

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE LA RED SUBTERRÁNEA DEL ALIMENTADOR 12 DE NOVIEMBRE DE LA SUBESTACIÓN ATOCHA Y LORETO, DE LA E.E.A.S.A.

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

FERNANDO RAMIRO SANTAMARÍA LEMA
Fernando.santamaria.l@gmail.com

DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA
mentor.poveda@olade.org.ec

QUITO, SEPTIEMBRE 2008

DECLARACIÓN

Yo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Fernando Ramiro Santamaría Lema

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fernando Ramiro Santamaría Lema, bajo mi supervisión.

Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por creer en mí y apoyarme en mis sueños.

A todos los ingenieros de la E.P.N. por aportar con sus conocimientos, especialmente al Ing. Poveda por su guía en el presente proyecto.

Son muchas las personas que me han apoyado y faltaría el texto para nombrarlos, ellos saben quienes son porque los llevo en mi corazón.

DEDICATORIA

A único que cosmológica y teológicamente puede satisfacer la necesidad del ser humano, quien es la imagen perfecta de lo infinito y a quién se le atribuye las respuestas a enigmas que hipótesis humanas no han podido resolver las ciencias, Dios.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN	XIV
CAPÍTULO 1	
GENERALIDADES	
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. JUSTIFICACIÓN	2
1.3. OBJETIVOS	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4. ALCANCE	4

1.5. LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.	4
1.5.1. DESCRIPCIÓN	4
1.5.2. GESTIÓN PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS	5
1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN	7
1.6.1. SUBESTACIÓN LORETO 69/13.8 Kv	7
1.6.2. RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN	10
1.6.2.1. Sistema de Primario de Distribución o Media Tensión	10
1.6.2.2. Transformadores de Distribución	12
1.6.2.2.1. Transformador Pad Mounted o Unidad Encapsulada	13
1.6.2.2.2. Transformadores Convencionales	15
1.6.2.3. Cámaras de Transformación	16
1.6.2.3.1. Cámaras Subterráneas	16
1.6.2.3.2. Cámaras a Nivel de Suelo	17
1.6.2.3.3. Cámaras Readecuadas	17
1.6.2.4. Circuito Secundario o Red de Baja Tensión	21
1.6.2.5. Acometidas	23
1.6.2.6. Contador de Energía	24
1.6.2.7. Cliente	26
1.6.2.8. Alumbrado	27

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS

2.1. INTRODUCCIÓN	29
2.2. OBJETIVO Y ALCANCE	29

2.3. DEFINICIONES	30
2.3.1. ORIGEN DE LAS PÉRDIDAS	30
2.3.1.1. Pérdidas Técnicas	30
2.3.1.1.1. Variación de la Demanda	31
2.3.1.1.2. Presencia de Corriente Alterna	31
2.3.1.2. Pérdidas No Técnicas	31
2.3.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	33
2.3.3. RED SUBTERRÁNEA	34
2.4. BASES TEÓRICAS	35
2.4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA	35
2.4.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA	36
2.4.2.1. Pérdidas en la Red de Media Tensión	37
2.4.2.2. Pérdidas en el Transformador de Distribución	37
2.4.2.2.1. Pérdidas en el Núcleo	38
2.4.2.2.2. Pérdidas Resistivas	38
2.4.2.3. Pérdidas en la Red de Baja Tensión	38
2.4.2.4. Pérdidas en la Acometida	39
2.4.2.5. Pérdidas en el Contador de Energía	39
2.4.2.6. Pérdidas en Luminarias	39
2.4.3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	40
2.4.3.1. Pérdidas Durante el Registro	40
2.4.3.2. Pérdidas Financieras	40
2.5. METODOLOGÍA	42
2.5.1. ESTIMACIÓN GENERAL DE PÉRDIDAS	42
2.5.1.1. Balance General de Pérdidas	43
2.5.1.1.1. Energía Suministrada	45
2.5.1.1.2. Energía Registrada	48
2.5.2. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	49
2.5.2.1. Pérdidas en la Red de Media Tensión	49
2.5.2.1.1.1. Análisis del Flujo de Carga utilizando	51

Cymdist

2.5.2.2.	Pérdidas en el Transformador de Distribución	53
2.5.2.2.1.	Pérdidas en el Núcleo	53
2.5.2.2.2.	Pérdidas Resistivas	53
2.5.2.3.	Pérdidas en la Red de Baja Tensión	56
2.5.2.4.	Pérdidas en la Acometida	58
2.5.2.4.1.	Cálculo de la Demanda Máxima para Clientes Residenciales	58
2.5.2.4.2.	Cálculo de la Demanda Máxima para Clientes Comerciales	60
2.5.2.5.	Pérdidas en Luminarias	63
2.5.2.6.	Pérdidas en el Contador de Energía	64
2.5.3.	ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	65

CAPÍTULO 3**DIAGNÓSTICO DE LA RED SUBTERRÁNEA**

3.1.	INTRODUCCIÓN	66
3.2.	OBJETIVOS Y ALCANCE	67
3.3.	ENERGÍA REGISTRADA	67
3.3.1.	ENERGÍA FACTURADA	67
3.3.2.	ENERGÍA CONSUMIDA	70
3.3.2.1.	Luminarias	70
3.3.2.2.	Equipo de Ventilación	72
3.3.2.3.	Semáforos	73
3.4.	PÉRDIDAS TÉCNICAS	74
3.4.1.	PÉRDIDAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN	74

3.4.1.1.	Recopilación de Información	74
3.4.1.1.1.	Perfil de Carga	74
3.4.1.1.2.	Conductores y Cables	75
3.4.1.1.3.	Topología de la Red	80
3.4.1.1.4.	Transformadores de Distribución	80
3.4.1.1.5.	Carga	81
3.4.2.	PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	83
3.4.2.1.	Pérdidas en el Núcleo	84
3.4.2.2.	Pérdidas Resistivas	85
3.4.2.2.1.	Cálculo de Pérdidas Resistivas (Transformadores Públicos)	85
3.4.2.2.2.	Estimación de Pérdidas Resistivas (Transformadores Privados)	87
3.4.2.2.3.	Factor de Pérdidas	92
3.4.3.	PÉRDIDAS EN LA RED DE BAJA TENSIÓN	95
3.4.3.1.	Recopilación de Información	95
3.4.3.1.1.	Perfil de Carga	95
3.4.3.1.2.	Conductores y Cables	96
3.4.3.1.3.	Topología de la Red	97
3.4.3.1.4.	Carga	98
3.4.4.	PÉRDIDAS EN LA ACOMETIDA	100
3.4.4.1.	Estimación del Factor de Coincidencia para Clientes Comerciales y Residenciales	102
3.4.4.1.1.	Demanda Máxima para Clientes Comerciales	102
3.4.4.1.2.	Demanda Máxima para Clientes Residenciales	103
3.4.4.1.3.	Demanda Máxima Coincidente (Comercial-Residencial)	103
3.4.5.	PÉRDIDAS EN LUMINARIAS	107
3.4.6.	PÉRDIDAS EN EL CONTADOR DE ENERGÍA	111
3.5.	BALANCE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	113

3.6. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	114
CAPÍTULO 4	
ANÁLISIS Y OPORTUNIDADES PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS	
4.1. INTRODUCCIÓN	119
4.2. OBJETIVOS Y ALCANCE	120
4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	120
4.3.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS	121
4.3.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	121
4.4. OPORTUNIDADES DE PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	122
4.4.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS	122
4.4.1.1. Transferencia de Carga	122
4.4.1.2. Cambio de Contadores de Energía	124
4.4.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (ADMINISTRATIVAS)	124
4.4.2.1. Posibles Falencias en la Administración	125
4.4.2.1.1. Aspectos Administrativos y Comerciales	125
4.4.2.1.2. Aspectos Políticos	126
4.4.2.2. Sugerencias para la Reducción de Pérdidas No Técnicas	126
4.4.2.2.1. Estrategia Comercial	126
4.4.2.2.2. Estrategia Institucional	126
4.4.2.2.3. Equipos de Control y Sanción	128

CAPÍTULO 5

PLAN DE SEGUIMIENTO DE LA RED SUBTERRÁNEA

5.1. INTRODUCCIÓN	129
5.2. OBJETIVOS Y ALCANCE	129
5.3. CRITERIOS BÁSICOS PARA LA METODOLOGÍA	129
5.4. RED DE MEDIA TENSIÓN	130
5.5. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	131
5.6. RED DE BAJA TENSIÓN	132
5.7. ACOMETIDAS	133
5.8. LUMINARIAS	134
5.9. CONTADOR DE ENERGÍA	135
5.10. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	136
CAPÍTULO 6	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	140

RESUMEN

La metodología presentada desglosa cada componente representativo de la red, para analizarlo y posteriormente calcular las pérdidas técnicas, llegando a cuantificarlas en el 5.3% de la energía que ingresa a la red.

Se demuestra que no es suficiente tener información sino tener criterios científicos para interpretarla y someterla a validaciones que permitan certeza de los resultados. Tener bajos índices de pérdidas no significa que los criterios utilizados en el diseño de la red sean eficientes.

El trabajo presentado demostró la importancia de conocer las ventajas de haber implantado una red subterránea, pues la reducida magnitud de las pérdidas técnicas justifica la inversión realizada.

Una red subterránea tiene permanencia en el tiempo, sobre todo porque es parte de un proyecto planificado; sin embargo, las pérdidas no técnicas exigen soluciones para su reducción enfocadas en los procesos administrativos, como lo demuestran los resultados obtenidos.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación realiza un estudio sobre cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas de la red subterránea del alimentador “12 de Noviembre” de la subestación Loreto en la ciudad de Ambato.

La información está organizada en seis capítulos. El Primero trata de la justificación, alcance, objetivos y la descripción general de la empresa eléctrica y la red subterránea.

El Segundo desarrolla el proceso para la determinación de pérdidas, se presenta la metodología para discriminar las pérdidas técnicas de cada subsistema y equipo. El proceso que se sigue es el cálculo de las pérdidas técnicas para luego determinar las pérdidas no técnicas.

La Tercera presenta el diagnóstico y los resultados de aplicar la metodología, este capítulo es importante porque se presentan los índices de pérdidas.

La Cuarta realiza un análisis y devela oportunidades para reducir las pérdidas en función de los resultados calculados y estimados.

La Quinta propone un plan de seguimiento de la red subterránea.

Finalmente, la Sexta presenta las conclusiones y recomendaciones.

Al final se incluyen Anexos que sustentan la información relacionada con los capítulos.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Dentro de una economía globalizada, la competitividad de un país es uno de los parámetros más importantes que se debe mejorar.

El Ecuador ha sufrido transiciones importantes en la internacionalización, globalización y la competitividad; cada gobierno ha reformado sus leyes para estar convenientemente preparados para enfrentar este desafío.

Desde que entró en vigor la ley del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano en 1996, se han promulgado leyes, regulaciones y procedimientos para asegurar la eficiencia global de la operación técnica y económica del sistema eléctrico; se crearon organismos para el control y operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

El CONELEC que es el organismo que planifica, controla y emite regulaciones al sector eléctrico, emitió una regulación que establecía un límite de 2% en las pérdidas no técnicas para el cálculo de tarifas¹; por lo tanto, las empresas eléctricas de distribución adoptarían todas las medidas necesarias para reducir sus niveles de pérdidas anuales, pues el porcentaje de pérdidas refleja el grado de eficiencia en la gestión administrativa.

En el año 2007, el Sistema Nacional Interconectado tuvo 20.47% de pérdidas en el Sistema de Distribución, con una incidencia de 9.20% de pérdidas técnicas y

¹ Referencia Bibliográfica [1]

11.26% de pérdidas no técnicas, con respecto al consumo de energía de servicio público²,

El origen de las pérdidas en el Sistema de Distribución tiene dos componentes: técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas, son causadas por los procesos inherentes al transporte y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas no técnicas son la diferencia entre la energía que se entrega a los usuarios y la energía por la cual la empresa logra facturar su pago³.

Actualmente las empresas de distribución están migrando a nuevas tecnologías para controlar costos, garantizar calidad en el servicio eléctrico, reducir pérdidas y combatir el hurto, algunas medidas adoptadas son: uso de cable preensamblado, reemplazo de la red aérea por una subterránea, instalación de medidores electrónicos, innovación del servicio al cliente y demás cambios.

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. [de aquí en adelante E.E.A.S.A.], constituida el 29 de abril de 1959, no ha sido ajena a estas realidades, como tampoco a las presiones de su entorno, de allí que, en su permanente afán de servir a sus 177.203 clientes ubicados en las Provincias de Tungurahua, Pastaza, Napo y Morona Santiago, ha venido implementando cambios que a su juicio le han permitido cumplir ante la comunidad.

² Referencia Bibliográfica [2]

³ Referencia Bibliográfica [3].

1.2 JUSTIFICACIÓN

En los últimos años, se ha incrementado el consumo de energía eléctrica de una manera significativa, se tiene 20.47% de pérdidas en distribución⁴, lo cual perjudica social y económicamente al país; por tanto, las empresas eléctricas están en la misión de reducir al máximo estas pérdidas.

La E.E.A.S.A. con el fin de reducir sus pérdidas y cumplir con los reglamentos del CONELEC, ha reemplazado las redes aéreas por subterráneas en el centro de la ciudad de Ambato, el presente proyecto determinará los valores reales de las pérdidas técnicas y no técnicas del nuevo sistema de distribución subterráneo, y así verificar si se ha cumplido con el objetivo de reducir las pérdidas.

A futuro se implementará un sistema de intercomunicación entre medidores centralizados instalados en los centros de transformación, lo cuales suministrarán registros de potencia y energía, el presente proyecto aportará con valores reales de pérdidas para calcular adecuadamente los índices de pérdidas en la red subterránea.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar las pérdidas técnicas y no técnicas que se producen en la red subterránea de distribución conformada por 39 transformadores, ubicados en la zona centro de la ciudad de Ambato.

⁴ Referencia Bibliográfica [2]

Proponer acciones para reducción de pérdidas, evaluar las inversiones y cuantificar los beneficios. Mediante un estudio técnico-económico seleccionar las acciones rentables.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Modelar digitalmente la red de media tensión para determinar las pérdidas en potencia del sistema.

Calcular las pérdidas técnicas de los transformadores, secundarios, acometidas y medidores.

Diferenciar las pérdidas en la red subterránea. Calcular las pérdidas en energía. Proponer alternativas para reducir las pérdidas, cuantificar las inversiones necesarias. Calcular los beneficios y seleccionar las acciones rentables para la Empresa.

Proponer una metodología de cálculo para disponer de los índices de pérdidas por elemento de la red, a fin que la Empresa haga el seguimiento de la evolución de las acciones que se implementen.

1.4 ALCANCE

Determinar las pérdidas técnicas y no técnicas reales que se producen en la red subterránea del alimentador “12 de Noviembre” de la subestación Loreto, conformada por 39 transformadores y aproximadamente 3 061 clientes, sugerir alternativas para la reducción de pérdidas y seleccionar las rentables para la empresa, con su respectiva justificación económica.

Proponer una metodología para seguimiento de la evolución de las pérdidas, a fin de que el Departamento de Pérdidas conozca los valores en cualquier época.

1.5 LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

1.5.1 DESCRIPCIÓN

Es una empresa distribuidora de energía eléctrica, que tiene la mayor concesión de prestación del servicio eléctrico en el país, cubre el 15,92% del territorio ecuatoriano, que corresponde a 40 805 km². El área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato comprende la provincia de Tungurahua y parte de las provincias de Morona Santiago, Napo, Pastaza⁵.

Se constituyó el 29 de abril de 1959, desde entonces ha realizado todas las acciones necesarias para suministrar energía eléctrica en las mejores condiciones de calidad y continuidad.

La Empresa tiene los siguientes indicadores técnicos y comerciales:

- Número de clientes: 177 203
- Facturación de energía: 212 106 MWh
- Número de empleados y trabajadores: 299
- Pérdidas de energía totales: 12.39%
- Relación clientes/trabajador: 593
- Porcentaje de cobertura 97.09%⁶

1.5.2 GESTIÓN PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS

Cumpliendo con la visión de constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país, la E.E.A.S.A. ha emprendido estrategias para reducir

5 Referencia Bibliográfica [2]

6 Referencia Bibliográfica [2]

los índices de pérdidas en el Sistema de Distribución, a continuación se mencionan algunas de las acciones realizadas por la Empresa.

Una de las estrategias que ha implementado la E.E.A.S.A., comienza en el año 1989 con la creación del Departamento de Control de Pérdidas, cuando se registraba un porcentaje del 19.64% de pérdidas totales. Debido a las acciones ejecutadas conjuntamente con los diferentes departamentos involucrados, para el año 2007 el porcentaje de pérdidas totales se redujo a 10.29% (Gráfico 1.1).

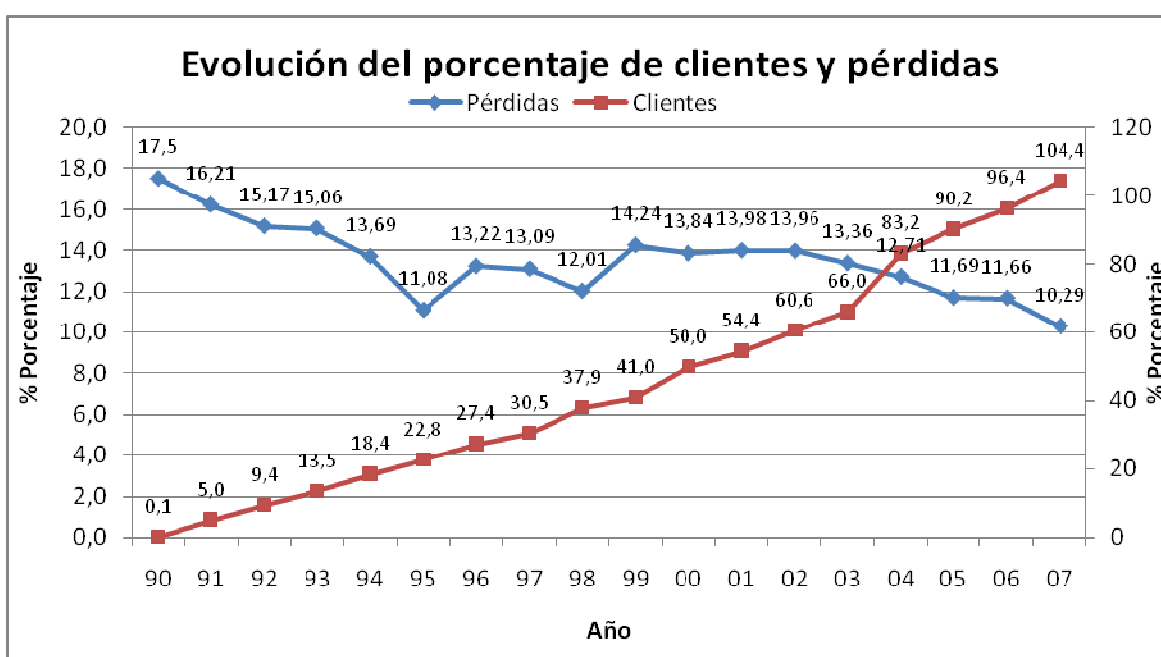


Gráfico 1.1 Índices de pérdidas

El Departamento Comercial de la E.E.A.S.A. presentó un proyecto denominado “Automatización estadística para el control de pérdidas No Técnicas”, es un sistema computacional llamado SISCOM Versión 3.0, que permite realizar consultas de infractores basado en el historial de cada una de las rutas, sectores y zonas críticas en donde la incidencia de infracciones al servicio es considerable, determinándose estadísticamente el tipo de infracción, número de clientes registrados con alteraciones en sus sistemas de medidas, porcentajes de

revisiones y cantidad de energía facturada, estableciendo de esta forma las rutas críticas a ser analizadas⁷.

El 1 de febrero del 2008 se inauguró la etapa IV de la red subterránea, que abastece al centro de la ciudad de Ambato, asegurando la reducción de los índices de pérdidas técnicas y la ejecución de proyectos para optimizar la reducción de las pérdidas no técnicas.

El conjunto de estas estrategias, ha reducido las pérdidas totales. El Departamento de Control de Pérdidas tiene el objetivo de programar acciones para disminuir el crecimiento de las pérdidas, sus principales acciones se enfocan en:

- Revisar denuncias, clientes especiales y sectores.
- Realizar inspecciones para el cambio de acometidas aéreas hacia la red subterránea.
- Cambiar los medidores electromecánicos por medidores digitales (estado sólido clase 1).
- Utilizar el SISCOP como una herramienta para detección de pérdidas, y el Sistema de Información de Distribución (SID) que es un programa diseñado para la ubicación georeferencial de cada uno de los componentes dentro del sistema eléctrico en la E.E.A.S.A.

A futuro se automatizará el control de consumo de energía en la red subterránea, que consistirá en la transmisión de información de cada uno de los registradores de consumo ubicados en cámaras de transformación. Este proyecto actualmente se encuentra en estudio.

7 Referencia Bibliográfica [4]

1.6 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN

1.6.1 SUBESTACIÓN LORETO 69/13.8 kV

Ubicación Geográfica

Se encuentra localizada en el área urbana de la ciudad de Ambato, en la calle Junín y Av. El rey, sector de la plaza de Carrizos.

Área de Influencia

Suministra energía al centro urbano de Ambato.

Configuración

La disposición eléctrica en el lado de 69 kV es de barra simple, con by pass se conecta a dos posiciones de línea para la interconexión con las subestaciones Ambato y Oriente.

Dispone de un transformador de 16/20 MVA OA/FA de capacidad, con relación de transformación 69/13.8 kV.

La configuración en el lado de 13.8 kV es de barra simple y se encuentra operando: interconexión a la subestación Loreto-Loreto, interconexión a la subestación Batán y los alimentadores Bellavista, Ferroviaria, Subterránea y 12 de Noviembre, los dos últimos corresponden a la red subterránea que alimentan al centro de Ambato.

El Gráfico 1.2 muestra el diagrama unifilar de la Subestación Loreto.

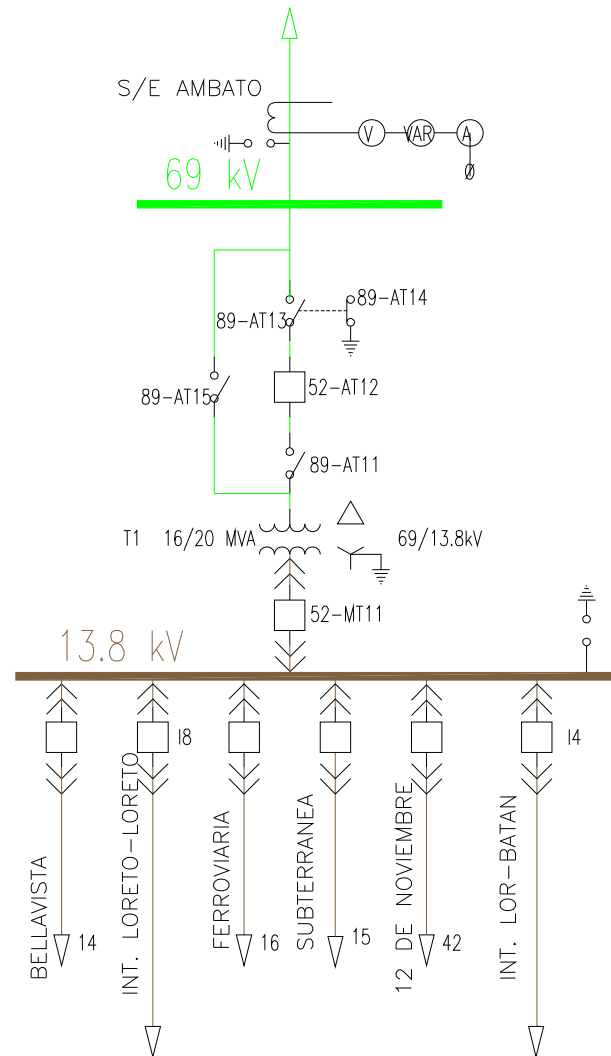


Gráfico 1.2 Diagrama unifilar de la Subestación Loreto

1.6.2 RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN

Está energizado por el alimentador 12 de Noviembre que inicia en la subestación Loreto y abastece a una parte del centro de la ciudad de Ambato.

Para la descripción de la red subterránea, se la divide en sus componentes más importantes; de manera, que se lo pueda desglosar cuantitativamente.

Los elementos más importantes involucrados en la red subterránea son:

- 1 Sistema primario de distribución o media tensión
- 2 Transformadores de distribución
- 3 Cámaras de transformación
- 4 Red secundaria o baja tensión
- 5 Acometidas
- 6 Contador de energía
- 7 Clientes
- 8 Alumbrado público

1.6.2.1 Sistema Primario de distribución o Media Tensión

El sistema opera en forma radial, toma la energía de la barra de la subestación Loreto y la entrega a los transformadores de distribución.

Es un circuito trifásico con neutro corrido que está energizado a 13.8 kV.

Los ramales principales están interconectados a las barras de los centros de transformación, en los cuales se efectúan las derivaciones necesarias hacia los centros de transformación o transformadores particulares.

Tanto la entrada como la salida del alimentador a las barras del centro de transformación se efectúan mediante el empleo de elementos de desconexión que operan bajo carga.

En el caso de la salida de servicio del alimentador, se tiene previsto la transferencia de la carga hacia los alimentadores Atocha y Subterránea que pertenecen a las subestaciones Atocha y Loreto respectivamente.

Los cables están alojados en ductos de PVC, ubicados en canalizaciones bajo el suelo, garantizando el transporte y la distribución de energía sin poner en peligro a los clientes.

Los cables utilizados tienen las siguientes características:

Fabricación:

- Tipo: monopolar de cobre.
- Voltaje nominal: 15 kV.
- Aislamiento: polietileno reticulado tipo XLPE para 100% de aislamiento, pantalla semiconductora, recubrimiento del aislamiento del mismo material, pantalla electrostática de cobre y chaqueta exterior de PVC de alta resistencia.

Operación:

- Nivel de voltaje de operación: 13.8 kV.
- Nivel de aislamiento: apto para un sistema con tensión de servicio de 13.8 kV y neutro sólidamente conectado a tierra.
- Tipo de instalación: cable instalado en ductos.
- Temperatura del conductor: 90 grados centígrados.

Especiales:

- Dieléctricas (resistencia al campo electrostático)
- Mecánicas (resistencia a los esfuerzos mecánicos de tracción)
- Químicas (resistencia a la corrosión)

La distribución de los cables se detalla en el Cuadro 1.1.

Cuadro 1.1 Distribución de cables utilizados en el circuito primario

Circuito primario	Fases: cable XPLE	Neutro: conductor desnudo (AWG)
Ruta principal, parte de la subestación y alimenta a los transformadores de la E.E.A.S.A.	3 x 120 mm ²	2/0 , 3/0
Ruta secundaria, alimentación de transformadores de la E.E.A.S.A.	3 x 70 mm ²	1/0
Ruta alimentación, para los transformadores particulares.	3 x 50 mm ²	2, 4
Ruta conexión, entre los transformadores particulares	3 x 2 AWG	2

El neutro común o corrido, lleva una parte de las corrientes de cargas desbalanceadas o residuales, tanto para el sistema primario como el secundario.

En el Anexo 1 se muestra el diagrama unifilar del sistema de primario.

1.6.2.2 Transformadores de Distribución

La red está conformada por 39 transformadores dispuestos en 36 cámaras de transformación, excluyendo a un transformador que es aéreo.

La capacidad total instalada es de 5,75 MVA.

Para abastecer la demanda, se ha dispuesto la utilización de dos tipos de transformadores:

- Pad mounted o unidad encapsulada compacta

- Convencional

1.6.2.2.1 Transformador Pad Mounted o Unidad Encapsulada Compacta

Los transformadores Pad mounted son de gran capacidad y abastecen la mayoría de la demanda de la red subterránea.

Las unidades encapsuladas compactas contienen tres módulos:

- Equipos de protección y seccionamiento para media tensión.
- Transformador de distribución.
- Equipos de protección para baja tensión.

Equipos de protección para media tensión

Fabricación	: W. Lucy & Co. Ltd. – England
Cantidad	: 1 por cada unidad
Nivel de falla	: 500 MVA a 13.8 kV
Máximo voltaje de servicio	: 15.5 kV
Corriente normal de servicio:	630 A, depende del tipo de interruptor: EFS, FRMUTM, FRMUTM+EOS, FRMUTM+DEOS, FRMUTM+DEOS+EOS

El interruptor de media tensión consiste de una unidad principal (Ring Main Unit) en aceite (tipo FRMU), desde uno hasta cinco switches en aceite (tipo EOS)

Se han considerado varios factores en el diseño, sobre todo en el equipo de seccionamiento y protección contra sobrecorrientes, ya que es difícil realizar muchas funciones de mantenimiento y operación mientras la red está energizada.

Transformador de distribución

Fabricación	:	Pauwels Trafo – Belgium
Cantidad	:	1 por cada unidad
Tipo	:	OZX
Rangos de potencia (kVA)	:	160, 200, 225, 250, 300, 400
Frecuencia (Hz)	:	60
Voltaje primario (kV)	:	13.8
Voltaje secundario (V)	:	220
Conexión	:	Dyn5

Los transformadores son trifásicos, sumergidos en aceite de enfriamiento natural (OA) para instalación exterior, sellado herméticamente, de tipo pared corrugada.

Los conductores están fabricados con alta calidad, bajas pérdidas, y láminas de acero eléctricamente orientado.

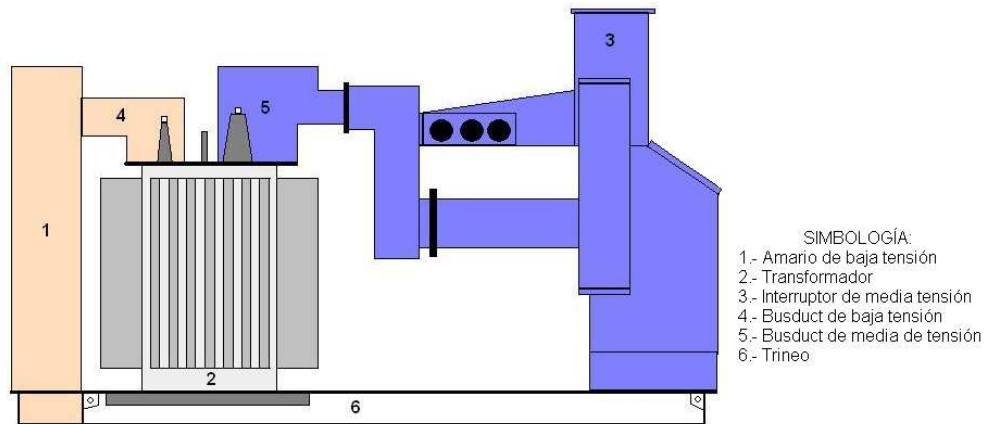
Armario para protección de baja tensión

Fabricación	:	AST – Belgium
Cantidad	:	1 por unidad encapsulada

Tiene provisto disyuntores para la protección de las barras de baja tensión; además, tiene incorporado unidades de medida: transformadores de corriente In/5 A, amperímetros, voltímetros y contador de energía.

Para la derivación de los circuitos de baja tensión se dispone de un armario metálico, con adecuada ventilación y una apertura posterior para permitir las conexiones con el transformador.

El Gráfico 1.3 muestra el esquema de una subestación compacta.



- SIMBOLOGÍA:
- 1.- Armario de baja tensión
 - 2.- Transformador
 - 3.- Interruptor de media tensión
 - 4.- Busduct de baja tensión
 - 5.- Busduct de media de tensión
 - 6.- Trineo

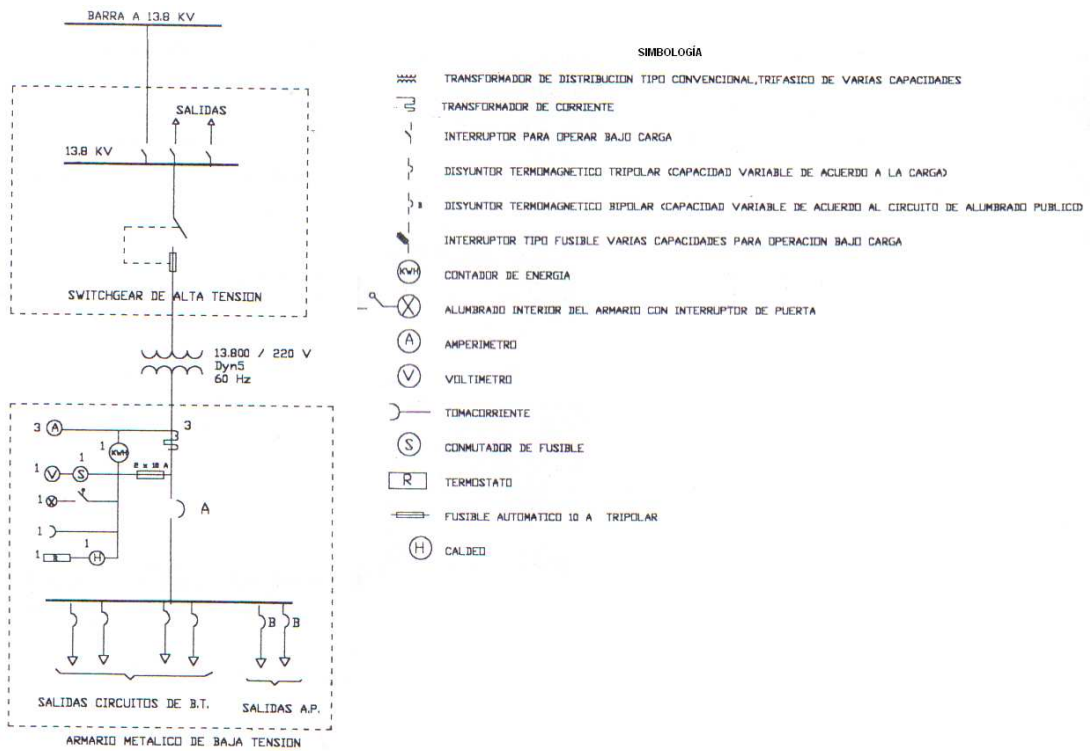


Gráfico 1.3 Subestación compacta, tipo IV

La empresa adquirió las unidades encapsuladas gracias a un crédito otorgado por el gobierno de Bélgica en 1995.

Debido al alcance del proyecto, no se han detallado las características de las protecciones —Sin desmerecer la importancia que estas representan—.

1.6.2.2 Transformadores convencionales

Se refiere a los transformadores aéreos, que han sido reubicados en las cámaras de transformación.

Por lo general, son transformadores particulares y se los utiliza para abastecer cargas concentradas.

Las capacidades nominales varían entre: 25, 37.5, 50, 3 x 25, 75, 100, 112.5 y 125 kVA.

A futuro se eliminarán los transformadores particulares, para concentrar toda la carga en los transformadores pertenecientes a la E.E.A.S.A.

1.6.2.3 Cámaras de Transformación

Dependiendo de la capacidad y ubicación, los transformadores se hallan dispuestos en 3 diferentes tipos de cámaras:

- Subterránea
- A nivel del suelo
- Readecuada

1.6.2.3.1 Cámaras Subterráneas

Se construyen bajo el nivel de la acera o de la calzada, los muros perimetrales y la losa de cubierta son de hormigón armado, sobre el piso pavimentado esta la base de la unidad compacta que es de acero estructural.

El nivel del suelo está a -3.20 metros, en el piso se encuentran las canaletas donde se alojan los cables de media y baja tensión.

Tienen diferentes ductos: ingreso de personal, entrada y salida de los cables, ventilación para el ingreso y salida de aire, pozo de succión para recoger las aguas lluvias y que son evacuadas por una bomba tipo sumidero. (Gráfico 1.4)



Gráfico 1.4 Ingreso Cámara Subterránea

1.6.2.3.2 Cámaras a Nivel del Suelo

Están construidas sobre las aceras o espacios disponibles a nivel del área de instalación, las paredes son de mampostería de ladrillo, la estructura soportante y la cubierta de hormigón armado, todos los elementos son enlucidos y pintados, el piso es similar al de la cámara subterránea, con canaletas para alojar la cablería, tienen puertas de hierro y persianas de ventilación (Gráfico 1.5)



Gráfico 1.5 Vista frontal de cámara a nivel del suelo

1.6.2.3.3 Cámaras Readecuadas

El área de influencia es el centro de la ciudad, por lo general se encuentran en los subsuelos de grandes edificios y son construidos para los transformadores de menor capacidad, solo se realizan readecuaciones del local y comprende básicamente de la construcción de una o dos paredes perimetrales, piso, puertas y ventanas fijas con malla anti mosquito para ventilación (Gráfico 1.6)



Gráfico 1.6 Vista frontal de la cámara readecuada

Las características de los transformadores y cámaras de transformación se detallan en el Cuadro 1.2.

Cuadro 1.2 Detalle de transformadores y cámaras de transformación

Cámaras de transformación			Transformadores				Dirección
Nº	Nombre	Tipo	Nº	Capacidad (kVA)	Tipo	Dueño	
1	Parque Cevallos	Subterránea	1	400	3Ø	E.E.A.S.A	Parque Cevallos
2	Escuela Barona	Subterránea	2	400	3Ø	E.E.A.S.A	Av. Cevallos y Castillo
3	Edificio Asociación de Empleados	Subterránea	3	400	3Ø	E.E.A.S.A	Juan León Mera y Cevallos
			4	300	3Ø	Particular	
4	Parque 12 de Noviembre	Nivel del suelo	5	300	3Ø	E.E.A.S.A	Juan León Mera y 12 de Noviembre
5	Colegio Luis A. Martínez	Nivel del suelo	6	300	3Ø	E.E.A.S.A	Av. Cevallos, "Colegio Luis A. Martínez"
6	Mutualista Ambato	Subterránea	7	300	3Ø	Particular	Av. Cevallos y Juan Montalvo
7	Estacionamiento Calle Castillo	Subterránea	8	250	3Ø	E.E.A.S.A	Castillo y 12 de Noviembre
8	Plaza Urbina	Subterránea	9	250	3Ø	E.E.A.S.A	Mejía y Montufar
9	Edificio Maricarmen	Subterránea	10	225	3Ø	Particular	Luis A. Martínez y Av. Cevallos
10	Banco Unifisa	Subterránea	11	200	3Ø	Particular	Juan León Mera y Av. Cevallos
11	Gradas	Nivel del suelo	12	200	3Ø	E.E.A.S.A	Castillo y José Joaquín de Olmedo
12	E.E.A.S.A	Subterránea	13	160	3Ø	E.E.A.S.A	12 de Noviembre y Espejo
13	Olmedo y J. Benigno Vela	Subterránea	14	160	3Ø	E.E.A.S.A	Olmedo y Juan Benigno Vela
14	Ex. Banco Central	Subterránea	15	160	3Ø	Particular	Castillo y Antonio José de Sucre
15	Clínica Tungurahua	Subterránea	16	160	3Ø	Particular	Juan Benigno Vela y Juan León Mera
			17	125	3Ø	Particular	
16	Cooperativa Sagrario	Readecuada	18	112,5	3Ø	E.E.A.S.A	Quito y Antonio José de Sucre
17	Mushuc Runa	Readecuada	19	112,5	3Ø	Particular	Juan Benigno Vela y Juan Montalvo
18	Edificio Villegas	Readecuada	20	100	3Ø	E.E.A.S.A	Juan Montalvo y 12 de Noviembre
19	Oscus	Readecuada	21	100	3Ø	Particular	Joaquín Lalama y Antonio José de Sucre
20	Parqueadero Consejo Provincial	Readecuada	22	75	3Ø	Particular	Luis A. Martínez y 13 de Abril
21	Escuela Providencia	Readecuada	23	3 x 25	3Ø	Particular	Juan Benigno Vela y Luis A. Martínez
22	Edificio Salazar	Readecuada	24	3 x 25	3Ø	Particular	Juan Benigno Vela y Luis A. Martínez
23	Junto a Mutualista Ambato	Readecuada	25	3 x 25	3Ø	Particular	Av. Cevallos y Juan Montalvo
24	Produbanco	Readecuada	26	75	3Ø	Particular	Juan Montalvo y Av. Cevallos

Cámaras de transformación			Transformadores				Dirección
Nº	Nombre	Tipo	Nº	Capacidad (kVA)	Tipo	Dueño	
25	Colegio Simón Bolívar	Nivel del suelo	27	75	3Ø	Particular	Luis A. Martínez y Simón Bolívar
26	S.R.I	Nivel del suelo	28	75	3Ø	Particular	Luis A. Martínez y Simón Bolívar
27	El Heraldo	Readecuada	29	75	3Ø	Particular	Juan Montalvo y Av. Cevallos
28	Aéreo	Instalación en poste	30	50	3Ø	E.E.A.S.A	Juan Montalvo y José Joaquín de Olmedo
29	Banco Ecuatoriano de la Vivienda	Readecuada	31	50	3Ø	Particular	Luis A. Martínez y Av. Cevallos
30	Iglesia Santo Domingo	Nivel del suelo	32	50	3Ø	Particular	Av. Cevallos y Juan Montalvo
31	Pastelería Quito	Readecuada	33	50	3Ø	Particular	Juan León Mera y Av. Cevallos
32	Edificio Torresco	Readecuada	34	50	3Ø	Particular	Castillo y Juan Benigno Vela
33	Frente a Leasing Corp.	Subterránea	35	50	3Ø	Particular	Antonio José de Sucre y Juan León Mera
			36	25	1Ø	Particular	
34	Edificio Poveda	Readecuada	37	37,5	1Ø	Particular	Juan Montalvo y Av. Cevallos
35	Junto a Leasing Corp.	Readecuada	38	37,5	1Ø	Particular	Antonio José de Sucre y Juan León Mera
36	Leasing Corp.	Subterránea	39	37,5	1Ø	Particular	Antonio José de Sucre y Juan León Mera

1.6.2.4 Circuito Secundario o Red de Baja Tensión

Los circuitos tienen una disposición radial y se derivan de los centros de transformación mediante protecciones.

Si la derivación es de un transformador trifásico, el circuito es trifásico más neutro común con voltaje nominal de 220 voltios entre fases y 127 voltios entre fase y neutro; para el caso de transformadores monofásicos, el circuito es monofásico a tres hilos con voltaje nominal de 240 entre fases y 120 voltios entre fase y neutro.

Estas relaciones son normalizadas para cubrir zonas de consumidores residenciales y comerciales.

La instalación de los circuitos está directamente enterrada bajo la acera y en ductos bajo la calzada.

Los cables utilizados tienen las siguientes características:

Fabricación:

- Tipo: monopolar.
- Aislamiento: polietileno reticulado.
- Chaqueta exterior: PVC de alta resistencia, tipo TTU.
- Nivel de aislamiento: 2000 voltios.

Operación:

- Nivel de voltaje de operación: 220/127 V.
- Tipo de instalación: cable directamente enterrado.
- Temperatura: 75 grados centígrados.

Los calibres utilizados se detallan en el Cuadro 1.3.

Cuadro 1.3 Calibres de cables utilizados en el circuito secundario

Fases:	Neutro: conductor desnudo (AWG)
3 x 2	4
3 x 1/0	2
3 x 2/0	2
3 x 3/0	2/0
3 x 4/0	1/0,2/0
3 x 250 MCM	3/0,4/0
3 x 300 MCM	4/0

En la red existe un circuito secundario aéreo, perteneciente al transformador (aéreo) de 50 kVA; el circuito esta construido por conductores preensamblados.

El circuito es trifásico a cuatro hilos con voltaje nominal de 220 voltios entre fases y 127 voltios entre fase y neutro.

La utilización del conductor preensamblado requiere de un sistema completo de accesorios aislados y herrajes galvanizados.

Características:

- Calibre 1/0 AWG.
- Está construida con una cobertura exterior de material aislante de polietileno reticulado, denominado XLPE (Cross Linked Polyethylene)
- Tiene excelentes propiedades dieléctricas y mecánicas.
- Soporta una temperatura máxima de 90 grados centígrados y en cortocircuitos o sobrecargas 250 grados centígrados.
- Al haz de conductores de las fases y el neutro, se puede también incorporar uno o dos conductores, para el alumbrado público.

- El neutro actúa como portante para la sujeción o soporte, por lo que se lo construye de aleación de aluminio AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) ⁸.

1.6.2.5 Acometidas

La acometida es la instalación comprendida desde el punto donde se toma la energía de la red, hasta el punto donde van instalados los medidores.

El Departamento Comercial de la E.E.A.S.A. programó un plan integral de remodelación de las acometidas para la red subterránea, ya que la mayoría de las instalaciones se encontraban deterioradas y ubicadas en el interior de las viviendas, lo que dificultaba el control y ejecución de trabajos del personal de la empresa.

La ejecución de los distintos proyectos de esta índole cumple con las especificaciones técnicas, esto es, la utilización adecuada de los distintos materiales bajo las normas establecidas en cada caso.

Las acometidas utilizadas tienen las siguientes características:

- La longitud debe ser lo mas corta posible.
- El calibre se dimensiona dependiendo de la carga instalada y del número de medidores que se van agrupar.
- Para el suministro de la energía, se conecta con conectores y están dentro de la tubería EMT 2”.
- El tubo EMT de 2” llega hasta el extremo donde se realiza la de instalación de los medidores. La altura del tubo depende de las condiciones que

8 Referencia Bibliográfica [5]

presente la parte exterior de la vivienda y varia desde 1.5 a 2 metros de altura.

- La caja de seguridad está instalada a una altura de 1.7 metros desde el nivel de la calzada hasta el borde inferior de la caja

El trabajo es ejecutado por el Departamento de Diseño y Construcción de la E.E.A.S.A.⁹

El Gráfico 1.7 muestra la instalación de una acometida.



Gráfico 1.7 Instalación de la acometida

La E.E.A.S.A. exige que cada cliente sea responsable de la instalación de la puesta a tierra, caso contrario, no se responsabiliza de cualquier avería que pueda producirse en artefactos o instalaciones eléctricas debido a contingencias en el suministro de energía eléctrica.

9 Referencia Bibliográfica [6]

1.6.2.6 Contador de Energía

Es un dispositivo que registra el consumo de energía eléctrica; además, es el punto de entrega de energía al cliente.

La mayoría de medidores electromecánicos han sido reemplazados por medidores electrónicos de estado sólido de clase 1.

Algunas características de los medidores electrónicos:

- Tienen un comportamiento estable ante las variaciones de temperatura, tensión y frecuencia.
- Poseen una base y tapas compactas de poli carbonato, indispensables para limitar el fraude.
- Su tamaño permite agrupar un gran número de medidores, aspecto fundamental para los requerimientos de espacio en las edificaciones.

En las cámaras de transformación se tienen instalados medidores electrónicos totalizadores con memoria interna; el análisis de los registros permite determinar las rutas críticas para la revisión y control de las pérdidas (Gráfico 1.8)



Gráfico 1.8 Medidores electrónicos residencial y totalizador Landis+Gyr

El sistema de medición de los medidores centralizados es semi-indirecta, utiliza transformadores de corriente (TC) y contadores electrónicos.

Para la medición los clientes, se conecta directamente el contador de energía a la carga; es decir, la medición es directa.

1.6.2.7 Cliente

Se emplea el término “clientes”, porque la desregulación del sector libera a los consumidores para escoger el proveedor de energía eléctrica y con ello llevándolos a la categoría de clientes ¹⁰.

El sector que se está abasteciendo de energía, en su mayoría son clientes comerciales; para aplicar la tarifa, la E.E.A.S.A. ha clasificado a los clientes de acuerdo con el tipo de servicio entregado.

Categoría de Tarifa Residencial: Corresponde al servicio de uso domestico, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar independiente del tamaño de la carga conectada. También se incluye a los consumidores de escaso recursos y bajo consumo que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la categoría residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

Categoría Alumbrado Público: Se aplicará a los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y en general de vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad

10 Referencia Bibliográfica [7]

pública; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito.

El cuadro 1.4 muestra las diferentes tarifas aplicadas por la E.E.A.S.A. en el área de influencia de la red 12 de Noviembre.

Cuadro 1.4 Tarifas aplicadas por la E.E.A.S.A.

Tarifa	Descripción
R	Residencial
C	*Comercial y Entidades Oficiales sin demanda
IA	*Industrial artesanal sin demanda
BP	*Beneficio público y Asistencia Social sin demanda
CD	Comercial con demanda
ID	Industrial con demanda
O	Oficial (Edificios del Estado)
OD	Oficial con demanda (Cuando tienen talleres)
BA	Bomba de agua
SO	Servicio ocasionales
AS	Asistencia social

*La tarifa sin demanda no debe exceder los 10 kW.

1.6.2.8 Alumbrado Público

Es un servicio público que brinda iluminación a vías, parques y demás sitios; la instalación del equipo utilizado queda como único responsable a la E.E.A.S.A.

Las luminarias se adaptaron a la nueva red subterránea, por lo que fueron reubicadas y alojadas en las fachadas de viviendas, establecimientos y edificios; además, se retiraron algunos de los postes dedicados para la iluminación.

Los accesorios utilizados para el alumbrado público son las siguientes:

- Balasto.
- Inyector o Arrancador:
- Bombilla o foco.
- Control fotoeléctrico.
- Porta lámpara o boquilla.
- Receptáculo o bases.
- Equipamiento especial para empotrar en las edificaciones.

Las luminarias utilizadas en la red subterránea por lo general son de vapor de sodio (luz amarilla), vapor de mercurio (luz blanca) y reflectores, con potencias nominales de 150, 250, 400 W, con algunas excepciones en los tres parques que abastece: Cevallos, Montalvo y 12 de Noviembre.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS

2.1 INTRODUCCIÓN

La presente metodología, discrimina las pérdidas técnicas de cada subsistema y equipo. El proceso que se sigue es el cálculo de las pérdidas técnicas para luego determinar las pérdidas no técnicas, esto asegura que los valores tengan un mínimo margen de error.

La mayoría de pérdidas son resistivas y su componente en potencia se debe calcular a demanda máxima, la información de la demanda es importante para obtener resultados reales; cuando no se tiene suficiente información, se puede estimar los resultados aplicando factores como: carga, coincidencia y de pérdidas, los cuales juegan un papel importante para la estimación de pérdidas de energía.

2.2 OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo es presentar las definiciones y las bases teóricas requeridas para el estudio de las pérdidas técnicas y no técnicas, su clasificación y la metodología para su cálculo.

El alcance es el estudio de equipos y subsistemas pertenecientes al alimentador “12 de Noviembre”.

2.3 DEFINICIONES

2.3.1 ORIGEN DE LAS PÉRDIDAS

El manejo y la operación de la energía eléctrica conlleva factores que reducen el óptimo transporte y distribución; existe un porcentaje de pérdidas que se hallan intrínsecamente vinculadas al proceso que empieza desde la generación hasta la entrega al consumidor final.

El Gráfico 2.1 muestra el proceso de la entrega y distribución de energía, desde la generación hasta el usuario final.

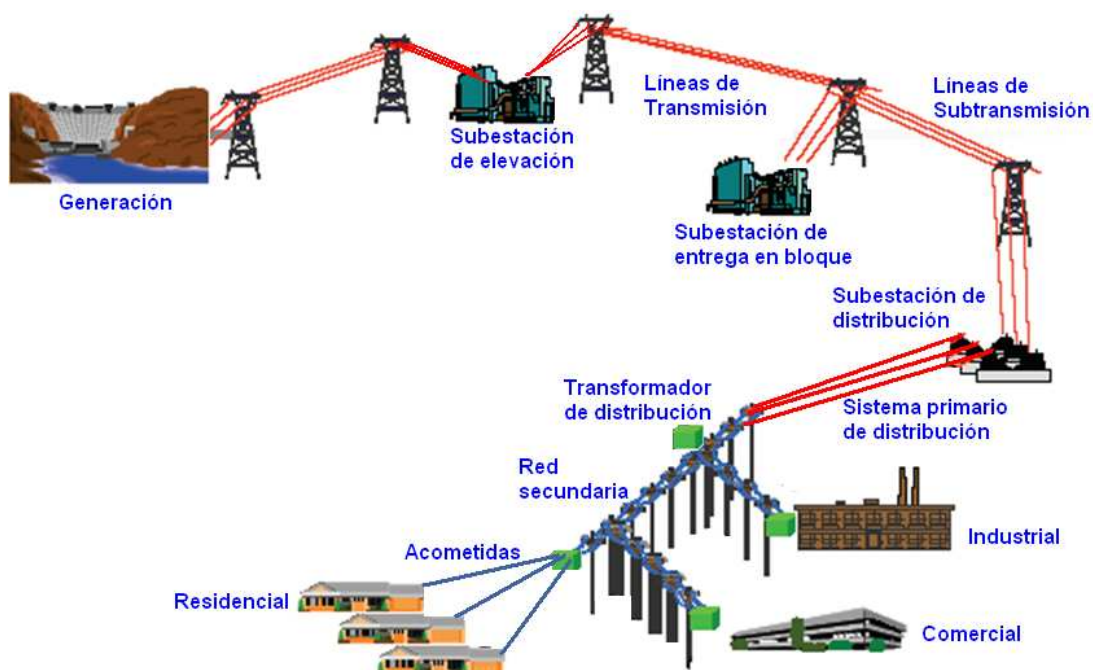


Gráfico 2.1 Proceso de transporte y distribución de la energía eléctrica

Cada proceso involucra pérdidas que se atribuyen al sistema y a otras causas. Las pérdidas se las clasifica en: técnicas y no técnicas

2.3.1.1 Pérdidas Técnicas

Debido a fenómenos físicos que están relacionadas con las condiciones propias de manejo y conducción de la energía eléctrica, su origen se debe a dos efectos:

- Variación de la demanda
- Presencia de corriente alterna

2.3.1.1.1 Variación de la Demanda

Son pérdidas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule) y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente, se las conoce como pérdidas resistivas. Ver ecuación 2.1.

$$P = I^2 \times R \quad (2.1)$$

Donde:

P = Pérdidas en el elemento del sistema (kW)

I = Corriente por el elemento (A)

R= Resistencia del elemento (Ω)

2.3.1.1.2 Presencia de corriente alterna

Debido a los ciclos de la corriente alterna, los sistemas ferromagnéticos del sistema eléctrico tienen pérdidas, se manifiestan en transformadores y máquinas eléctricas, debido a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. En los campos eléctricos, como en las líneas de transmisión se producen pérdidas debidas al efecto corona.

2.3.1.2 Pérdidas No Técnicas

Es la energía consumida pero no facturada (pérdidas por fraude, robo y errores) o facturada erróneamente (pérdidas administrativas). Estas pérdidas se las puede evitar y están directamente relacionadas con la administración.

Por su naturaleza, es poco probable encontrarlas en los sistemas de generación y transmisión.

En la Gráfico 2.2 se muestra un resumen de pérdidas involucradas en el sistema eléctrico.

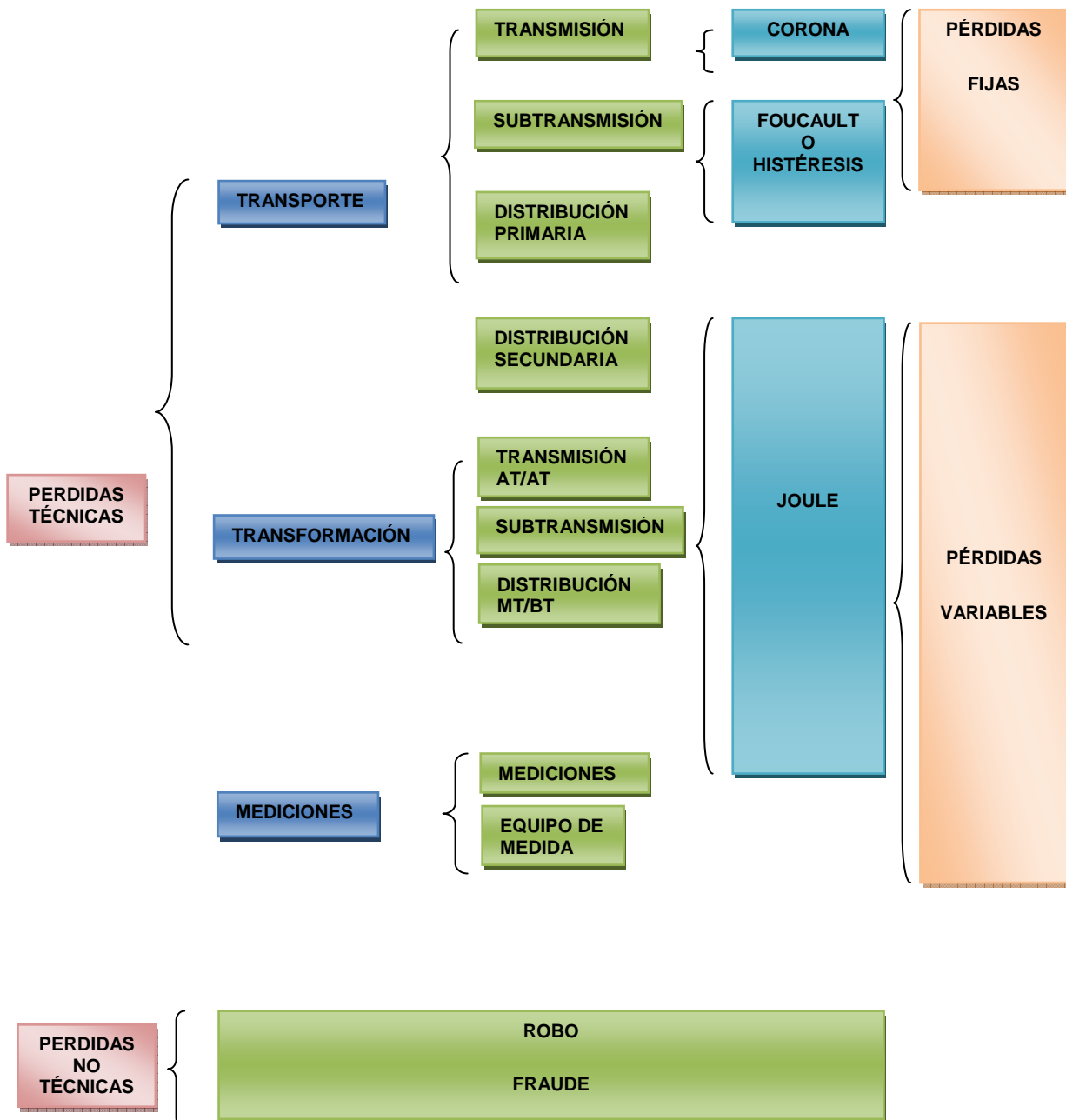


Gráfico 2.2 Cuadro de pérdidas¹¹

¹¹ Referencia Bibliográfica [8]

2.3.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Empieza a partir de la subestación de entrega en bloque, donde se reparte la energía a las subestaciones de distribución.

El sistema de distribución se especifica dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar¹².

La subestación de distribución tiene el objetivo de reducir el voltaje desde el nivel de transporte al nivel de tensión de distribución; además, es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Las redes de media tensión de distribución se constituyen con los llamados “alimentadores”, que pueden ser tanto aéreos como subterráneos, alimentan directamente a clientes de grandes potencias que cuentan con transformadores propios, o bien, a sub redes por medio de transformadores de baja tensión de distribución, a las que se conectan clientes que poseen niveles de potencia bajos y medianos. A estas redes de baja tensión normalmente se les llama “circuitos secundarios”.

Los clientes se conectan a los circuitos secundarios a través de acometidas y el consumo se registra con un contador de energía, hasta este punto el servicio es público, de ahí comienzan las instalaciones interiores del cliente.

En el Gráfico 2.3 se muestra un esquema representativo de las redes de distribución.

¹² Referencia Bibliográfica [9]

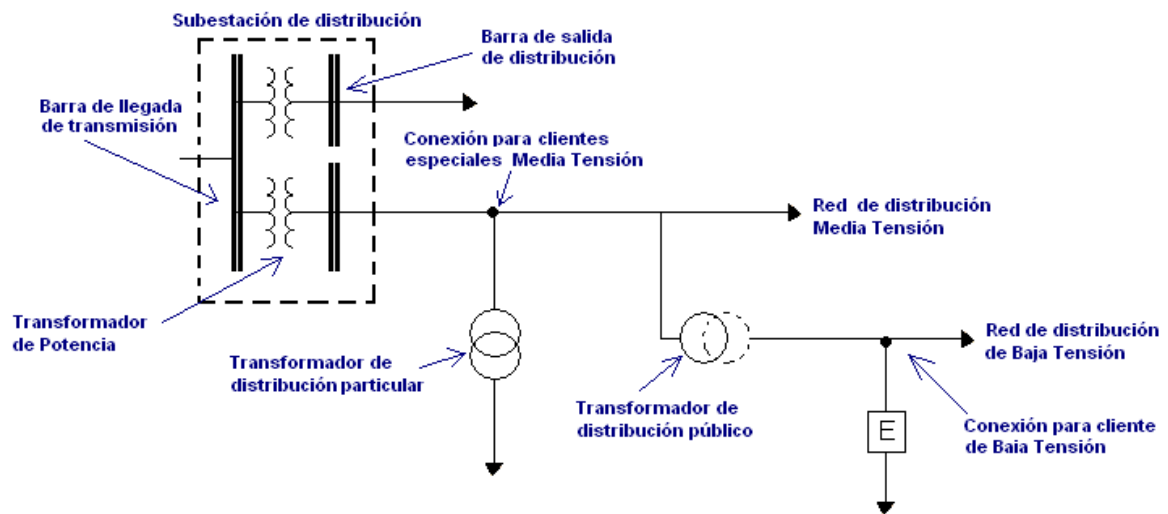


Gráfico 2.3 Esquema de las redes de distribución

2.3.3 RED SUBTERRÁNEA

En los últimos años se ha incrementado en forma notable el uso de los cables subterráneos para realizar la distribución de energía eléctrica debido a las ventajas que éste sistema ofrece en comparación con la distribución por el sistema aéreo convencional.

Una red de distribución subterránea, está oculta a la vista del público, desde su inicio, es decir, desde el disyuntor general que está en la subestación sale el primario que alimenta a los transformadores en las cámaras de transformación y a los demás equipos y subsistemas del sistema de distribución; los cables son colocados en ductos especiales; además, todo el equipo tanto de protección de media tensión, baja tensión y alumbrado, así como los transformadores, terminales de cables, etc., deben tener características especiales para interior, en donde tengan que soportar ciertas condiciones de temperatura, ventilación y humedad.

Considerando que un sistema de distribución subterráneo tiene un costo más elevado que el sistema aéreo, se está utilizando en áreas comerciales y residenciales que son céntricas en las grandes ciudades.

Ventajas de utilizar un sistema de distribución subterráneo:

- Menor probabilidad de salida de servicio del sistema, debido a causas externas, tales como: descargas eléctricas, accidentes de tránsito, fuertes lluvias, vientos y demás.
- Las instalaciones presentan un aspecto agradable para la vista de las mismas, mejorando el ornato del centro de la ciudad; ya no se tiene los cruces de los cables por las calles en una forma demasiado irregular, evitándose así posibles peligros para el público que transita por las calles y avenidas.
- En lo referente a la capacidad de la red, se puede aumentar considerablemente, ya que los cables que se utilizan así como el resto de equipo, se puede servir a una mayor demanda de energía. Los transformadores de una red de distribución son de mayor capacidad que los de una aérea, ya que debido a su peso no se instalan en postes; además, se usa un menor número de transformadores.
- Debido a las características de los equipos y subsistemas subterráneos, se reduce las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Considerando la inversión realizada en una red subterránea, la empresa invierte en proyectos de innovaciones tecnológicas para el control y operación de la red.

2.4 BASES TEÓRICAS

2.4.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Es la diferencia entre la producción y el consumo. En el sistema de distribución equivale a la diferencia entre la energía que ingresa al sistema y la registrada, este valor comprende a las pérdidas técnicas y no técnicas.

Las pérdidas de energía representan un costo económico, y su porcentaje refleja el grado de eficiencia en la administración de la empresa; por lo tanto, es importante conocer su valor y las causas que lo producen.

2.4.2 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA

Es la energía que se pierde (disipa) durante la distribución de energía eléctrica desde la subestación hasta el consumidor final.

Las pérdidas técnicas son normales y no pueden ser eliminadas totalmente, sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

En el análisis de nuestro sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos y subsistemas:

- Alimentador o red de media tensión
- Transformadores de distribución
- Red de baja tensión o red secundaria
- Acometidas
- Contador de energía
- Alumbrado público

En el sistema de distribución las pérdidas técnicas se relacionan con:

- Pérdidas resistivas
- Pérdidas en el núcleo del transformador

Para la estimación de las pérdidas técnicas se consideran las siguientes aproximaciones:

- Como los conductores utilizados son de diámetro pequeño, la resistencia por unidad de longitud es grande, de allí su nombre pérdidas resistivas.

- Las distancias entre conductores no son muy grandes; por tanto, el valor de la reactancia por unidad es pequeño.
- Los valores de susceptancia a tierra son muy pequeños, razón por la cual se desprecian.
- Debido a que las tensiones utilizadas en sistemas de distribución son relativamente bajas, las pérdidas por efecto corona se desprecian.

2.4.2.1 Pérdidas en la Red de Media Tensión

Son pérdidas resistivas que dependen de la demanda, la longitud y la sección del conductor.

Por lo general, los cables utilizados en redes subterráneas son de cobre, tienen los diámetros más grandes de la red y la longitud no es muy extensa, por lo cual, la resistividad es pequeña; sin embargo, por el alimentador circulan grandes cantidades de corriente, las cuales incrementan el valor de las pérdidas.

2.4.2.2 Pérdidas en el Transformador de Distribución

El transformador es un dispositivo estático que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro magnéticamente; es decir, por inducción, en lugar de conducción¹³, esta característica hace que en la estructura interna del transformador se produzcan fenómenos magnéticos que producen pérdidas de energía. El origen de las pérdidas radica en dos causas, pérdidas en el núcleo (en vacío) y en las bobinas del transformador (resistivas).

¹³ Referencia Bibliográfica [10]

2.4.2.2.1 Pérdidas en el Núcleo (fijas)

Son pérdidas que no depende de la carga, se deben a la histéresis y a las corrientes de Foucault; las dos, a su vez, dependen de la calidad de material de las láminas del núcleo del transformador.

La histéresis es la primera fuente de pérdidas en el núcleo del transformador, ocurre debido a cambios cíclicos en la dirección del flujo magnético en el acero, al ser excitado por corriente alterna, este proceso consume energía y se disipa como calor.

Las corrientes de Foucault son inducidas por un flujo magnético variable, esto provoca que circulen corrientes por las láminas de acero y se produzcan pérdidas resistivas.

2.4.2.2.2 Pérdidas Resistivas (variables)

Dependen de la demanda y se producen en las bobinas del transformador, éstas al tener resistencia se calientan por efecto del paso de la corriente y son función del cuadrado de la corriente.

Debido a que existe gran número de transformadores en los sistemas de distribución, normalmente se utilizan criterios de muestreo para tomar una muestra representativa para el cálculo total.

2.4.2.3 Pérdidas en la Red de Baja Tensión

Al igual que los alimentadores, son pérdidas resistivas que dependen de la longitud, demanda y la sección del conductor.

Las pérdidas son mayores, ya que la sección del conductor es menor.

Debido a la gran cantidad de circuitos, se extrapolan los resultados calculados para muestras.

2.4.2.4 Pérdidas en la Acometida

Son pérdidas resistivas, que dependen de la longitud, la carga y la sección del conductor. A pesar que las distancias son cortas, el gran número que existe en la red incrementa el valor de pérdidas; además, la resistencia por unidad de longitud es alta.

2.4.2.5 Pérdidas en el Contador de Energía

Internamente se consume una potencia debido al paso de la corriente por la bobina de tensión, también se tiene una pérdida en la bobina de corriente, pero su valor es pequeño, por tal motivo se desprecia su valor.

2.4.2.6 Pérdidas en Luminarias

Las pérdidas producidas en la luminaria están asociadas fundamentalmente al balasto utilizado, los valores máximos permitidos para cada una de las unidades se especificación de acuerdo a normas; por tanto, las pérdidas están asociadas al tipo de luminarias utilizada, los valores de las pérdidas se especifican en los catálogos de los fabricantes.

Existen también pérdidas en los equipos de medición, protección y maniobra, pero no se lo detallan, porque su valor es relativamente bajo.

2.4.3 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

Es el resto de pérdidas de energía; es decir, la diferencia entre la energía entregada a los clientes y la energía que logra facturar la empresa¹⁴, autoconsumos de la empresa, alumbrado público y otros registros, se tienen muchas causas que las producen, a continuación se clasifican en dos categorías.

2.4.3.1 Pérdidas Durante el Registro

Es la energía consumida pero no registrada y se halla relacionada con la instalación del contador de energía, las causas se lo atribuyen a la empresa y al cliente. Su valor se deduce en unidades de energía (kWh)

2.4.3.2 Pérdidas Financieras

Después del registro de energía, se puede introducir otra pérdida que es de tipo financiera y se refiere al proceso de facturación y recaudo, y se producen en la administración de la empresa. Su valor se deduce en unidades de monetarias (\$)

La pérdida en la facturación se refiere a la manera incorrecta de cobrar. *La pérdida en el recaudo* es cuando solo una parte de la energía facturada es recaudada, esto produce que la empresa tenga una cartera morosa elevada.

En el Cuadro 2.1 se muestra un resumen de las pérdidas no técnicas¹⁵¹⁶.

14 Referencia Bibliográfica [3]

15 Referencia Bibliográfica [11]

16 Referencia Bibliográfica [3]

Cuadro 2.1 Pérdidas no técnicas

Pérdidas durante el registro (kWh)	<i>Responsabilidad de la Empresa</i>	<i>Contador de energía</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Baja capacidad • Falla de fábrica • Deterioro de materiales • Tiempo de operación
		<i>Error del personal</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultades para tomar lecturas • Estimación de lecturas • Error en la digitación • Omisión de factores de multiplicación • Error al ingresar el factor de relación de transformación en TC's y TP's. • Error en las estimaciones de: consumo propio, clientes de muy bajo consumo e instalaciones provisionales.
	<i>Responsabilidad del cliente</i>	<i>Contador de energía</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Manipuleo • Destrucción • Conexiones ilegales internos y externos (hurto) • Intervención en los mecanismos para des calibrar (fraude)
Pérdidas financieras (\$)	<i>Facturación</i>		<ul style="list-style-type: none"> • La información incorrecta de los clientes • Tarifa incorrecta, que puede producir pérdida o ganancia para la empresa. • Información errónea del contador de energía. • Proceso inadecuado de facturación • Falta de control sobre la corrección de errores de facturación • Retardo en la emisión de facturas
	<i>Recaudación</i>	<i>Facturas pagadas</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida o robo del dinero pagado • Pago no acreditado al cliente
		<i>Facturas no pagadas</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Cuenta no enviada al cliente • Cliente sin capacidad de pago • Deficiencia en el control sobre cuentas por cobrar

Las consecuencias derivadas de las pérdidas no técnicas se observan en varias áreas, por ejemplo¹⁷:

En la gestión técnico-económica de las empresas:

- Deterioro de redes e instalación
- Ineficacia en la supervisión y control
- Pérdidas de ingresos
- Acción desleal de empleados propios.

En el orden social:

- Imitación y expansión de la acción ilícita
- Desarrolla el falso concepto de energía gratis
- Crea una imagen de impunidad

En el orden de ético y moral:

- Minimizar el delito el hurto o fraude eléctrico
- Competencia desleal y evasión fiscal
- Justificar el hurto y/o robo de energía eléctrica
- Degradación del usuario fraudulento

En los aspectos de seguridad:

- Daños de artefactos del usuario
- Disminución de las condiciones de seguridad de la instalaciones

¹⁷ Referencia Bibliográfica [12]

- Peligrosidad para las personas por el manipuleo inexperto de conductores e instalaciones.

2.5 METODOLOGÍA

La presente metodología, discrimina las pérdidas técnicas de cada subsistema y equipo. El proceso que se sigue es el cálculo de las pérdidas técnicas para luego determinar las pérdidas no técnicas, esto asegura que los valores tengan un mínimo margen de error.

El método tiene su base en la cantidad de información disponible, ya que debe reflejar el comportamiento real de la red; por tanto, es necesario contar con suficiente información para lograr el objetivo del estudio.

La metodología es aplicable para la red subterránea como para la red aérea, ya que la naturaleza de las pérdidas es equivalente.

2.5.1 ESTIMACIÓN GENERAL DE PÉRDIDAS

La estimación de pérdidas consiste en determinar de manera global las pérdidas presentes en el sistema de distribución; para lo cual, se realiza un balance entre la energía ingresada y la registrada.

La energía que ingresa, es la energía que adquiere la empresa mediante compras al Sistema Nacional Interconectado y generación propia.

La energía registrada, es la energía que se vende, consumos propios, alumbrado público, autoconsumos en sus instalaciones, entre otros, que se conocen y se cuantifican.

$$\text{Energía Ingresada} = \text{Energía Facturada} + \text{Pérdidas Totales} \quad \mathbf{(2.2)}$$

Por lo tanto, el equilibrio entre la energía ingresada y la energía registrada corresponde a las pérdidas totales que comprende las pérdidas técnicas y no técnicas, y su porcentaje es el valor referencial para empezar los cálculos.

$$\%Perdidas = \frac{\text{Pérdidas Totales}}{\text{Energía Ingresada}} \quad (2.3)$$

2.5.1.1 Balance General de Pérdidas

Para conocer de manera general las pérdidas presentes en el alimentador del sistema de distribución, se realiza un balance general de energía, que se obtiene de la relación entre la energía suministrada y la energía registrada.

La energía suministrada es la energía que la subestación entrega, y se la mide en la cabecera del alimentador.

La energía registrada se refiere a la energía que se factura, consumos de propios y de luminarias, es decir se conoce y cuantifica.

La diferencia entre la energía suministrada y la energía registrada es la energía total de pérdidas; es decir, las pérdidas técnicas y no técnicas. Esta información es el marco de referencia inicial para diferenciar las pérdidas en el alimentador¹⁸. Ver ecuación 2.3.

$$E_{TL} = E_S - E_R \quad (2.4)$$

Donde:

E_{TL} = Energía total de pérdidas (kWh)

E_S = Energía suministrada (kWh)

E_R = Energía registrada (facturada y consumos que conoce la empresa en que se utilizan) (kWh)

¹⁸ Referencia Bibliográfica [13]

Para el balance energético se necesita un periodo representativo para disminuir las imprecisiones; por lo tanto, el periodo de tiempo usual que se adopta es un año.

2.5.1.1.1 Energía Suministrada

Es la energía que entrega la subestación al alimentador, y el punto de entrega es la barra de la subestación.

En algunos casos, las empresas tienen registros anuales de los suministros de energía en los alimentadores; caso contrario, se instalará un analizador de energía en la cabecera del alimentador y se tomarán lecturas con intervalos de integración de 15 minutos durante una semana típica, para luego extrapolarla a un año.

Los registros deben considerar lecturas de corrientes, tensión, demandas de potencia activa y reactiva, factor de potencia y energía.

La información adquirida es importante, porque se puede determinar la energía suministrada; perfil de la demanda; demanda máxima, promedio y mínima; factor de carga y factor de utilización.

No se debe confundir con los valores instantáneos adquiridos en el SCADA, ya que no reflejan la demanda del sistema, los valores del SCADA servirán como referencia para los voltajes de las barras de la subestación, corrientes de fase en el alimentador y factor de potencia en la fase.

Para determinar la energía suministrada en el alimentador primario es preciso el siguiente procedimiento:

- Verificar que el analizador de energía este instalado en la cabecera del alimentador y que disponga de memoria suficiente para almacenar registros.
- Recopilar la información de una semana típica (7 días) en intervalos de 15 minutos, para luego extrapolar a un año. Para nuestro estudio fue necesario recopilar la información de esta manera, ya que la empresa no disponía de tal información.
- Comprobar que los datos entregados sean coherentes.

Adquisición de registros en el alimentador

Los registros digitales se obtienen de la energía suministrada en el alimentador, se toman lecturas cada 15 minutos, porque es el intervalo es usado en la compra y venta de la energía eléctrica.

Para la adquisición de los registros se usó el Analizador de Calidad de Energía Eléctrica Trifásica PowerPad Modelo 3945-B. Ver Gráfico 2.4.



Gráfico 2.4 Analizador de calidad de energía eléctrica PowerPad 3945-B

A continuación se detallan algunas características:

- Tipo: trifásica PowerPad

- Marca: AEMC
- Modelo: 3945-B
- Permite tomar datos de voltaje, amperios y contenido de armónicos en tiempo real.
- Presenta valores de potencia activa, reactiva y aparente, por fase y total; acumula todos los valores y define si es inductiva o capacitiva.
- La memoria de 6MB se encuentra convenientemente dividida para permitirle almacenar cuatro tipos de datos, sincronizados o independientes unos de otros.
- Se puede registrar datos de tendencia durante días, semanas e incluso meses.

En el Anexo 2.1 se detallan otras características importantes del analizador de energía.

Los datos registrados proporcionan el perfil de carga, los cuales se deben reorganizar en una matriz: fecha (d), tiempo (t), demanda de potencia activa (D_P [kW]), y la demanda de potencia reactiva (D_Q [kvar])¹⁹.

$$\text{Registro} = [d \quad t \quad D_P \quad D_Q] \quad (2.5)$$

Para que un registro revele las condiciones típicas del alimentador, se considera un mínimo registro de 672 eventos, es decir, una semana.

La suma de los elementos del vector D_P multiplicada por el intervalo de tiempo de la demanda es la energía total suministrada en el periodo considerado. Ver ecuación 2.6.

¹⁹ Referencia Bibliográfica [13]

$$E_s = \sum_{i=1}^n D_{P_i} \times (\text{demanda} - \text{intervalo}) \quad (2.6)$$

Donde:

E_s = Energía Suministrada (kWh)

Demanda-intervalo= Tiempo de integración en el registro (0,25 horas)

2.5.1.1.2 Energía Registrada

Es la energía que se factura y se conoce de su utilización.

La energía facturada se refiere al consumo de los clientes registrados; el Departamento Comercial tiene un registro detallado de los clientes con sus respectivos consumos.

La información que la empresa tiene para consultar la facturación de los clientes es:

- Número de medidor
- Número de cuenta
- Nombre del cliente

La consulta sobre la facturación de los clientes se lo realiza a través del programa SISCOM Versión 3.0 desarrollado por el Departamento de Comercial, en el cual se puede acceder información como:

- Consumos históricos de hasta un año
- Tipo de cliente
- Tarifa
- Tipo de medidor

Sistema Comercial Ver. 3.0 Agencia: AMBATO [Usuario: PERDIDAS] (Servidor: COMERCIAL)

Abonados - Cuentas - Medidores

No. Cuenta: 141567 Nombre: LALALEO MASAGUIZA LUIS FERNANDO
 Cód. Abonado: 56905 Dirección: LA PENINSULA CENTRO

Desde Emisión: 2007-01 Hasta Emisión: 2008-04 Activa: Reactiva: Tipo Planilla: 1 CANCEL / NO CANCEL Retraer

LECTURAS Y CONSUMOS HISTORICOS Página: 1 of 2
 Fecha: 21-Apr-2008

LISTA DE PLANILLAS CANCELADAS Y NO CANCELADAS

IP Cuenta: 141567 Nombre: LALALEO MASAGUIZA LUIS FERNAN IP Medidor: 172916 Tipo: M1A Esf: 5
 Dirección: LA PENINSULA CENTRO Tarifa: R Zona: F(AMB.RUR) - B2 Sector: 69

MEDIDOR ENERGIA ACTIVA Consumo Promedio 6 Ultimos meses: 104

IP	Planilla	Mes	Cons	Fac	Pot	Dem	T	Lect	Estado	V. Planilla	IP Med.	Fact Mul	Lect Ant	Lect Act	Rep Lect	Consumo
8	12720537	200708	0,0000	,00	0	Cancel	8,95	172916	1	3829	3932	3.932	103			
9	12870355	200709	0,0000	,00	0	Cancel	8,40	172916	1	3932	4025	4.025	93			
10	13002781	200710	0,0000	,00	0	Cancel	7,60	172916	1	4025	4123	4.123	98			
11	13171312	200711	0,0000	,00	0	Cancel	7,90	172916	1	4123	4207	4.207	84			
12	13322378	200712	0,0000	,00	0	Cancel	19,05	172916	1	4207	4331	4.331	124			
13	13478494	200801	0,0000	,00	0	No Cane	14,80	172916	1	4331	4437	4.437	106			
14	13629081	200802	0,0000	,00	0	No Cane	14,20	172916	1	4437	4540	4.540	103			
15	13781976	200803	0,0000	,00	0	No Cane	13,40	172916	1	4540	4648	4.648	108			
											174,55	4648	0	95352		

Gráfico 2.5 Programa de adquisición de datos SISCOM Versión 3.0

La facturación debe corresponder a los clientes conectados a la red en estudio, si no se cuenta con dicha información, se necesita realizar una inspección de campo para determinar la ubicación y la conexión de los clientes.

Para la inspección de una red subterránea, se necesita un mapa geo referenciado de la topología de la red de baja tensión con sus respectivas cajas de distribución y puntos de acometida. El mapa es una guía para realizar las inspecciones en campo, ya que la red de baja tensión se encuentra en canalizaciones bajo el suelo y no se las puede divisar a simple vista.

Los consumos que conoce la empresa se refiere: a los consumos propios de la empresa; luminarias de las calles, parques, sitios públicos; semáforos; equipo de ventilación en las cámaras de transformación y demás.

2.5.2 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

2.5.2.1 Pérdidas en la Red de Media Tensión

La estimación consiste en determinar las pérdidas resistivas en la red de media tensión a demanda máxima.

Mediante un análisis de flujo de carga, se pueden determinar las sobrecargas en diferentes puntos del sistema y determinar la potencia de pérdidas. Debido a la complejidad de los sistemas de distribución se utiliza un programa informático especializado para realizar el análisis de pérdidas.

Para determinar las pérdidas en la red de media tensión subterránea es preciso seguir el siguiente procedimiento:

1. Realizar un levantamiento de la información:
 - Topología de la red
 - Fases asignadas
 - Información técnica del cable.
 - Transformador: potencias, pérdidas resistivas y núcleo

2. Obtener información de:
 - Demandas activas y reactivas
 - Perfil de carga y demanda máxima
 - Factor de carga

3. Realizar un análisis del flujo de carga a demanda máxima, para obtener las pérdidas de potencia a demanda máxima.

4. Mediante cálculos matemáticos determinar las pérdidas de energía

Dependiendo del software utilizado para el análisis de flujo de carga, se necesitará información adicional. En nuestro caso se utilizó el software Cymdist.

2.5.2.1.1 Análisis del Flujo de Carga utilizando Cymdist

En la actualidad se necesitan herramientas tecnológicas para optimizar recursos y tiempo. La E.E.A.S.A adquirió la actualización del programa informático especializado Cyme, correspondiente al módulo Cymdist versión 4.5, que tiene capacidades analíticas para el sistema de distribución.

Presentación del programa Cymdist versión 4.5

Cymdist simula redes de distribución de energía eléctrica, facilitando así las etapas de planificación y de explotación. Permite:

- Calcular caídas de tensión
- Flujos de carga
- Corrientes de cortocircuito en sistemas radiales en régimen equilibrado y desequilibrado, todo en una sola operación
- Ubicación óptima de condensadores
- Balance de carga
- Optimizar la configuración eléctrica, para minimizar las pérdidas
- Se puede analizar la red usando la función de crecimiento de carga
- Los módulos: evaluación de la confiabilidad, análisis de las contingencias, restablecimiento del servicio, barrido de la frecuencia armónica, modelación de redes secundarias, modelación de subredes y modelación de subestaciones son también de gran utilidad.
- Tiene una interfaz gráfica interactiva que facilita el dibujo del diagrama unifilar de la red en pantalla y define los parámetros de sus componentes.
- Se puede reconectar grandes porciones del circuito a otras fases en una sola operación, cambiar el tipo de conductor o enviar secciones al programa de coordinación de protecciones.

- Tiene la opción de incorporar un fondo cartográfico (geo referenciado) a los circuitos, para trazar y especificar adecuadamente las longitudes de los circuitos.

Para determinar la pérdida resistiva a demanda máxima utilizando el Cymdist versión 4.5 se siguen los siguientes pasos:

- Ingresar un mapa geo referenciado de la ubicación de todo el recorrido del alimentador, desde la subestación hasta los puntos de ubicación de los transformadores.
- Ingresar los datos técnicos requeridos para la configuración de los cables subterráneos.
- Ingresar información de los transformadores: tipo de conexión, voltaje en el primario y secundario, pérdidas en vacío y demás.
- Para especificar la carga, se necesita la energía mensual promedio conectada a cada transformador.
- Trazar la ruta del alimentador y especificar los nodos de carga (transformadores).
- Para la simulación se necesita el valor de la demanda máxima del alimentador, que se puede obtener de los registros realizados con el analizador de energía.
- Correr el flujo de potencia y obtener los reportes de simulación.
- El resultado será el valor de la pérdida resistiva a demanda máxima.

Con el valor de la pérdida a demanda máxima, se calculan las pérdidas resistivas en cada registro con la siguiente expresión:

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} \times \cos \phi_{max}}{D_{Pmax} \times \cos \phi_i} \right)^2 \times D_{RL-max} \quad (2.7)$$

Donde:

D_{RL-max} = Pérdida resistiva a demanda máxima (kW)

D_{RL-i} = Pérdida resistiva en el intervalo i (kW)

D_{Pi} = Demanda en el intervalo i (kW)

D_{Pmax} = Demanda máxima del registro (kW)

$\cos\phi_{max}$ =Factor de potencia a demanda máxima del registro

$\cos\phi_i$ = Factor de potencia en el intervalo i

Los valores calculados permiten determinar el perfil de pérdidas, y mediante la ecuación 2.6 determinar la energía total de pérdidas resistivas en la Red de Media Tensión [$E_{p_{Red_Media}}$].

2.5.2.2 Pérdidas en el Transformador de Distribución

2.5.2.2.1 Pérdidas en el Núcleo

Las pérdidas en el núcleo son constantes y no dependen de la demanda, el valor se calcula con base en la prueba en vacío realizada en laboratorio.

Para el cálculo de las pérdidas en energía, se aplica la siguiente expresión:

$$E_{p_{nucleo}} = P_{nucleo} \times 8760 \text{ horas} \quad (2.8)$$

Donde:

$E_{p_{nucleo}}$ = Energía de pérdidas en el núcleo (kWh)

P_{nucleo} =Pérdida de potencia en el núcleo, dato de la prueba del laboratorio (kW)

2.5.2.2.2 Pérdidas Resistivas

Depende de la demanda y para su cálculo se requiere el perfil de demanda del transformador.

Para obtener los registros de la demanda, se tienen 2 opciones:

- Mediante el analizador de energía especificado anteriormente
- Mediante medidores centralizados en las cámaras de transformación

En la red subterránea existen 10 transformadores de gran capacidad, donde se han instalado estratégicamente medidores centralizados, los cuales proveen información de la demanda de toda la carga conectada al transformador; los medidores utilizados son de estado sólido S4 Landis+Gyr, a continuación se detallan algunas características.

Medidor de Estado Sólido S4 Landis +Gyr

Es un medidor centralizado, que registra la demanda en los terminales de baja tensión del transformador; ha sido diseñado como la base fundamental para un sistema de medición completo y tiene las siguientes características:

- Es capaz de mantener 42 días de información de perfiles de carga de 15 minutos en cuatro canales con 32Kbytes o 54 días de información de perfiles de carga de 5 minutos en cuatro canales con 128Kbytes de memoria.
- Tiene la capacidad de grabar cualquier combinación de las siguientes variables: kWh (enviado), kWh (recibido), voltajes transitorios (picos/valles), voltios-cuadrado-hora por fase, amperios-cuadrado-hora por fase, amperios-cuadrado-hora calculado en corriente del neutro.
- Provee información en tiempo real: ángulos de fase, voltajes y corrientes de fase, y contadores de errores de diagnóstico.
- Posee compatibilidad con una variedad de tarjetas de comunicación incluyendo un módem interno, una tarjeta RS232, o una tarjeta de relés de entrada/salida.
- Ejecuta continuamente un análisis diagnóstico completo del equipo de medición, el cableado de servicio, y las características de carga. Esto permite que el S4 vigile continuamente el servicio y la carga ante fallas en el equipo, instalación incorrecta del cableado, condiciones de carga,

condiciones de calidad de potencia deficientes, y alteración o violación del equipo.

- Puerto Óptico/ DEL (Diodo Emisor de Luz) de Calibración, para la programación y grabación de información del medidor.



Gráfico 2.6 Medidor de Estado Sólido S4 Landis+Gyr

Una vez obtenido el valor de la demanda máxima, sea por el analizador de energía o por el medidor centralizado, se calcula la pérdida resistiva a demanda máxima con la siguiente expresión:

$$D_{RL-max-rafo} = P_{resist} \times \left(\frac{D_{max}}{Cap Inst} \right)^2 \quad (2.9)$$

Donde:

$D_{RL-max-rafo}$ = Pérdida resistiva a demanda máxima (kW)

P_{resist} = Pérdida resistivas a plena carga, dato de prueba del laboratorio (kW)

D_{max} = Demanda máxima del registro (kW)

Cap Inst = Capacidad instalada del transformador (kVA)

La relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada es el factor de uso, y especifica la manera en que se está aprovechando la capacidad del transformador.

Con el valor de la pérdida a demanda máxima, se calculan las pérdidas resistivas para todo el registro de la demanda, utilizando la ecuación 2.7, para finalmente calcular la energía de pérdidas resistivas en el transformador [$E_{p_{resist-rafo}}$] con la ecuación 2.6.

Cuando existan muchos transformadores y se dificulte la adquisición de registros de demanda, se toma muestras representativas que sirvan de base para la extrapolación de las pérdidas.

2.5.2.3 Pérdidas en la Red de Baja Tensión

Para la estimación de las pérdidas, se tiene el mismo criterio de cálculo utilizado en la red de media tensión; es decir, determinar las pérdidas resistivas a demanda máxima.

Para determinar las pérdidas en la red secundaria, es preciso el siguiente procedimiento:

1. Realizar un levantamiento de la información:

- Topología de la red
- Fases asignadas
- Información técnica del cable

2. Obtener información de:

- Demandas activas y reactivas del transformador, para lo cual se utiliza el analizador de energía o el medidor centralizado Landis+Gyr
- Perfil de carga y demanda máxima del transformador
- Factor de carga

3. Realizar un análisis del flujo de carga a demanda máxima, para obtener las pérdidas de potencia, se utiliza el Cymdist versión 4.5.
4. Mediante las ecuaciones 2.6 y 2.7 determinar la energía de pérdidas resistivas en la red de baja tensión [$E_{p_{resist-red-baja}}$].

Por lo general, los transformadores particulares no tienen red de baja tensión; por lo tanto, no se consideran pérdidas resistivas.

Debido a la gran cantidad de circuitos de baja tensión, se toman muestras representativas para extrapolar los resultados; en este caso no se realizó la extrapolación, porque se tiene un número reducido de transformadores que tienen red de baja tensión y se tuvo facilidad de adquirir los registros de demanda de todos.

En el Cuadro 2.2 se indican los transformadores que tienen red de baja tensión.

Cuadro 2.2 Transformadores que tienen red de baja tensión

Capacidad Nominal (kVA)	Cantidad
400	3
300	2
250	2
200	1
160	3
112.5	1
100	1
75	1
50	1
Total	15

La característica de la red subterránea es que tiene pocos transformadores de gran capacidad que abastecen de energía a la mayoría de los clientes y

muchos transformadores de baja capacidad que abastecen de energía a clientes particulares.

2.5.2.4 Pérdidas en la Acometida

Para la estimación se tiene el mismo criterio que las pérdidas en el alimentador, determinar las pérdidas resistivas a demanda máxima.

Para estimar las pérdidas se necesita la siguiente información:

- Calibre, tipo, longitud y resistencia del conductor
- Número de fases
- Consumo mensual de energía por cliente.

2.5.2.4.1 Cálculo de la Demanda Máxima para Clientes Residenciales

Se utiliza el método de la REA, el cual, relaciona los consumos de energía promedios mensuales de un cliente con la demanda máxima coincidente, utiliza una metodología desarrollada en base a la experimentación y estudios estadísticos.

El método de la REA se aplica hasta consumos de 600 kWh/mes/cliente, definiendo su uso para clientes residenciales, mas no para clientes comerciales.

Con base en los registros realizados se definen dos constantes, la una refleja el factor de coincidencia y la otra la relación de energía consumida a demanda máxima²⁰.

20 Referencia Bibliográfica [14]

La constante A es función del número de clientes, como lo es el factor de coincidencia, se calcula con la expresión 2.10.

$$A = C \left[1 - 0,4C + 0,4(C^2 + 40)^{1/2} \right] \quad (2.10)$$

Donde:

C= Número de clientes

La constante B, que comprende la relación de la energía consumida por mes y por cliente se calcula con la expresión 2.11.

$$B = 0,005925(\text{kWh / mes / cliente})^{0,885} \quad (2.11)$$

La demanda máxima coincidente de un grupo de clientes se calcula con el producto de las dos constantes.

$$D_{\text{max}_{\text{coinc}}} = A \times B \quad (2.12)$$

Donde:

$D_{\text{max}_{\text{coinc}}}$ =Demanda Máxima Coincidente (kW)

Para calcular la demanda máxima individual se aplica la siguiente expresión.

$$F_{\text{coinc}} = \frac{D_{\text{max}_{\text{coinc}}}}{\sum D_{\text{max}_{\text{individual}}}} \quad (2.13)$$

Donde:

F_{coinc} = Factor de coincidencia

$D_{\text{max}_{\text{individual}}}$ =Demanda Máxima de un Consumidor (kW)

Para aplicar la expresión 2.13 se debe conocer el factor de coincidencia en función del número de clientes, de acuerdo a las curvas que se encuentran en

el Anexo 2.2 el factor de coincidencia es de 0,45 para 5 clientes; es decir, la constante A es para cinco clientes.

Por lo tanto la demanda máxima individual es:

$$D_{\max_{\text{individual}}} = \frac{\sum D_{\max_{\text{individual}}}}{5} \quad (2.14)$$

2.5.2.4.2 Cálculo de la Demanda Máxima para Clientes Comerciales

Para calcular la demanda máxima no se puede utilizar el método de la REA, ya que ese método es solo para clientes residenciales, en cambio, se puede estimar su valor mediante el factor de carga, tal como se lo expresa en la siguiente expresión.

$$FdC = \frac{D_{\text{prom}}}{D_{\max}} = \frac{E_{\text{periodo}}}{t_{\text{periodo}} \times D_{\max}} \quad (2.15)$$

Donde:

FdC=Factor de carga

Dmax=Demanda máxima del periodo considerado (kW)

Dprom=Demanda promedio del periodo (kW)

E_{periodo}=Energía del periodo (kWh)

t_{periodo}=Tiempo del periodo

El factor de carga es un valor que especifica como se esta utilizando la energía a través del tiempo, como el comportamiento del perfil de carga de clientes comerciales es aproximadamente el mismo en todos los casos, se puede

estimar su valor con el factor de carga; de acuerdo a la experiencia de varios análisis, el factor de carga para clientes comerciales es de 0,4²¹.

Se calcularon las demandas máximas para clientes comerciales y residenciales por separado, pero, la mayoría de clientes comparten una misma acometida, por lo tanto, la sumatoria de las demandas máximas se ve afectado por un factor de coincidencia, Ver Gráfico 2.7.

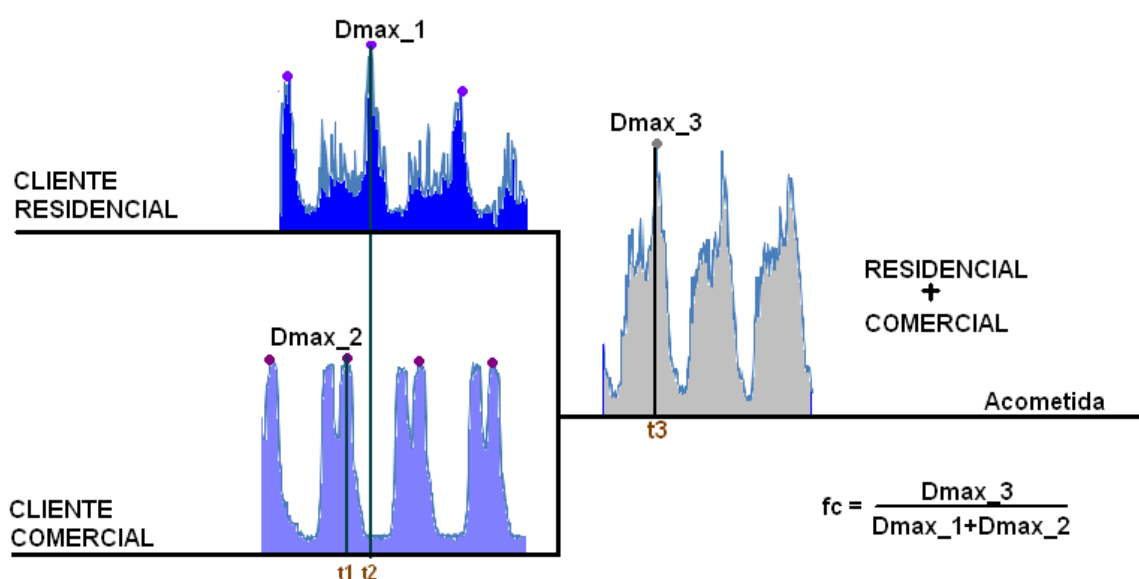


Gráfico 2.7 Factor de coincidencia para clientes comerciales y residenciales

La expresión 2.13 especifica que el factor de coincidencia, se obtiene de la relación entre la demanda máxima de los dos tipos cargas y la sumatoria de las demandas máximas individuales, por lo tanto, se debe tener información de registros de demanda que tengan componentes comercial y residencial, para calcular dichos valores.

Con el valor de la demanda máxima se pueden calcular las pérdidas resistivas en la acometida, aplicando las siguientes ecuaciones:

²¹ Referencia Bibliográfica [15]

$$PD_{\max_{\text{resist}}} = I^2 \times R \quad (2.16)$$

$$I = \frac{D_{\max}(\text{kW})}{0,127(\text{kV}) \times \text{Número de fases}} \quad (2.17)$$

$$R = \text{Número de conductores} \times L(\text{m}) \times \rho(\Omega / \text{m}) \quad (2.18)$$

Donde:

$PD_{\max_{\text{resist}}}$ = Pérdidas resistivas a demanda máxima (kW)

D_{\max} = Demanda máxima acometida (kW)

L = Longitud de la acometida (m)

ρ = Resistividad (ohm/m)

Como es impráctico obtener registros de carga de cada cliente, se recurre un factor de pérdidas calculado para un cliente típico, para calcular la energía anual de pérdidas.

$$E_{p_{\text{acometida}}} = F_{\text{perd}} \times PD_{\max_{\text{resist}}} \times 8760 \text{ horas} \quad (2.19)$$

Donde:

$E_{p_{\text{acometida}}}$ = Energía anual de pérdidas en acometidas (kWh)

F_{perd} = Factor de pérdidas

El factor de pérdidas es un valor que especifica como es el comportamiento de la energía de pérdidas a través del tiempo, y para calcular su valor se utiliza la siguiente expresión:

$$F_{\text{perd}} = \frac{EP_{\text{periodo}}}{t_{\text{periodo}} \times D_{\max_{\text{perd}}}} \quad (2.20)$$

Donde:

F_{perd} = Factor de pérdidas

EP_{periodo} =Energía de pérdidas del periodo (kWh)

t_{periodo} =Tiempo del periodo

$D_{\text{max}_{\text{perd}}}$ =Demanda máxima de pérdidas del periodo (kW)

El factor de pérdidas varía dependiendo del tipo de cliente, se debe escoger una muestra representativa para el cliente residencial y comercial, utilizar los registros de baja tensión del transformador es una buena aproximación para el cálculo del factor de pérdidas.

2.5.2.5 Pérdidas en Luminarias

Las pérdidas se originan por el consumo de energía en el balasto, para determinar las pérdidas de energía se procede de la siguiente manera:

- Determinar el número de luminarias conectadas a la red y realizar una inspección visual para determinar sus características y potencias.
- Clasificar las luminarias por su potencia y características
- Especificar las pérdidas en el balasto, esta información se encuentra en los catálogos del fabricante.
- Determinar el periodo de encendido y apagado, por lo general la curva de carga es la misma para todos los días y se considera un periodo de 12 horas al día.

Con la información se procede a utilizar la siguiente expresión:

$$E_{p_{\text{luminaria}}} = P_{\text{balasto}} \times N \times 12 \text{ horas} \times 365 \text{ días} \quad (2.21)$$

Donde:

$E_{p_{\text{luminaria}}}$ = Energía de pérdidas en luminarias (kWh)

N= Número de luminarias

P_{balasto} = Pérdida de potencia en el balasto (kW)

2.5.2.6 Pérdidas en el Contador de Energía

Se refiere al consumo interno de cada contador de energía sin carga conectada, el Departamento de Pérdidas realiza pruebas para determinar su valor.

Para el cálculo de las pérdidas de energía, se necesita conocer:

- Número de clientes
- Tipo de medidor electrónico o digital
- Valor de pérdida interna del contador de energía, este valor se lo obtiene de las pruebas realizadas en el laboratorio y depende del número de bobinas de voltaje.

Con la información se procede a utilizar la siguiente expresión:

$$E_{p_{\text{Contador}}} = P_{\text{contador}} \times N \times 8760 \text{ horas} \quad (2.22)$$

Donde:

$E_{p_{\text{contador}}}$: Energía de pérdidas en el contador (kWh)

N: Número de clientes

P_{contador} = Pérdidas internas el contador (kW)

En la red subterránea se tiene contadores digitales y electromecánicos, y de acuerdo con las pruebas realizadas en laboratorio se tienen los siguientes valores de pérdidas.

Cuadro 2.3 Pérdidas en contador de energía

Tipo de contador	Pérdidas de potencia (W)
Electromecánico	1
Digital	0,4

2.5.3 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

El mínimo periodo para un estudio de pérdidas no técnicas es anual, esto permite una evaluación completa y minimiza errores. Un valor anual suaviza el efecto del periodo y planes de facturación y por lo tanto evita el error por retardo de facturación común a todas las empresas distribuidoras.

Para la estimación se requiere de los datos de las pérdidas técnicas totales; energía suministrada y registrada.

$$E_{NT} = E_S - E_R - E_T \quad (2.23)$$

Donde:

E_{NT} = Energía total de pérdidas no técnicas (kWh)

E_S = Energía suministrada (kWh)

E_R = Energía registrada (kWh)

E_T = Energía de pérdidas técnicas en los diferentes componentes²²

La estimación abarca los diferentes casos de pérdidas no técnicas, pero no se las puede desglosar en sus diferentes componentes, esto requiere de otro análisis, pero es una buena aproximación del índice real de pérdidas no técnicas.

²² Referencia Bibliográfica [13]

CAPÍTULO 3

DIAGNÓSTICO DE LA RED SUBTERRÁNEA

3.1 INTRODUCCIÓN

La etapa IV de la red subterránea se inauguró el 1 de febrero de 2008, entre ellos el alimentador “12 de Noviembre”; razón por la cual, la E.E.A.S.A. no tenía información actualizada de la red en estudio, por tal motivo, se realizó un trabajo exhaustivo para recopilar la información necesaria para el presente estudio.

A diferencia de una red aérea, el levantamiento de la información en una red subterránea no se la realiza a simple vista y se requirió de información complementaria para realizar el trabajo en campo; se detalla los procesos para la recopilación y procesamiento de datos; además de la aplicación de la metodología para la determinación de las pérdidas de energía.

Es importante recalcar que ciertos valores se estimaron, porque no se tenía la información requerida, en este capítulo se analizarán los criterios para realizar una estimación, sobre todo en las pérdidas resistivas de transformadores y acometidas.

La utilización del software CYMDIST es de vital importancia para la determinación de las pérdidas resistivas a demanda máxima en el alimentador y red de baja tensión, por lo cual se detallan los pasos para ingresar la información para la modelación digital.

Además, se presenta un resultado inesperado de las pérdidas no técnicas, porque tiene gran porcentaje de incertidumbre en la información facturada y suministrada.

Este capítulo es el eje central del presente proyecto de titulación, porque se determinan las pérdidas y es el marco de referencia para realizar el análisis de reducción de pérdidas.

3.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

Recopilar información para la modelación digital de la red subterránea. Se analizarán los resultados de la modelación y se obtendrá un diagnóstico, que incluya las pérdidas de la red. Diferenciar las pérdidas de la red subterránea.

3.3 ENERGÍA REGISTRADA

3.3.1 ENERGÍA FACTURADA

Es la energía que el cliente consume durante un mes, y se la registra en el contador de energía.

La estimación de las pérdidas se basa en un estudio anual; por tanto, se requiere de la información de la energía facturada anual de los clientes pertenecientes a la red subterránea.

El Departamento Comercial cuenta con un sistema informático de consulta de energía facturada; sin embargo, no cuenta con la información que especifique el origen de su alimentación; es decir, al transformador al que pertenece. Por lo dicho anteriormente, se tomó la decisión de realizar un levantamiento de la información para conocer el número de clientes pertenecientes a la red.

El levantamiento consiste en detallar la cuenta y número de medidor de cada cliente en función del transformador al que pertenece.

A diferencia de una red aérea, el levantamiento de la información en una red subterránea no se la realiza a simple vista, debido a los siguientes inconvenientes:

- Las acometidas se encuentran en canalizaciones bajo las aceras y bordillos.
- La mayoría de los clientes se hallan en edificios públicos y particulares.
- Los contadores de energía se encuentran empotrados en tableros ubicados en los subsuelos de los edificios, bodegas, bóvedas, etc.



Gráfico 3.1 Ubicación de algunos contadores de energía

Por tanto, se requirió de información adicional para efectuar el levantamiento de la información:

- Plano de la canalización de la red de baja y media tensión (donde se especifiquen las cajas de distribución y número de acometidas)
- Plano del recorrido de la red de baja tensión
- Plano del recorrido del alimentador

El trabajo en campo, consistió en visitar cada uno de los clientes, registrar la cuenta y número de contador de energía; sin embargo, se presentaron algunos inconvenientes como:

- Conseguir permisos para el ingreso de edificios privados.
- Dificultad al ingresar al subsuelo del edificio, debido al mal estado de la infraestructura.
- Pésimas condiciones ambientales en bóvedas y bodegas, tales como: humedad, corrosión, polvo, etc.
- El ingreso a edificios se restringía a las horas laborables.
- La ausencia del cliente obligaba muchas veces a posponer el ingreso.

La información registrada se depura y se transcribe en una base de datos, utilizando el paquete informático EXCEL. Esta etapa es importante, ya que de ella depende que los resultados enviados al Departamento Comercial sean correctos. Cuando alguna información no era coherente, se realizó una nueva inspección en campo para verificar la información.

La información digitalizada se envía al Departamento Comercial para que se registre y se obtenga la facturación anual de cada cliente, el periodo de facturación solicitado fue de diciembre de 2006 hasta noviembre de 2007.

Debido a la reciente remodelación de la red, algunos clientes no aparecían registrados en la base de datos; por tanto, se estimó su valor, tomando como valor de referencia un cliente con las mismas características.

En el Gráfico 3.2 se presenta un flujo grama del proceso realizado en el levantamiento de la información

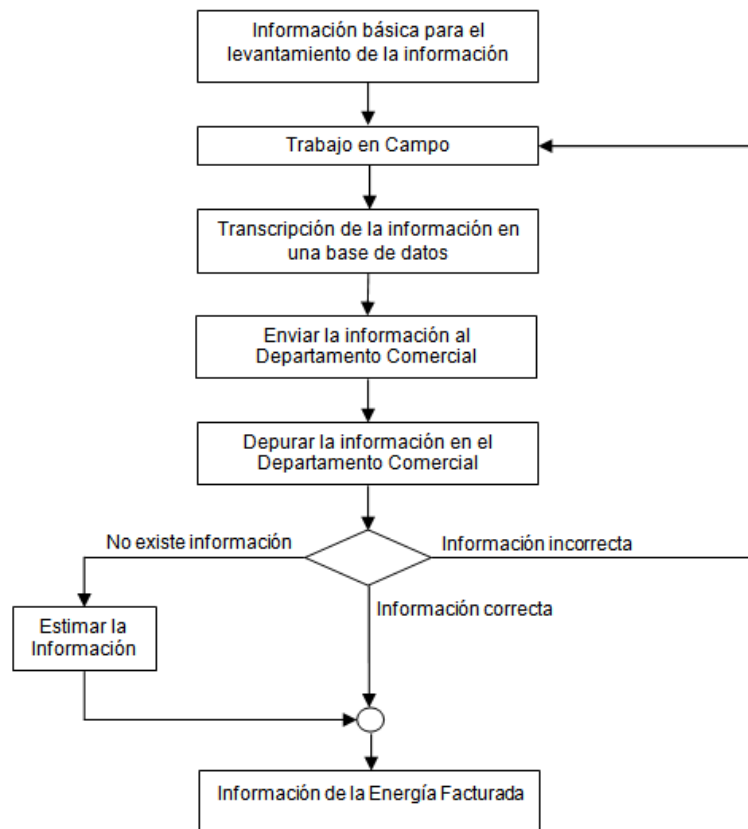


Gráfico 3.2 Proceso para el levantamiento de información de clientes

En este valor se incluye el consumo propio, es decir la energía consumida por la agencia principal de la E.E.A.S.A.

El resultado final de la energía facturada en el alimentador 12 de Noviembre es:

ENERGÍA FACTURADA	8720,1 MWh/año
--------------------------	----------------

3.3.2 ENERGÍA CONSUMIDA

3.3.2.1 Luminarias

Para conocer la energía que consumen las luminarias, se procedió a realizar un levantamiento en campo del número y características de las luminarias conectadas a la red.

El trabajo en campo abarcó el alumbrado público y las luminarias de tres parques públicos: Montalvo, 12 de Noviembre y Cevallos, las cuales tienen un número considerable de luminarias incandescentes. En el Cuadro 3.1 se presenta un resumen del levantamiento de luminarias en la red de 12 de Noviembre.

Cuadro 3.1 Luminarias de la red 12 de Noviembre

Cámara		Lámpara de Descarga						Reflector			Incandescente			TOTAL	
		250		150		400		250	150	100	Farol		Piso		
		Hg	Na	Hg	Na	Hg	Na				150	150	75		
OLMEDO Y J. B VELA	Alumb. Publ.	0	18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19
PLAZA URBINA	Alumb. Publ.	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26
COLEGIO L.A MARTÍNEZ	Alumb. Publ.	0	22	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
ESC. BARONA	Alumb. Publ.	0	15	0	12	0	0	2	0	0	0	0	0	0	29
CASTILLO ESTACIONAMIENTO	Alumb. Publ.	0	2	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
GRADAS	Alumb. Publ.	0	7	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15
ASO. EMPLEADOS	Alumb. Publ.	0	11	2	11	0	0	0	0	0	10	0	0	0	34
PARQUE CEVALLOS	Alumb. Publ.	0	5	0	2	5	4	0	0	0	7	0	0	0	23
	Parque Cevallos	0	20	0	0	0	3	2	4	0	2	0	0	0	31
COLEGIO BOLÍVAR	Alumb. Publ.	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
12 DE NOVIEMBRE	Alumb. Publ.	0	17	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18
	Puente	2	17	0	0	0	0	0	0	48	0	0	0	0	67
	Parque 12 de Noviembre	0	0	73	12	0	0	0	3	0	0	18	48	0	154
ESC. PROVIDENCIA	Alumb. Publ.	0	2	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
CONSEJO PROVINCIAL	Alumb. Publ.	0	2	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
E.E.A.S.A.	Alumb. Publ.	0	15	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18
EX-BANCO CENTRAL	Parque Montalvo	0	23	0	0	0	0	0	15	0	48	0	0	0	86
AÉREO	Alumb. Publ.	0	5	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
TOTAL														584	

El consumo de energía de las luminarias está regulado en 12 horas diarias. Para calcular la energía consumida por las luminarias se utiliza la siguiente expresión:

$$E_{\text{luminarias}} = \frac{N \times P \times T}{1000000} \quad (3.1)$$

Donde:

$E_{\text{luminarias}}$ =Consumo anual de energía de luminarias (MWh/año)

N=Número de luminarias

P=Potencia de la luminaria (W)

T=Tiempo de encendido al año (4380 horas)

La energía consumida anual de las luminarias es:

CONSUMO DE LAS LUMINARIAS	472,1 MWh/año
----------------------------------	---------------

3.3.2.2 Equipo de Ventilación

Los equipos de ventilación se instalan en las cámaras subterráneas de los transformadores de gran capacidad, y sirven para mantener una temperatura adecuada para el óptimo funcionamiento del transformador, se activan cuando el sensor de temperatura detecta una temperatura elevada.

Actualmente se están instalando contadores de energía exclusivos para el equipo de ventilación, razón por la cual no se tiene un valor exacto de su consumo; sin embargo, se estima su valor en 150 kWh mensuales, sugerencia aportada por el personal encargado de la instalación de equipos de ventilación.

En la inspección se determinó que existen diez equipos ventilación instalados en las cámaras de transformación.

La energía consumida por los equipos de ventilación es:

CONSUMO EN LOS EQUIPOS DE VENTILACIÓN	18 MWh/año
--	------------

3.3.2.3 Semáforos

La zona en estudio es netamente comercial, y por ende, tiene gran circulación vehicular; razón por la cual, existe un número considerable de semáforos. En la inspección se determinó un número aproximado de 90 semáforos.

La E.E.A.S.A. no tiene datos precisos de la potencia de un semáforo, por lo cual, se estimó su potencia en aproximadamente en 150 W.

A pesar que un semáforo tiene 3 lámparas, nunca están encendidas simultáneamente, para efectos de estudio se considera como si estuviera una lámpara encendida las 24 horas al día.

El resultado final de la energía consumida por los semáforos es:

CONSUMO EN LOS SEMÁFOROS	118.3 MWh/año
---------------------------------	----------------------

En el Anexo 3.1 se muestra detalladamente la información recopilada de la energía registrada.

En el Cuadro 3.2 se presentan los resultados finales de la energía registrada.

Cuadro 3.2. Resumen de energía registrada

	MWh/año
Energía Facturada	8720,1
Consumo de Luminarias	472,1
Consumo de Equipo de Ventilación	18,0
Consumo de Semáforos	118,3
Total	9328,5

3.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS

3.4.1 PÉRDIDAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Se calcularán las pérdidas resistivas a demanda máxima, para lo cual se debe recopilar la información necesaria para realizar la modelación digital en el software CYMDIST.

3.4.1.1 Recopilación de Información

3.4.1.1.1 Perfil de Carga

Para obtener la información, se instaló un analizador de energía (Power Pad 3945-B) en la cabecera del alimentador para registrar la demanda en una semana típica.

En el analizador de energía, se almacenaron 672 registros de potencia activa, reactiva y aparente; y energía acumulada. Para analizar la información, los archivos generados se exportaron al paquete informático EXCEL.



Gráfico 3.3 Instalación del analizador de energía en la cabecera del alimentador

Cabe señalar que se tenía información de la energía suministrada provista por el SCADA, pero no fue útil, porque se refieren a valores instantáneos.

Se obtuvo el registro de la semana del 25 de febrero hasta 3 de marzo del presente año, con intervalos de 15 minutos, en total 672 intervalos.

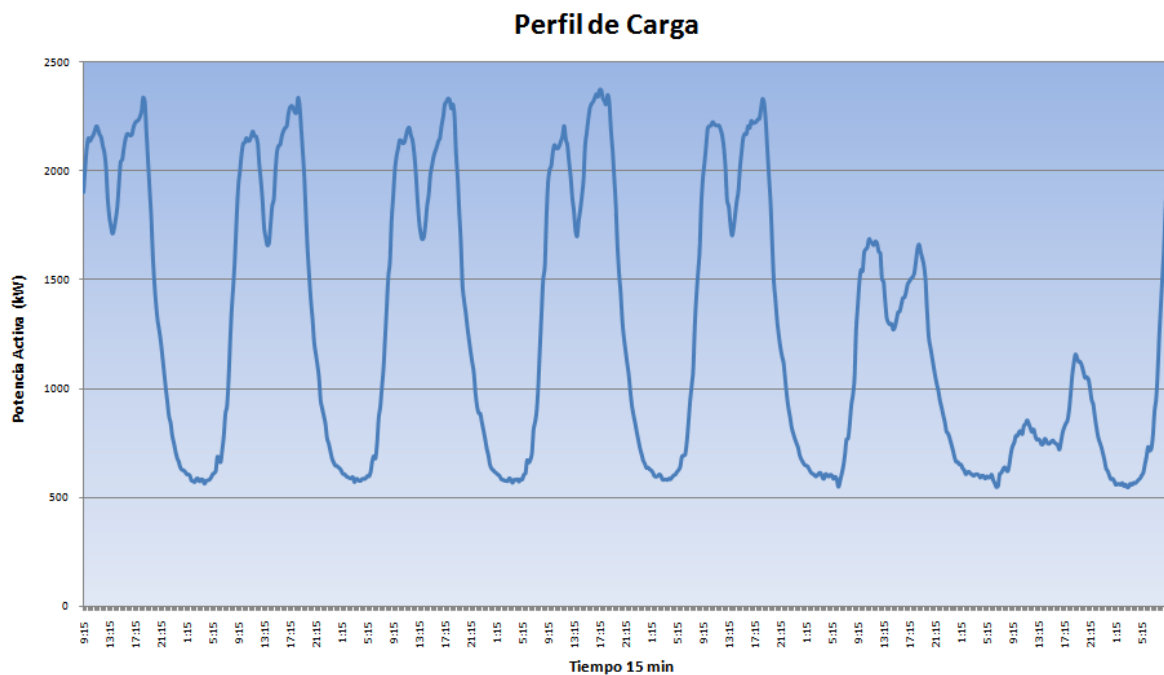


Gráfico 3.4 Perfil de Carga del Alimentador 12 de Noviembre

Como se observa en el Gráfico 3.4, es el perfil de carga típico de una carga comercial, debida, a la concentración mayoritaria de la actividad comercial en el área de la ciudad servida por la red subterránea, los registros de la demanda se detallan en el Anexo 3.2.

De acuerdo a la información registrada, se tiene una demanda máxima de 2.373,7 kW y factor de potencia de 96,4%, estos valores son indispensables para simular el flujo de carga en el software CYMDIST.

3.4.1.1.2 Conductores y Cables

El alimentador opera en forma radial y es un circuito trifásico mas neutro común; por tanto, la secuencia de fases siempre esta determinada en forma

trifásica (R, S, T); sin embargo, existen cuatro transformadores monofásicos, que se alimentan con una sola fase; de acuerdo a las inspecciones realizadas en las cámaras de transformación monofásicas, se alimentan de la fase R.

Debido a la complejidad del cableado existente en una cámara subterránea, es difícil distinguir la fase asignada a simple vista, por lo cual, se han designado colores para diferenciar las fases: R (rojo), S (amarillo) y T (azul). Conocer las fases asignadas, permite solucionar problemas de sobrecarga y desbalance en los diferentes tramos.

Con respecto a los cables, se utilizan del tipo subterráneo, de cobre y con aislamiento XLPE; a diferencia de los conductores aéreos no se utiliza estructuras de soporte, sino se introducen en ductos de PVC. Los calibres utilizados se especifican en el cuadro 1.1.

Para el ingreso de los cables en la modelación digital, se necesita crear una base de datos en el CYMDIST, donde se especifican con las características técnicas, eléctricas y de operación, tanto del conductor como del cable.

A continuación se presenta una descripción de la información solicitada por el CYMDIST acerca del conductor y el cable.

Conductor

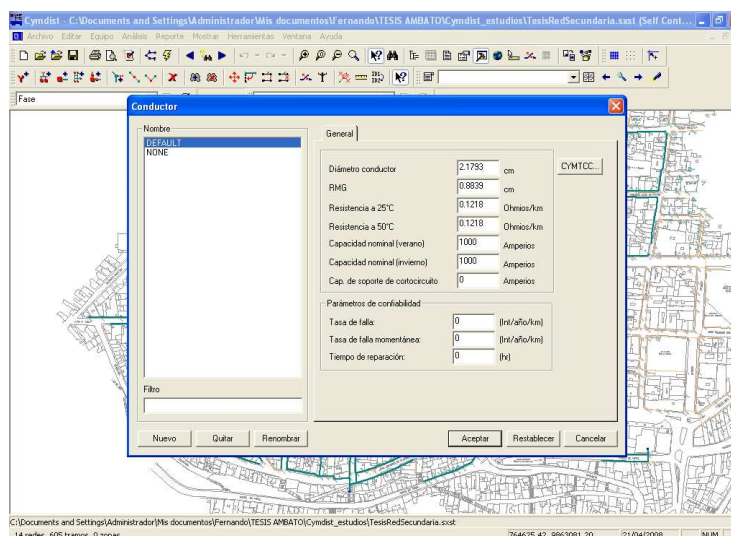


Gráfico 3.5 Ingreso de datos del conductor en el CYMDIST

- a) Diámetro del conductor, se especifica en los catálogos del fabricante.
- b) Radio Medio Geométrico [de aquí en adelante RMG]

Para el cálculo del RMG, se utiliza la siguiente ecuación 3.2.

$$\text{RMG} = r \times k \quad (3.2)$$

Donde:

RMG= Radio Medio Geométrico

r= Radio del conductor desnudo (mm)

k= constante, en función del número de hilos

En el Cuadro 3.3 se especifica el valor de k en función del calibre del conductor.

Cuadro 3.3 Valores de k

Conductor	Número de hilos	K
120 mm ²	37	0.768
70 mm ²	19	0.758
50 mm ²	19	0.758
2 AWG	7	0.726

- c) Resistencia a 25°C y 50°C

La resistencia del cobre varía con la temperatura en forma lineal, obedeciendo a la ecuación 3.3.

$$R_f = R_{to} \times (1 + \alpha_o \times (T_f - T_o)) \quad (3.3)$$

Donde:

R_f = Resistencia a temperatura T_f (ohm)

R_{to} = Resistencia a temperatura T_o (ohm)

α_o = coeficiente de variación de la resistencia a temperatura T₀ (0.00393/°C)

Tf= Temperatura final (°C)

To=Temperatura inicial (°C)

En el Gráfico 3.6 se muestra la tendencia del valor de la resistencia para los distintos calibres utilizados en la red de media tensión.

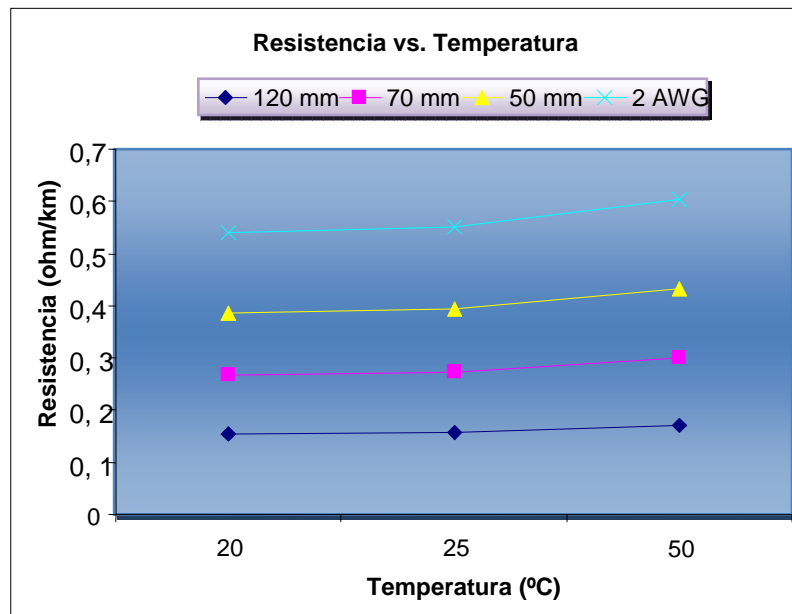


Gráfico 3.6 Valor de resistencia en función de la temperatura

- d) Capacidad nominal de corriente, se especifica en los catálogos del fabricante.
- e) Capacidad de soporte de corto circuito, se especifica en análisis de corto circuitos.

Cables

Gráfico 3.7 Ingreso de datos del cable en el CYMDIST

- Tipo de cable, apantallado.
- Tipo de circuito, 3 cables unipolares
- Distancia entre conductores, depende del diámetro externo del cable analizado.
- Características del aislamiento, tipo XLPE y constante dieléctrica 2.5.
- Característica de del conductor de fase, en nuestro estudio se utilizan los conductores de 120mm², 70mm², 50mm², 2 AWG.
- Características de la vaina, depende del conductor asignado.
- Las impedancias equivalentes de Z1, Z0 y susceptancia se calculan por defecto.

En el Anexo 3.3 se presenta un resumen de la información de conductores y cables ingresados en el CYMDIST.

3.4.1.1.3 Topología de la Red

Para trazar la ruta del alimentador en el software, se necesita de un mapa geo referenciado con las rutas de las canalizaciones del alimentador.

El Departamento de Planificación proporcionó un mapa geo referenciado del centro de Ambato, con las respectivas rutas del alimentador y la red de baja tensión, el plano digital se exportó al CYMDIST, para tener una referencia en el trazado de la ruta del alimentador.

3.4.1.1.4 Transformadores de Distribución

Se debe especificar la carga en los nodos del circuito, que están representados por la capacidad instalada de los transformadores. En los transformadores es donde se especifica la carga conectada, el CYMDIST requiere de información de las características del transformador, a continuación se detallan:

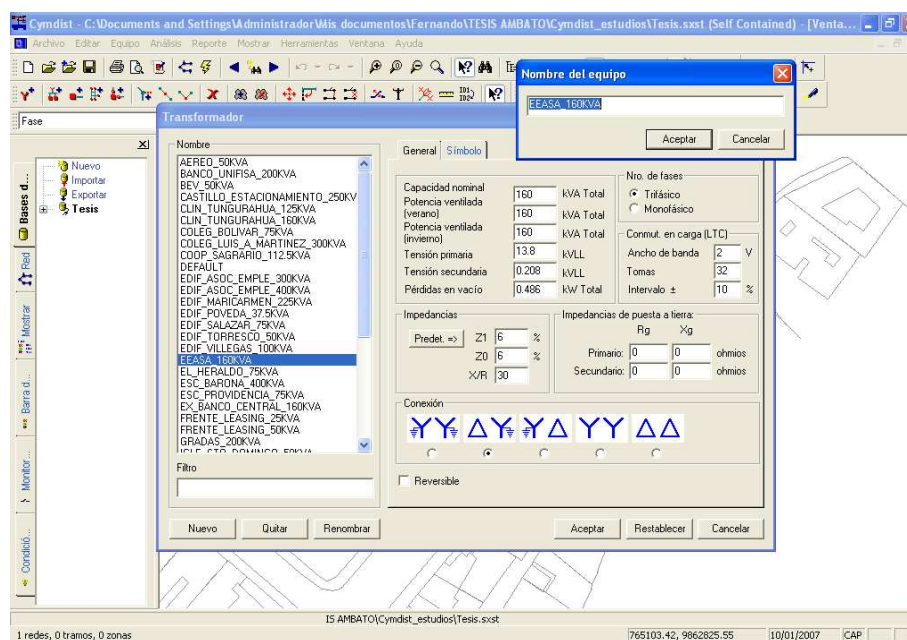


Gráfico 3.8 Ingreso de datos de transformadores en el CYMDIST

- a) Capacidad nominal, se refiere a la capacidad instalada del transformador
- b) Potencia para verano e invierno, en el país la estacionalidad es muy limitada y como los transformadores están en cámaras de transformación y están convenientemente ventiladas, se asume que la temperatura no influye en la potencia.
- c) Tensión primaria: En transformadores trifásicos 13.8 kV y en monofásicos 7,9 kV.
- d) Tensión secundaria (Línea a línea): 0.208 kV (transformador trifásico) y 0.240 kV (transformador monofásico)
- e) Pérdidas en vacío, esta información se la obtiene de las pruebas realizadas en laboratorio.
- f) Número de fases: trifásico o monofásico.
- g) Conexión: Para transformadores trifásicos delta-estrella y para monofásico Y tierra-delta (esto indica que el primario esta conectado fase-tierra y el secundario 2 hilos)

3.4.1.1.5 Carga

En el transformador se debe especificar la carga conectada, el CYMDIST tiene varias opciones para especificar la carga: la potencia instalada, número de clientes y/o la energía facturada.

Se optó por ingresar la energía facturada en vez del número de clientes, ya que dicho valor refleja el comportamiento real de la red; por tanto, se ingresaron los consumos de clientes, luminarias, semáforos, etc., la potencia instalada se refiere a la capacidad instalada del transformador.

Una vez ingresados todos los valores se procede a la simulación de la red, se obtuvo la pérdida resistiva a demanda máxima en todo el alimentador, con un resultado de 18.56 kW. Los resultados de la simulación se presentan en el Cuadro 3.4.

Cuadro 3.4 Resultados de la simulación en el alimentador

Resumen Caída de tensión				
Alimentador	12_NOV			
Subestación	DEFAULT			
Tensión de fuente	13.80 kVLL, 0.00 Deg.			
Resumen de carga				
	Carga total			
	kW	kVAR	kVA	FP (%)
Carga total leída (no regulada)	2357.68	835.39	2501.30	94.26
Carga total utilizada (regulada)	2349.81	832.61	2492.96	94.26
Total Condensador Shunt (regulada)		0.00		
Total Reactancia Shunt(regulada)		0.00		
Carga total del motor	0.00	0.00	0.00	0.00
Potencia total del generador	0.00	0.00	0.00	0.00
Potencia total a otros	0.00	0.00	0.00	0.00
Capacitancia total del conductor		55.87		
Pérdidas totales	18.56	-12.63	22.45	-82.67
Potencia total desde las fuentes	2373.40	780.41	2498.41	95.00

Utilizando la ecuación 2.7 se obtiene el perfil de pérdidas, y como se esperaba, tiene un comportamiento similar al perfil de carga registrado en la cabecera del alimentador, pero con los picos más pronunciados porque las pérdidas varían en función del cuadrado de la demanda. Ver Gráfico 3.9.

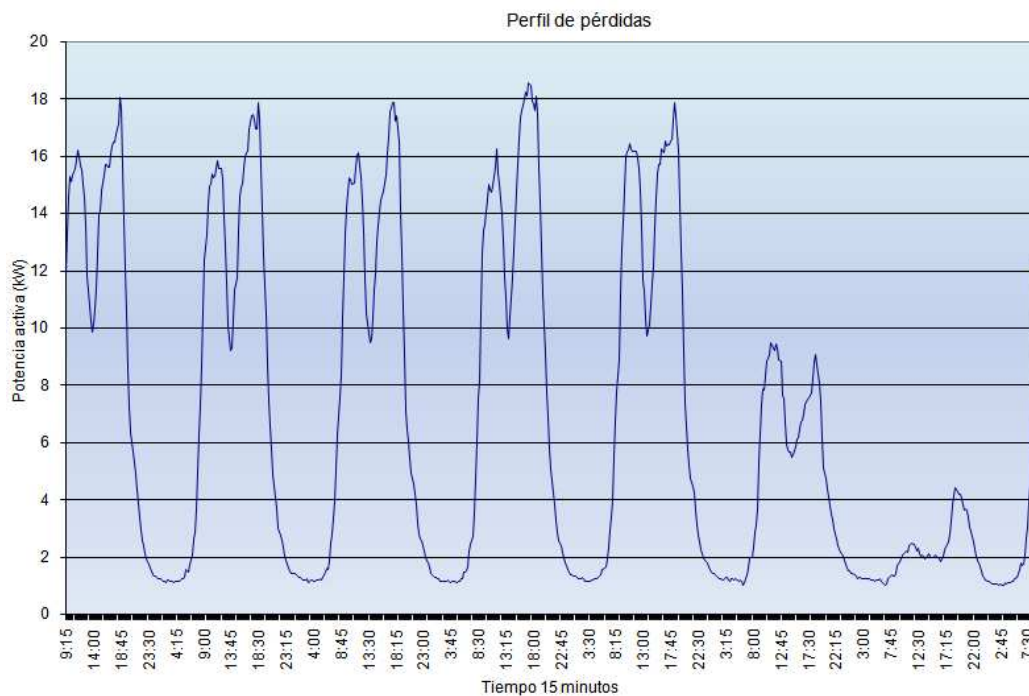


Gráfico 3.9 Perfil de pérdidas

La energía total de pérdidas se obtiene utilizando la ecuación 2.6, y extrapolando para un año (52 semanas) con el siguiente resultado.

PÉRDIDAS RESISTIVAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN	58,9 MWh/año
---	---------------------

3.4.2 PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para determinar las pérdidas en los transformadores, se debe establecer una función de pérdidas, con respecto a la capacidad instalada (pérdidas en el núcleo) y su demanda máxima (pérdidas resistivas)

3.4.2.1 Pérdidas en el Núcleo

El valor de las pérdidas en el núcleo se obtiene de las pruebas en vacío realizado en los transformadores, el Departamento de Operación y Mantenimiento proporcionó la información, como se detalla en el Cuadro 3.5.

Aplicando la ecuación 2.8 se obtienen las pérdidas de energía en el núcleo, las cuales son constantes en todo el año y no dependen de la demanda, con el resultado siguiente:

PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO DE LOS TRANSFORMADORES 145 MWh/año

Cuadro 3.5 Resultados de las pruebas en vacío en los transformadores

Capacidad (kVA)	Tipo				Voltaje Media Tensión (kV)	Prueba Abierto	
	Monofásico	Trifásico				I ₀ (%)	(W)
		Banco 3x25	Trifásico	Pad mounted			
25	1				13,8GRDY/7,97	0,63	88,6
37,5	3				13,8GRDY/7,97	0,66	115,3
50			6		13,8	3,4	197
75			6		13,8	2,6	266
		2			13,8GRDY/7,97		265,8
100			2		13,8	2,6	330
112,5			2		13,8	2,6	361
125			1		13,8	2,6	390
160				4	13,8	2,5	486
200				2	13,8	2,1	569
225			1		13,8	0,51	798
250				2	13,8	2,1	666
300				4	13,8	2	758
400				3	13,8	1,9	930
Total	39						

Referencia: Departamento de Operación y Mantenimiento, transformadores trifásicos 25 a 400 kVA, clase medio voltaje ≤ 25 kV clase bajo voltaje ≤ 1,2 referidos a 85 °C, Norma NTE 21-15 2º revisión.

3.4.2.2 Pérdidas Resistivas

El criterio es similar al cálculo en el alimentador, cuantificar las pérdidas resistivas a demanda máxima. Es indispensable tener la siguiente información:

- Perfil de carga (registrada en el circuito secundario del transformador)
- Demanda máxima
- Pérdida resistiva de pruebas en laboratorio

El registro de la demanda en el circuito de baja tensión del transformador, es también utilizado para el cálculo de las pérdidas resistivas en la red secundaria y en las acometidas; por tal motivo, un considerable esfuerzo fue invertido en conseguir esta información. En la red existen 39 transformadores, de las cuales 15 tienen red secundaria (transformadores públicos) y las 24 restantes (transformadores privados) no la tienen.

A continuación se explicará el cálculo de las pérdidas resistivas aplicando la metodología expuesta en el capítulo 2, pero aplicará a los transformadores públicos, porque se dispone de toda la información necesaria, en cambio, para los transformadores restantes es decir los privados se debe estimar el valor.

Para determinar el valor de las pérdidas se recurrió al cálculo y la estimación.

En el cálculo se requiere de toda la información y su resultado es real, en la estimación se debe tener criterios técnicos para utilizar la poca información que se dispone, el resultado tiene un margen de error, pero es aceptable.

3.4.2.2.1 Cálculo de Pérdidas Resistivas (Transformadores Públicos)

En la red existen 15 transformadores que abastecen la mayoría de la demanda, se obtuvieron los registros de demanda mediante la instalación de un analizador de energía (durante 7 días) y bajando la información almacenada en

los medidores centralizados (un mes) S4 Landis+Gyr instalados en el circuito de baja tensión del transformador. Ver Gráfico 3.10.



Gráfico 3.10 Obtención de registros de demanda en transformadores

Los registros de la demanda sirven para obtener el perfil de carga y la demanda máxima. En el Anexo 3.4 se presentan las gráficas de perfil de carga de los 15 transformadores considerados en este estudio.

Con la ecuación 2.9 se obtiene la pérdida resistiva a demanda máxima, para lo cual, se requirió de la pérdida resistiva, este valor se determina de las pruebas realizados en laboratorios y fueron facilitadas por el Departamento de Operación y Mantenimiento. Ver Cuadro 3.6.

Mediante las ecuaciones 2.6 y 2.7 se consigue calcular la energía de pérdidas resistivas totales, que se las debe extrapolar para un año.

El resultado final de la energía de pérdidas resistivas anuales en los 15 transformadores es de 41,9 MWh/año.

Cuadro 3.6 Resultado de pruebas en corto circuito en los transformadores

Capacidad (kVA)	Monofásico	Tipo			Prueba Corto circuito	
		Banco 3x25	Trifásico	Pad mounted	Uz(%)	(W) T 85°
25	1				0,72	345,2
37,5	3				0,68	402,5
50			6		3	776
75			6		3,5	1094
		2				1035,6
100			2		3,5	1393
112,5			2		3,5	1539
125			1		3,5	1682
160				4	4	2211
200				2	4	2630
225			1		0,62	2927,8
250				2	4	3153
300				4	4,5	3677
400				3	4,5	4730

Referencia: Departamento de Operación y Mantenimiento, transformadores trifásicos 25 a 400 kVA, clase medio voltaje ≤ 25 kV clase bajo voltaje $\leq 1,2$ referidos a 85 °C, Norma NTE 21-15 2° revisión.

3.4.2.2.2 Estimación de Pérdidas Resistivas (Transformadores Privados)

Un error que a menudo se comete es extrapolar las pérdidas resistivas sin criterios ni fundamentos—no se realiza ingeniería—, esta acción introduce un alto porcentaje de error; la extrapolación no se limita a escoger un transformador en base a criterios técnicos: capacidad instalada y energía consumida, se debe analizar el comportamiento de la carga (comercial o residencial) que se está suministrando. Como las pérdidas resistivas varían en función del cuadrado de la corriente, una carga comercial tiende a tener mayores pérdidas en comparación con una carga residencial, incluso si tuvieran consumos similares; se tiene que extrapolar transformadores con similares comportamientos de carga.

A continuación se cita el siguiente ejemplo para ilustrar este criterio.

Se toma la muestra de un día completo de los registros de la demanda en tres transformadores de la misma capacidad, pero de diferente característica de la carga y se calculan las pérdidas resistivas. Ver Cuadro 3.7.

Cuadro 3.7 Ejemplo de pérdidas resistivas en transformadores

Transformador	Capacidad instalada (kVA)	Energía Consumida (kWh)	Pérdidas resistivas (kWh)	Característica de la carga
Olmedo	160	943.2	3.8	Residencial
E.E.A.S.A.	160	1984.5	10.5	Comercial
Plaza Urbina	160	1549.1	5.7	Residencial

Supongamos que se desea conocer las pérdidas resistivas en el transformador Olmedo (el cual es de 3.8 kWh) y solo se cuenta con la energía consumida. Al extrapolar tomando como referencia el consumo de energía de los transformadores E.E.A.S.A. y Plaza Urbina, se tienen los siguientes resultados:

Cuadro 3.8 Ejemplo de error en la extrapolación

Transformador de referencia	Pérdidas resistivas del transformador Olmedo (kWh)	% error
E.E.A.S.A.	8	+108.3
Plaza Urbina	3.5	-8.9

Los resultados del cuadro 3.8, demuestra, que se tiene menor error al extrapolar con transformadores de similar comportamiento de la carga suministrada. El mismo criterio se usará para determinar las pérdidas resistivas; utilizando el factor de pérdidas calculado para el transformador con curva de carga conocida.

La estimación se realizó en los 24 transformadores restantes, debido a que no era factible aplicar la metodología citada en el capítulo 2, porque no se tenía la información de los registros de la demanda.

La estimación se enfoca en determinar la demanda máxima.

Como primer paso, es la estimación de la demanda máxima en los terminales de baja tensión del transformador.

Algunos transformadores tienen instalados contadores de energía que facturan la demanda máxima, en este caso no es necesario estimar su valor; sin embargo, la mayoría no tiene instalado este tipo de contador de energía.

Cuando se corrió el flujo de carga en la modelación digital de la red de media tensión, el CYMDIST asignó una demanda máxima a cada transformador; sin embargo, la demanda máxima asignada, esta afectada por un factor de coincidencia, lo cual altera el valor de la demanda individual, necesaria para calcular las pérdidas resistivas en el transformador.

Para calcular el factor de coincidencia incluido en la demanda coincidente, se utiliza la ecuación 3.4.

$$F_{c_{asig}} = \frac{D_{max_{primario}}}{\sum D_{max_{asig}}} \quad (3.4)$$

Donde:

$F_{c_{asig}}$ =Factor de coincidencia asignada (CYMDIST)

$D_{max_{primario}}$ =Demanda máxima registrada del alimentador (valor real)

$D_{max_{asig}}$ =Demanda máxima asignada a cada transformador (CYMDIST)

La sumatoria total de las demandas máximas asignadas por el CYMDIST es de 2 632, 9 kW, con factor de potencia de 95%.

La demanda máxima registrada en el alimentador fue de 2 373,7 kW (valor real determinado por el analizador de energía)

El factor de coincidencia asignada por el CYMDIST es de 0,901, esta estimación hace referencia a clientes comerciales y residenciales; sin embargo, se puede estimar un valor característico del sistema, el cual tiene un predominio comercial.

El factor de coincidencia entre transformadores de característica comercial [$F_{C_{\text{TRANSFORMADOR}}}$], está en función de la demanda máxima diversificada del número total de clientes comerciales presentes en el alimentador [$D_{\text{max_Div\#_CLIENTES_TOTAL_PRIMARIO}}$] y la demanda diversificada máxima del promedio de clientes presentes en los transformadores [$D_{\text{max_Div\#_CLIENTES_PROMEDIO_TRANSFORMADOR}}$]. Ver la expresión 3.5.

$$F_{C_{\text{TRANSFORMADOR}}} = \frac{D_{\text{max_Div\#_CLIENTES_TOTAL_PRIMARIO}}}{D_{\text{max_Div\#_CLIENTES_PROMEDIO_TRANSFORMADOR}}} \quad (3.5)$$

La demanda máxima registrada en el alimentador es de 2 373,7 kW, con un aproximado de 2 424 clientes comerciales, en la red existe una mezcla de clientes residenciales puros, comerciales puros y comerciales que viven en el mismo sitio, se los llama residenciales-comerciales, el número de estos últimos es difícil de estimar, por eso se realizó una aproximación del número de clientes comerciales.

La demanda máxima diversificada del número total de clientes comerciales presentes en el alimentador es de 0.98 kW/cliente. Ver expresión 3.6.

$$D_{\text{max_Div}}_{\# \text{CLIENTES_TOTAL_PRIMARIO}} = \frac{D_{\text{max_primario}}}{\# \text{clientes_comerciales}} \quad (3.6)$$

En el alimentador se presentan 37 transformadores de característica comercial, abarcando 2 824 clientes y una demanda máxima coincidente asignada de 3 017 kW, la demanda diversificada máxima del promedio de clientes comerciales es de 1.07 kW/cliente. Ver expresión 3.7.

$$D_{\text{max_Div}}_{\# \text{CLIENTES_TOTAL_TRANSFORMADOR}} = \frac{D_{\text{max_asig}}_{\text{TRANSFORMADORES_COMERCIALES}}}{\# \text{clientes}} \quad (3.7)$$

El $[F_{C_{\text{TRANSFORMADOR}}}]$ es de 0.92, el cual es un valor característico de un sistema comercial, sin embargo, este valor no se utiliza para los cálculos, ya que en la red no existe homogeneidad de clientes comerciales.

Para estimar el valor de la demanda máxima de cada transformador se utiliza la ecuación 3.8, que es la adaptación de la expresión 3.4 para un transformador.

$$D_{\text{max_real}} = \frac{D_{\text{max_asig}}}{F_{c_{\text{asig}}}} \quad (3.8)$$

Donde:

$D_{\text{max_real}}$ =Demanda máxima (valor estimado)

$F_{c_{\text{asig}}}$ =Factor de coincidencia asignada (CYMDIST)

$D_{\text{max_asig}}$ =Demanda máxima asignada al transformador (CYMDIST)

La ecuación 3.8 se aplica a todos los transformadores que no tengan la información de la demanda máxima.

Para calcular la pérdida resistiva a demanda máxima utilizamos la ecuación 2.9.

$$D_{RL-max-rafo} = P_{resist} \times \left(\frac{D_{max}}{Cap Inst} \right)^2$$

Y el factor de pérdidas se especifica dependiendo del comportamiento de la carga de cada transformador.

3.4.2.2.3 Factor de pérdidas

La actividad de la mayoría de los clientes conectados a los transformadores es comercial, por lo que basta con tomar una muestra representativa para calcular el factor de pérdidas. Se tomo como muestra representativa el registro de la demanda del transformador Coop. El Sagrario, ya que tiene un comportamiento típico de una carga comercial. Ver Gráfico 3.11.

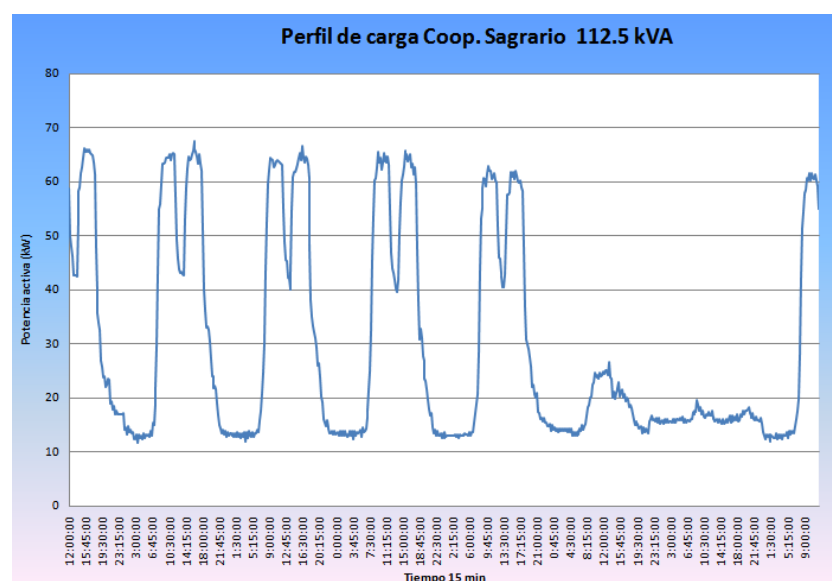


Gráfico 3.11 Perfil de carga Coop. Sagrario

Para calcular el factor de pérdidas del transformador Coop. El Sagrario se utilizó la ecuación 2.18.

$$F_{\text{perd}} = \frac{EP_{\text{periodo}}}{t_{\text{periodo}} \times D_{\text{max}}_{\text{perd}}}$$

El factor de pérdidas del transformador Coop. El Sagrario es 0,287, este resultado es importante para calcular la energía de pérdidas resistivas en cada uno de los transformadores restantes.

Finalmente se aplica la ecuación 2.19 para la energía de pérdidas resistivas.

$$E_{\text{resistiva}} = F_{\text{perd}} \times PD_{\text{max}}_{\text{resist}} \times 8760 \text{ horas}$$

El resultado final de la energía de pérdidas resistivas anuales en los 24 transformadores es de 23,4 MWh/año.

La energía total de pérdidas resistivas en los 39 transformadores es:

PÉRDIDAS RESISTIVAS EN LOS TRANSFORMADORES	65,3 MWh/año
---	---------------------

En el cuadro 3.9 se detallan los resultados de los cálculos y estimaciones para el cálculo de la energía de pérdidas resistivas y en el núcleo.

Cuadro 3.9 Resultado de las pérdidas en el transformador

Transformador		Demanda máxima (kW)				Energía de pérdidas (MWh)	
	Capacidad Instalada (kVA)	Medidor Centralizado	Analizador de Energía	Contador con Demanda Máxima	Factor de coincidencia	Resistivas	Núcleo
TRANSFORMADORES PÚBLICOS							
OLMEDO Y J. VELA	160	68,7				1,2	4,3
PLAZA URBINA	250	107,8				1,7	5,8
COL. LUIS A.MARTI	300	193,7				3,5	6,6
ESC. BARONA	400	253,2				4,2	8,2
ASOC. EMPLEDOS-	400	289,4				5,2	8,2
PARQ. CEVALLOS	400		301,5			6,5	8,2
PARQ, 12 NOV	300	206,7				4,1	6,6
EEASA	160	156,3				4,6	4,3
ESTAC. CASTILLO	250	154,0				2,9	5,8
GRADAS	200	96,2				1,5	5,0
EXBANCO CENTRA	160		112,9			3,0	4,3
COOP. SAGRARIO	112,5		67,5			1,4	3,2
EDIF. VILLEGAS	100		69,3			1,3	2,9
CONS. PROVINCIAL	75		26,7			0,4	2,3
AEREO	50		24,8			0,4	1,7
TRANSFORMADORES PARTICULARES							
ASOC. EMPLEADO:	300				73,7	0,56	6,64
MUTUALISTA	300				55,0	0,31	6,64
EDIF. MARICARMEI	225			145		3,06	6,99
BANC. UNIFISA	200			38,4		0,25	4,99
CLIN. TUNG+160KV	160				14,0	0,04	4,26
CLIN. TUNG+125KV	125			75		1,53	3,42
MUSHUC RUNA	112,5			123		4,63	3,16
OSCUS	100			107,1		4,02	2,89
PRODUBANCO	75			35,2		0,61	2,33
SRI	75			50,49		1,25	2,33
JUNTO MUTUALIST	75				7,7	0,03	2,33
EL HERALDO	75				16,2	0,13	2,33
EDIF. SALAZAR	75				26,1	0,32	2,33
ESC. PROVIDENCIA	75				25,4	0,30	2,33
COL. BOLIVAR	75				84,9	3,53	2,33
PASTELERIA QUITO	50			51,1		2,04	1,73
EDIF. TORRESCO	50				7,5	0,04	1,73
BEV	50				8,3	0,05	1,73
IGL. STO DOMINGO	50				18,4	0,26	1,73
FRENTE LEASING+	50				6,7	0,04	1,73
EDIF. POVEDA	37,5				8,2	0,05	1,01
LEASING	37,5				4,7	0,02	1,01
JUNTO LEASING	37,5				4,1	0,01	1,01
FRENTE LEASING+	25				14,7	0,30	0,78
TOTAL	5752,5					65,2952	145,034

3.4.3 PÉRDIDAS EN LA RED DE BAJA TENSIÓN

El cálculo es similar al usado en el alimentador, determinar las pérdidas resistivas a demanda máxima utilizando el software CYMDIST para su modelación digital.

La ventaja que tiene esta red subterránea, es la reducida cantidad de transformadores que alimentan a los circuitos de baja tensión, por tal, motivo se tuvo la facilidad de adquirir toda la información necesaria para el cálculo de las pérdidas resistivas.

La simulación de cada circuito se realizó de forma independiente.

3.4.3.1 Recopilación de Información

3.4.3.1.1 Perfil de Carga

La información de los registros de la demanda, se obtuvo instalando analizadores de energía y mediante los medidores centralizados instalados en las cámaras de transformación.

Para la simulación se requiere de la demanda máxima del registro, en el cuadro 3.10 se detallan sus valores.

Cuadro 3.10 Demandas máximas en transformadores

Transformador	Capacidad Instalada (kVA)	Demanda máxima (kW)	Fuente
OLMEDO Y J. VELA	160	68,69	Medidor Centralizado
PLAZA URBINA	250	107,84	Medidor Centralizado
COL. LUISA MARTINEZ	300	193,72	Medidor Centralizado
ESC. BARONA	400	253,19	Medidor Centralizado
ASOC. EMPLEADOS+400KVA	400	289,38	Medidor Centralizado
PARQ. CEVALLOS	400	301,51	Analizador de energía
PARQ. 12 NOV	300	206,67	Medidor Centralizado
EEASA	160	156,27	Medidor Centralizado
ESTAC. CASTILLO	250	153,95	Medidor Centralizado
GRADAS	200	96,21	Medidor Centralizado
EXBANCO CENTRAL	160	112,91	Analizador de energía
COOP. SAGRARIO	112,5	67,52	Analizador de energía
EDIF. VILLEGAS	100	69,33	Analizador de energía
CONS. PROVINCIAL	75	26,72	Analizador de energía
AEREO	50	24,83	Analizador de energía

3.4.3.1.2 Conductores y Cables

Los circuitos tienen una disposición radial y se derivan de los centros de transformación mediante disyuntores generales; son circuitos trifásicos con neutro común.

Los cables utilizados son del tipo subterráneo con aislamiento, instalados en ductos subterráneos de PVC; sin embargo, se tiene un transformador aéreo, que tiene un red aérea de baja tensión, que utiliza cable pree-ensamblado; los calibres utilizados se especifican en el cuadro 1.3.

Para el ingreso de la información de los cables en la modelación digital, se necesito crear una base datos en el CYMDIST, donde se especifican las características técnicas y de operación; tanto del conductor como del cable.

El proceso de ingreso de la información es similar al alimentador, a diferencia que no se usa cable apantallado y se cambia la subestación por el transformador.

En el Anexo 3.5 se presenta un resumen de la información de conductores y cables de la red de baja tensión ingresados en el CYMDIST.

3.4.3.1.3 Topología de la Red

Para trazar la ruta de los circuitos de baja tensión en el software, se necesita un mapa geo referenciado con las rutas de las canalizaciones de la red de baja tensión.

En el Departamento de Planificación se obtuvo un plano digital que se exportó al software para tener una referencia en el trazado de la ruta de los circuitos. Ver Gráfico 3.12.

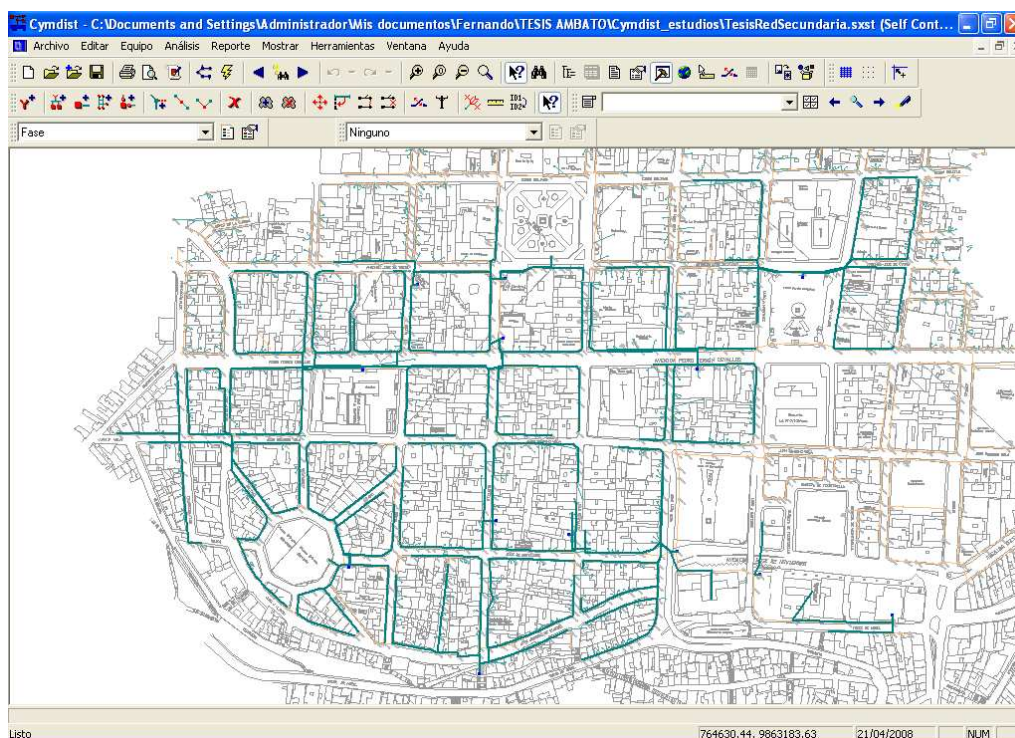


Gráfico 3.12 Ingreso de la red de baja tensión en el CYMDIST

3.4.3.1.4 Carga

La mayoría de la carga que alimenta los circuitos se refiere a los consumos de los clientes y luminarias. La información del consumo de clientes, se la obtiene de la energía facturada; para lo cual, se tuvo que realizar un levantamiento de la información en campo, además, se necesita conocer el número de clientes conectados al circuito, tipo de contador de energía y tarifa.

El proceso de adquisición de la información se complementó con el proceso de recolección de datos detallado en el numeral 3.3.1.

Debido a la falta de información de la carga asignada a cada fase, se procedió a distribuir equitativamente la energía facturada en cada fase, dependiendo del tipo de contador de energía (monofásico, dos fases y trifásico)

Se debe ingresar la potencia total de las luminarias, CYMDIST asignará esta potencia independientemente de la distribución de la demanda de los demás tramos, esto debido, a que tienen un consumo fijo a determinadas horas.

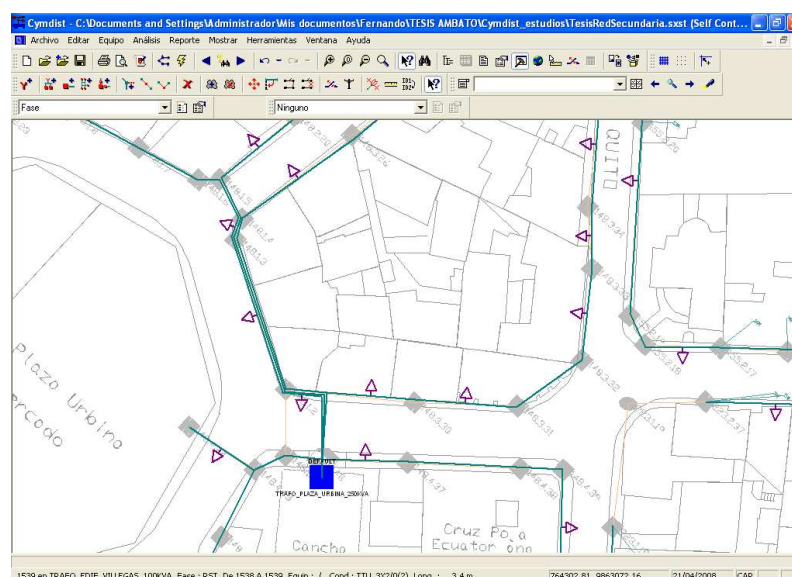


Gráfico 3.13 Ingreso de carga en el circuito de baja tensión

Una vez ingresados todos los valores se procede a correr la simulación, a fin de calcular el valor de la pérdida resistiva a demanda máxima en los distintos circuitos.

Utilizando las ecuaciones 2.6 y 2.7 se obtienen los perfiles de pérdidas y la energía de pérdidas resistivas en cada uno de los circuitos. En el Cuadro 3.11 se presentan las pérdidas resistivas de cada circuito.

La energía total de pérdidas resistivas en los circuitos de baja tensión es:

PÉRDIDAS RESISTIVAS EN LA RED DE BAJA TENSIÓN	208,1 MWh/año
--	----------------------

Cuadro 3.11 Pérdidas en las redes secundarias

Transformador	Potencia Nominal (kVA)	Pérdidas Resistivas (MWh)
OLMEDO Y.J. VELA	160	4,1
PLAZA URBINA	250	5,4
COL. LUISA.MARTINEZ	300	14,4
ESC. BARONA	400	31,7
ASOC. EMPLEADOS+400KVA	400	28,6
PARQ. CEVALLOS	400	61,2
PARQ, 12 NOV	300	18,6
EEASA	160	6,7
ESTAC. CASTILLO	250	10,5
GRADAS	200	9,4
EXBANCO CENTRAL	160	11,8
COOP. SAGRARIO	112,5	2,1
EDIF. VILLEGAS	100	0,5
CONS. PROVINCIAL	75	1,9
AEREO	50	1,5
TOTAL		208,1

3.4.4 PÉRDIDAS EN LA ACOMETIDA

Se refieren a las pérdidas resistivas a demanda máxima en el cable (acometida) que empieza desde la caja de distribución subterránea hasta el contador de energía.

El cable utilizado es de cobre con aislamiento del tipo TTU (Thermoplastic Insulation, Thermoplastic Jacket. Underground), calibre 10 AWG, tiene una resistencia unitaria de 0,0008323 ohm/metro. Ver Gráfico 3.14.



Gráfico 3.14 Cable TTU

El cable utilizado en las acometidas del transformador AÉREO es de aluminio del tipo pre ensamblado, tiene una resistencia lineal de 0,00136 ohm/metro.

La longitud de las acometidas subterráneas varía entre 5 y 15 metros, se tomó como valor referencial 10 metros (promedio).

El número de fases se define con el tipo de contador de energía (monofásico, dos fases y trifásico). Por la característica trifásica de la alimentación, en una instalación de dos fases, por el neutro circula una corriente equivalente a una fase; por tanto, se la debe considerar en los cálculos. Ver gráfico 3.15.

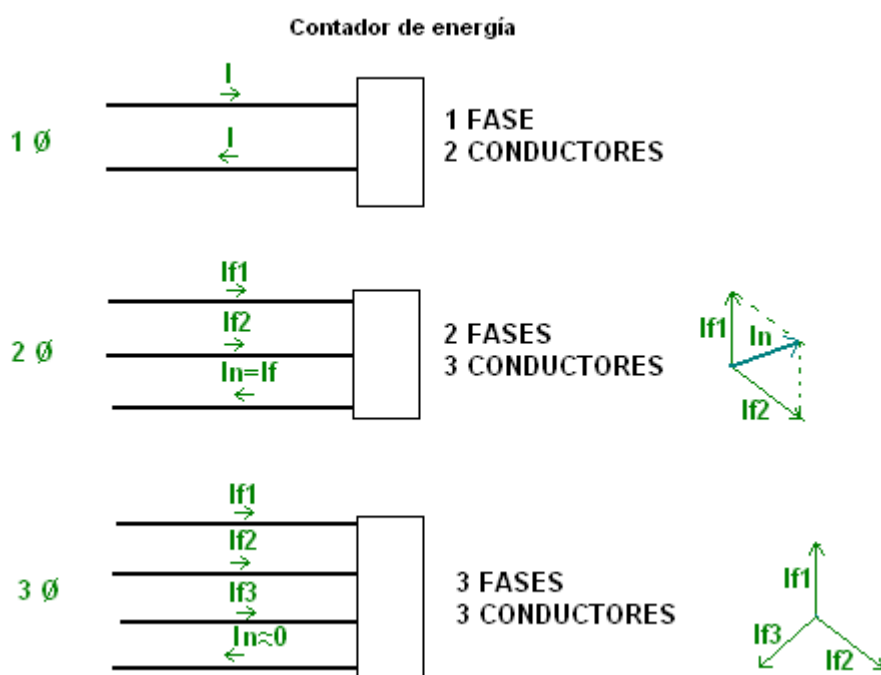


Gráfico 3.15 Configuración de las fases en el contador de energía

Con el proceso indicado en el numeral 3.3.1, se obtuvo la energía facturada promedio anual por cliente.

En la red subterránea, una acometida puede abastecer a varios clientes con diferentes características; tarifa (comercial o residencial) y tipo de contador de energía; se verificó que a partir de cuatro clientes se utiliza una sola acometida para abastecer de energía, eso implica calcular una demanda máxima coincidente. Ver Gráfico 3.16.

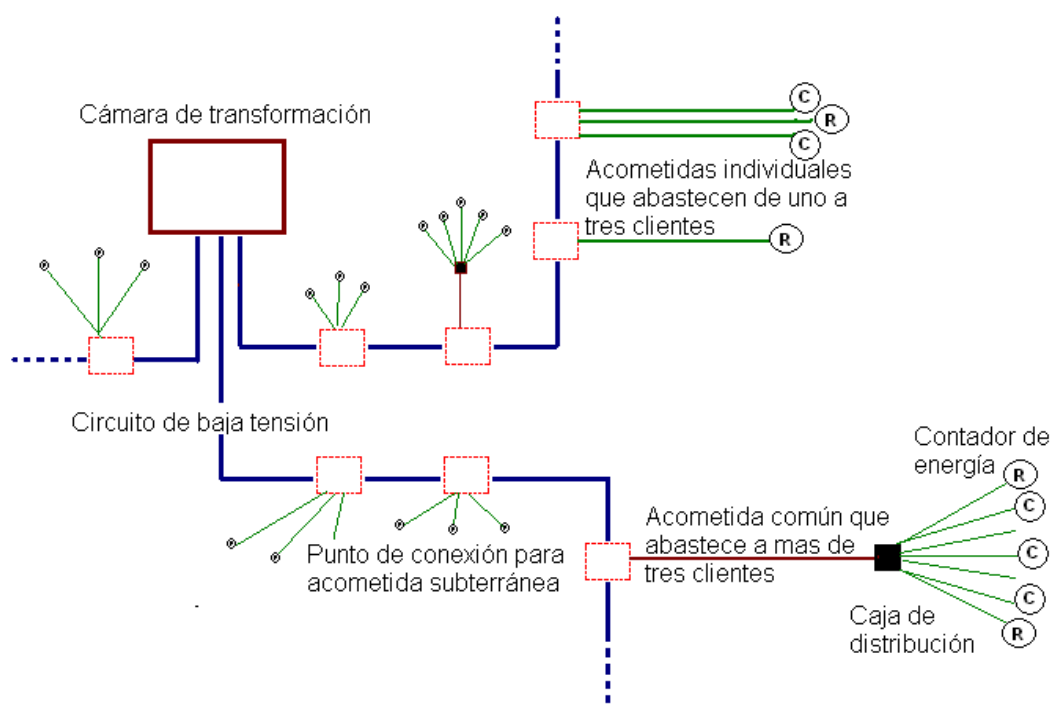


Gráfico 3.16 Conexión de acometidas en una red subterránea

3.4.4.1 Estimación del Factor de Coincidencia para Clientes Comerciales y Residenciales

La demanda máxima total para una acometida que abastece a clientes comerciales y residenciales, esta afectado por un factor de coincidencia, debido al comportamiento distinto de cada tipo de cliente.

No se tiene información para calcular el factor de coincidencia, pero si criterios para estimar su valor.

Para la estimación se debe considerar una curva típica de características comercial y residencial, se tomó como muestra al transformador Olmedo, porque tiene 58% de clientes comerciales y 42% residenciales.

3.4.4.1.1 Demanda Máxima para Clientes Comerciales

Analizando el perfil de la demanda para el transformador Olmedo, Ver Gráfico 3.17, se muestra claramente que el día sábado la curva tiende a ser de característica comercial, debido a que la actividad comercial es mayor que la actividad residencial, aproximadamente se registró una demanda máxima de 54 kW a las 20:45 pm.

3.4.4.1.2 Demanda Máxima para Clientes Residenciales

Si se analiza nuevamente la grafica se observa que el día domingo la tendencia la curva de carga adquiere la característica típica residencial, porque la actividad comercial es mínima; se registró una demanda máxima aproximada de 46 kW a las 19:30 pm. El valor es consistente ya que la demanda máxima se registró en un tiempo usual de un cliente residencial y porque la forma de la curva de carga no tiene picos pronunciados a los largo del día, es un buen indicativo que es el comportamiento residencial.

3.4.4.1.3 Demanda Máxima Coincidente (Comercial-Residencial)

La demanda máxima se la ubica en los días de mayor actividad, es decir, de lunes a viernes, porque es en estos días donde están simultáneamente interactuando la actividad comercial y residencial; se registró una demanda máxima coincidente de 68 kW a las 18:45 pm.

En el gráfico 3.17 se muestra el perfil de carga del transformador Olmedo, donde se especifica las demanda máximas.

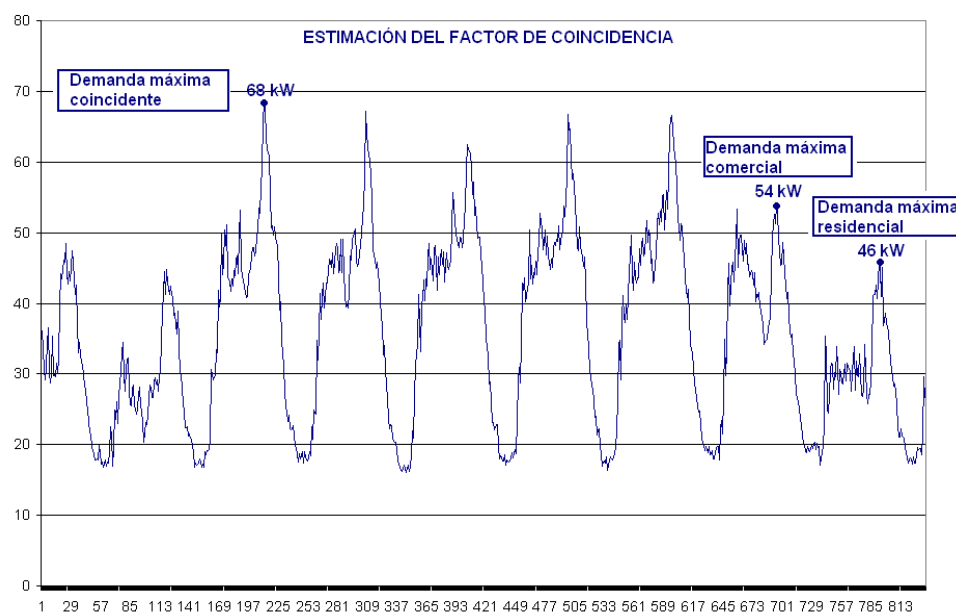


Gráfico 3.17 Estimación del factor de coincidencia

Aplicando la ecuación 2.13 se estima el factor de coincidencia y el resultado es de 0,7.

$$F_{\text{coinc}} = \frac{D_{\text{max_coinc}}}{\sum D_{\text{max_individual}}}$$

El factor de coincidencia, afecta a las demanda máximas de clientes comerciales y residenciales que están conectados a una misma acometida.

Sin embargo, este factor no afecta a los clientes que tienen acometidas individuales.

En el gráfico 3.18 se presenta un proceso de cálculo de la demanda máxima coincidente, para clientes comerciales y residenciales conectados a una misma acometida.

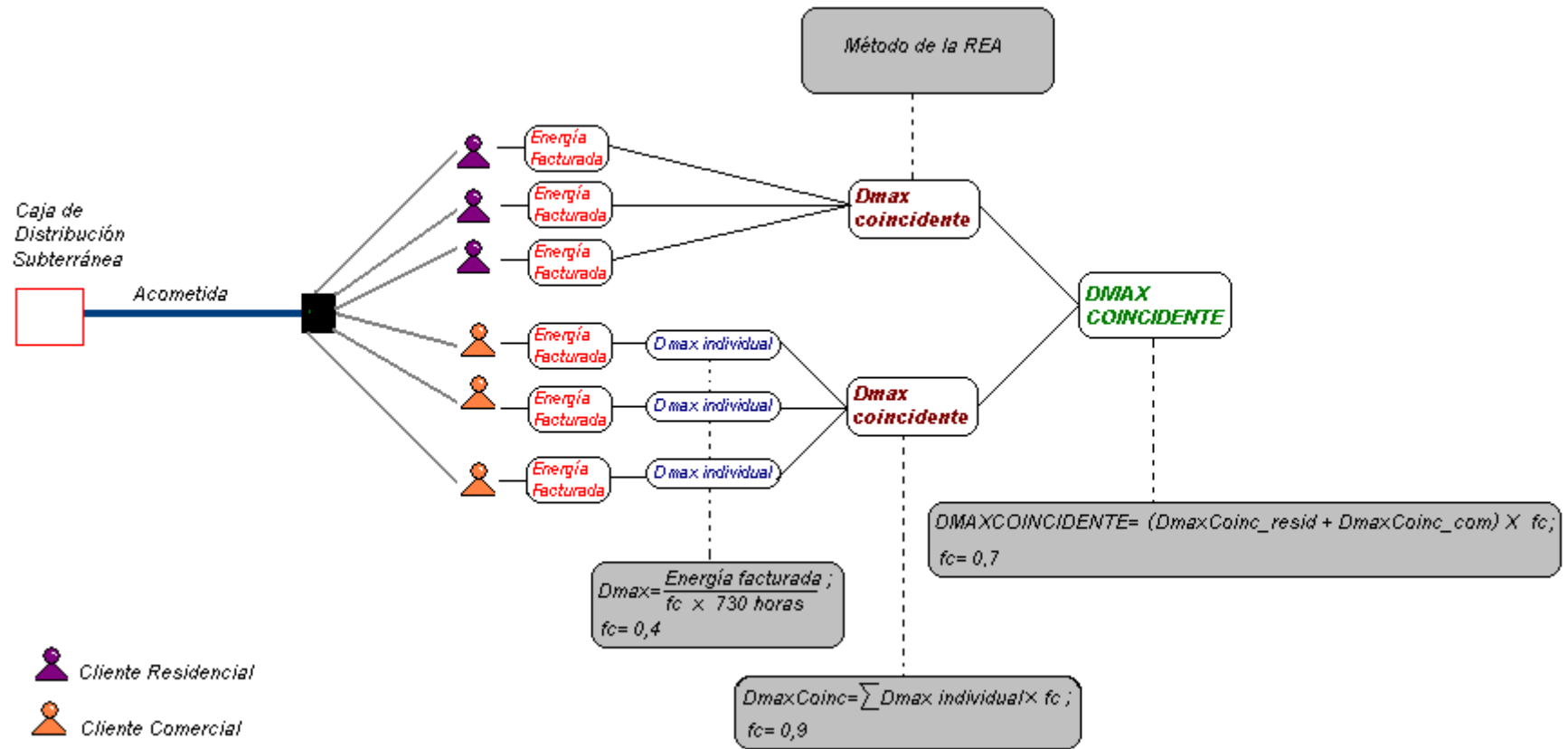


Gráfico 3.18 Proceso para el cálculo de la demanda máxima coincidente

Para clientes que se abastecen con una acometida exclusiva, se aplica la metodología presentada en el numeral 2.5.2.4.

Hasta este punto se calcularon las demandas máximas (individual) y demandas máximas coincidentes (grupo), por lo que se procedió a calcular la demanda máxima de pérdidas, aplicando la ecuación 2.16.

$$PD_{\max_{\text{resist}}} = I^2 \times R$$

Para determinar la energía de pérdidas, se necesita extrapolar los resultados; para lo cual, se utiliza el factor de pérdidas, el proceso de cálculo es similar al explicado en las pérdidas resistivas del transformador.

El factor de pérdidas se especifica dependiendo del tipo de cliente, para lo cual, se calculó su valor de curvas representativas para clientes: residenciales, comerciales y comercial-residencial, aplicando la ecuación 2.20.

En el cuadro 3.12 se presenta el factor de pérdidas de las distintas muestras.

Cuadro 3.12 Factor de pérdidas

Característica	Transformador de muestra	Factor de pérdidas
Residencial	AÉREO	0,26
Comercial	COOP. SAGRARIO	0,29
Comercial-Residencial	OLMEDO	0,34

Obtenida toda la información, se procede a calcular la energía de pérdidas resistivas en las acometidas con la ecuación 2.19.

$$E_{p_{\text{acometida}}} = F_{\text{perd}} \times PD_{\max_{\text{resist}}} \times 8760 \text{ horas}$$

En el Anexo 3.6 se presenta un ejemplo del cálculo de las pérdidas en las acometidas del transformador Plaza Urbina.

En el cuadro 3.13 se presentan los resultados de los cálculos realizados.

La energía total de pérdidas resistivas en las acometidas es:

PÉRDIDAS RESISTIVAS EN LAS ACOMETIDAS 47 MWh/año

Cuadro 3.13 Pérdidas en acometidas

Transformador		Pérdidas Resistivas (MWh/año)
Nombre	Potencia Nominal (kVA)	
OLMEDO Y.J. VELA	160	2,2
PLAZA URBINA	250	3,3
COL. LUISA.MARTINEZ	300	3,1
ESC. BARONA	400	4,4
ASOC. EMPLEADOS+400KVA	400	9,0
PARQ. CEVALLOS	400	9,0
PARQ, 12 NOV	300	3,9
EEASA	160	0,8
ESTAC. CASTILLO	250	6,4
GRADAS	200	2,7
EXBANCO CENTRAL	160	0,5
COOP. SAGRARIO	112,5	0,2
EDIF. VILLEGAS	100	0,9
CONS. PROVINCIAL	75	0,1
AEREO	50	0,5
TOTAL		47,0

3.4.5 PÉRDIDAS EN LUMINARIAS

En las inspecciones realizadas en el trayecto de la red de baja tensión se constató la existencia de tres tipos de luminarias: incandescentes, reflectores y de descarga, las cuales tienen diferentes características que determinan el porcentaje de pérdidas.

Las luminarias incandescentes no requieren de ningún accesorio eléctrico para su funcionamiento, ya que la luz se produce como consecuencia de la elevación de la temperatura en un cuerpo metálico (filamento); por tanto, no se consideraron para el estudio de pérdidas, este tipo de luminarias se encuentran instalados en los parques y en algunas calles (sirve para el ornato de lugares turísticos).

Los reflectores tienen un sistema eléctrico para el control interno, este mecanismo consume un porcentaje de la energía ingresada, se encuentran instalados en las periferias de edificios públicos.

Las luminarias con lámparas de descarga incluyen la bobina interna del balasto cuyos conductores presentan el efecto Joule, este efecto consume un porcentaje de la energía.

Por tanto, las luminarias de descarga y reflectores se consideran para el estudio de pérdidas.

Cantidad de luminarias:

Incandescentes	133	22,8%
Reflectores	74	12,6%
Descarga	377	64,6%
Total	584	100%

Si bien se detallaron 584 luminarias en toda la red, solo se consideraron 451 luminarias, que correspondientes a los reflectores y de descarga.

Los valores de pérdidas en balasto (descarga) y sistema de control (reflector), se detallan en los catálogos de fabricante.

Aplicando la ecuación 2.21 se obtiene la energía de pérdidas en las luminarias.

$$E_{p_{\text{luminaria}}} = P_{\text{balasto}} \times N \times 12 \text{ horas} \times 365 \text{ días}$$

En el cuadro 3.14 se presentan los resultados. La energía total de pérdidas en las luminarias es:

PÉRDIDAS EN LUMINARIAS	43,9 MWh/año
-------------------------------	--------------

También pueden existir pérdidas de energía debido a fallas en el sistema de control de encendido, provocando que la luminaria quede encendida las 24 horas; este valor es considerado como un problema de la administración y del control de la empresa eléctrica, por lo que es parte de las pérdidas no técnicas.

3.4.6 PÉRDIDAS EN EL CONTADOR DE ENERGÍA

Son las pérdidas técnicas que se producen en el interior del equipo de medición, debido a fenómenos físicos que consumen energía en los diferentes componentes internos, pero la mayor concentración es en las bobinas de voltaje.

Las pérdidas dependen del número de bobinas internas del contador y del tipo de construcción (electromecánico o digital), las pérdidas se especificaron en el cuadro 2.3; el tipo de contador de energía define el número de bobinas.

Aplicando la ecuación 2.22 se obtiene la energía de pérdidas.

$$E_{p_{\text{Contador}}} = P_{\text{contador}} \times N \times 8760 \text{ horas}$$

En el cuadro 3.15 se presentan los resultados de las pérdidas en los contadores de energía. La energía total de pérdidas en los contadores de energía es:

PÉRDIDAS EN CONTADOR DE ENERGÍA	25,6 MWh/año
--	--------------

Cuadro 3.15 Pérdidas en los Contadores de energía

Transformador	Potencia Nominal (kVA)	Pérdidas Resistivas (MWh/año)	Clientes
TRANSFORMADORES PÚBLICOS			
OLMEDO Y J. VELA	160	1,1	145
PLAZA URBINA	250	1,1	176
OL. LUIS A.MARTINEZ	300	2,1	315
ESC. BARONA	400	2,5	308
OC. EMPLEADOS+400	400	3,2	320
PARQ. CEVALLOS	400	3,0	314
PARQ, 12 NOV	300	2,6	311
EEASA	160	0,5	78
ESTAC. CASTILLO	250	2,4	285
GRADAS	200	1,7	239
EXBANCO CENTRAL	160	0,2	22
COOP. SAGRARIO	112,5	0,1	16
EDIF. VILLEGAS	100	0,2	17
CONS. PROVINCIAL	75	0,1	10
AEREO	50	0,6	61
TRANSFORMADORES PARTICULARES			
C. EMPLEADOS+300	300	1,16	131
MUTUALISTA	300	0,80	88
EDIF. MARICARMEN	225	0,01	1
BANC. UNIFISA	200	0,03	1
CLIN. TUNG+160KVA	160	0,21	22
CLIN. TUNG+125KVA	125	0,03	1
MUSHUC RUNA	112,5	0,01	1
OSCUS	100	0,01	1
PRODUBANCO	75	0,01	1
SRI	75	0,01	1
JUNTO MUTUALISTA	75	0,12	14
EL HERALDO	75	0,32	35
EDIF. SALAZAR	75	0,15	13
ESC. PROVIDENCIA	75	0,28	28
COL. BOLIVAR	75	0,13	13
PASTELERIA QUITO	50	0,03	1
EDIF. TORRESCO	50	0,13	23
BEV	50	0,03	3
IGL. STO DOMINGO	50	0,19	17
ENTE LEASING+50K	50	0,08	8
EDIF. POVEDA	37,5	0,08	8
LEASING	37,5	0,02	2
JUNTO LEASING	37,5	0,21	24
ENTE LEASING+25K	25	0,08	7
TOTAL	5752,5	25,6	3061

3.5 BALANCE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Se ha realizado el cálculo de todas las pérdidas técnicas correspondientes al sistema de distribución subterráneo, donde se han aplicado todas las metodologías para su cálculo y estimación.

El balance corresponde a la suma de todos porcentajes de pérdidas técnicas de cada componente y subsistema pertenecientes al alimentador 12 de Noviembre.

En el cuadro 3.16 se detallan los resultados obtenidos.

Cuadro 3.16 Resumen de pérdidas técnicas

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
	MWh/año	PORCENTAJE
RED DE MEDIA TENSIÓN	58,9	10%
TRANSFORMADORES	210,3	36%
REDES DE BAJA TENSIÓN	208,1	35%
ACOMETIDAS	47,0	8%
LUMINARIAS	43,9	7%
CONTADORES DE ENERGÍA	25,6	4%
TOTAL PERDIDAS TÉCNICAS	593,8	100%

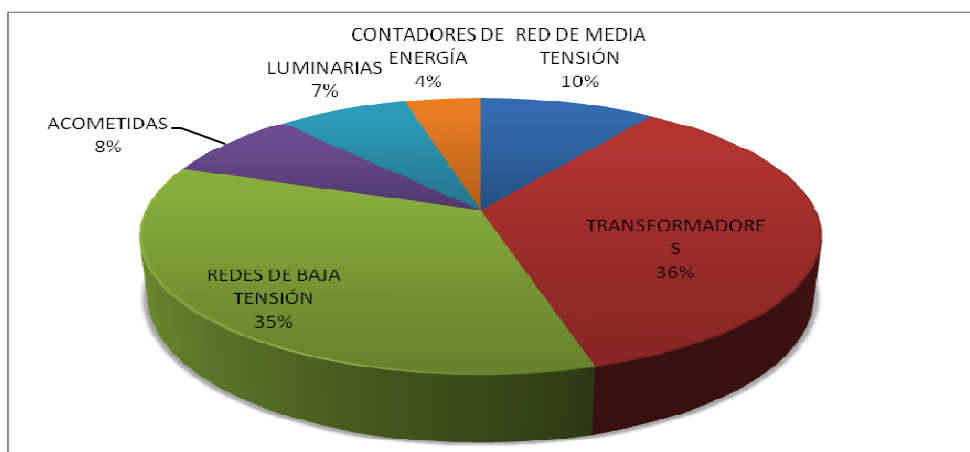


Gráfico 3.19 Pérdidas Técnicas

3.6 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Son pérdidas que están íntimamente vinculadas con la calidad de gestión entre el cliente y la empresa eléctrica, y como se mencionó anteriormente tienen diferentes causas.

Se procedió a obtener la energía suministrada, instalando el analizador de energía en la cabecera del alimentador en una semana (672 intervalos de 15 minutos) y se extrapola para un año (52 semanas). La energía suministrada por la subestación hacia el alimentador es aproximadamente **11.101,3 MWh/año**.

Al realizar el balance energético aplicando la ecuación 2.3 se estima el valor de las pérdidas no técnicas.

$$E_{NT} = E_S - E_R - E_T$$

Energía Suministrada	11.101,3	100,0%
Energía Registrada	9.328,5	84,0%
Energía de Pérdidas Técnicas	593,8	5,3%
Energía de Pérdidas No Técnicas	1.178,9	10,6%

Como se puede observar las pérdidas no técnicas tiene un porcentaje de 10,6% el doble de las pérdidas técnicas, este resultado es ilógico, ya que la disposición de la red y su reciente renovación aseguran un mínimo porcentaje de pérdidas no técnicas, Cabe la pregunta ¿entonces qué ocurrió?

La explicación yace en la falta de precisión de información de la energía suministrada y la energía facturada.

Como primer punto, se debe conocer que la red subterránea se inauguró el 1 de febrero de 2008 y antes de su inauguración, la red estuvo en proceso de construcción, instalación y modificación de la red eléctrica; esta transición afectó al consumo registrado para los clientes y consecuentemente a la energía facturada. La información de la energía promedio anual facturada, se obtuvo del periodo entre noviembre de 2006 hasta diciembre de 2007, aquí es donde ocurre un error, ya que en este periodo la E.E.A.S.A. realizaba los trabajos para la instalación de la red subterránea, es una época de transición donde los consumos de energía no reflejan estabilidad y por ende la energía facturada no tiene la precisión debida, se pueden citar varias circunstancias que demuestran la incertidumbre anotada:

- Al conseguir la información, existieron muchos casos en que ciertos clientes tenían cero en la facturación, pero que aparecieron con una gran cantidad de energía facturada meses después.
- Se asume que mientras se cambiaba la instalación antigua por la subterránea, se corto la energía en ciertos días, lo cual provoca reducción en la energía facturada en algunos de los clientes.
- Se registraron contadores ocasionales, que sirvieron para asumir cargas temporales.
- Todavía hay clientes que no están registrados en la base de datos del Departamento Comercial.

En fin, pueden existir muchas causas, pero lo concreto, es que la energía facturada anual promedio no refleja el comportamiento actual de la red y al realizar el balance de energía se incurre en un error, porque la información no es fidedigna. Con respecto a la energía suministrada, refleja el

comportamiento de la red en un estado estable, es decir totalmente construida y estabilizada y no en la etapa de transición que la red sufrió en el último año que sirve de referencia para el estudio.

La información de la energía suministrada no es compatible con la energía facturada, porque no están bien relacionadas en el tiempo. Al final se presentarán algunas recomendaciones para estimar un valor lógico para las pérdidas no técnicas. En seguida, se presentan otras cuestiones que aumentan la incertidumbre del valor de las pérdidas no técnicas:

- Como la red es nueva, no se tenían todos los datos que se requerían para el estudio, por ejemplo: energía consumida por el equipo de ventilación, pérdidas en medidores centralizados, energía consumida en publicidad, letreros, etc., consumo real de semáforos, falta de actualización de la base de datos del consumo de varios clientes—por lo que se tuvo que asumir valores—, no hay información estimada de las pérdidas que se esperarían en todos los elementos involucrados en las subestaciones compactas (pad mounted), entre otros.
- Debido a la complejidad de registrar la carga en una red subterránea, queda la inseguridad de que existió alguna carga que no se pudo registrar, debido a la falta de información.

Por las razones antes explicadas, se tiene la expectativa de que el valor real de las pérdidas no técnicas sea menor, se espera que el mayor porcentaje de pérdidas no técnicas se relacionen principalmente con la administración y no por causas atribuidas al cliente; debido a la complejidad de una instalación subterránea, se reduce la posibilidad de que los clientes manipulen la red y cometan infracciones en perjuicio de la empresa. La red subterránea ofrece la ventaja de dificultar toda acción que promueva a obtener la energía de manera ilegal, por ejemplo:

- La acometida es subterránea.

- La saliente de la acometida hacia el contador de energía está protegida por un tubo galvanizado.
- Contador de energía está protegido por una caja de policarbonato difícil de abrir.
- Todos los contadores de energía se encuentran en la parte exterior de las viviendas, por lo que es difícil de manipular y realizar conexiones clandestinas.
- El fraude en el contador de energía de estado sólido es más compleja que en los contadores electromecánicos.

Por tanto, se reduce la probabilidad de que existan pérdidas no técnicas causadas por clientes; sin embargo, esta latente la posibilidad de que los clientes de mayor consumo incurra en este tipo de infracciones en un mayor plazo.

Con respecto a las pérdidas técnicas, se puede asegurar que los valores calculados y estimados, tienen un alto grado de confianza, porque la mayor parte de la información se la recopiló en campo y su valor refleja el éxito de haber incorporado una red subterránea.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y OPORTUNIDADES PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS

4.1 INTRODUCCIÓN

El problema de las pérdidas en toda empresa eléctrica tiene causas profundas que no pueden ser solucionadas con tratamientos puntuales, por el contrario requieren de soluciones de fondo que aborden las causas y no se queden en lo superficial.

Actualmente, las acciones tendientes a reducir las pérdidas comprenden a grandes lineamientos, por un lado, lograr que los clientes paguen por la energía que consumen, y por el otro, realizar inversiones en las redes de modo de arribar a las pérdidas técnicas óptimas, en este sentido la E.E.A.S.A. ha realizado una gran inversión al cambiar la red aérea por una subterránea en el centro de Ambato. La inversión en la infraestructura ha dado sus resultados se tiene 5,3% de pérdidas técnicas.

Se analizarán las oportunidades de reducir las pérdidas, claro está que la red subterránea está recién inaugurada y las sugerencias se encaminan a optimizar el uso de la infraestructura.

La fortaleza de la red subterránea es que dificulta a los clientes a incurrir en el robo de energía; por lo cual, las sugerencias se dirigen a la reducción de las pérdidas administrativas.

4.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

Proponer alternativas para reducir las pérdidas, cuantificar las inversiones necesarias. Calcular los beneficios y seleccionar las acciones rentables para la Empresa.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para proponer alternativas para reducir las pérdidas, se debe analizar el estado actual de la red, en base a los resultados de la determinación de las pérdidas y la condición de la instalación. Se consideran los siguientes aspectos para el análisis:

- La red subterránea empezó a construirse hace ya casi 8 años y se inauguró el 1 de febrero del 2008, por lo cual la infraestructura es relativamente nueva.
- Cualquier sugerencia no debe ir en perjuicio de las nuevas instalaciones, más bien optimizar su uso.
- Los resultados de las pérdidas técnicas, son valores aceptables, porque tienen su respaldo en la información adquirida.
- Los resultados de las pérdidas no técnicas, tienen incertidumbre y el valor es ilógico, debido a la incongruencia de la información de la energía suministrada y facturada.
- Debido a las condiciones que presenta la red, es más probable que el mayor porcentaje de pérdidas no técnicas, se presente en la administración.
- Las alternativas para reducir las pérdidas, deben definirse en el plan de reducción de pérdidas de la empresa, ya que cualquier modificación de la red subterránea es costosa.

4.3.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Como se puede observar, las pérdidas técnicas tienen un valor de 592,2 MWh/año y comparando con la energía suministrada tiene un porcentaje de 5,3%; por lo cual, podemos decir que el nivel de pérdidas técnicas está en un porcentaje adecuado. Examinando el factor de utilización de cada uno de los transformadores, se puede decir que la mayoría tienen amplia capacidad y de manera global se está utilizando el 55% de la capacidad instalada de los transformadores, a esto se añaden las características de los cables utilizados en la red de media, baja tensión y acometidas, ya que tienen calibres de gran sección y de excelente conducción (los conductores son de cobre).

Las capacidades nominales de los transformadores se calcularon para dos periodos de proyección diferentes, con el objeto de que la Empresa tome en cuenta los transformadores que cubrirán la demanda para el primer periodo y en base al aumento de la carga que se vaya presentando, planear la siguiente adquisición que cubra las necesidades hasta el año 2017²³; por tanto, podemos decir con evidencias que el sobredimensionamiento de la red disminuyó las pérdidas técnicas.

4.3.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

No se tiene una referencia exacta del valor de las pérdidas no técnicas, por los motivos antes señalados, pero se tiene la seguridad que en una red subterránea se reduce la probabilidad de que existan pérdidas no técnicas atribuidas a la incursión ilegal de los clientes, mas bien las sugerencias se enfocarían en reducir las pérdidas administrativas.

La ventaja de la reciente instalación de la red subterránea, es que se revisaron las instalaciones de todos los clientes y no se detectaron conexiones clandestinas o manipulación de contadores de energía, esta evidencia concluye que la mayoría de las pérdidas no técnicas se encuentra en la administración.

²³ Referencia Bibliográfica [16]

4.4 OPORTUNIDADES PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

4.4.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS

4.4.1.1 Transferencia de Carga

Una posible sugerencia es eliminar las pérdidas técnicas de los transformadores particulares que tienen bajo porcentaje de factor de utilización y que no están asumiendo el costo de las pérdidas del transformador, esto aumenta las pérdidas; algunos clientes de gran consumo, por ejemplo bancos, corporaciones, fundaciones, etc. asumen el costo de las pérdidas del transformador, porque la medición se realiza en media tensión (se utilizan transformadores de medición) y a los contadores de energía se les programa para que la energía facturada se incremente en un porcentaje, este agregado representa las pérdidas técnicas en el transformador.

Una oportunidad de reducir las pérdidas, es transferir la carga de los transformadores particulares a los transformadores próximos con capacidad de reserva.

Esta posibilidad **se descarta**, porque si bien se eliminan las pérdidas técnicas del transformador particular, se aumentarían las pérdidas resistivas: de la red de baja tensión y del transformador asignado, incluso estas pérdidas son mayores a las pérdidas suprimidas.

Este efecto contrario se basa en que las pérdidas resistivas aumentan con el cuadrado de la corriente y al transferir la carga a los transformadores de gran capacidad, se introduce el aumento las pérdidas resistivas.

A continuación se presentan los resultados al transferir carga de un transformador particular, hacia un transformador de la empresa eléctrica, detallados en el Cuadro 4.1.

Cuadro 4.1 Transferencia de carga entre transformadores

		Pérdidas Técnicas						
		Transformador		Red de Baja Tensión	Acometidas	Contador de Energía	Alumbrado de Calles y Parques	
Transformador	Potencia Nominal (kVA)	Resistivas (MWh)	Núcleo (MWh)	Resistivas (MWh)	Resistivas (MWh)	Resistivas (MWh)	Balasto (MWh)	Energía total de pérdidas (MWh)
ANTES DE TRANSFERENCIA DE CARGA								
ESC. BARONA	400	4,15	8,15	31,6	4,4	2,5	2,7	53,6
EDIF. POVEDA	37,5	0,049	1,01	0	0	0,08	0	1,14
Total								54,74
DESPUÉS DE TRANSFERENCIA DE CARGA								
ESC. BARONA	400	4,5	8,15	33,1	4,5	2,5	2,7	55,5
EDIF. POVEDA	37,5	0	0	0	0	0,08	0	0,08
Total								55,58

Se realizaron los análisis respectivos para transferir la carga del transformador Edif. Poveda de 37,5 kVA al transformador Esc. Barona de 400 kVA, el resultado es que las pérdidas aumentaron en 0,771 MWh/año, este mismo efecto se produciría al transferir la carga en otros transformadores.

En la red se tienen 25 transformadores particulares, de los cuales, 14 no asumen el costo de las pérdidas técnicas, a pesar de esto, sugerimos tempranamente que no se realice la transferencia de carga entre transformadores, es más rentable tener las pérdidas técnicas de los transformadores particulares, que transferir la carga a los transformadores de gran capacidad.

Se sugiere realizar estudios para encontrar la forma en que los clientes paguen las pérdidas de los transformadores particulares.

4.4.1.2 Cambio de Contadores de Energía

Otra oportunidad para reducir las pérdidas, es cambiar los contadores de energía electromecánicos por digitales, ya que las pérdidas en los contadores digitales es la mitad de los electromecánicos.

En el plan de reducción de pérdidas de la E.E.A.S.A. se tiene pensado cambiar los contadores de energía electromecánicos por digitales, por tanto se calcula la reducción de pérdidas, ya que este proceso se está ejecutando.

Se tienen 3 061 clientes pertenecientes a la red subterránea, de los cuales 2 494 tienen contadores electromecánicos es decir el 81% y 597 digitales que representan el 19% de la totalidad de contadores de energía.

Si se recuerda que las pérdidas internas en la bobina de voltaje en los contadores electromecánicos es aproximadamente 1 W y en los digitales es 0,4 W. El cambio de los contadores electromecánicos a digitales reduciría 47,5% de las pérdidas técnicas en los contadores y se tendría un valor final de 12,17 MWh/año, en comparación a las pérdidas originales de 25,6 MWh/año. Se tendría un ahorro de 13,43 MWh/año.

Cambiar un medidor costaría aproximadamente 35 dólares, de los cuales, la empresa se adjudica 70% y el cliente el 30%. Asumiendo la inversión de 24,5 dólares por cada cambio de medidor, la empresa tendría que invertir aproximadamente 61 103 dólares, por el cambio de 2 494 medidores electromecánicos. El cambio de medidores beneficiaría en el ahorro de energía y potencia. Se ahorraría 13,43 MWh/año, con un valor estimado de 1 453 dólares/año, considerando una tarifa de 10,82 ctvs/kWh; además, se ahorra 1,5 kW con un valor estimado de 776,6 dólares/año, considerando 500 dólares/kW, este rubro representa el ahorro en el pago de la demanda y de la liberación de potencia.

Aplicando la ecuación 4.1, a una tasa anual del 12% (valor utilizado en estudios de planificación), 10 años, un ahorro (valor presente) de 2 219,7 dólares y el costo de inversión de 61 103 dólares, se tendría un beneficio costo de 0,11.

$$B/C = \frac{A \cdot (1+i)^n}{C} \quad (4.1)$$

Donde.

B/C: Beneficio costo

A: Valor presente (dólares)

i: Tasa anual

n: Años

C: Inversión (dólares)

Para el proyecto no es beneficioso realizar un cambio de medidores, porque no hay beneficio económico; se está asumiendo que el contador electrónico tendrá una vida útil 10 años, lo cual es improbable que suceda, esto reduciría el beneficio. El estudio beneficio costo es útil cuando un proyecto esta por construirse, es decir cuando la red está depreciada.

Realizando estudios económicos en toda la empresa, los resultados pueden variar, debido a las amortizaciones futuras, por lo que la inversión se recuperaría en menor tiempo.

El resultado final de las pérdidas técnicas es de 579.3 MWh/año que es aproximadamente 5.2% menos que el caso base.

4.4.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (ADMINISTRATIVAS)

La fortaleza de la red subterránea es que dificulta a los clientes a incurrir en el robo de energía; por lo cual, las sugerencias se dirigen a la reducción de las perdidas administrativas. Se denominan pérdidas administrativas a todas las pérdidas ocasionadas en el proceso interno de lectura de contadores, registro, digitación y facturación por parte de la empresa. Para minimizar las pérdidas administrativas se requiere de una acción en equipo y en conjunto con las áreas del Departamento Comercial y de Control de Pérdidas. Todas las medidas deberán ser fomentadas por los jefes departamentales y supervisadas por la unidad de control de pérdidas.

4.4.2.1 Posibles Causas de las pérdidas administrativas

4.4.2.1.1 Aspectos Administrativos²⁴ y Comerciales²⁵

²⁴ Referencia Bibliográfica [17]

- No facturar clientes cuyos medidores han sido leídos.
- No ingresar los medidores recién instalados en el listado para facturación, traspapelar información, número de medidor equivocado por parte del lector o mal ingresado para facturación.
- Facturación de clientes por montos menores a los que correspondan.
- Aplicar mal las constantes del medidor o las relaciones de transformadores de corriente y de transformadores de potencial; mal funcionamiento de un medidor reportado por el lector y no corregido.
- Facturar con atraso el consumo.
- El atraso en la recaudación ocasionada por fallas en la empresa tiene un costo financiero.
- Extenderse en el tiempo asignado para reclamos, atender el reclamo del cliente le cuesta a la empresa.
- No facturar medidores que no han sido leídos
- Al no completarse el flujo de la información esta no llega a ser facturada y por ello tampoco se recauda el consumo de ese cliente.
- Falta de optimización de los procesos informáticos de comercialización: facturación, técnicas de cobro, cálculo de energía consumida, falta de actualización de registros de autoconsumo, etc.
- Falta de programas de capacitación al personal de las áreas involucradas y en general de toda la empresa para comprometerles en las acciones de reducción de pérdidas.

4.4.2.1.2 Aspectos Políticos

- Los cargos de los principales ejecutivos y miembros de los directorios de las empresas provienen de decisiones políticas temporales, que por lo general indican la falta de conocimiento e impulso a los programas de control y reducción de pérdidas.
- Falta de políticas de recuperación de cartera vencida.

²⁵ Referencia Bibliográfica [18]

4.4.2.2 Sugerencias para reducción de pérdidas no técnicas

4.4.2.2.1 Estrategia Comercial

- Como generalmente los errores se cometen por la enorme cantidad de información que maneja el Departamento Comercial, lo más conveniente es optimizar el sistema de control implementando o actualizando los programas de cómputo necesarios.
- Para no incurrir en costo elevados, este software deberá ser preparado sobre bases de datos estándar con la cooperación del Departamento de Planificación de la empresa y con otras empresas eléctricas, para evitar duplicaciones y unificar esfuerzos.
- Promover la comunicación y colaboración en temas específicos en todos los estamentos de una institución, para que no exista duplicación de trabajo ni se desperdicien recursos, el trabajo en conjunto permitirá cumplir los objetivos institucionales.
- Establecer un sistema de colaboración y comunicación dentro de todo el Departamento Comercial y lo mismo entre todos los departamentos con informes de esa colaboración al presidente ejecutivo.
- Mediante diálogos atenuar el paradigma de funcionarios que privilegian su posición, su status, su imagen y/o forma de pensar por sobre los intereses de la empresa.
- Actualizar la base de datos del software SISCOM Versión 3.0, sobre todo en los medidores de la nueva red subterránea, ingresando datos de todos los contadores de energía, clasificados por lo menos por: transformador, servicio activo, en bodega, dañados, esperando calibración, etc. Esta información debe cruzarse con los listados de rutas de los lectores, para cerciorarse que todos los medidores en servicio activo consten en las rutas de los lectores, en el lugar correcto y con todos sus datos correctos.

- Como a los grandes consumidores se les lee con medición indirecta, debería haber otra pequeña base de datos solo con las diversas características de los transformadores de corriente y voltaje.
- Previa a la facturación de grandes consumidores, cada mes, se debería verificar los datos de los transformadores de corriente y potencial con los que se factura. Se debe recordar que la rutina, el hacer cada mes lo mismo, permite incurrir mes tras mes en el mismo error.

4.4.2.2.2 Estrategia Institucional²⁶

- Sancionar y suspender permanentemente: al personal que sea encontrado manipulando equipos de medición, realizando conexiones clandestinas y efectuando cobros indebidos a los usuarios.
- Mejorar la atención al cliente interna y externamente.
- Mejorar el proceso de contratación de nuevos servicios.
- Auditoría permanente de la clientela masiva.
- Mejorar la comunicación interdepartamental.

4.4.2.2.3 Equipos de Control y Sanción

- El recurso humano para el control se lo realizará por parte de los lectores de los medidores, los cuales están en permanente contacto con los usuarios, para esto se tendrá que concienciar a los trabajadores de esta área para que no existan problemas de sobornos, esto se lo realiza mediante formatos de observaciones en donde el lector anotará la contravención realizada por el abonado.
- El departamento de pérdidas con las nuevas leyes implementadas por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, está en la facultad de ejecutar sanciones ejemplares, para evitar o disminuir las pérdidas de energía no técnicas.

²⁶ Referencia Bibliográfica [19]

Para implementar los objetivos organizacionales es necesario que todos los esfuerzos se orienten hacia el logro de la estrategia empresarial, debido a que el conjunto de medidas planteadas constituirán una sola estrategia.

Periódicamente se analizará cómo cada componente organizacional contribuye al logro de los objetivos organizacionales y se establecerán los ajustes necesarios, en las medidas a ser adoptadas por la empresa.

CAPÍTULO 5

PLAN DE SEGUIMIENTO DE LA RED SUBTERRÁNEA

5.1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto es el punto de partida para el análisis de pérdidas con bases técnicas suficientes; los requerimientos continuos de la demanda, se incrementan con las pérdidas, de ahí la importancia de realizar un continuo seguimiento del comportamiento de la red.

La metodología ha demostrado que tiene un alto grado de eficacia, porque está basada en criterios científicos y técnicos.

A continuación se proponen algunas sugerencias para optimizar el uso de la metodología. Se recomienda no confundir con un simple reemplazo de datos, es una ciencia, que involucra el conocimiento total de la red y mantener criterios de Ingeniería de Distribución.

5.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

Proponer una metodología de cálculo para disponer de los índices de pérdidas por elemento de la red, a fin que la Empresa haga el seguimiento de la evolución de las acciones que se implementen.

5.3 CRITERIOS BÁSICOS PARA LA METODOLOGÍA

La metodología propuesta, es la utilizada en el presente proyecto, los índices calculados son muy cercanos a la realidad—son valores lógicos—; sin embargo, para la buena ejecución de la metodología es necesario disponer de suficiente cantidad y calidad de información. En base a los resultados presentados, el índice de pérdidas técnicas calculadas es un excelente referente para cualquier análisis de Ingeniería de Distribución; la experiencia demuestra que se debe poner un esfuerzo considerable para conseguir la información necesaria para aplicar la metodología, pues la calidad de los resultados depende de la información, debidamente actualizada y ajustada a la realidad. La inexactitud de la información se reflejará en los resultados del balance de energía. En una red subterránea se pueden considerar muchas alternativas para la reducción pérdidas, pero como se observó en el capítulo anterior, la reducción se encamina a las pérdidas administrativas, la ventaja de la red subterránea es que, la misma infraestructura ofrece las condiciones para reducir considerablemente las infracciones atribuidas a los clientes (pérdidas negras).

La propuesta es aplicar la metodología indicada y se completará con varias sugerencias, basadas en la praxis adquirida en el desarrollo del presente proyecto.

5.4 RED DE MEDIA TENSIÓN

El devenir de la red de media tensión mantendrá inalterable su configuración en un buen tiempo, porque el dimensionamiento se proyectó para abastecer la demanda en al menos 20 años; sin embargo, la demanda varía en el tiempo, este precedente anuncia que se deben actualizar los análisis. En el análisis realizado, no se pudo especificar un valor de las pérdidas no técnicas, debido a la incongruencia de la información entre la energía suministrada y registrada; por tanto, se debe instalar un analizador de energía en la cabecera del

alimentador de manera permanente, a fin de registrar la información del año entero.

Necesariamente recopilar información, actualizar la energía registrada, número de clientes, consumo de equipos de ventilación, luminarias, etc., para tener una información confiable en base a una red fuera de la transición—es decir que ya no existan más cambios en la infraestructura en la red—. Con la certidumbre de la información se realizará un balance de energía y se obtendrán las pérdidas con valores lógicos. La correcta aplicación de la metodología va acompañada de una óptima información. El seguimiento se realizará dependiendo de las necesidades.

En las pérdidas de media tensión, se utilizó el registro de una semana, donde se obtuvo: la demanda máxima, factor de carga y de utilización; perfil de la demanda, etc. Es conveniente obtener los registros en un período más largo, pero no se descarta la efectividad de los registros obtenidos.

El primer índice de referencia de las pérdidas en la red de media tensión es:

RED DE MEDIA TENSIÓN	58,9 MWh/año
----------------------	--------------

5.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Las adecuaciones realizadas en las cámaras de transformación, han permitido que se invierta en tecnología, sobre todo en el control y la operación. En la mayoría de las cámaras de gran capacidad—se refiere a los transformadores públicos—se han colocado medidores centralizados, que acumulan registros de energía y demanda.

La facilidad que tienen de obtener la curva de la demanda de cada transformador, permite calcular de manera independiente y con datos actualizados las pérdidas técnicas internas del transformador. Se sugiere un nuevo análisis detallado de cada uno de los transformadores en función de los

datos de la demanda. Se recuerda que las pérdidas en el núcleo son constantes y no varían en el tiempo, porque no dependen de la demanda, así que los valores calculados se pueden utilizar para cualquier análisis; sin embargo, se anticipa que a medida que la demanda se incremente, el valor de las pérdidas resistivas aumentará significativamente en comparación de las pérdidas en el núcleo, en los resultados del análisis, ocurre lo contrario, porque la mayoría de los transformadores están sobredimensionados.

El procedimiento de la extrapolación de pérdidas en los transformadores que no tienen registros de la demanda, es una buena aproximación, se sugiere que se realice el mismo procedimiento, teniendo en cuenta que la demanda máxima cambiará a futuro, se debe realizar un nuevo análisis utilizando como fuente de referencia los contadores de energía con demanda y estimando el valor con el factor de coincidencia asignado por el CYMDIST.

El segundo índice de pérdidas es:

TRANSFORMADORES	210,3 MWh/año
-----------------	---------------

5.6 RED DE BAJA TENSIÓN

La red subterránea es un conjunto de componentes y subsistemas convenientemente configurados para abastecer la demanda, cada componente debe satisfacer las exigencias para las cuales fue diseñado, la red de baja tensión, no es la excepción, su diseño esta proyectado para abastecer la demanda en al menos 20 años, se asume que a futuro no se realice ningún cambio de reconfiguración en los cables.

La demanda cambia a través del tiempo y se debe analizar en un tiempo referencial, la operación de esta red, es que la mayoría de la red de baja tensión esta conectada a transformadores que tienen un medidor centralizado, el cual provee de información de la energía y la demanda.

Existen cinco transformadores que no tienen instalados medidores centralizados, en estos se debe instalar un analizador de energía en la red de baja tensión, es preferible obtener esta información, que extrapolar los resultados.

La metodología se completará con la utilización del nuevo módulo para simulación de redes de baja tensión, que la E.E.A.S.A. esta próxima a conseguir.

El origen de la alimentación de la red de baja tensión son los terminales secundarios de los transformadores de gran capacidad, no existe inconveniente para conseguir la información necesaria para el cálculo de pérdidas, el índice de pérdidas tiene un alto grado de veracidad.

El tercer índice de pérdidas es:

RED DE BAJA TENSIÓN	208,1 MWh/año
---------------------	---------------

5.7 ACOMETIDAS

El conglomerado de las pérdidas técnicas es relativamente bajo, debido a muchos factores como: las distancias son cortas, cable utilizado con baja resistividad (cable de cobre), excelente aislamiento (TTU), etc.

La metodología expuesta abarca muchos criterios para su eficacia:

- Se considera el tipo de cliente, residencial o comercial.
- Diferencia el número de fases conectadas.
- Característica del cable.
- La energía facturada promedio anual.

- Especifica la demanda máxima coincidente para cliente residencial, comercial y residencial-comercial.
- Se extrapola las pérdidas en función del factor de pérdidas (dependiendo del tipo de cliente)

Se sugiere que se mantenga la misma metodología, por los criterios antes citados, a medida que se terminen las remodelaciones en la red subterránea, se debe realizar una nueva compilación real y detallada de las acometidas presentes en la red, se actualizará la información de: longitud del cable—solo se utilizó un promedio—, número de abonados, calibre, fase asignada, etc.

Debido a que el índice de pérdidas es bajo, se recomienda realizar algunos registros de demanda de clientes, basado en un sistema de muestreo, para obtener curvas características de demanda.

Algo muy importante que se debe considerar, es que en el análisis no se pudo conseguir la información de las fases asignadas a cada cliente, se asignó de manera equilibrada la distribución de energía—esto no ocurre en la realidad—, por tanto es necesario conseguir esta información para verificar un posible desequilibrio en las fases.

El cuarto índice de pérdidas es:

ACOMETIDAS	47 MWh/año
------------	------------

5.8 LUMINARIAS

El resultado es un buen índice para los análisis de pérdidas; sin embargo, el Departamento de Construcción y Diseño, tiene pensado a futuro cambiar la mayoría de las luminarias normales a luminaria de doble potencia, estas luminarias se caracterizan por un funcionamiento de manera inteligente, se

programa para que la luminaria funcione a su potencia normal en cierto tiempo, pero a partir de las horas de mínima actividad, descienden la potencia a un valor menor aproximadamente 70%, esto para disminuir el consumo y las pérdidas. Se sugiere actualizar la información y utilizar los criterios expuestos en la metodología.

El quinto índice de pérdidas es:

BALASTOS	43,9 MWh/año
----------	--------------

5.9 CONTADOR DE ENERGÍA

La explicación detallada en la metodología es eficiente, porque considera las pérdidas presentes en la bobina de voltaje de cada contador, aunque también existen pérdidas en la bobina de corriente, pero su valor es despreciable.

La segunda etapa de construcción de la red subterránea ha concluido, se realizaron varias remodelaciones, entre ellas el cambio de contadores electromecánicos a digitales.

Se conviene realizar un trabajo en campo para constatar los cambios realizados y actualizar la base de datos; el cambio de los contadores electromecánicos a digitales repercutirá en los resultados de las pérdidas.

El sexto índice de pérdidas es:

CONTADOR DE ENERGÍA	25,6 MWh/año
---------------------	--------------

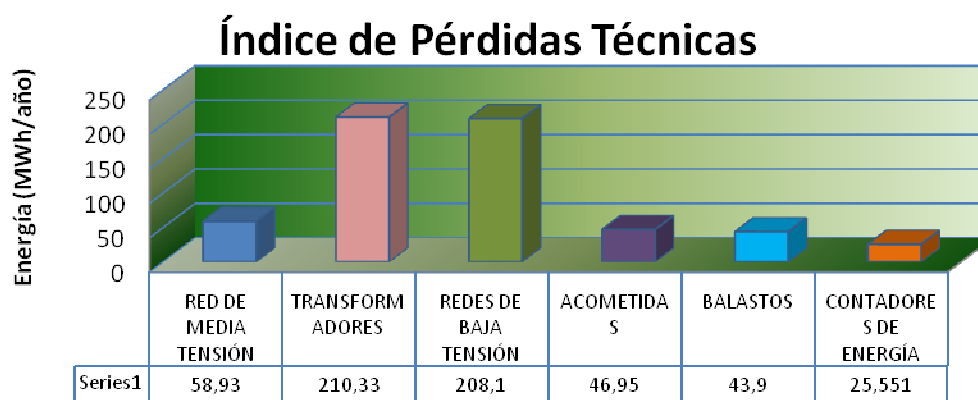


Gráfico 5.1 Índice de Pérdidas Técnicas

5.10 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Utilizando adecuadamente la metodología y confirmando la veracidad de la información, se puede proceder a realizar el balance de energía, esto determinará acertadamente las pérdidas no técnicas. Para la estimación se requiere de los datos de las pérdidas técnicas totales; energía suministrada y registrada.

$$E_{NT} = E_S - E_R - E_T$$

Donde:

E_{NT} = Energía total de pérdidas no técnicas (kWh)

E_S = Energía suministrada (kWh)

E_R = Energía registrada (kWh)

E_T = Energía de pérdidas técnicas en los diferentes componentes

La estimación abarca los diferentes casos de pérdidas no técnicas, pero no se las puede desglosar en sus diferentes componentes, esto requiere de otro análisis, pero es una buena aproximación del índice real de pérdidas no técnicas.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Las ventajas que ofrece la red subterránea son: reducir la probabilidad de que existan pérdidas no técnicas causadas por los clientes; la garantía que las pérdidas se reduzcan; posibilita incorporar nueva tecnología.
- Para el cálculo de las pérdidas resistivas (transformadores y acometidas), se tomó en cuenta el comportamiento de la carga, se calculó el factor de pérdidas de una muestra representativa para cada tipo de carga (comercial, residencial y residencial-comercial); la extrapolación no depende de la energía consumida y ni de la capacidad del transformador.
- La magnitud de las pérdidas técnicas es el fiel reflejo de la sobredimensión de los componentes y subsistemas de la red subterránea.
- Es mejor tener la reserva de potencia en la red de media tensión, que en el propio transformador (sobredimensionado), el centro de la ciudad de Ambato esta relativamente saturada, por lo cual se pronostica que tardará mucho tiempo el ocupar la capacidad total instalada de los transformadores, se justifica la reserva en la incorporación de cargas puntuales, por ejemplo en un sector donde se proyecta construir un edificio.
- La demanda máxima unitaria por cliente no se incrementa, más bien tiende a disminuir (existen estudios que comprueban una tendencia negativa), lo que se incrementa es el número de clientes y la eficiencia en los equipos que consumen energía.

- Es importante conocer el comportamiento de cada elemento del sistema, para optimizarlo y adaptar renovaciones tecnológicas.
- El proceso de la determinación de pérdidas no se limita simplemente en recopilar información, se debe tener criterios para manejar la información e interpretarla.

RECOMENDACIONES

- Recomendar la instalación de medidores en los equipos de ventilación para conocer su consumo y reducir el margen de error en el cálculo de pérdidas no técnicas.
- Instalar de manera permanente un analizador de energía en la cabecera del alimentador que servirá para tener registros de energía y obtener un índice lógico de las pérdidas no técnicas.
- No transferir la carga de los transformadores particulares (aunque tengan bajo porcentaje de factor de utilización) a los transformadores de gran capacidad, porque si bien se eliminan las pérdidas técnicas de los transformadores particulares, se incrementa cuadráticamente las pérdidas resistivas en los transformadores públicos, es más rentable tener las pérdidas técnicas de los transformadores particulares, que conectar a los transformadores de gran capacidad; además se estaría desperdiciando los recursos de la red.
- En el proceso de transición de la remodelación, no se definieron las estrategias para facturar las pérdidas de los transformadores, la sugerencia es incorporar un rubro de pérdidas del transformador en la facturación a los clientes individuales, tomado como referencia los índices calculados y los procedimientos presentados en este trabajo.
- No se han actualizado los índices de pérdidas que se ingresan en la programación de contadores de energía de los transformadores particulares, se sugiere actualizar la información en base a la metodología e información presentada en este trabajo.
- Incorporar nuevas leyes y políticas para reducir las pérdidas administrativas, ya que es poco probable que se presenten pérdidas por la manipulación de los usuarios de los elementos de la red.
- Realizar un continuo seguimiento de los cambios implantados en la red, solo así se justificará su inversión.
- Actualizar la base de datos de clientes conectados a la nueva red subterránea, adjuntando el nombre del transformador asignado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC. Regulación N° CONELEC-003/99.
- [2] CONELEC. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Periodo Enero-Junio, 2007.
- [3] OLADE. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas, Quito, 1993.
- [4] E.E.A.S.A. Departamento Comercial, Automatización estadística par el control de pérdidas No Técnicas, 2008.
- [5] EMELSAD. Proyecto de Normas para la Construcción de Redes de Baja Tensión con conductores Pre-ensamblados, XXII Seminario del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Distribución N° 9, Quito, Marzo 2007.
- [6] E.E.A.S.A. XX Seminario Nacional de Distribución, Comercialización, Generación y Áreas Corporativas del Sector Eléctrico.
- [7] POVEDA MENTOR. Ingeniería de Distribución Eléctrica Planificación, Diseño y Operación, Quito, Abril, 2004.
- [8] GARATE PABLO. Metodología para la Evaluación de las Perdidas de Energía en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, X Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, Enero, 1992.
- [9] ÁLAMOS JUAN. Descripción General de un Sistema de Distribución.
<http://www.elprisma.com>
- [10] ENRÍQUEZ HARPER, GILBERTO. Fundamentos de Sistemas de Energía, Editorial LIMUSA, 1985.
- [11] GUADALUPE, SEGUNDO. "Programación de Control de Pérdidas", Centro Nacional de Formación Eléctrica, Curso de INECEL, Quito, Junio 1997.
- [12] ANTUNZ DE MANOLO, EDUARDO. CIER, Seminario Perdidas en los Sistemas de Distribución, Perú, 1995.
- [13] POVEDA, MENTOR. "A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads", Paper publicado en IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, New Orleans, Abril, 1999.

- [14] POVEDA, MENTOR. Ingeniería de Distribución Eléctrica Planificación, Diseño y Operación, Quito, Abril, 2004.
- [15] Reyes, Telmo, Estudio de Planificación de la Nueva Red de Distribución Subterránea del Centro de la Ciudad de Ibarra, Tesis EPN, Octubre 2006.
- [16] MENESES CARRANCO, ARTURO. Diseño de la Red Subterránea a 13.8 kV del Centro Urbano de la Ciudad de Ambato, Julio, 1999.
- [17] MORENO FAUBLA, JOHN MAYO. XXIII Seminario Eléctrico, Pérdidas de Energía No Técnicas, Ecuador, 2008.
- [18] MALDONADO, EDGAR. SOTOMAYOR, NATALY. XXIII Seminario Eléctrico, Reducción de Pérdidas de No Técnicas, Ecuador, 2008.
- [19] VELOZ ZAMBRANO, ENRIQUE. XXIII Seminario Eléctrico, Propuesta para Disminuir las Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica en el Sector Residencial, Ecuador, 2008.

ÍNDICE DE CUADROS

- Cuadro 1.1 Distribución de cables utilizados en el circuito primario
- Cuadro 1.2 Detalle de transformadores y cámaras de transformación
- Cuadro 1.3 Calibres de cables utilizados en el circuito secundario
- Cuadro 1.4 Tarifas aplicadas por la E.E.A.S.A.
- Cuadro 2.1 Pérdidas no técnicas
- Cuadro 2.2 Transformadores que tienen red de baja tensión
- Cuadro 2.3 Pérdidas en contador de energía
- Cuadro 3.1 Luminarias de la red 12 de Noviembre
- Cuadro 3.2. Resumen de energía registrada
- Cuadro 3.3 Valores de k
- Cuadro 3.4 Resultados de la simulación en el alimentador
- Cuadro 3.5 Resultados de las pruebas en vacío en los transformadores
- Cuadro 3.6 Resultado de pruebas en corto circuito en los transformadores
- Cuadro 3.7 Ejemplo de pérdidas resistivas en transformadores
- Cuadro 3.8 Ejemplo de error en la extrapolación
- Cuadro 3.9 Resultado de las pérdidas en el transformador
- Cuadro 3.10 Demandas máximas en transformadores
- Cuadro 3.11 Pérdidas en la red de baja tensión
- Cuadro 3.12 Factor de pérdidas
- Cuadro 3.13 Pérdidas en acometidas
- Cuadro 3.14 Pérdidas en las luminarias
- Cuadro 3.15 Pérdidas en los Contadores de energía
- Cuadro 3.16 Resumen de pérdidas técnicas
- Cuadro 4.1 Oportunidad de reducción de pérdidas técnicas

ÍNDICE DE GRÁFICOS

- Gráfico 1.1 Índices de pérdidas
- Gráfico 1.2 Diagrama unifilar de la Subestación Loreto
- Gráfico 1.3 Subestación compacta, tipo IV
- Gráfico 1.4 Ingreso Cámara Subterránea
- Gráfico 1.5 Vista frontal de cámara a nivel del suelo
- Gráfico 1.6 Vista frontal de la cámara readecuada
- Gráfico 1.7 Instalación de la acometida
- Gráfico 1.8 Medidores electrónicos residencial y totalizador Landis+Gyr
- Gráfico 2.1 Proceso de transporte y distribución de la energía eléctrica
- Gráfico 2.2 Cuadro de pérdidas
- Gráfico 2.3 Esquema de las redes de distribución
- Gráfico 2.4 Analizador de calidad de energía eléctrica PowerPad 3945-B
- Gráfico 2.5 Programa de adquisición de datos SISCOM Versión 3.0
- Gráfico 2.6 Medidor de Estado Sólido S4 Landis+Gyr
- Gráfico 2.7 Factor de coincidencia para clientes comerciales y residenciales
- Gráfico 3.1 Ubicación de algunos contadores de energía
- Gráfico 3.2 Proceso para el levantamiento de información de clientes
- Cuadro 3.3 Valores de k
- Gráfico 3.3 Instalación del analizador de energía en la cabecera del alimentador
- Gráfico 3.4 Perfil de Carga del Alimentador 12 de Noviembre
- Gráfico 3.5 Ingreso de datos del conductor en el CYMDIST
- Gráfico 3.6 Valor de resistencia en función de la temperatura
- Gráfico 3.7 Ingreso de datos del cable en el CYMDIST
- Gráfico 3.8 Ingreso de datos de los transformador en el CYMDIST
- Gráfico 3.9 Perfil de pérdidas
- Gráfico 3.10 Obtención de registros de demanda en transformadores
- Gráfico 3.11 Perfil de carga Coop. Sagrario
- Gráfico 3.12 Ingreso de la red de baja tensión en el CYMDIST
- Gráfico 3.13 Ingreso de carga en el circuito de baja tensión

Gráfico 3.14 Cable TTU

Gráfico 3.15 Configuración de las fases en el contador de energía

Gráfico 3.16 Conexión de acometidas en una red subterránea

Gráfico 3.17 Estimación del factor de coincidencia

Gráfico 3.18 Proceso para el cálculo de la demanda máxima coincidente

Gráfico 3.19 Pérdidas Técnicas

Gráfico 5.1 Índice de Pérdidas Técnicas

LISTADO DE ANEXOS

- Anexo 1.1 Diagrama unifilar de la Red de Media tensión del Alimentador 12 de Noviembre
- Anexo 2.1 Analizador de Calidad de Energía Eléctrica Trifásica PowerPad Modelo 3945-B
- Anexo 2.2 Factor de Coincidencia
- Anexo 3.1 Resumen de la Energía Registrada
- Anexo 3.2 Registros de la demanda del alimentador “12 de Noviembre”
- Anexo 3.3 Datos de conductores y cables ingresados en el CYMDIST para modelación del alimentador
- Anexo 3.4 Gráficas de perfil de carga de los 15 transformadores públicos.
- Anexo 3.5 Datos de conductores y cables ingresados en el CYMDIST para modelación de los circuitos de baja tensión
- Anexo 3.6 Ejemplo del cálculo de pérdidas en las acometidas, transformador PLAZA URBINA 250 kVA