas y medidores de energía son:

Cuadro 4.176. Pérdidas técnicas en baja tensión en la sub-zona H4

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	62,496	16513,62	0,38%
LUMINARIAS	258,23		1,56%
ACOMETIDAS	11,781		0,07%
REDES_BT	208,80		1,26%
TOTAL	541,3084727	16513,62	3,28%

Fuente: Fuente propia

4.5.4.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H4

Con los valores de pérdidas totales y pérdidas técnicas, se determina las pérdidas no técnicas de la sub-zona.

Cuadro 4.177. Pérdidas técnicas y no técnicas en la sub-zona H4

Sub-zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
H4	451,671	541,308	992,980	6,01%	2192,736	13,28%

Fuente: Fuente propia

4.5.5. SUB-ZONA H5

4.5.5.1. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ZONA H5

- Tiene 504 clientes asociados.
- Existen 14 transformadores



Cuadro 4.178. Propiedad de los transformadores en la sub-zona H5

H5	
PROPIEDAD	# TRAFO
PARTICULAR	16191
CNELELORO	7841
CNELELORO	22164
PARTICULAR	10315
CNELELORO	8617
CNELELORO	20835
PARTICULAR	16506
PARTICULAR	22106-22107
CNELELORO	5563
PARTICULAR	22639
CNELELORO	16643
CNELELORO	7845
CNELELORO	7843
CNELELORO	3223

Fuente: Fuente propia

- Las luminarias existentes en la sub-zona son:

Cuadro 4.179. Tipos de luminarias en la sub-zona H5

LUMINARIAS SUB-ZONA H5					
DESCRIPCIÓN LARGA	DESCRIPCION CORTA	CODIGO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (kW)
Lum. 240V Na 250W Cerrado	LPS250ACC	APO0313	250	4	1
Lum. 240V Na 400W Cerrado	LPS400ACC	APO0314	400	7	2,8
Lum. 240V Na 150W Cerrado	LPS150ACC	APO0312	150	84	12,6
		TOTAL		95	16,4

Fuente: Fuente propia

4.5.5.2. BALANCE ENERGÉTICO EN LA ZONA H5

El Balance Energético realizado para la zona H5 es:



Cuadro 4.180. Balance Energético en la sub-zona H5

Sub-zonas Micromedición	# Clientes	Facturado (KWh/mes)	Alumbrado Público(kWh/mes)	Medición (kWh/mes)	Pérdidas (kWh/mes)	% Pérdidas
H5	504	84294	4743	147100,59	58063,59	39,47%

Fuente: Fuente propia

4.5.5.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H5

Las pérdidas resistivas en las redes de media tensión y transformadores de distribución de la sub-zona H5 son:

Cuadro 4.181. Pérdidas resistivas en media tensión en la sub-zona H5

SUB-ZONA	PÉRDIDAS (kW)	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H5	9,1	147100,59	3602,221849	2,449%

Fuente: Fuente propia

Se determina las pérdidas en el hierro de los transformadores existentes en la sub-zona.

Cuadro 4.182. Pérdidas en el hierro de los trafos en la sub-zona H5

SUB-ZONA H5			
TIPO DE TRANSFORMADORES	PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	CANTIDAD	PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO (kW)
1F 15KVA 7,97/0,24	0,07	3	0,21
1F 25KVA 7,97/0,24	0,1	1	0,1
1F 37,5KVA 7,97/0,24	0,137	6	0,822
1F 50KVA 7,97/0,24	0,16	3	0,48
2F 30KVA 13,8/0,24	0,21	1	0,21
	TOTAL	14	1,822

Fuente: Fuente propia



Ahora se determina las pérdidas técnicas totales en media tensión.

Cuadro 4.183. Pérdidas técnicas totales en media tensión sub-zona H5

SUB-ZONA	ENERGÍA (kWh/mes)	PÉRDIDAS (kWh/mes)	%
H5	147100,59	4914,061849	3,341%

Fuente: Fuente propia

Las pérdidas de energía en los componentes de baja tensión son las siguientes:

Cuadro 4.184. Pérdidas en baja tensión en la sub-zona H5

	PÉRDIDAS (kWh/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	%
MEDIDORES	466,0416	147100,59	0,32%
LUMINARIAS	797,76		0,54%
ACOMETIDAS	145,453		0,10%
REDES_BT	865,05		0,59%
TOTAL	2274,302685	147100,59	1,55%

Fuente: Fuente propia

4.5.5.4. DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA SUB-ZONA H5

Con el cálculo de las pérdidas técnicas de energía y las pérdidas totales de la sub-zona se determina las pérdidas no técnicas.

Cuadro 4.185. Pérdidas técnicas y no técnicas en la sub-zona H5

Sub-zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	%
H5	4914,062	2274,303	7188,365	4,89%	50875,222	34,59%

Fuente: Fuente propia

4.5.6. ANÁLISIS DE LAS ZONAS CRÍTICAS EN LA MICROMEDICIÓN

Luego de realizar el análisis en cada sub-zona perteneciente a la zona H es posible determinar la sub-zona que posee la mayor cantidad de pérdidas,



basándose para ello en los índices sectorizados indicados en la sección **3.3.1.5.3.**

En el siguiente cuadro se muestra las pérdidas técnicas y no técnicas de cada sub-zona así como sus respectivos índices sectorizados de pérdidas no técnicas.

Cuadro 4.186. Pérdidas técnicas y no técnicas en las sub-zonas

Sub-zona	PÉRDIDAS TÉCNICAS (kWh/mes)				PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		
	MT	BT	TOTAL	%	(kWh/mes)	I_{SPNTk_1}	I_{SPNTk_2}
H1	1169,390	1648,032	2817,422	3,72%	18925,504	24,96%	22,81%
H2	305,229	506,824	812,052	4,37%	4427,937	23,84%	5,34%
H3	736,381	267,438	1003,819	4,99%	6530,815	32,49%	7,87%
H4	451,671	541,308	992,980	6,01%	2192,736	13,28%	2,64%
H5	4914,062	2274,303	7188,365	4,89%	50875,222	34,59%	61,33%

Fuente: Fuente propia

De los resultados mostrados en el cuadro 4.186 se puede observar que las sub-zonas en las que se tienen mayores pérdidas de energía no técnicas son las sub-zonas H5 con un 61,33 % y H1 con un 22,81% esto respecto del total de pérdidas no técnicas de la zona H, por lo cual, de acuerdo a la metodología planteada en el tercer capítulo se debería realizar las revisiones comenzando por las sub-zonas anteriormente mencionadas hasta concluir con las sub-zonas menos afectadas.



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Las pérdidas de energía eléctrica dentro de una empresa distribuidora se deben a dos causas, la primera a las condiciones técnicas que presentan los equipos y redes con los que opera el sistema de distribución, y la segunda se debe por una parte a errores asociados al sector comercial de la empresa y al hurto de energía cometido por parte de la ciudadanía.

Para el caso del alimentador en análisis 0411 “Madero Vargas” se encontró un índice de pérdidas de energía totales del 25,75% considerando el año móvil, de los cuales el 6,56% corresponde a pérdidas técnicas y el 19,19% a pérdidas no técnicas, por lo cual se debe emplear las medidas planteadas para combatir esta problemática.

Del análisis realizado en la etapa de macromedición se observa que el mayor índice de pérdidas no técnicas corresponde a la zona H con el 25,33% respecto del total de pérdidas no técnicas de todo el alimentador.

Posterior a la macromedición se realizó la etapa de micromedición en la zona H donde se puede observar que las zonas H5 (61,33 %) y H1(22,81%) presentan los mayores índices de pérdidas no técnicas, por ello estas subzonas deben tener prioridad en el proceso de revisión a clientes.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede ver que el proceso de sectorización permite identificar las zonas donde se encuentran concentradas en mayor cantidad las pérdidas no técnicas, lo que permite realizar revisiones dirigidas.



Mediante la interfaz GIS-SynerGEE MT empleada para la migración de los circuitos de media tensión se reducen los tiempos de análisis debido a que mediante esta herramienta se carga automáticamente la red contenida en el SIG de la empresa, evitando de esta manera volver a cargar manualmente las redes en el programa de simulación SynerGEE, además nos permite identificar las secciones que aparecen desconectadas o mal configuradas en el SIG.

Para el caso de análisis, el 1% de pérdidas no técnicas (223748,88 kWh) en el alimentador 0411 “Madero Vargas” representa una pérdida anual de US\$ 19685.42, por lo que no aplicar o demorar en la ejecución de los procesos de reducción y control de pérdidas, significaría dejar de percibir estos ingresos por concepto de venta de energía.

Por otra parte la información obtenida de los medidores instalados en las etapas de macro medición y micro medición, que además de utilizarse para los balances energéticos por zona, resulta útil para realizar estudios técnicos que permitan evaluar la calidad del servicio y el estado en el que se encuentran las redes de media y baja tensión, iniciando acciones que conlleven a reducir las pérdidas técnicas, como balanceo de fases, instalación de banco de capacitores, cambio de conductores, instalación de reguladores de tensión, etc.

5.2. RECOMENDACIONES

Realizar periódicamente la actualización de la información en la base de datos del SIG, de tal manera que se incluyan a tiempo todos los cambios que se realicen en el sistema de distribución, pudiendo realizar estudios técnicos confiables ya que se cuenta con el estado real del sistema.

Realizar balances mensuales de energía por alimentador primario facilitando el proceso de sectorización, además que permita construir una base de datos históricos en cuanto a índices de pérdidas de cada uno de ellos.

Instalar equipos totalizadores de energía a nivel de transformadores de distribución en las sub-zonas que se encuentran con mayores pérdidas no



técnicas, con el fin de direccionar aún más las revisiones hacia los clientes, llegando a tener un control permanente sobre estos sectores conflictivos.

Implementación de “lectofacturación”, este sistema contempla que la factura es entregada al cliente en el momento que se le realiza la respectiva lectura permitiendo además tener el control sobre las rutas de lectura; este sistema agiliza la facturación pudiendo realizar los balances energéticos al final de cada mes.



BIBLIOGRAFIA

- RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. Tercera Edición. Universidad Nacional de Colombia. Manizales.
- SALGADO, Modesto. Apuntes de Sistemas de Distribución Eléctrica. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Cuenca.2010
- BUSTAMANTE, Matías. Rediseño del proceso de control de pérdidas de energía eléctrica: “Transformador de distribución como eje articulador en la gestión de las pérdidas de energía”. Universidad de Chile. Santiago de Chile.2009.
- POVEDA, Mentor. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, IEEE Transmission and Distribution Conference, New Orleans, 1999.
- CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010. Agosto 2011. www.conelec.com.ec
- CNEL S.A. REGIONAL EL ORO. Informes de Balances Energéticos. Departamento de planificación.2012.
- CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. Codificación de Reglamentos y Tarifas Eléctricas. www.conelec.com.ec
- CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Definición Legal de la Energía Eléctrica. www.conelec.com.ec
- CNEL S.A. REGIONAL MANABÍ. Normalización a clientes residenciales. 2011.
- ARDILA. Wilson Mantenimiento de las pérdidas no técnicas de energía en EPM. 2007.
- SENSORLINK. Varcorder Operators Manual Model 910.
- SCHNEIDER ELECTRIC. Manual de Instalación de ION7650
- ORTEGA FLORES, Esteban; Curso de ArcGIS. SENCICO TACNA. Perú
- VICENTE, José Luis.
BEHM, Virginia. Consulta, Edición y Análisis Espacial con ArcGIS. Junta de Castilla y León.2008.
- ADVANTICA LTDA. User's Guide SynerGEE Electric 3.8, Manual.USA. 2008.



- ENERSIS. Especificación Técnica: Cables Pre ensamblados para líneas aéreas en baja tensión.
- COVISA. Alambres Anti hurto. www.covisa.cl/alambres-anti-hurto-cec
- SERRANO, Omar. Control de pérdidas de energía en CODENSA S.A. Bogotá.2007.
- CAHORS. Cajas Anti hurto. <http://www.cahors-la.com/>
- GALEANO, Carlos. Modelo de Gestión y Control de Pérdidas no Técnicas de Energía EPM. República Dominicana.2010
- VILLA, Germán. Gerencia del mantenimiento para la reducción, el control y el sostenimiento de niveles óptimos de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en un sistema de distribución. Universidad de Antioquia. Medellín.



ANEXOS



ANEXO 1.-CURVA DE PÉRDIDAS PARA CADA DÍA TÍPICO

CURVA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA						
LABORABLE		SÁBADO		DOMINGO		
HORA	PÉRDIDAS (kW)	HORA	PÉRDIDAS (kW)	HORA	PÉRDIDAS (kW)	
0	0,253	0	0,317	0	0,229	
1	0,208	1	0,216	1	0,179	
2	0,170	2	0,159	2	0,162	
3	0,157	3	0,147	3	0,146	
4	0,153	4	0,140	4	0,150	
5	0,153	5	0,134	5	0,145	
6	0,157	6	0,141	6	0,138	
7	0,159	7	0,131	7	0,114	
8	0,182	8	0,204	8	0,153	
9	0,204	9	0,236	9	0,211	
10	0,240	10	0,242	10	0,284	
11	0,278	11	0,280	11	0,269	
12	0,317	12	0,323	12	0,311	
13	0,342	13	0,323	13	0,355	
14	0,325	14	0,323	14	0,298	
15	0,289	15	0,281	15	0,263	
16	0,312	16	0,261	16	0,287	
17	0,334	17	0,285	17	0,281	
18	0,362	18	0,327	18	0,286	
19	0,519	19	0,396	19	0,386	
20	0,489	20	0,388	20	0,366	
21	0,508	21	0,406	21	0,391	
22	0,477	22	0,387	22	0,385	
23	0,355	23	0,319	23	0,340	
TOTAL	6,941		6,368		6,131	TOTAL MES
DIAS	22		4		5	31
Pérdidas Energía (kWh)	152,697		25,471		30,653	208,821


La curva de pérdidas de energía se las calcula a partir de las pérdidas para cada intervalo de demanda, las cuales a su vez son obtenidas de los valores registrados por los equipos de medición ION 7650 en cada intervalo de demanda, como se muestra a continuación:



FASE A				FASE B				TOTALES		PÉRDIDAS POR DÍA TÍPICO		
Provide Nominal Voltage:		123		Provide Nominal Voltage:		123						
DATE/TIME	AMPS	KW	kVAr	DATE/TIME	AMPS	KW	kVAr	KW	kVAr	Día Típico	DRL_i (kW)	FP
2012-feb-24 00:00:00	86,27	10,34	2,23	2012-feb-24 00:00:00	117,11	14,04	3,03	24,38	5,26	Laborable0	0,33	0,98
2012-feb-24 00:10:00	90,89	8,23	-7,52	2012-feb-24 00:10:00	108,85	9,86	-9,01	18,08	-16,53	Laborable0	0,32	0,74
2012-feb-24 00:20:00	80,36	7,88	5,92	2012-feb-24 00:20:00	86,30	8,46	6,36	16,35	12,27	Laborable0	0,22	0,80
2012-feb-24 00:30:00	74,30	8,67	2,81	2012-feb-24 00:30:00	86,09	10,04	3,26	18,71	6,07	Laborable0	0,21	0,95
2012-feb-24 00:40:00	73,88	8,38	3,45	2012-feb-24 00:40:00	88,75	10,06	4,15	18,44	7,60	Laborable0	0,21	0,92
2012-feb-24 00:50:00	76,23	4,94	7,94	2012-feb-24 00:50:00	83,42	5,41	8,68	10,36	16,62	Laborable0	0,20	0,53
2012-feb-24 01:00:00	74,10	5,22	7,44	2012-feb-24 01:00:00	80,85	5,70	8,11	10,92	15,55	Laborable1	0,19	0,57
2012-feb-24 01:10:00	69,82	4,47	7,30	2012-feb-24 01:10:00	73,73	4,72	7,71	9,19	15,01	Laborable1	0,16	0,52
2012-feb-24 01:20:00	68,43	5,30	-6,50	2012-feb-24 01:20:00	69,71	5,40	-6,63	10,71	-13,13	Laborable1	0,15	0,63
2012-feb-24 01:30:00	65,55	4,47	6,68	2012-feb-24 01:30:00	72,46	4,94	7,39	9,41	14,07	Laborable1	0,15	0,56
2012-feb-24 01:40:00	65,53	4,47	6,68	2012-feb-24 01:40:00	66,51	4,58	6,75	9,04	13,43	Laborable1	0,14	0,56
2012-feb-24 01:50:00	61,47	4,23	6,24	2012-feb-24 01:50:00	63,05	3,80	6,73	8,03	12,97	Laborable1	0,12	0,53
2012-feb-24 02:00:00	64,08	4,44	6,48	2012-feb-24 02:00:00	67,88	4,71	6,87	9,15	13,35	Laborable2	0,14	0,57
2012-feb-24 02:10:00	70,32	3,49	7,89	2012-feb-24 02:10:00	64,51	3,20	7,23	6,70	15,12	Laborable2	0,15	0,41
2012-feb-24 02:20:00	63,47	3,94	-6,71	2012-feb-24 02:20:00	62,98	3,91	-6,66	7,86	-13,37	Laborable2	0,13	0,51
2012-feb-24 02:30:00	63,64	4,80	6,15	2012-feb-24 02:30:00	64,82	4,89	6,27	9,69	12,42	Laborable2	0,13	0,62
2012-feb-24 02:40:00	62,12	2,32	7,26	2012-feb-24 02:40:00	71,50	2,66	8,36	4,98	15,61	Laborable2	0,14	0,30
2012-feb-24 02:50:00	66,04	5,03	6,35	2012-feb-24 02:50:00	70,94	5,40	6,82	10,43	13,17	Laborable2	0,15	0,62
2012-feb-24 03:00:00	58,95	4,75	-5,45	2012-feb-24 03:00:00	67,57	5,45	-6,24	10,20	-11,69	Laborable3	0,13	0,66
2012-feb-24 03:10:00	61,00	6,37	3,92	2012-feb-24 03:10:00	61,93	6,47	3,98	12,84	7,90	Laborable3	0,12	0,85
2012-feb-24 03:20:00	58,26	5,57	4,47	2012-feb-24 03:20:00	60,96	5,83	4,68	11,40	9,15	Laborable3	0,11	0,78
2012-feb-24 03:30:00	51,44	4,01	-4,87	2012-feb-24 03:30:00	61,28	4,77	-5,81	8,78	-10,68	Laborable3	0,10	0,63



ANEXO 4.- FORMULARIO PARA LEVAMIENTO DE REDES DE BAJA TENSIÓN



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

ALIMENTADOR: _____

REALIZADO POR: _____

TRANSFORMADOR: _____

FECHA: _____

FORMULARIO DE LEVANTAMIENTO DE REDES DE BT

Nro	POSTE			ESTRUCTURA	CONDUCTOR			DISPOSITIVOS ALTERNOS		LUMINARIA				OBSERVACIÓN
	#Poste Codigo	Etiqueta	Servidumbre Tv.Cable Internet Telefono	BT	TramoBT			Puesta T.	Tensor	Codigo	Etiqueta	A/C	Control AP (Fotocelula, Hilo Piloto)	
				Etiqueta	Calibre	Material Al /Cu/Pr	Configuraciòn	Etiqueta	Etiqueta					
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
Comentario:		Se anotara en observaciòn el còdigo o características de un transformador particular cuando se este levantando los puntos de carga correspondientes al mismo.												



ANEXO 5.- FORMULARIO PARA LEVAMIENTO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN

		CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.															
		REGIONAL EL ORO															
ALIMENTADOR:										REALIZADO POR:							
# TRANSFORMADOR:										FECHA:							
#	SISTEMA DE MEDICION														Novedad	Observación	
	# Poste o Codigo	# Punto de Carga	FOTO MEDIDOR	ACOMETIDA Calibre/Tipo					MEDIDOR Empresa								
				Clase (Aereo-Subt.)	Calibre	Material	Configuración # Fase Conductor	#	Longitud Estimada (m)	Número del Medidor €	Número de Fabrica	Tipo de Medidor EM/E/H	Puesta a Tierra (Si/No)	Posición del medidor			Caja Antihurto(SI/NO)
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	

Página 1



En la siguiente tabla, se describe la codificación que se utiliza en el registro de novedades encontradas en el sistema de medición de los clientes:

Novedades Levantamiento de Medidores

Listado de Novedades

Código	Significado
0	Sin novedad
1	Medidor alto (se requiere escalera)
2	Medidor dentro del predio
3	Puerta cerrada/no dejan inspeccionar
4	Servicio convenido
5	Hurto
6	Acometida subterránea o empotrada
7	Revisar medidor
8	Revisar medidor especial
9	Medidor sin sello, caja, tapa
10	Revisar Acometida
11	Luminaria con conexión directa
12	Medidor Quemado - Destruído o Dañado
13	Medidor Abandonado
14	Revisar Caja de Distribución