



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

## **UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

### **TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

#### **TEMA:**

**“ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DEL ALIMENTADOR  
BELLAVISTA PERTENECIENTE A LA SUBESTACIÓN  
LORETO, APLICANDO EL MÉTODO DE LA REA,  
TUNGURAHUA, 2009.”**

#### **POSTULANTE:**

**MONTA UNAUCHO EDWIN RAMIRO**

#### **DIRECTOR DE TESIS:**

**Ing. Eléc. KLÉVER MAYORGA**

**2009**

## **AUTORÍA**

Yo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal; y que se ha consultado en dichas bibliografías que se incluye en este documento.

A través de la presente declaración concedo el derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Técnica de Cotopaxi, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la Normativa Institucional Vigente.

-----

Edwin Ramiro Monta Unaicho

## **CERTIFICADO**

En cumplimiento a lo estipulado en el art.9 literal f) del reglamento del curso profesional de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de director de tesis del tema “ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DEL ALIMENTADOR BELLAVISTA PERTENECIENTE A LA SUBESTACIÓN LORETO, APLICANDO EL MÉTODO DE LA REA, TUNGURAHUA, 2009.” Propuesto por el Egdo. Edwin Ramiro Monta Unaicho, debo confirmar que el presente trabajo de investigación fue desarrollado de acuerdo a los planteamientos formulados por la denuncia y construcción teórica del objeto de estudio.

La claridad y veracidad de su contenido a mas del desempeño y dedicación puesto por su autor en cada etapa de su realización, merece especial atención y su consideración como trabajo de calidad.

En virtud de lo antes expuesto considero que el autor de la presente tesis se encuentra habilitado para presentarse al acto de defensa de tesis.

-----  
Ing. Eléc. Kléver Mayorga  
DIRECTOR DE TESIS  
C.I. 180198718-9

## **CERTIFICADO**

Yo, Ing. Eléc. Luis Marcial en calidad de Director Encargado del Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. a petición verbal del interesado:

Certifico que el señor Edwin Ramiro Monta Unaicho portador de la cédula de identidad N° 050211038-0, realizó la tesis de grado con el tema “ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DEL ALIMENTADOR BELLAVISTA PERTENECIENTE A LA SUBESTACIÓN LORETO, APLICANDO EL MÉTODO DE LA REA, TUNGURAHUA, 2009.” Bajo la supervisión de la Dirección de Planificación.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando al interesado hacer uso del presente documento en la forma que estimen conveniente.

-----

Ing. Eléc. Luis Marcial  
Director (E) de Planificación EEASA.

## **AGRADECIMIENTO**

Primeramente a Dios y a mis padres, porque siempre recibo las bendiciones que hacen que cada día sea el mejor.

A mis hermanos, que siempre me brindan sabios consejos que me llenan de fortaleza y me impulsan a seguir siempre adelante.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, que me ha brindado sus aulas para formarme como un buen profesional.

Mi agradecimiento y gran aprecio al Ing. Kléver Mayorga, Director de Tesis por su invaluable ayuda.

A la Empresa Eléctrica Ambato, por las facilidades prestadas, en cuanto a información, lo que me ha permitido llegar a un feliz término con el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de estudios que siempre serán mis amigos. Que gracias a la ayuda y consejos de ellos he podido obtener grandes cosas en mi vida.

## **DEDICATORIA**

Dedico mi tesis a todas las personas que en forma directa e indirectamente me apoyaron para la realización del mismo, en especial a mis pares Sr. Manuel Monta y Sra. Laura Unaicho, que con su ejemplo me han influido amor y constancia para poner el entusiasmo, dedicación y esfuerzo necesario a fin de culminar con éxito este trabajo.

A mis hermanos Manuel, Miguel, Fernando, Mercy y Juan, que siempre me brindan su apoyo incondicional.

Con mucho amor a mi esposa Jimena y a mis hijos Elizabeth, Joan y Carolina, que con su apoyo he sabido llevar a cabo lo propuesto, por lo que significan un pilar fuerte en mi vida.

# ÍNDICE GENERAL

<b>CONTENIDOS</b>	<b>PÁG.</b>
PORTADA	I
AUTORÍA	II
INFORME FINAL DEL DIRECTOR DE TESIS	III
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO	IV
AGRADECIMIENTO	V
DEDICATORIA	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
RESUMEN	XIII
SUMMARY	XIV
CERTIFICACIÓN DEL SUMMARY	XV
INTRODUCCIÓN	XVI

## **CAPITULO I**

### **CONCEPTOS GENERALES Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA**

1.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	2
1.1.1. Componentes de un sistema de distribución.....	3
1.1.1.1. Subestación de distribución.....	3
1.1.1.2. Alimentadores primarios.....	3
1.1.1.3. Transformadores de Distribución.....	3
1.1.1.4. Redes de distribución secundarias.....	3
1.1.1.5. Red de Alumbrado Público.....	4
1.1.1.6. Acometida.....	4
1.1.1.7. Equipo de Medición.....	4
1.2. TÉRMINOS BÁSICOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	4
1.2.1. Carga.....	4
1.2.2. Demanda.....	4
1.2.3. Demanda Máxima.....	5
1.2.4. Demanda máxima coincidente (diversificada).....	5

1.2.5. Energía.....	5
1.2.6. Factor de carga.....	6
1.2.7. Factor de coincidencia.....	6
1.2.8. Factor de demanda.....	6
1.2.9. Factor de diversidad.....	7
1.2.10. Factor de pérdidas.....	7
1.2.11. Factor de potencia.....	7
1.2.12. Factor de utilización.....	7
1.2.13. Muestra.....	8
1.2.14. Muestreo.....	8
1.2.15. Población.....	8
1.2.16. Porcentaje de perdidas.....	8
1.3. INFLUENCIAS Y CONSECUENCIAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	9
1.3.1. En la gestión técnica-económica de las empresas.....	9
1.3.2. En el orden social y de la seguridad.....	9
1.3.3. En el orden de la ética y la moral.....	10
1.4. PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	10
1.4.1. Clasificación de las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos.....	11
1.4.1.1. <i>Pérdidas Técnicas</i> .....	11
1.4.1.1.1. <i>Clasificación de las pérdidas técnicas</i> .....	12
1.4.1.1.1.1. <i>Pérdidas independientes de demanda</i> .....	12
1.4.1.1.1.2. <i>Pérdidas por la variación de demanda</i> .....	13
1.4.1.1.2. <i>Factores que inciden en las pérdidas técnicas</i> .....	13
1.4.1.2. <i>Pérdidas No Técnicas</i> .....	14
1.4.1.2.1. <i>Clasificación de las Pérdidas No Técnicas</i> .....	14
1.4.1.2.1.1. <i>Por fraude</i> .....	15
1.4.1.2.1.2. <i>Por hurto o robo</i> .....	15
1.4.1.2.1.3. <i>Por administración</i> .....	15
1.4.2. Diferencia fundamental entre las pérdidas técnicas y no técnicas.....	15
1.5. PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS.....	16
1.6. LA ADMINISTRACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (REA)....	17

1.6.1. Estimación de la demanda máxima.....	17
1.6.2. Modelo la Administración de Electrificación Rural (REA).....	18
1.7. CÓMPUTO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE EN CIRCUITOS SECUNDARIOS.....	19
1.8. DESCRIPCIÓN Y TOPOLOGÍA ACTUAL DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	21
1.8.1. Situación actual del subsistema de distribución secundario.....	26
1.8.2. Análisis e interpretación de resultados.....	29

## **CAPITULO II**

### **PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

2.1. DESCRIPCIÓN EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE EEASA.....	34
2.1.1. Objetivos de la EEASA.....	34
2.1.2. Organización Departamental.....	36
2.1.3. Voltajes de operación.....	38
2.1.4. Evolución de las pérdidas en la EEASA.....	38
2.2. METODOLOGÍA.....	40
2.2.1. Soporte técnico.....	41
2.2.2. Descripción de la metodología.....	41
2.2.3. Población y muestra .....	43
2.2.3.1. Muestreo irrestricto aleatorio.....	43
2.2.4. Tamaño de la muestra.....	44
2.2.5. Correlación con circuitos similares.....	46
2.2.6. Estructura de los grupos.....	47
2.3. ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN LAS REDES SE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DE LA MUESTRA.....	48
2.4. VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS.....	54

## **CAPITULO III**

### **PROPUESTA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO APLICADO EL MÉTODO DE LA REA**

3.1.	PRESENTACIÓN.....	57
3.2.	OBJETIVOS.....	57
	3.2.1. Objetivo General.....	57
	3.2.2. Objetivos Específicos.....	58
3.3.	ÁREA DE ESTUDIO.....	58
3.4.	ALCANCE.....	58
3.5.	DESARROLLO DE LA PROPUESTA.....	59
	3.5.1 Procedimiento General para determinar las Pérdidas Técnicas en la Red de Distribución Secundaria.....	59
	3.5.1.1 Información técnica.....	59
	3.5.1.2 Información de la carga.....	60
	3.5.1.3 Realización de cálculos.....	60
	3.5.1.4 Extrapolación de resultados.....	60
3.6.	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES SECUNDARIAS.....	61
	3.6.1. Caída de Voltaje en un tramo cualquiera.....	61
	3.6.2. Determinación de los kVA-m.....	62
3.7.	MODELACIÓN DE CIRCUITOS SECUNDARIOS.....	67
3.8.	DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN POTENCIA Y ENERGÍA EN LAS REDES SECUNDARIAS.....	68
	3.8.1. Cálculo de las Pérdidas en Potencia.....	70
	3.8.2. Cálculo de las Pérdidas en Energía.....	70
	3.8.3. Energía suministrada.....	71
	3.8.4. Energía registrada.....	71
	3.8.5. Energía de pérdidas.....	71
3.9.	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN ALUMBRADO PÚBLICO.....	74
3.10.	PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS.....	76
	3.10.1. Determinación de las pérdidas en acometidas.....	77
3.11.	PÉRDIDAS EN CONTADORES DE ENERGÍA.....	78
	3.11.1. Determinación de las pérdidas de potencia y energía en contadores de energía.....	79
3.12.	RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	80

## CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

## ÍNDICE DE TABLAS Y CUADROS

CONTENIDOS	PÁG.
1.1. MODELO MATEMÁTICO MÉTODO REA.....	18
1.2. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	22
1.3. DATOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	24
1.4. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PERTENECIENTES AL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	25
1.5. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO.....	27
1.6. TRANSFORMADORES CON SOBRECARGA.....	30
1.7. TRANSFORMADORES SOBREDIMENSIONADOS.....	31
1.8. TRANSFORMADORES CON EXCESO DE CLIENTES.....	32
2.1. PROMEDIO NÚMERO DE CLIENTES AÑO 2009.....	37
2.2. VOLTAJES DE OPERACIÓN.....	38
2.3. ENERGÍA TOTAL Y PÉRDIDAS [MWh] DE LA EEASA.....	39
2.4. CÁLCULO DE LA MUESTRA.....	45
2.5. ESTRUCTURA DE LOS GRUPOS DE LA MUESTRA.....	47
2.6. CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LA MUESTRA.....	48
2.7. RESUMEN DE RESULTADOS DE LA MUESTRA.....	49
2.8. PORCENTAJE DE PÉRDIDAS A NIVEL DE SECUNDARIOS.....	52
2.9. COMPARACIÓN DE RESULTADOS REA-EEASA.....	54
3.1. RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES ACSR A 50°C DE TEMPERATURA.....	63
3.2. kVA-m PARA EL 1% DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	65
3.3. COMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	69
3.4. DEMANDA Y ENERGÍA DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA” AÑO 2008.....	71
3.5. CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN POTENCIA Y ENERGÍA ANUAL PARA EL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	72

3.6. PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.....	74
3.7. CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO.....	75
3.8. PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO.....	76
3.9. ACOMETIDAS AÉREAS EN LA EEASA.....	78
3.10. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS.....	78
3.11. PÉRDIDAS EN LOS MEDIDORES DE ENERGÍA.....	79
3.12. DEMANDA Y ENERGÍA DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA” AÑO 2008.....	80
3.13. RESUMEN DE PERDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR “BELLAVISTA” AÑO 2008.....	80
3.14. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DEL ALIMENTADOR "BELLAVISTA".....	81

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

CONTENIDOS	PÁG.
1.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL.....	2
1.2. FACTORES QUE INCIDEN EN LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	14
1.3. TOPOLOGÍA ACTUAL DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	23
1.4. CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	24
1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES POR ESTRATO.....	26
2.1. ORGANIZACIÓN DEPARTAMENTAL DE LA EEASA.....	37
2.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LA EEASA.....	40
2.3. CORRECCIÓN DE LA CURVA DE LA Dmax-coinc.....	43
2.4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS % $\Delta V$ (EEASA - REA).....	50
2.5. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS (EEASA - REA).....	51
3.1. TRAMO DE UN CIRCUITO SECUNDARIO.....	62
3.2. CONFIGURACIÓN MONOFÁSICA TRIFILAR.....	64
3.3. CONFIGURACIÓN TRIFÁSICA TETRAFILAR.....	65
3.4. TOPOLOGÍA DE LA RED DE BAJA TENSIÓN.....	68
3.5. LUMINARIAS ALIMENTADOR “BELLAVISTA”.....	75
3.6. DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL DE SECUNDARIOS.....	81

## **RESUMEN**

El presente estudio determina las pérdidas técnicas en potencia y energía en la red aérea de distribución secundaria del alimentador “Bellavista” perteneciente a la Subestación Loreto, mediante la aplicación de la metodología propuesta por Administración de Electrificación Rural (REA).

Se presenta en este trabajo un procedimiento para la evaluación y determinación de pérdidas técnicas de energía en las redes eléctricas de distribución secundaria.

Esta evaluación se refleja en los consumos promedios de energía mensuales por parte de los clientes (kWh/mes/cliente).

Con el fin de cuantificar las pérdidas de energía, se modela el comportamiento de la red en condiciones de operación utilizando el software SID (Sistema de Información de Distribución), obteniendo del mismo los datos técnicos de las redes secundarias y aplicando el método de la REA para determinar la Demanda Máxima Coincidente, se realiza los cálculos correspondientes de caídas de tensión en cada tramo del circuito, se incluyen para el efecto: transformadores de distribución, red aérea de distribución secundaria, número de clientes, consumo de energía por parte de los clientes conectados a los transformadores, acometidas y luminarias involucradas en el circuito secundario en estudio.

Finalmente los resultados obtenidos con la metodología de la REA, se analizan comparan e interpretan con la metodología que emplea la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., EEASA, para determinar las pérdidas de energía en la red aérea de distribución secundaria.

## **SUMMARY**

The present study determines the technical losses in power and energy in the air net of secondary distribution of the feeder “Bellavista” belonging to the Substation Loreto, by means of the application of the methodology proposed by Administration of Rural Electrification (REA).

It is presented in this work a procedure for the evaluation and determination of technical losses of energy in the electric nets of secondary distribution.

This evaluation is reflected in the consumptions monthly energy averages on the part of the clients (kWh/month/client).

With the purpose of quantifying the energy losses, the behavior of the net is modeled under operation conditions using the software SID (System of Information of Distribution), obtaining of the same one the technical data of the secondary nets and applying the REA method to determine the Coincident Maximum Demand, is carried out the calculations corresponding of fallen of tension in each tract of the circuit, they are included for the effect: distribution transformers, air net of distribution, clients' number, energy consumption on the part of the connected clients to the transformers and stars involved in the secondary circuit in study.

Finally the obtained results with the REA methodology, are analyzed they compare and they interpret with the methodology that uses the Electric Company Ambato Regional Center North CORP., EEASA, to determine the energy losses in the air net of secondary distribution.

## **CERTIFICADO**

Por el presente tengo a bien certificar, que la traducción del idioma inglés del resumen de la tesis “ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DEL ALIMENTADOR BELLAVISTA PERTENECIENTE A LA SUBESTACIÓN LORETO, APLICANDO EL MÉTODO DE LA REA, TUNGURAHUA, 2009.” Del señor egresado: Edwin Ramiro Monta Unaicho, lo realizó bajo mi supervisión y se encuentra correctamente traducido de acuerdo a la estructura del idioma inglés.

Es todo cuanto puedo decir con honor a la verdad. El interesado puede hacer uso de este certificado como mejor convenga a su interés.

Atentamente;

-----  
Lic. Liliana Avilés  
C.C. 050237905-0

DOCENTE DE INGLES DEL COLEGIO NACIONAL EXPERIMENTAL SALCEDO

Latacunga, 8 de Enero del 2010

# INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes de todas las empresas eléctricas del mundo; se tornan en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites lógicos.

Si bien, el suministro de energía que se entrega a los sectores productivos, sociales y artesanales reclama fundamental consideración, no deja de ser también extremadamente importante el estudio de las pérdidas de energía eléctrica que se originan durante este proceso, pues representan uno de los problemas tradicionalmente más graves en las empresas distribuidoras de nuestro país.

Los elevados índices de pérdidas de energía en las empresas distribuidoras del Ecuador, representan un problema que debe ser atendido de manera inmediata por cada distribuidor, para mejorar su gestión técnico-administrativa.

Es claro que el mejor camino para reducir las pérdidas, es a través de la ejecución de estudios que permitan conocer el porcentaje de pérdidas y los sitios, que generalmente están en el sistema de distribución secundario.

El problema surge debido a la energía que se pierde en el recorrido por las líneas y redes eléctricas, básicamente como consecuencia de la ley de Joule  $I^2 \cdot R$ .

Siendo estudiante de la Universidad Técnica de Cotopaxi, se ha visto conveniente realizar este trabajo de investigación, con el objeto optimizar al máximo la funcionalidad de las redes aéreas de distribución secundaria y de esta manera tratar de minimizar técnica y económicamente las pérdidas en la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

El aporte del presente trabajo es presentar un procedimiento para determinar las pérdidas técnicas en las redes secundarias, aplicando el método de la REA, cuyo soporte técnico está definido bajo el concepto de Demanda.

Cumpliendo con los objetivos establecidos, se presenta un procedimiento para determinar pérdidas técnicas en potencia y energía aplicando el método de la REA, mediante un muestreo tipificado de todos los transformadores de distribución con red secundaria que conforman el alimentador “Bellavista”.

La hipótesis con la que se trabajó fue:

Las pérdidas técnicas de energía en las redes secundarias se pueden determinar aplicando el método de la Administración de Electrificación Rural (REA).

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir la veracidad de la hipótesis, siendo ésta demostrada técnica y analíticamente en cada uno de los circuitos secundarios de la muestra.

Los tipos de investigación utilizados son: de campo y descriptivo, siendo el primero necesario para recolectar y validar la información.

Los métodos de investigación utilizados son: el científico, el analítico sintético y el descriptivo, siendo el primero el más utilizado en el desarrollo de la propuesta.

La técnica utilizada para recopilar información es la observación.

Organización de la Tesis:

El Capítulo I de este estudio se dedica a explicar la temática general que enmarca el trabajo realizado; así como también, el estado actual del sistema de distribución secundario y del alimentador objeto de estudio.

En el Capítulo II se presenta la descripción del procedimiento general, la metodología aplicada y el análisis e interpretación de los resultados al mismo tiempo que se comprueba la hipótesis planteada.

El Capítulo III presenta la propuesta realizada para determinar las pérdidas técnicas en la red de distribución secundaria, así como también se muestra la comparación de resultados entre la metodología que emplea la Empresa Eléctrica Ambato con la metodología de la REA.

## **CAPÍTULO I**

# **FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA**

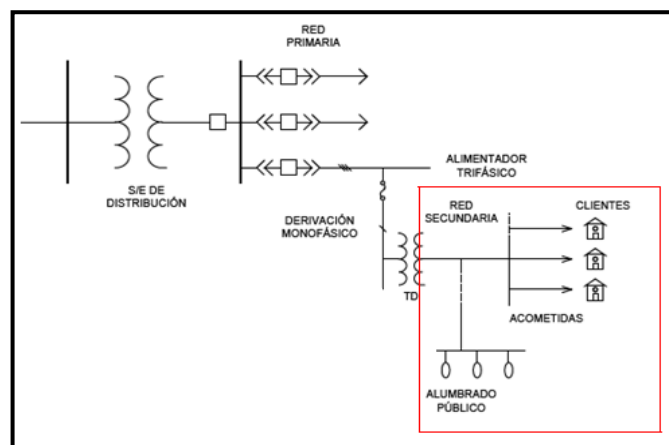
# CONCEPTOS GENERALES Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

## 1.9. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución son aquellos que llevan la potencia eléctrica hasta el consumidor, haciendo la transferencia desde los sistemas de transmisión o subtransmisión. En términos generales se dividen en redes primarias y secundarias, siendo estas últimas aquellas que comienzan en el secundario de un transformador reductor y terminan en la entrada de servicio de los clientes en donde se miden los consumos de energía mediante la utilización de un medidor.<sup>1</sup>

En la figura 1.1 se muestra un sistema de distribución típico radial, con todos sus componentes.

GRÁFICO N° 1.1  
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL



FUENTE: MANUAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, LEDESMA.  
RECOPIADO POR: EL AUTOR

<sup>1</sup> ENRIQUEZ, Harper, Distribución de la energía eléctrica, McGraw-Hill, 2004.

## **1.9.1. Componentes de un sistema de distribución**

Los sistemas de distribución están compuestos por las siguientes partes:

### **1.9.1.1. Subestación de distribución**

Transforman la energía a un nivel de voltaje más bajo, adecuada para la distribución local, compuesta por la recepción de las líneas de subtransmisión, transformador de reducción, salida de las líneas primarias, equipos de protección. Sus instalaciones están implementadas con su respectivo centro de control y mantenimiento.

### **1.9.1.2. Alimentadores primarios**

Los alimentadores primarios son los encargados de distribuir la potencia entregada por la subestación, a un nivel de voltaje determinado, hacia los clientes tales como: industriales, comerciales y residenciales. Por esta razón los alimentadores primarios son el principal camino de la continuidad que debe existir entre los clientes y la subestación. Estos alimentadores primarios tienen asociados a ellos una impedancia, una demanda y un factor de potencia.

### **1.9.1.3. Transformadores de Distribución**

Es parte de la red primaria que comprende el transformador de distribución y sus elementos de distribución, instalados en postes o cámaras subterráneas, para de esta manera transformar la energía a la tensión de los clientes finales.

### **1.9.1.4. Redes de distribución secundarias**

La sección de la red secundaria comprendida entre el centro de transformación y el extremo más alejado, donde se encuentra el cliente y donde recibe alimentación del transformador de distribución.

#### **1.9.1.5. Red de Alumbrado Público**

Es parte de la red de distribución que opera a la tensión secundaria del sistema y desde la cual se alimentan y controlan las luminarias para el alumbrado de vías y espacios de uso público.

#### **1.9.1.6. Acometida**

Es la instalación que conecta un punto de la red de distribución a la carga del cliente.

#### **1.9.1.7. Equipo de Medición**

El equipo de medición es un dispositivo que mide el consumo de energía requerido por la carga; así por ejemplo: una industria, una vivienda o en general de todos los artefactos que por su funcionamiento requieren de electricidad.

### **1.10. TÉRMINOS BÁSICOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

El presente estudio requiere de documentación que fundamente su ejecución, a continuación se describen algunos conceptos básicos.

#### **1.10.1. Carga**

Es la potencia eléctrica consumida por los equipos de los clientes; como pueden ser electrodomésticos, maquinaria, etc., que puede tener diversos comportamientos de acuerdo al origen de los mismos.

#### **1.10.2. Demanda**

La demanda de un sistema es el promedio de potencia requerido por una carga, durante un determinado intervalo de tiempo, denominado intervalo de demanda; los más utilizados son 15, 30 o 60 minutos. De ellos el más usuales 15 minutos. La demanda se expresa en kW, kVA, kvar.

$$\bar{D} = \frac{\text{Energía [ kWh ]}}{T[\text{ horas }]} = \frac{E}{T} \quad (1.1)$$

Donde:

E: Energía total en el periodo.

T: Duración del periodo.

### 1.10.3. Demanda Máxima

Es la mayor demanda ocurrida en un sistema o en la parte que interesa de éste, durante un intervalo de tiempo (hora, día, mes, año).

### 1.10.4. Demanda máxima coincidente (diversificada)

La demanda del grupo, denominada demanda máxima coincidente, es la suma de las demandas máximas individuales afectada por un valor que se denomina factor de coincidencia.<sup>2</sup>

$$D_{\text{maxcoinc}} = F_{\text{coinc}} * \Sigma D_{\text{maxindividual}} \quad (1.2)$$

### 1.10.5. Energía

La energía es la integral de la potencia activa con respecto al tiempo.

$$E = \int_i^n P * \delta t \quad [\text{kW}] \quad (1.3)$$

---

<sup>2</sup> Poveda, Mentor, Ingeniería de Distribución Eléctrica Planificación Diseño y Operación, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, Abril 2004.

### 1.10.6. Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio de un período establecido y la demanda máxima del mismo sistema.

$$FdC = \frac{D_{prom}}{D_{max}} = \frac{E_{período}}{t_{período} * D_{max}} \quad (1.4)$$

Donde:

FdC : Factor de Carga

D<sub>max</sub> : Demanda Máxima del período considerado

D<sub>prom</sub> : Demanda Promedio del período

E<sub>período</sub> : Energía del período

t<sub>período</sub> : Tiempo del período

### 1.10.7. Factor de coincidencia

Se denomina factor de coincidencia a la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas individuales de los mismos clientes.

$$F_{coinc} = \frac{D_{maxcoinc}}{\sum D_{maxindividual}} \quad (1.5)$$

Donde:

D<sub>coinc</sub> : Factor de Coincidencia

D<sub>max coinc</sub> : Demanda Máxima Coincidente (del grupo de consumidores)

D<sub>max individual</sub> : Demanda Máxima de un Consumidor

### 1.10.8. Factor de demanda

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la potencia instalada.

$$FdD = \frac{D_{max}}{P_{instalada}} \quad (1.6)$$

Donde:

$D_{\max}$ : Demanda máxima del sistema.

$P_{\text{instalada}}$ : Potencia instalada.

### **1.10.9. Factor de diversidad**

El factor de diversidad es la relación de la suma de las máximas demandas individuales de varias partes de un sistema y la máxima demanda del sistema. Es la inversa del factor de coincidencia y siempre es mayor o igual a 1.

Siendo  $D_i$  máxima demanda individual de la carga  $i$ .

$$F_{\text{diversidad}} = \frac{\sum D_i}{D_{\max}} \quad (1.7)$$

### **1.10.10. Factor de pérdidas**

Es la relación entre las pérdidas de potencia promedio y las pérdidas de potencia a demanda máxima, durante un periodo de tiempo específico.

$$F_{dp} = \frac{\text{Energía de pérdidas}}{D_{RL \max} * t \text{ período}} \quad (1.8)$$

### **1.10.11. Factor de potencia**

El factor de potencia también denominado coseno de  $\phi$ , en realidad es la relación entre la potencia activa y la total existente en la instalación, que se denomina potencia aparente.

$$F_p = \cos \phi = \frac{P}{S} \quad (1.9)$$

### **1.10.12. Factor de utilización**

Se denomina factor de utilización a la relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada.

$$FdU = \frac{D_{\max}}{CAP_{\text{instalada}}} \quad (1.10)$$

Donde:

FdU : Factor de Utilización

$D_{\max}$  : Demanda máxima

$CAP_{\text{instalada}}$  : Capacidad instalada

### **1.10.13. Muestra**

Conjunto de datos extraídos de una población con el fin de inferir mediante su estudio las características de toda la población.

### **1.10.14. Muestreo**

Proceso por el cual se seleccionan los elementos que formarán una muestra.

### **1.10.15. Población**

Conjunto de todos los elementos cuyo conocimiento es objeto de interés.

### **1.10.16. Porcentaje de pérdidas**

Las pérdidas se evalúan en porcentaje y es la relación entre las pérdidas de energía por componente y la energía suministrada.

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{L}{Es} \quad (1.11)$$

Donde:

L: Pérdidas de energía por componente

Es: Energía suministrada

## **1.11. INFLUENCIAS Y CONSECUENCIAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

SÁNCHEZ, Whimper y MORALES, Kléber (2000, p. 3) dice: “Las pérdidas de energía eléctrica consisten en un problema que puede ser controlado si la empresa distribuidora así lo decide. Las influencias y consecuencias de las pérdidas de energía eléctrica que usualmente se tienen, se exponen a continuación”.<sup>3</sup>

### **1.11.1. En la gestión técnica-económica de las empresas**

El valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la empresa. Por la cual es indispensable conocer y evaluar la incidencia de las mismas en todas las etapas de la distribución de energía hasta la entrega al cliente. Con esto se podrá establecer criterios y políticas que conlleven a un control de forma permanente de las mismas y con ello reducirlas a valores mínimos.

La falta de control de las pérdidas de energía tiene los siguientes efectos sobre la gestión empresarial:

- Produce cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones, lo que haría que la empresa realice fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.
- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados.

### **1.11.2. En el orden social y de la seguridad**

La crisis económica por la que atraviesa nuestro país, la deuda externa e interna, la falta de inversión extranjera, falta de fuentes de trabajo y el elevado costo del kilovatio-hora, son factores que han llevado a que el incremento de las pérdidas de

---

<sup>3</sup> SÁNCHEZ, Whimper y MORALES, Kléber; TESIS. Identificación y control de pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria, ESPOL, Guayaquil-Ecuador 2000.

energía eléctrica este fuertemente relacionado con el empobrecimiento generalizado de los clientes de ingresos medios y bajos.

La apropiación indebida de la energía eléctrica, motiva a que los clientes que cumplen normalmente con sus obligaciones y pagos de sus consumos se vean incitados a realizar lo siguiente:

- Apropiarse de forma indebida y gratuita de la energía a fin de evadir los registros reales generalizándose así esta situación.
- A no pagar las facturas de energía, motivo por el cual la empresa ordena el corte del servicio.
- Conectarse directamente de la red de distribución (colgarse).

### **1.11.3. En el orden de la ética y la moral**

Al robo de la energía eléctrica a través de conexiones directas sin registro en la empresa y la manipulación de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizada en forma indiscriminada y con una alta impunidad, producen efectos económicos negativos sobre los ingresos de las empresas lo cual constituye una fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población.

Por las diferentes zonas de ubicación en una población, sería comprensible que las zonas periféricas los habitantes de escasos recursos económicos traten de apropiarse de la energía eléctrica sin pagarla a fin de tener un poco de confort elemental.

## **1.12. PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

No toda la energía eléctrica que se produce se vende y se factura, irremediamente todas las empresas distribuidoras de este servicio en el mundo registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta.

Los aparatos de medición no la contabilizan como entregada a los clientes y por lo tanto no puede ser objeto de cobro.

Se define las pérdidas en los sistemas de distribución, como aquella energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a clientes que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

### **1.12.1. Clasificación de las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos**

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica debe ser la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, a todos sus niveles ya sea subtransmisión, redes de distribución primaria, transformadores, redes de distribución secundaria, alumbrado público y sistema de medición, de tal forma que se puedan establecer los mecanismos necesarios para su reducción. En vista de que el valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de las empresas eléctricas, es conveniente determinar la cantidad de energía (MWh) que se pierde.

En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que son:

1. Pérdidas Técnicas
2. Pérdidas No Técnicas

#### **1.12.1.1. Pérdidas Técnicas**

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas resistivas se originan debido al paso de la corriente por los elementos del sistema (efecto joule) y se calculan en base de la expresión  $I^2 \cdot R$ .

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas.

La estimación de las pérdidas de potencia requiere información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. A partir de las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. La información requerida para la estimación de las pérdidas técnicas incluye la descripción de la red y las características de la carga.

La mejor estrategia de reducción de pérdidas consiste en realizar un planeamiento adecuado tanto de operación como de la expansión del sistema. Para cada sistema existe un punto, en el cual, cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas es compensada por los costos asociados con esta reducción. Este será el nivel económico de pérdidas para ese sistema.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

#### **1.12.1.1.1. Clasificación de las pérdidas técnicas.<sup>4</sup>**

CAÑAR, Santiago (2007, p. 29) dice: “Las pérdidas técnicas se clasifican en:

- Pérdidas independientes de demanda (vacío)
- Pérdidas por la variación de demanda (carga)

##### **1.12.1.1.1.1. Pérdidas independientes de demanda**

---

<sup>4</sup> CAÑAR, Santiago; TESIS. Cálculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador “Universidad” perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., EPN, Quito-Ecuador 2007.

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación.

#### **1.12.1.1.1.2. Pérdidas por la variación de demanda**

Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule)”.

Las pérdidas asociadas al sistema de distribución son las siguientes:

- Pérdidas en los transformadores de distribución.
- Pérdidas por efecto de Joule o pérdidas  $I^2R$ , en las redes de distribución debido al consumo de los clientes y luminarias.
- Pérdidas del sistema de medición el cual comprende las acometidas a los clientes y los medidores.

#### **1.12.1.1.2. Factores que inciden en las pérdidas técnicas**

De estudios realizados sobre pérdidas de energía a empresas eléctricas, se tiene como resultado que en la parte de distribución y concretamente la que corresponde a baja tensión es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas, debido a factores que influyen en estas y se muestran en el siguiente Gráfico.

## GRAFICO N°1.2

### FACTORES QUE INCIDEN EN LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS



FUENTE: REFERENCIA 3

RECOPIADO POR: EL AUTOR

#### 1.12.1.2. Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía se utiliza por algún cliente, suscriptor o no, de la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica. Sin embargo, la empresa recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

##### 1.12.1.2.1. Clasificación de las Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas pueden clasificarse y dividirse según sus causas así tenemos:

- Por fraude;

- Por hurto o robo y,
- Por administración.

#### **1.12.1.2.1.1. Por fraude**

Los equipos de medición (medidores), son aparatos en la que su función principal es registrar el consumo de un determinado abonado, pero este, en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor de lo consumido, este tipo de pérdidas puede producirse por fallas técnicas del medidor o por acción directa del cliente.

#### **1.12.1.2.1.2. Por hurto o robo**

Son las provocadas por clientes que toman energía de las redes en forma directa. La diferencia entre hurto y robo está dada en los daños provocados al realizar la conexión.

#### **1.12.1.2.1.3. Por administración**

Son aquellas cuyo origen es la incorrecta gestión comercial y administrativa de la empresa distribuidora, como pueden ser: errores de lectura, clientes sin identificación comercial, falta de registro de los consumos propios, retrasos de facturación, errores en los factores de multiplicación de equipos de medición, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados para el tipo de cliente, medidores fuera de curva (en retraso), demoras en las reconexiones de servicios, suspensiones erróneas, etc.

### **1.12.2. Diferencia fundamental entre las pérdidas técnicas y no técnicas**

Entre las pérdidas técnicas y las no técnicas se tiene una diferencia fundamental que a continuación se expone.

- Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera.
- Las pérdidas no técnicas por otra parte representan la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno.

En muchas ocasiones diversos estudios han determinado la existencia de una gran correlación entre la capacidad administrativa de una empresa y el nivel de sus pérdidas no técnicas, esto es debido a que éstas están relacionadas íntimamente con el desempeño administrativo de la empresa.

### **1.13. PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS**

Las pérdidas técnicas que se tienen en las redes secundarias se deben a los consumos por parte de los clientes así como también por las luminarias presentes en los circuitos; por consiguiente, las pérdidas asociadas a este sistema son las siguientes:

- Pérdidas en la red secundaria;
- Pérdidas en alumbrado público;
- Pérdidas en las acometidas y,
- Pérdidas en los medidores de energía

Para determinar las pérdidas en los circuitos secundarios se debe considerar lo siguiente:

- Levantamiento físico de los circuitos secundarios, tipo y calibre de conductor, distancia entre vanos, tipo de clientes conectados al circuito, capacidad de los transformadores de distribución y tipo de luminarias, con sus características.

- Información sobre el consumo promedio mensual de energía de cada cliente conectado al circuito.

## **1.14. LA ADMINISTRACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (REA)**

La Administración de Electrificación Rural (REA) fue establecida por una orden del Ejecutivo núm. 7.037, dictada por el presidente Roosevelt el 11 de mayo de 1935.

La electrificación rural en los Estados Unidos es un sistema único, que ha mostrado su éxito en lo que a estimación de demanda se refiere, mediante la combinación de la asistencia pública y la organización local de cooperativas de servicio eléctrico, suministrado así experiencias y ejemplos para los países tanto en vía de desarrollo como muy desarrollados.<sup>5</sup>

### **1.14.1. Estimación de la demanda máxima**

La ingeniería eléctrica a lo largo de sus más de 100 años de existencia ha desarrollado diversos métodos para el efecto, basados en mediciones y registros de la realidad. Las mediciones por su gran número, debieron someterse a un tratamiento estadístico que permita determinar las tendencias que, a su vez, sirvieran para consolidar el método. Dado que las demandas máximas individuales se producen en las diferentes épocas del año y las demandas máximas coincidentes dependen de las anteriores, los registros deben considerar períodos de años enteros para ser verdaderamente valiosos y útiles.

Esto quiere decir que la solidez de un método debe ser juzgada en función de la base estadística sobre la que se soporta.

---

<sup>5</sup> Rural Electric Facts, 1970, pág. 57.

Por esta razón, el método que se recomienda es el de la Administración de Electrificación Rural (REA), de los Estados Unidos que relaciona los consumos de energía promedios mensuales de un cliente, con la demanda máxima coincidente.

Este método resulta particularmente interesante pues se basa en registros de 2000 clientes realizado en 1939, 5000 clientes en 1945 y 10000 clientes en 1955, con base en mediciones realizadas durante cuatro meses consecutivos durante el período de máxima demanda en relación con los consumos promedios observados durante esos meses. Es decir se sustenta sobre una base estadística amplia.

#### 1.14.2. Modelo la Administración de Electrificación Rural (REA)

$$D_{\text{max\_coincid}} = \frac{C * \left( A0 - A1 * C + A2 * \sqrt{C^2 + A3} \right) * A4 * X^{A5}}{\text{Factor de potencia}}$$

Donde:

$D_{\text{max\_coincid}}$  : Demanda Máxima Coincidente

C : Número de clientes que orinan el consumo

X : Consumo en kWh promediados en 30 días

En el presente caso para todos los grupos, los coeficientes considerados son:

TABLA N° 1.1  
MODELO MATEMÁTICO MÉTODO REA

Modelo	A0	A1	A2	A3	A4	A5
REA	1.0	-0.4	0.4	40.0	0.00592	0.88500

FUENTE: POVEDA, MENTOR, INGENIERÍA DE DISTRIBUCIÓN

RECOPIADO POR: EL AUTOR

Si reemplazamos los coeficientes en la expresión anterior tenemos:

$$D_{\text{max\_coincid}} = \frac{C * \left(1 - 0.4 * C + 0.4 * \sqrt{C^2 + 40}\right) * 0.00592 * X^{0.885}}{\text{Factor de potencia}}$$

Los valores de los coeficientes en los modelos matemáticos considerados son característicos de cada grupo; cabe mencionar que el objetivo del presente estudio no es calcular los coeficientes, sino; mediante el número de clientes y el consumo promedio de energía mensual, calcular la Demanda Máxima Coincidente.

## 1.15. CÓMPUTO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

El cómputo de las caídas de voltaje en cada tramo del circuito debe ser inferior al límite establecido, según la Guía de Diseño de la EEASA, la caída de voltaje admisible en el punto más alejado, con la demanda de diseño considerada y la fuente de alimentación ubicada preferentemente en el centro de la carga, no deberá exceder para la red secundaria los siguientes límites:<sup>6</sup>

- Zona Urbana: 3.5%
- Zona Rural: 5.0%

En el Anexo 1 se presenta el formato tipo para el cómputo, cuya aplicación se describe a continuación:

- a) Anotar los datos generales del proyecto e identificar las características del consumidor, del transformador y de la red, en los espacios correspondientes dispuestos en la parte superior del formato.

---

<sup>6</sup> Guía de Diseño EEARCN S.A.

b) Representar esquemáticamente el circuito, de acuerdo a la configuración del proyecto, con la localización de los postes o puntos de derivación a los clientes y la separación entre ellos, obtenidos de las hojas de estacamiento y expresada en metros; además, con la indicación de los siguientes datos sobre el esquema:

- Numeración de los postes o puntos de derivación, consecutiva a partir del transformador.
- El número de clientes acumulados por tramo y contabilizados desde el punto extremo de la red, hasta el transformador, se harán constar en el esquema dentro de un círculo.
- El Número de clientes alimentados desde cada uno de los postes o puntos de derivación.

c) Consignar los datos y resultado en la planilla en el siguiente orden:

**Columna 1:** Anotar la designación del tramo del circuito comprendido entre dos nodos, por la numeración que corresponde a sus extremos y partiendo desde el transformador.

**Columna 2:** Anotar la longitud del tramo expresada en metros.

**Columna 3:** Anotar el número total de clientes asignados en el tramo.

**Columna 4:** Con el número de clientes por tramo (N) y la categoría del consumidor, la demanda diversificada actual y consignar el valor en esta columna, ver Anexo 2. Además, se incrementará la demanda en kVA de cargas especiales y de alumbrado público. Este valor será la demanda diversificada máxima del tramo (DMT).

**Columna 5:** Anotar para cada tramo la configuración de la red, diferenciando el número de fases y de conductores, así:

- 3F4C** Para tres fases, cuatro conductores,
- 1F3C** Para una fase y tres conductores,
- 1F2C** Para una fase y dos conductores.

**Columna 6:** Anotar la sección transversal o calibre del conductor de fase.

**Columna 7:** Anotar el valor de los kVA-m correspondientes al 1% de caída de voltaje para el calibre de conductor y la disposición del circuito utilizado en el cómputo, ver Tabla N° 3.2.

**Columna 8:** Anotar el resultado del momento eléctrico, esto es, el producto de los valores consignados en las columnas 2 y 4.

**Columna 9:** Anotar el resultado correspondiente a la caída de voltaje en el tramo, es decir, la relación entre los valores consignados en las columnas 8 y 7 respectivamente.

**Columna 10:** El valor de la caída de voltaje total, considerada como la sumatoria de las caídas parciales, desde el transformador hacia el extremo del circuito.

- d) Terminada la tabulación de los valores por tramo del circuito, entre los valores consignados en la columna 10 para puntos extremos de la red, verificar que éstos no sobrepasen el límite establecido. El valor máximo de caída de voltaje del circuito presentado en el formato, se extrae y se consigna en la casilla correspondiente que consta en la parte inferior de la hoja.

## **1.16. DESCRIPCIÓN Y TOPOLOGÍA ACTUAL DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”**

El alimentador “Bellavista” opera con un nivel de voltaje de 13,8/7.96 kV, su longitud en media tensión es 12.99 km y en baja tensión es de 26.37 km; con 22 transformadores monofásicos y 68 transformadores trifásicos instalados,

sumando un total de 90 transformadores de distribución. La cantidad de luminarias de tipo mercurio (Hg) y sodio (Na) es de 223 y 642 respectivamente. La potencia instalada en este alimentador es de 6.26 MVA. Su recorrido lo realiza principalmente por el sector urbano de ciudad de Ambato.

TABLA N° 1.2  
DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”

Alimentador “Bellavista”									
S/E Asociado	Nombre Subestación	Voltaje [kV]	Longitud [km]		Área de servicio [km <sup>2</sup> ]	Carga Instalada fase kVA			Potencia instalada MVA
			Media tensión	Baja tensión		A	B	C	
Loreto 16MVA	Loreto	13.8	12.99	26.37	5.2	2048	2125	2093	6.26

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

GRÁFICO N° 1.3  
TOPOLOGÍA ACTUAL DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”



FUENTE: SOFTWARE SID<sup>7</sup>  
RECOPIADO POR: EL AUTOR

---

<sup>7</sup> SID, Sistema Informático de Distribución, dispone de información referida a la topología de las redes de distribución.

En la siguiente tabla se describen las corrientes, voltajes, potencia, factor de carga, factor de potencia y la energía en el alimentador “Bellavista”.

**TABLA N° 1.3**  
**DATOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”**

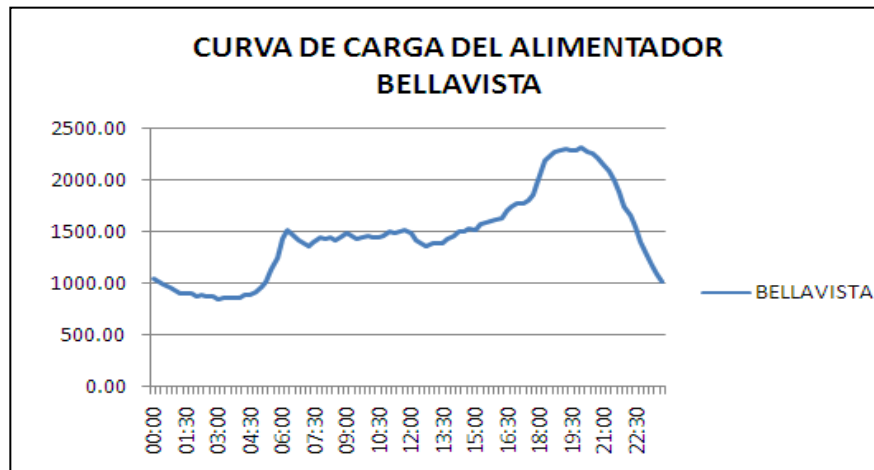
	ALIMENTADOR “BELLAVISTA”				VOLT	Fp
	IA	IB	IC	kW	13.8 kV	
MÁXIMO	64.50	71.70	64.20	1532.17	13.86	0.96
MÍNIMO	30.00	32.40	30.00	672.57	13.53	0.91
PROMED	42.63	48.03	42.47	990.97	13.69	0.94
FAC. CAR.				0.65		
ENG.kWh.				23783.25		

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

El siguiente gráfico describe la curva de carga en un día considerado como típico del alimentador en estudio.

**GRÁFICO N° 1.4**  
**CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”**



FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA

REALIZADO POR: EL AUTOR

En el siguiente cuadro se presenta el total de transformadores de distribución clasificados por tipo; así como también, se indica la energía facturada correspondiente a cada tipo en un período de seis meses.

**TABLA N° 1.4**  
**TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PERTENECIENTES AL**  
**ALIMENTADOR “BELLAVISTA”**

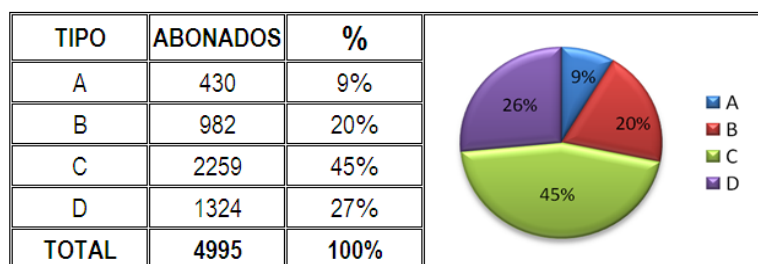
TIPO_TRANSF	N° TRANSF	ENER_FACT [kWh] (SEIS MESES)
T1A10	2	50104
T1A15	2	41620
T1A25	7	175103
T1A37.5	1	28740
T1C15	1	11347
T1C25	2	24535
T3A30	1	87038
T3A75	5	500048
T3C112.5	3	378484
T3C30	10	387709
T3C45	6	383515
T3C50	17	1174480
T3C75	17	1103162
T3CX	2	46920
TOTAL	76	4,392,805

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

En el siguiente gráfico se describen los abonados clasificados por tipo correspondientes al alimentador “Bellavista”.

**GRÁFICO N° 1.5**  
**CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES POR ESTRATO**



FUENTE: BASE DE DATOS SYSCOM EEASA  
REALIZADO POR: EL AUTOR

El alimentador “Bellavista” en su área de suministro de energía, presenta una variedad significativa de consumo de energía, así tenemos clientes de tipo A con 430 clientes que representa el 9% del total de clientes servidos, de tipo B con 982 clientes que representa el 20%, de tipo C con 2259 clientes que representa el 45% y de tipo D con 1324 clientes que representa el 27%, esto significa que la mayor parte de los clientes tienen rasgos de consumo tipo C.

### **1.16.1. Situación actual del subsistema de distribución secundario**

Para el análisis de la situación actual del subsistema de distribución secundario, es necesario disponer de un listado de todos los transformadores de distribución, con el fin de tratar la información de una forma adecuada y facilitar la realización de los cálculos correspondientes.

Con los datos de consumo de energía por parte de los clientes obtenidos del SYSCOM<sup>8</sup>, se calcula la energía promedio en un periodo de seis meses en kWh a nivel de transformador y en base a esta energía se determina el tipo de cliente.

Seguidamente, empleando las demandas diversificadas actuales (ver Anexo 2), con el tipo de cliente y la capacidad nominal del transformador se establece el

<sup>8</sup> SYSCOM, Base de datos de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. que dispone de información referente a consumos de energía de los abonados registrados.

número de clientes reales, con estos valores se calcula el exceso de clientes en el circuito.

El factor de utilización se calcula con la siguiente expresión (1.10).

En la siguiente tabla se describe la situación actual del subsistema en estudio.

**TABLA N° 1.5**  
**SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO**

Nº TRANSF	TIPO TRANSF	KVA	Nº CLIENTE	E-FACT [KWh]	[KWh] PROM	TIPO	NORMAS [kVA]	kVA REAL	FdU	CLIENTE NORMAS
168	T3A75	75	103	109155	176.63	B	81.05	62.9	0.84	94
174	T3C112.5	112.5	247	228990	154.51	B	115.26	78.2	0.7	146
274	T3C50	50	48	61029	211.91	B	40.85		0	60
277	T3C30	30	30	21547	119.71	C	17.31	34.23	1.14	57
278	T3C45	45	27	24249	149.69	C	15.88	10.92	0.24	90
279	T3C75	75	82	59763	121.72	C	40.64	21.99	0.29	150
941	T3C112.5	112.5	1	11458	1909.67	A	3.6			94
1051	T3A75	75	62	95676	257.19	A	76.7	69.76	0.93	60
1158	T3C50	50	84	66972	132.88	C	42	43.25	0.87	101
1161	T3C50	50	91	57297	104.94	C	45.2	42.13	0.84	101
1163	T1A10	10	27	14139	87.28	C	8.47	12.85	1.29	14
1207	T3C50	50	55	37923	114.92	C	28.75	36.47	0.73	101
1208	T3C50	50	34	66232	324.67	A	45.84	16.48	0.33	37
1209	T3C50	50	42	285538	1133.09	A	53.48	19.59	0.39	37
1216	T1A25	37.5	19	8783	77.04	C	6.52	9.39	0.25	74
1217	T3C75	75	92	67412	122.12	C	45.54	54.14	0.72	150
1219	T1C15	15	8	11347	236.4	B	10.97	5.85	0.39	13
1220	T3C45	45	122	115652	157.99	B	94.83	57.86	1.29	53
1222	T1A25	25	4	2601	108.38	C	4.38	2.46	0.1	46
1223	T3A75	75	97	66581	114.4	C	47.86	75.39	1.01	150
1224	T3A75	75	83	132590	266.24	A	99.6	85.62	1.14	60
1231	T3A75	75	123	96046	130.67	C	59.27	89.58	1.19	150
1233	T1A25	25	44	40925	155.02	B	37.85	22.24	0.89	26
1234	T1A25	25	11	5309	80.44	C	4.49	3.3	0.13	46

Nº TRANSF	TIPO TRANSF	KVA	Nº CLIENTE	E-FACT [KWh]	[KWh] PROM	TIPO	NORMAS [kVA]	kVA REAL	FdU	CLIENTE NORMAS
1345	T3C30	30	64	40788	106.22	C	32.76	32.52	1.08	57
1346	T3C45	45	111	65796	98.79	C	28.93	52.8	1.17	90
1617	T3C75	75	106	102626	161.36	B	83.14	57.24	0.76	94
1618	T3C30	30	23	21138	153.17	B	22.53			33
1619	T3C75	75	61	46163	126.13	C	31.44	35.88	0.48	150
1620	T3C75	75	75	90040	200.09	B	59.8	37.52	0.5	94
1621	T3C75	75	52	43648	139.9	C	27.37	17.54	0.23	150
1622	T3C75	75	91	75613	138.49	C	45.2	32.8	0.44	150
1624	T3C30	30	37	31340	141.17	C	20			57
1625	T3C75	75	57	49662	145.21	C	29.58	25.6	0.34	150
1626	T3C30	30	14	12744	148.19	C	9.86	6.42	0.21	57
1627	T3C75	75	83	74159	148.91	C	41.5	48.85	0.65	150
1706	T3C45	45	37	30759	138.55	C	20	41.99	0.93	90
2387	T3C75	75	99	78527	132.2	C	48.85	47.94	0.64	150
2406	T3C112.5	112.5	214	138036	107.5	C	72.03	118.01	1.05	150
2977	T3C45	45	91	77212	141.41	C	45.2	51.72	1.15	90
3520	T3C75	75	160	110728	115.34	C	72.03	59.22	0.79	150
3800	T1C25	25	8	4941	102.94	C	6.86	13.12	0.52	46
3879	T1C37.5	37.5	2	1989	165.75	B	4.17			43
4213	T1A25	25	30	18106	100.59	C	17.31	18.3	0.73	46
4269	T3C30	30	107	109089	169.92	B	83.92	30.13	1	33
4275	T3C45	45	79	69847	147.36	C	39.63	31.52	0.7	90
4276	T3C50	50	117	86493	123.21	C	56.98	43.16	0.86	101
4277	T3C30	30	33	24899	125.75	C	18.68	16.25	0.54	57
4372	T3C30	30	20	24371	203.09	B	20.25			33
4420	T3C75	75	1	520	86.67	C	0.8	69.9	0.93	150
4939	T1A37.5	37.5	51	28740	93.92	C	14.32	34.66	0.92	74
5018	T3C50	50	42	33412	132.59	C	22.28			101
5150	T3C30	30	17	11830	115.98	C	11.28			57
5216	T1C25	25	32	19594	102.05	C	18.18	6.16	0.25	46
5280	T3C50	50	14	11425	136.01	C	9.86			101
5380	T3C75	75	122	84055	114.83	C	59.27			150
5400	T1A25	25	31	22434	120.61	C	17.75	20.31	0.81	46
5492	T3C50	50	4	17551	731.29	A	10.51	23.96	0.48	37

Nº TRANSF	TIPO TRANSF	KVA	Nº CLIENTE	E-FACT [KWh]	[KWh] PROM	TIPO	NORMAS [kVA]	kVA REAL	FdU	CLIENTE NORMAS
5526	T1A15	15	4	1838	76.58	C	2.34	9.16	0.61	25
5695	T3C75	75	112	81081	120.66	C	54.72	33.88	0.45	150
5823	T3C50	50	81	63720	131.11	C	40.64	32.96	0.66	101
5824	T3C50	50	48	30591	106.22	C	25.53	49.04	0.98	101
5825	T3C75	75	107	77443	120.63	C	52.45	53.82	0.72	150
5828	T3C50	50	134	91400	113.68	C	64.74	56.14	1.12	101
5829	T3C50	50	126	79740	105.48	C	61.09	43.45	0.87	101
5830	T3C50	50	73	45324	103.48	C	36.87	23.33	0.47	101
5851	T1A15	15	49	39782	135.31	C	25.53	17.98	1.2	25
6105	T3C75	75	1	36612	6102	A	3.6		0	60
6205	T3C50	50	80	68096	141.87	C	40.13	33.64	0.67	101
6207	T3C30	30	108	89963	138.83	C	52.94	38.96	1.3	57
6242	T3C50	50	109	71737	109.69	C	53.26	36.54	0.73	101
20244	T1A25	25	141	76945	91.17	C	35.99	0	0	46
20879	T1A10	10	8	4940	102.92	C	6.86	0	0	14
20880	T1A10	10	45	31025	114.91	C	24.11	0	0	14
21992	T3A30	30	138	87038	105.25	C	66.11	0	0	57

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA.

REALIZADO: POR: EL AUTOR

### 1.16.1.1. Análisis e interpretación de resultados

Mediante un análisis exhaustivo para determinar el estado actual del subsistema de distribución secundario, se obtienen los siguientes resultados: 12 transformadores de distribución están sobrecargados, es decir el 16% de los transformadores están trabajando sobre su capacidad nominal.

En la siguiente tabla se detallan los transformadores con sobrecarga.

TABLA N° 1.6  
TRANSFORMADORES CON SOBRECARGA

N° TRANSF	TIPO TRANSF	KVA	kVA REAL	% FdU
277	T3C30	30	34.23	114%
1163	T1A10	10	12.85	129%
1220	T3C45	45	57.86	129%
1224	T3A75	75	85.62	114%
1231	T3A75	75	89.58	119%
1345	T3C30	30	32.52	108%
1346	T3C45	45	52.8	117%
2406	T3C112.5	112.5	118.01	105%
2977	T3C45	45	51.72	115%
5828	T3C50	50	56.14	112%
5851	T1A15	15	17.98	120%
6207	T3C30	30	38.96	130%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

De la misma manera se puede realizar un análisis de transformadores de distribución, que están trabajando bajo el 50% de su capacidad nominal; en este caso son 17, esto significa que el 23% del total de transformadores de distribución del alimentador en estudio operan en estas condiciones.

Este análisis permite conocer el estado actual de operación del alimentador “Bellavista”; así tenemos que 36 transformadores de distribución, es decir el 48% se encuentran operando en condiciones normales.

En la siguiente tabla se detallan los transformadores sobredimensionados.

TABLA N° 1.7  
TRANSFORMADORES SOBREDIMENSIONADOS

N° TRANSF	TIPO TRANSF	kVA	kVA REAL	% FdU
278	T3C45	45	10.92	24%
279	T3C75	75	21.99	29%
1208	T3C50	50	16.48	33%
1209	T3C50	50	19.59	39%
1216	T1A25	37.5	9.39	25%
1219	T1C15	15	5.85	39%
1222	T1A25	25	2.46	10%
1234	T1A25	25	3.3	13%
1619	T3C75	75	35.88	48%
1621	T3C75	75	17.54	23%
1622	T3C75	75	32.8	44%
1625	T3C75	75	25.6	34%
1626	T3C30	30	6.42	21%
5216	T1C25	25	6.16	25%
5492	T3C50	50	23.96	48%
5695	T3C75	75	33.88	45%
5830	T3C50	50	23.33	47%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

El tipo de cliente en un circuito se determina bajo las normas de la EEASA, tomando como base a la energía promedio facturada en un periodo de seis meses por todos los clientes conectados a dicho circuito.

La relación entre el número de clientes y el número de clientes bajo las normas de la EEASA., permite constatar el excedente de clientes existentes en el circuito en estudio.

Para determinar el número de clientes real en un circuito con respecto a la capacidad nominal del transformador y tipo de cliente, se emplea la tabla de demandas diversificadas actuales en kVA (ver Anexo 2, Método REA), obteniendo de esta manera el número de clientes real del circuito.

Los resultados obtenidos demuestran la existencia de 19 transformadores de distribución, que presentan un exceso en el número de clientes con respecto a su capacidad nominal, como establece la Guía de Diseño de la EEASA según el tipo de cliente; es decir, con el 25% del total de transformadores existentes en el alimentador en estudio.

A continuación se presentan los transformadores con exceso de clientes.

**TABLA N° 1.8**  
**TRANSFORMADORES CON EXCESO DE CLIENTES**

Nº TRANSF	TIPO TRANSF	kVA	Nº CLIENTES	kWh PROM	TIPO CLIENTE	kVA [NORMAS]	CLIENTE NORMAS	% EXCESO CLIENTES
168	T3A75	75	103	170.80	B	80.97	82	26%
174	T3C112.5	112.5	229	159.09	B	115.26	128	79%
1051	T3A75	75	62	266.87	A	76.57	59	5%
1161	T3C50	50	91	100.49	C	45.13	87	5%
1209	T3C50	50	42	1125.00	A	54.66	36	17%
1224	T3A75	75	85	264.86	A	101.75	59	44%
1345	T3C30	30	64	112.52	C	32.82	49	31%
1346	T3C45	45	111	102.23	C	54.25	77	44%
1617	T3C75	75	106	161.99	B	83.16	82	29%
1627	T3C75	75	83	157.13	B	66.37	82	1%
2380	T3C50	50	127	126.91	C	61.55	87	46%
2406	T3C112.5	112.5	214	106.41	C	72.03	150	43%
2977	T3C45	45	91	146.27	C	45.13	77	18%
3520	T3C75	75	160	110.48	C	72.03	134	19%
4275	T3C45	45	79	142.09	C	39.66	77	3%
4276	T3C50	50	117	120.66	C	56.99	87	34%
5828	T3C50	50	132	113.45	C	63.83	87	52%
5829	T3C50	50	126	102.10	C	61.09	87	45%
6242	T3C50	50	109	109.50	C	53.34	87	25%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

## **CAPÍTULO II**

### **PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

## **2.5. DESCRIPCIÓN EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A., EEASA.**

La EEASA, es una Empresa Distribuidora de energía eléctrica que se constituyó el 29 de abril de 1959. Su misión es la prestación del servicio eléctrico a los cantones: Ambato, Baños, Píllaro, Pelileo, Patate, Quero, Mocha, Cevallos y Tisaleo en la provincia de Tungurahua, Pastaza, Mera, Santa Clara y Arajuno en la provincia de Pastaza; Palora, Paulo Sexto y Huamboya en la provincia de Morona Santiago; y, Arosemena Tola, Tena y Archidona en la provincia de Napo, en una área de aproximadamente 40.805 km<sup>2</sup>. Es una de las empresas distribuidoras que posee las mayores zonas de expansión, con la cobertura total de la provincia de Tungurahua, Pastaza y gran parte de Napo.

**Misión:** Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social.

**Visión:** Constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país.

Sus principios se fundamentan en:

- Disponer de recursos humanos capacitados, motivados y comprometidos con los objetivos constitucionales.
- Practicar una gestión Gerencial moderna, dinámica, participativa, comprometida en el mejoramiento continuo.
- Disponer de un sistema eléctrico confiable, utilizando tecnología adecuada.
- Tener procesos automatizados e integrados.

### **2.5.1. Objetivos de la EEASA**

En su Plan Estratégico EEASA 2007 – 2011, se contemplan varios objetivos:

**a. Objetivos Estratégicos Financieros:**

- Conseguir anualmente resultados positivos.
- Disminuir los costos y gastos.
- Disminuir el ciclo comercial.
- Reducir pérdidas de energía.

**b. Objetivos Estratégicos de Clientes:**

- Mejorar continuamente la calidad del servicio técnico y comercial en el suministro de energía en el área de concesión de la Empresa.
- Implementar planes de acercamiento y participación de la Empresa con la comunidad.
- Fortalecer la imagen corporativa.
- Minimizar el impacto ambiental generado por la actividad empresarial.

**c. Objetivos Estratégicos de Procesos:**

- Mejorar los procesos institucionales.
- Cumplir el marco regulatorio.
- Optimizar la infraestructura empresarial.

**d. Objetivos Estratégicos de Capital Intangible:**

- Impulsar permanentemente el cambio y la innovación.
- Gestionar al personal bajo el enfoque de competencias.
- Fortalecer la cultura empresarial.
- Integrar los sistemas informáticos departamentales en uno solo institucional.

**Sus debilidades principales son:**

- Ausencia de inversión en empresas generadoras. Por lineamientos de ex INECEL.
- Inadecuada infraestructura eléctrica en determinados sectores del área de concesión, (parcialidad).
- No disponer de una tarifa regulada que cubra los costos del servicio eléctrico. Debido a Tarifa de la dignidad y compensaciones incumplidas.

**Sus fortalezas principales son:**

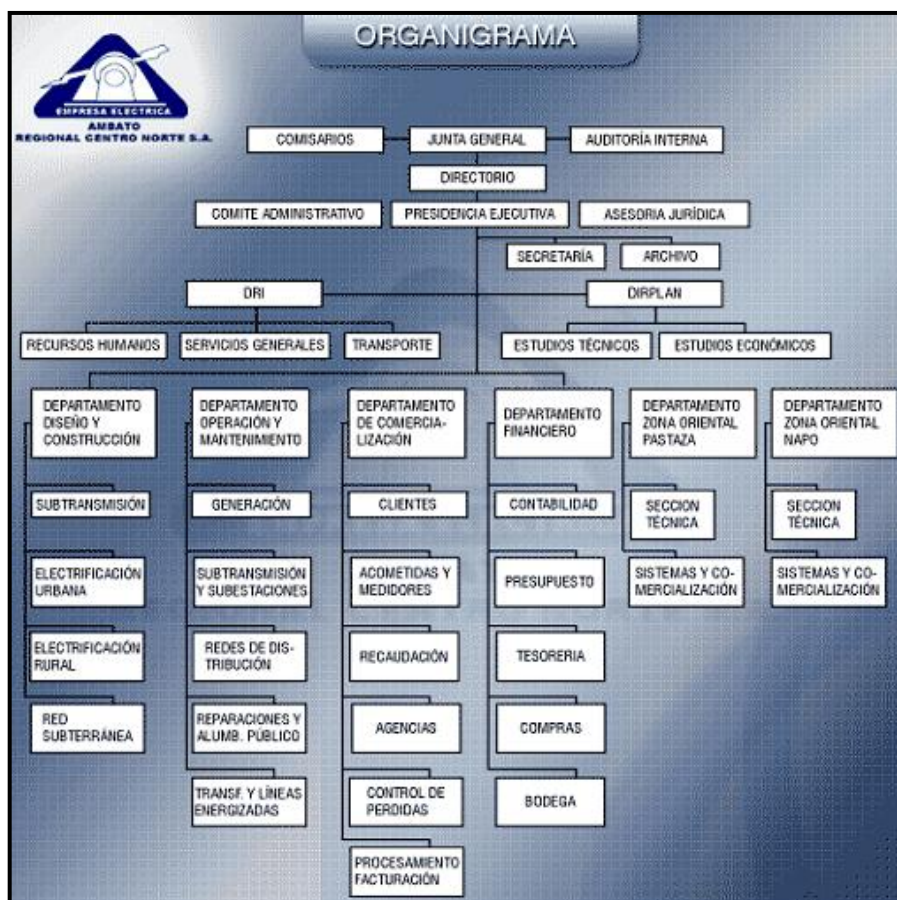
- Experiencia del capital humano.
- Bajo índice de pérdidas.
- Bajo porcentaje de cartera vencida.
- Mayor cobertura a nivel nacional (oportunidad).
- Mayor porcentaje de electrificación rural.
- Mercado cautivo.

**2.5.2. Organización Departamental**

La estructura organizacional de la empresa está encabezada por Comisarios, Junta General y Auditoría Interna, Es administrada por un Directorio, que designa un Presidente Ejecutivo para la Administración de la institución, está conformado por 6 departamentos: Diseño y Construcción, Operación y Mantenimiento, Comercialización, Financiero, Zona Oriental Pastaza y Zona Oriental Napo; cada uno de estos con sus sub. Administraciones.

El Organigrama de la EEASA se detalla en el siguiente gráfico.

GRÁFICO Nº 2.1  
ORGANIZACIÓN DEPARTAMENTAL DE LA EEASA.



FUENTE: [www.eeasa.com.ec/estructura/organigrama.php](http://www.eeasa.com.ec/estructura/organigrama.php)

RECOPIADO POR: EL AUTOR

La siguiente tabla muestra el número de clientes estratificados de la EEASA.

TABLA Nº 2.1  
PROMEDIO NÚMERO DE CLIENTES AÑO 2009

TIPO DE SERVICIO	TUNGURAHUA	PASTAZA	MORONA SANTIAGO	NAPO		TOTAL SISTEMA
				TENA	ARCHIDONA	
RESIDENCIAL	139,261	12,908	2,204	9,316	2,939	166,628
COMERCIAL	14,823	2,704	229	1,699	283	19,738
INDUSTRIAL	4,640	457	91	222	37	5,445
OFICIAL	549	126	45	268	89	1,077
ASIST.SOCIAL	147	53	80	25	5	311
BENEFICENCIA	1,707	428	46	104	23	2,308
BOMBEO	104	12	2	11	1	130
A. PUBLICO	14	4	2	1	1	22

TIPO DE SERVICIO	TUNGURAHUA	PASTAZA	MORONA SANTIAGO	NAPO		TOTAL SISTEMA
				TENA	ARCHIDONA	
EVACUADOS	323	-	0	0	0	323
OTROS *	40	27	2	55	7	131
OTROS						
<b>T O T A L</b>	161,607	16,719	2,701	11,700	3,385	196,113

FUENTE: BASE DE DATOS DE LA EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

### 2.5.3. Voltajes de operación

Los valores nominales de voltaje en los diferentes componentes del sistema son los siguientes:

TABLA Nº 2.2  
VOLTAJES DE OPERACIÓN

VOLTAJES DE OPERACIÓN (EEASA)	
Subtransmisión	69 kV
Alimentadores, líneas y redes primarias de distribución	13,8/7,9 kV
Circuitos secundarios trifásicos	208/120 V
	220/127 V
	210/121 V
Circuitos secundarios monofásicos.	
Voltaje (2 hilos)	120 V
Voltaje (3 hilos)	240/120 V

FUENTE: GUÍA DE DISEÑO EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

### 2.5.4. Evolución de las pérdidas en la EEASA

El Cuadro 2.3 presenta la estadística del comportamiento de las pérdidas totales en la EEASA entre los años 1989-2009.

TABLA Nº 2.3

ENERGÍA TOTAL Y PÉRDIDAS [MWh] DE LA EEASA

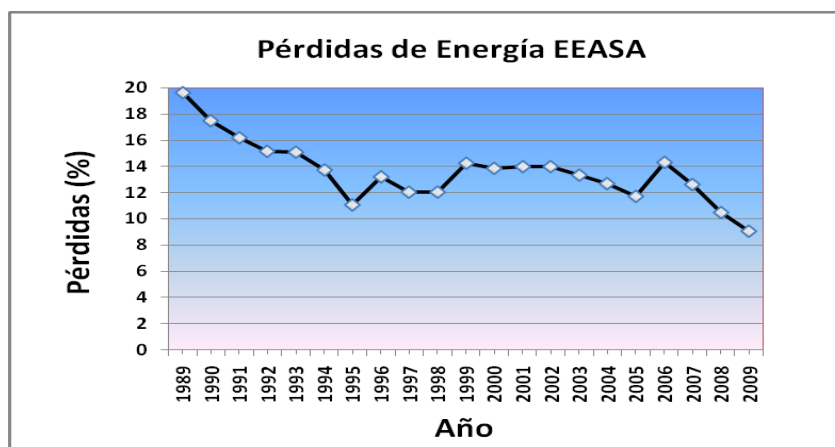
Año	Total Disponible	Total Facturada	Total Pérdidas	Pérdidas (%)
1989	151.302	121.593	29.709	19.64
1990	162.228	133.84	28.388	17.5
1991	176.441	147.846	28.595	16.21
1992	178.457	151.385	27.072	15.17
1993	185.661	157.704	27.957	15.06
1994	207.391	178.996	28.395	13.69
1995	199.366	177.27	22.096	11.08
1996	232.773	201.99	30.783	13.22
1997	252.564	219.513	33.503	12.01
1998	278.859	245.356	33.503	12.01
1999	264.265	226.632	37.633	14.24
2000	272.164	234.507	37.657	13.84
2001	285.108	245.259	39.849	13.98
2002	302.757	260.505	42.252	13.96
2003	330.724	286.556	44.169	13.36
2004	387.574	338.294	49.279	12.71
2005	443.422	391.579	51.844	11.69
2006	399.881	342.818	57.063	14.27
2007	394.876	345.062	49.815	12.62
2008	431.446	386.375	45.071	10.45
2009	441.226	401.346	39.880	9.04

FUENTE: [www.eeasa.com.ec](http://www.eeasa.com.ec)

RECOPIADO POR: EL AUTOR

El siguiente gráfico muestra la variación del índice de pérdidas para el período 1989-2009, así mismo podemos observar que las pérdidas tienden a disminuir en el período 2006-2009 del 14.27% al 9.04% respectivamente.

GRÁFICO 2.2  
EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LA EEASA.



FUENTE: Estadísticas 2009 EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

## 2.6. METODOLOGÍA

La determinación de las pérdidas de energía es una actividad necesaria para conocer la situación real de las pérdidas en las Empresas de Distribución. Las características particulares de cada sistema eléctrico exigen labores orientadas a esta actividad, puesto que es la única manera de conocer la distribución del porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución.

En todo momento se tendrá una evaluación real de la situación del sistema de distribución secundario, fomentando así la práctica de inspecciones en campo. El período comprendido para el análisis es de seis meses (marzo-agosto).

En el presente estudio se aplicará la metodología propuesta por la REA, la cual tiene su soporte técnico en el concepto de la DEMANDA.

La importancia de este concepto radica en lo siguiente:

- Es el concepto clave para el nuevo método de cálculo de pérdidas;
- Es base para el dimensionamiento de equipos y sistemas;

- Retiene todas las variaciones de la carga;
- Refleja la energía y,
- La suma de todas las demandas multiplicada por la duración del intervalo es la energía.

### 2.6.1. Soporte técnico

El soporte técnico de este método consiste en lo siguiente:

- Basado en el concepto de la demanda;
- Basado en la naturaleza de cada componente y,
- Las pérdidas resistivas se calculan con la expresión  $I^2 * R$ .

### 2.6.2. Descripción de la metodología

Para la determinación de las pérdidas de energía en las redes de distribución secundaria y acometidas, se aplicará el método de estimación de la demanda a partir del consumo de energía propuesta por la REA<sup>9</sup>, empleando los datos de energía recolectados del grupo de muestras de los secundarios realizados en el levantamiento de campo. Esta metodología define dos factores A y B.

El factor A refleja el mejoramiento de la diversidad debido al incremento en el número de consumidores y puede ser evaluado por la expresión:

$$A = C * \left( 1 - 0.4 * C + 0.4 * \sqrt{C^2 + 40} \right) \quad (2.1)$$

Donde:

C : número de clientes

El factor B refleja el mejoramiento en el factor de carga con el incremento del uso y es la demanda por consumidor que puede ser calculado con la expresión:

---

<sup>9</sup> Poveda, Mentor, Ingeniería de Distribución Eléctrica Planificación Diseño y Operación, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, Abril 2004.

$$B = 0.00592 * (\text{kWh/mes/cliente})^{0.885} \quad (2.2)$$

Donde:

kWh : Consumo mensual registrado por el cliente.

El producto de las dos ecuaciones permite determinar la demanda diversificada o coincidente del conjunto. [6].

Las ecuaciones no son exactas y sirven solo a partir de cinco consumidores.

Para determinar la demanda máxima coincidente de 1 a 4 clientes se debe aplicar la siguiente expresión:<sup>10</sup>

$$D_{\text{max.coinc (1-4usu)}} = N^{\circ} \text{ usu (1-4usu)} * \frac{D_{\text{max.coinc (5usu)}}}{5 * F_{\text{coinc (5usu)}}} * F_{\text{coinc (1-4usu)}} \quad (2.3)$$

Donde:

$D_{\text{max.coinc}}$  : Demanda Máxima Coincidente

$F_{\text{coinc}}$  : Factor de Coincidencia

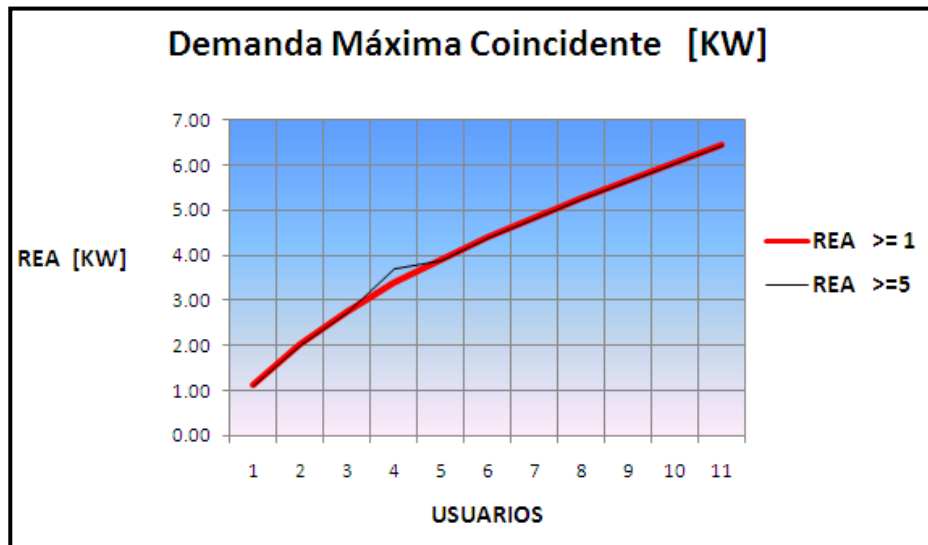
$N^{\circ}$  : Número de clientes

En el siguiente gráfico se puede notar que existe una concavidad en la curva de la  $D_{\text{max-coinc}}$ , pero mediante la aplicación de la expresión (2.3) la curva sigue su trayectoria normal, lo que significa que, se puede utilizar esta expresión para calcular la  $D_{\text{max-coinc}}$  de 1-4 clientes.

---

<sup>10</sup> NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

GRÁFICO N° 2.3  
CORRECCIÓN DE LA CURVA DE LA Dmax-coinc



FUENTE: GUÍA DE DISEÑO EEQ S.A.

REALIZADO POR: EL AUTOR

### 2.6.3. Población y muestra

En el presente estudio se recurrirá a la estadística inferencial, por lo que trabaja con muestras. A partir del estudio de la muestra se pretende inferir aspectos relevantes de toda la población, en este caso es el sistema de distribución secundario del alimentador “Bellavista”.

Uno de los problemas con el que se encuentra en la realidad, es la diversidad de casos existentes en el universo del cual se quiere determinar dichas características, como es el caso de los circuitos secundarios en una red de distribución, esto es, diferentes capacidades en los transformadores de distribución que alimentan los circuitos, diversos calibres de conductores y tipos de circuitos, consumidores, longitudes, etc.

#### 2.6.3.1. Muestreo irrestricto aleatorio

Las técnicas de muestreo aleatorio, son herramientas matemáticas válidas para estimar características poblacionales de interés en el análisis de ingeniería, como es el presente caso.

Para seleccionar los individuos de la muestra es fundamental proceder aleatoriamente; es decir, decidir al azar que individuos de entre toda la población forman parte de la muestra.

#### **2.6.4. Tamaño de la muestra<sup>11</sup>**

Para que se puedan obtener conclusiones fiables para la población a partir de la muestra, es importante tanto su tamaño como el modo en que han sido seleccionados los individuos que la componen.

El tamaño de la muestra depende de la precisión que se quiera conseguir en la estimación que se realice a partir de ella.

En el alimentador “Bellavista” se encuentran instalados 76 transformadores de distribución, de los cuales 12 transformadores no tienen red secundaria porque son de tipo particular; por lo tanto, la población que participa en este proceso de investigación son 64 transformadores de diferentes capacidades conectados al alimentador “Bellavista” de la subestación Loreto.

Es importante aclarar que la población solo se limita a transformadores que están conectados a la red secundaria. Además, es necesario disponer de un listado de todos los transformadores de distribución, con el fin de poder hacer la selección completamente al azar o de manera sistemática.

Para la selección del tamaño de la muestra en la estimación de una media poblacional, se propone la siguiente expresión:

---

<sup>11</sup> MUYULEMA, Paúl; TESIS. Estudio de la Composición de las Pérdidas de Energía en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A.

$$n = \frac{N * \sigma^2}{(N-1) * D + \sigma^2} \quad (2.4)$$

Donde:  $D = \frac{E^2}{4}$

**n** = Tamaño de la muestra.

**N** = Tamaño de la población.

**σ** = Desviación estándar de la población ( $\sigma^2$  = Varianza poblacional).

**E** = Error de estimación.

Existe además una expresión muy utilizada en la definición del tamaño muestral en poblaciones relativamente grandes, con una aproximación para  $N > 30$  ésta es:

$$n = \frac{\left( Z_{\alpha/2, 95\%} \times \sigma \right)^2}{E^2} \quad (2.5)$$

$Z_{\alpha/2, 95\%}$  = nivel de confianza

Nivel de confianza =  $100(1 - 0,05) \% = 95 \%$

$Z_{\alpha/2, 95\%} = 1,96$  para un nivel de confianza en la estimación del 95 %

El nivel de confianza se calcula en el Anexo 3.

Las dos expresiones son teóricamente consistentes y permiten estimar el tamaño de la muestra, para estimar el porcentaje promedio de pérdidas técnicas de energía en circuitos secundarios. Es de recordar que la opción de tomar esta variable se debe al objetivo de disminuir la varianza y obtener un tamaño muestral menor.

El siguiente cuadro es el resultado de la aplicación de las dos expresiones anteriores, para un error de estimación en el porcentaje de pérdidas del 0.5%; es decir, si el resultado de la investigación da como resultado un 3%, el verdadero valor estaría entre 2.5 y el 3.5% con una confiabilidad del 95%.

TABLA Nº 2.4  
CÁLCULO DE LA MUESTRA

Tamaño de la Muestra (n)		
Población N	Expresión 1	Expresión 2
20	11	20
30	14	24
40	16	24
<b>60</b>	<b>18</b>	<b>24</b>
80	19	24
100	20	24
150	22	24
200	22	24
300	23	24
500	24	24
1000	24	24
2000	25	24
4000	25	24
6000	25	24
8000	25	24
10000	25	24

FUENTE: TESIS PAÚL MUYULEMA  
RECOPIADO POR: EL AUTOR

Por consiguiente, para la población  $N = 64$ , tenemos una muestra  $n = 24$ . El objetivo de utilizar la expresión (2), es con el fin de elevar el nivel de confianza en la estimación, lo más cercano a uno, generalmente se toma 0.9, 0.95 o 0.99.

### 2.6.5. Correlación con circuitos similares

Las pérdidas de un sistema o circuito se pueden estimar, relacionándolos con otro sistema o circuito que tengan similares características, para relacionar los circuitos secundarios que conforman cada grupo con su respectivo representante en la muestra, se utiliza el factor de pérdidas y porcentaje de pérdidas correspondientes a cada una de las muestras, mismos que se utilizan para extrapolar todos los secundarios pertenecientes al grupo, la correlación es utilizada para determinar las pérdidas en circuitos secundarios, pérdidas resistivas en transformadores y acometidas.

### 2.6.6. Estructura de los grupos

La estructura de los grupos se realiza para calcular el conjunto de pérdidas resistivas en: redes secundarias, transformadores de distribución, acometidas y medidores. Estos se clasifican por características similares, como son: topología, configuración, capacidad, número de clientes, consumos, estrato social, etc., para luego ser evaluados en cada grupo.

Tomando como referencia lo anteriormente expuesto se precede a determinar los transformadores que confirmarán la muestra. (Referencia 2)

TABLA N° 2.5  
ESTRUCTURA DE LOS GRUPOS DE LA MUESTRA

TIPO TRANSF	CANTIDAD	%	N° MUESTRAS
T1A10	2	3	1
T1A15	2	3	1
T1A25	6	9	2
T1A37.5	1	2	1
T3A30	12	17	4
T3A75	20	33	8
T1C50	15	23	5
T3C45	6	9	2
Total	64	100%	24

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

A continuación se presenta los transformadores de distribución que conforman la muestra.

TABLA N° 2.6  
CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LA MUESTRA

TIPO TRANSF	N° TRANSF	MUESTRA
T3C75	322	1
T3C75	279	2
T3C75	5825	3
T3C75	5695	4
T3C75	1223	5
T3C75	1217	6
T3C75	1621	7
T3C75	1619	8
T3C50	274	9
T3C50	5830	10
T3C50	1161	11
T3C50	1207	12
T3C50	5824	13
T3C45	1706	14
T3C45	278	15
T3C30	284	16
T3C30	277	17
T3C30	1624	18
T3C30	4277	19
T1A37.5	4939	20
T1A25	4213	21
T1A25	5400	22
T1A15	5216	23
T1A10	1216	24

FUENTE: SOFTWARE SID

REALIZADO POR: EL AUTOR

## 2.7. ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN POTENCIA DE LAS REDES SE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DE LA MUESTRA

Con el objeto de verificar la confiabilidad de la aplicación del método de la REA para determinar las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución secundaria, se presenta a continuación los porcentajes de caída de voltaje y los valores de potencia en cada uno de los circuitos de la muestra.

TABLA N° 2.7

RESUMEN DE RESULTADOS DE LA MUESTRA

TIPO TRANSF	Nº TRANSF	%ΔV EEASA	%ΔV REA	PERDIDAS EEASA [kW]	PÉRDIDAS REA [kW]	DEMANDA Consumo [kW]	LUMINARIAS [kW]	DEMANDA TOTAL [kW]
T3C75	322	1.06	1.06	0.30	0.23	33.51	1.20	34.94
	279	2.82	3.71	1.00	1.73	67.71	3.50	72.94
	5825	4.62	5.71	1.98	2.66	68.55	1.05	72.26
	5695	5.16	4.81	2.07	2.39	73.77	1.22	77.38
	1223	4.47	5.94	1.57	2.71	69.30	1.92	73.94
	1217	4.31	5.36	1.63	2.72	67.72	2.32	72.76
	1621	2.00	3.07	0.43	0.94	45.73	1.05	47.72
	1619	2.36	2.57	0.59	1.12	53.37	2.75	57.23
T3C50	274	3.02	2.99	1.21	1.31	57.25	1.25	59.81
	5830	2.62	2.49	0.63	0.54	39.56	0.57	40.74
	1161	5.53	7.31	1.12	2.05	48.93	0.60	51.58
	1207	2.92	3.55	0.68	0.94	38.67	1.17	40.78
	5824	3.37	2.20	0.48	0.24	32.38	0.43	33.04
T3C45	1706	1.93	2.46	0.33	0.57	30.68	0.85	32.10
	278	1.09	0.88	0.15	0.15	29.01	1.65	30.81
T3C30	284	2.06	2.27	0.40	0.50	32.67	0.90	34.07
	277	2.06	1.73	0.26	0.25	26.56	1.55	28.36
	1624	2.38	3.37	0.35	0.74	32.95	1.50	35.19
	4277	1.98	2.51	0.29	0.48	32.20	1.30	33.98
T1A37.5	4939	1.66	1.73	0.35	0.47	35.45	1.45	37.37
T1A25	4213	4.60	4.85	0.58	0.69	23.37	1.00	25.07
	5400	1.71	2.01	0.23	0.28	23.61	0.60	24.49
T1A15	5216	5.47	5.92	0.91	1.06	20.02	0.62	21.71
T1A10	1216	1.08	1.09	0.11	0.07	11.93	0.28	12.28
<b>TOTAL</b>				<b>17.66</b>	<b>24.92</b>	<b>994.91</b>	<b>30.73</b>	<b>1,050.56</b>

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

### Análisis e interpretación

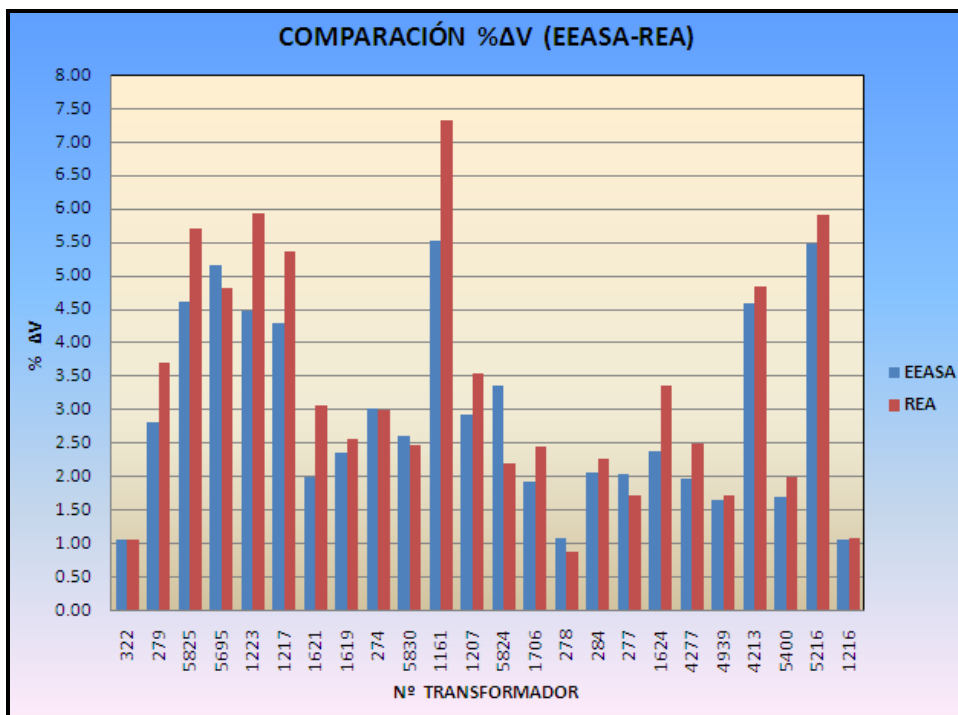
Las demandas coincidentes o diversificadas calculadas bajo las normas de la EEASA y la metodología de la REA determinan la variación de los porcentajes de caída de voltaje, debido a que estas demandas coincidentes se determinan desde diferentes puntos de vista, por lo tanto también variarían los valores de potencia de pérdidas.

La determinación de la demanda coincidente con el método de la REA aplicada a cada tramo del circuito es la más acertada, debido a que trabaja con valores reales en lo que respecta al consumo promedio de energía por parte de los clientes; en

consecuencia los resultados obtenidos tendrán un grado más elevado de confiabilidad.

A continuación se presenta gráficamente los porcentajes de caída máxima de voltaje y las pérdidas de potencia, obtenidas con la metodología de la EEASA y la REA en cada circuito de la muestra.

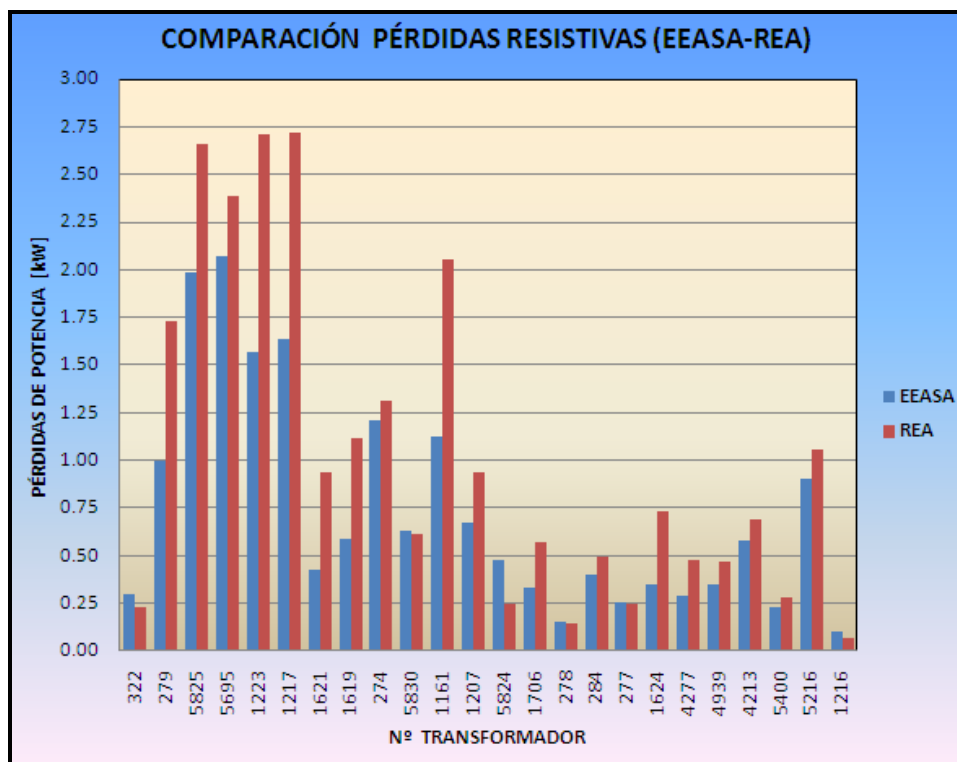
GRÁFICO N° 2.4  
 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS %  $\Delta V$  (EEASA - REA)



FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

GRÁFICO Nº 2.5  
 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS  
 (EEASA - REA)



FUENTE: PERSONAL  
 REALIZADO POR: EL AUTOR

### Análisis e interpretación

En los gráficos anteriormente expuestos, se puede apreciar de mejor manera la variación de los porcentajes de caída de tensión y las pérdidas de potencia entre las dos metodologías; esta variación se debe al comportamiento significativo que presenta la carga en cada circuito secundario del sistema y esto se debe, a los diferentes tipos de consumo por parte de los clientes.

En la TABLA Nº 3.12, se resumen los valores de potencia y energía, así como también los porcentajes de pérdidas en alimentador objeto de estudio.

## RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

COMPONENTES	DEMANDA	ENERGÍA	%	%	%
	Kw	kWh	DEMANDA	ENERGÍA	F. PERDIDAS
LÍNEAS SECUNDARIAS	98.26	198,245.29	2.94%	1.77%	23%
ALUMBRADO PÚBLICO	14.12	61,828.08	0.42%	0.55%	50%
ACOMETIDAS	80.79	100,796.99	2.42%	0.90%	14%
MEDIDORES DE ENERGÍA	2.23	19566.85	0.07%	0.17%	100.00%
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS</b>	<b>195.40</b>	<b>380,437.21</b>	<b>5.9%</b>	<b>3.40%</b>	<b>22.23%</b>

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

Los porcentajes de pérdidas técnicas en energía en la red de distribución secundaria, alumbrado público, acometidas y medidores de energía del alimentador “Bellavista” se detallan a continuación:

TABLA Nº 2.8

### PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL DE SECUNDARIOS

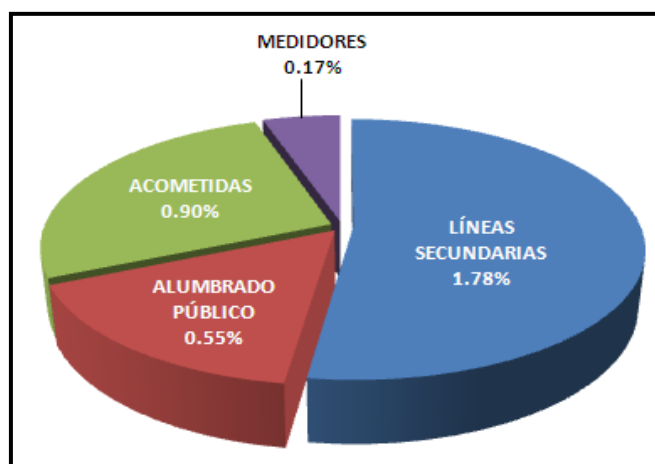
DISTRIBUCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	
LÍNEAS SECUNDARIAS	1.7%
ALUMBRADO PÚBLICO	0.55%
ACOMETIDAS	0.90%
MEDIDORES DE ENERGÍA	0.17%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

La distribución de pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria, se representa en forma porcentual en el GRÁFICO Nº 3.6, así tenemos:

### DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL DE SECUNDARIOS



FUENTE: PERSONAL  
 REALIZADO POR: EL AUTOR

### **Análisis e interpretación**

El mayor porcentaje de pérdidas de energía con el 1.77%, se presenta en las redes de distribución y es razonable porque a través de estas se transporta toda la energía requerida por la carga. Seguidamente tenemos las pérdidas en las acometidas con un porcentaje de 0.90% debidas al mismo principio que las redes de distribución, luego tenemos las pérdidas de energía por alumbrado público con un porcentaje del 0.55% y por último las pérdidas de energía en los medidores de energía con el 0.17%.

A continuación se presentan los porcentajes de pérdidas de energía obtenidos con la aplicación del método de la REA y los porcentajes de pérdidas bajo las normas de la EEASA.

Con el propósito de medir el grado de eficacia y confiabilidad de los porcentajes de pérdidas en potencia y energía que se obtuvieron con el método de la REA, se comparara con los porcentajes de estudios de pérdidas de energía realizados por la EEASA al alimentador “Bellavista”, en el mismo año (2008).

TABLA N° 2.9  
COMPARACIÓN DE RESULTADOS REA-EEASA.

MÉTODO	PÉRDIDAS ANUALES	DEMANDA	ENERGÍA	%	%	%
		kW	KWh	DEMANDA	ENERGÍA	F. PÉRDIDA
REA	Redes Secundarias	102.19	198,837.5	3.06%	1.78%	22%
EEASA	Redes Secundarias	101.93	195,795.9	3.1%	1.7%	21.9%

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA

REALIZADO POR: EL AUTOR

### **Análisis e interpretación**

Los valores de pérdidas de potencia y energía de los dos estudios realizados en el mismo periodo y bajo las mismas condiciones, guardan una estrecha relación. Esta mínima diferencia se debe a que el método de la REA considera en el mismo proceso de cálculo clientes de cualquier tipo, ya sean estos de tipo A, B, C y D.

## **2.8. VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS**

El solo hecho de entender que el porcentaje de pérdidas es un síntoma de la situación de la empresa, permite afrontar con seriedad la búsqueda de las verdaderas causas que la originan y su solución. Un bajo nivel de pérdidas es un elemento esencial para alcanzar buenos resultados respecto a los objetivos de atención al consumidor, desempeño económico financiero y eficacia operacional.

Por tal razón la empresa debe continuar realizando estudios de pérdidas de energía con el fin de implementar nuevos procedimientos y métodos que aporten y faciliten su determinación.

Este trabajo presenta un procedimiento para determinar las pérdidas técnicas en potencia y energía; los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología propuesta por la REA y mediante la comparación de resultados con

los estudios de pérdidas de energía realizados por parte de la EEASA, refleja que su aplicación para determinar las pérdidas técnicas en las redes de distribución secundaria, son prácticamente confiables, pues los resultados así lo demuestran.

## **CAPÍTULO III**

### **PROPUESTA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO APLICADO EL MÉTODO DE LA REA**

### **3.5. PRESENTACIÓN**

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica, debe ser la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, a todos los niveles, ya sea subtransmisión, redes de distribución primaria, transformadores, redes de distribución secundaria, alumbrado público y sistema de medición, de forma que se puedan definir y establecer los mecanismos necesarios para su reducción.

Las pérdidas de energía en nuestro país se han convertido en un problema serio dentro del Mercado Eléctrico, causado por la falta de implementación de un programa serio de reducción de pérdidas, sobre todo, en las Empresas Distribuidoras.

Conforme a referentes internacionales, se tiene como aceptable que las empresas dedicadas a la generación y venta de electricidad registren pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, entre el 8% y el 12% de su generación total.

La desinversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica no solo conduce a un deterioro en la calidad de servicio que se presta, sino que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas de energía.

### **3.6. OBJETIVOS**

#### **6.1.1 Objetivo General**

El objetivo general es determinar las pérdidas técnicas en potencia y energía, en la red aérea de distribución secundaria del alimentador “Bellavista” perteneciente a la subestación Loreto, aplicando el método de la Administración de Electrificación Rural (REA).

### **6.1.2 Objetivos Específicos**

- Presentar un procedimiento que permita realizar los cálculos respectivos para la determinación de pérdidas técnicas en la red de distribución secundaria, aplicando el método de la REA.
- Presentar un diagnóstico de la situación actual del subsistema de distribución secundario.
- Comparar los valores de potencia de pérdidas en los tramos bajo el perfil de caídas de voltaje, utilizando las demandas diversificadas actuales de la Empresa Ambato con las demandas diversificadas propuestas por la REA.

### **3.7. ÁREA DE ESTUDIO**

El presente estudio está dirigido al alimentador “Bellavista”, considerando que tiene varios componentes socio-económicos es decir, clientes con rangos de consumo bajos y medios, estos aspectos conllevan una importante influencia en el comportamiento de la carga.

### **3.8. ALCANCE**

El presente estudio llega hasta los clientes finales, es decir; desde la red secundaria de baja tensión, luminarias, acometidas, hasta los medidores de energía. Para el efecto se ejecutaran las siguientes acciones:

- Levantamiento y validación de la información técnica de la red de distribución secundaria en estudio.
- El estudio se realizará con valores reales de demanda y de energía, tanto para el sistema de distribución secundario como para sus abonados.

- Modelación de la red de distribución secundaria en el programa computacional SID (Sistema de Información de Distribución).

### **3.11. DESARROLLO DE LA PROPUESTA**

El análisis técnico para determinar las pérdidas técnicas en potencia y energía, en la red aérea de distribución secundaria, se realizará aplicando la metodología de la REA, éstas en base a los consumos de energía (kWh/mes/cliente).

#### **3.5.2 Procedimiento General para determinar las Pérdidas Técnicas en la Red de Distribución Secundaria**

Para poder determinar las pérdidas en la red de distribución secundaria se debe considerar lo siguiente:

Datos de la red de distribución secundaria actualizado.

- Información técnica;
- Información de la carga;
- Realización de cálculos y,
- Extrapolación de los resultados.

##### **3.5.2.1 Información técnica**

La información que se requiere para poder determinar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución secundario corresponde a transformadores de distribución, red secundaria, luminarias, acometidas, carga promedio mensual de los clientes conectados a circuitos.

- **Transformadores.-** La información requerida corresponde a la capacidad, voltajes en el lado secundario y carga suministrada.

- **Red secundaria.-** Se debe tener información sobre el tipo de circuito, topología de campo, calibre de los conductores, longitud y la carga en el poste.
- **Luminarias.-** Se requiere información sobre la potencia real de las mismas, es decir la potencia que consumen sus accesorios, incluyendo el tipo y voltaje.
- **Acometida.-** Corresponde al tipo, calibre y longitud del conductor que alimenta al cliente.
- **Medidores de energía.-** Corresponde al tipo, marca, diseño.

### **3.5.2.2 Información de la carga**

La información que se requiere es la energía consumida por mes por cliente, ésta no se calcula, se la obtiene del de la base de datos SYSCOM, utilizada para facturación, con el manejo de información referente a consumos, demandas y potencias de los clientes registrados.

### **3.5.2.3 Realización de cálculos**

Una vez descrito el sistema en estudio, con la información tanto técnica como de la carga, se procede a cuantificar las pérdidas técnicas en potencia y energía en la red de distribución secundaria, estas son:

- Red secundaria;
- Luminarias;
- Acometidas y,
- Medidores de energía.

### **3.5.2.4 Extrapolación de resultados**

Una vez realizados los cálculos para determinar las pérdidas de potencia y energía en la muestra, estos resultados se proceden a extrapolarlos a todos los circuitos secundarios del alimentador en estudio, para así obtener las pérdidas técnicas totales en la red secundaria.

Cabe indicar que primeramente se determinan las pérdidas de potencia y a partir de éstas las pérdidas de energía. En este capítulo se establecerá la metodología para determinar las pérdidas técnicas en cada uno de los subsectores de la red de distribución secundaria y a la vez se aplicará al alimentador objeto de estudio.

### **3.12. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES SECUNDARIAS**

Las pérdidas asociadas con la red de distribución secundaria se presentan a causa del efecto de Joule o pérdidas resistivas  $I^2 \cdot R$ , debido al consumo de los clientes y luminarias; así tenemos:

$$P_{\text{pérdidas}} = I^2 \cdot R \quad (3.1)$$

Como:

$$I = \frac{V}{R} \quad (3.2)$$

Entonces tenemos la ecuación de las pérdidas de potencia en función del voltaje.

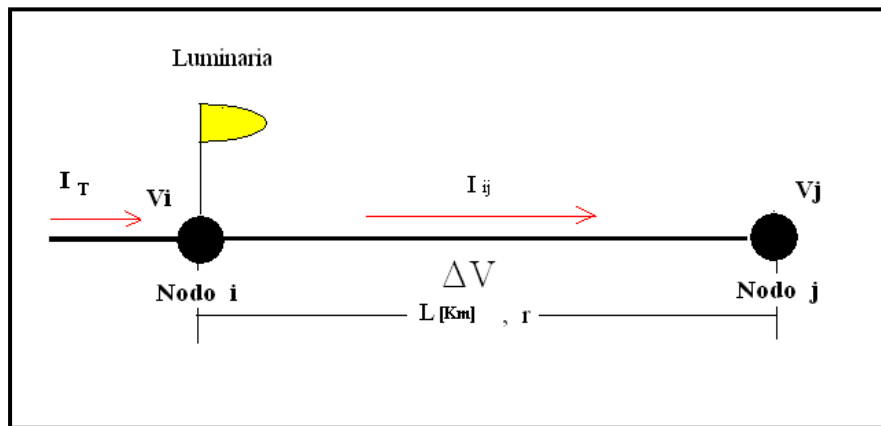
$$P_{\text{pérdidas}} = \frac{V^2}{R} \quad (3.3)$$

#### **3.12.1. Caída de Voltaje en un tramo cualquiera**

Para determinar las pérdidas en cada uno de los tramos de la red, previamente se calcula la caída de voltaje mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta V = V_i - V_j \quad (3.4)$$

GRÁFICO N° 3.1  
TRAMO DE UN CIRCUITO SECUNDARIO



FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA  
RECOPILOADO POR: EL AUTOR

Sean los nodos i, j dos postes cualesquiera en el cual se van a calcular las pérdidas, L la longitud en [km] del tramo y r la resistencia en [ $\Omega$ /km].

Las características para el cálculo de caídas de voltaje encierran parámetros como los kVA-m, de tal forma que su determinación se presenta a continuación.

### 3.12.2. Determinación de los kVA-m

Los kVA-m para redes aéreas de Baja Tensión se calculan mediante la siguiente expresión.

$$\text{kVA} - \text{m} = \frac{1000}{\text{FCV}} \quad (3.5)$$

Donde:

FVC: Factor de caída de voltaje [% / kVA - km]

De igual forma para calcular el FCV se utiliza la expresión siguiente:

$$\text{FCV} = \frac{R * \cos(\phi) + X * \text{sen}(\phi)}{N^{\circ}\text{Fases} * \text{KV}_{fn}^2 * 10} \quad (3.6)$$

Donde:

R: Resistencia del conductor a 50°C [ $\Omega/\text{km}$ ]

cos ( $\phi$ ): Factor de potencia (0,94). Para el presente estudio

X: Reactancia inductiva media por fase a 60 Hz [ $\Omega/\text{km}$ ]

kV<sub>fn</sub>: Voltaje fase-neutro [kV]

La resistencia del conductor de Aluminio a 50°C se calcula con la siguiente expresión:

$$R_{t^{\circ}} = R_{20^{\circ}\text{C}}[1 + \alpha(t - 20)] \quad (3.7)$$

Donde:

R<sub>t°</sub> : Resistencia del conductor a una temperatura t

R<sub>20°C</sub> : Resistencia del conductor a 20°C. Ver (Anexo 4)

$\alpha$  : 0.0043 para el conductor de aluminio

TABLA N° 3.1  
RESISTENCIA DE LO CONDUCTORES ACSR A 50°C DE  
TEMPERATURA

CALIBRE AWG	NÚMERO DE HILOS	R [ $\Omega/\text{km}$ ] 20°C	R [ $\Omega/\text{km}$ ] 50°C
4	6/1	1.328	1.597
2	6/1	0.834	1.05
1/0	6/1	0.524	0.696
2/0	6/1	0.416	0.557
3/0	6/1	0.330	0.449

FUENTE: ENRIQUEZ, HARPPER, DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA  
REALIZADO POR: EL AUTOR

La reactancia media se calcula en base a la siguiente expresión:

$$X = \epsilon * \log_{10} \left[ \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right] [\Omega/\text{km}] \quad (3.8)$$

Donde:

$\varepsilon$  : 0.1736 [ $\Omega$ /km] para conductor de Aluminio ASC

DMG : Distancia media geométrica. [cm]

RMG : Radio medio geométrico [cm]

El RMG se determina con la expresión:

$$\text{RMG} = K * r \quad (3.9)$$

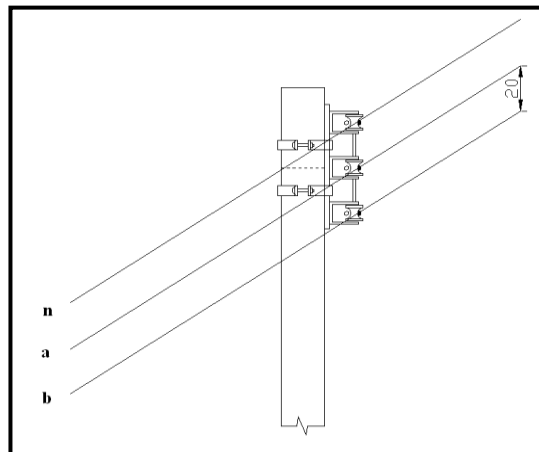
Donde:

K : 0.7256 para el conductor 7-hilos

r : radio del conductor [cm]

A continuación se presentan las configuraciones normalizadas de circuitos aéreos de Baja Tensión con conductor de Al desnudo ASC; así como también la expresión correspondiente para la determinación del DMG.

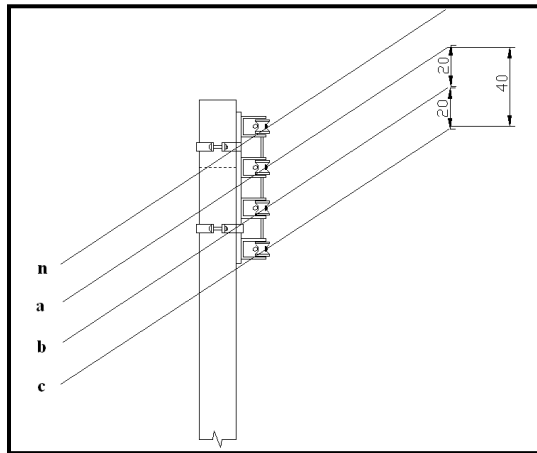
GRÁFICO N° 3.2  
CONFIGURACIÓN MONOFÁSICA TRIFILAR



FUENTE: GUÍA DE DISEÑO EEASA  
RECOPIADO POR: EL AUTOR

$$\text{DMG} = D_{ab} \quad (3.10)$$

FIGURA N° 3.3  
CONFIGURACIÓN TRIFÁSICA TETRAFILAR



FUENTE: GUÍA DE DISEÑO EEASA  
RECOPIADO POR: EL AUTOR

$$DMG = \sqrt[3]{(D_{ab} * D_{bc} * D_{ac})} \quad (3.11)$$

En la Tabla 3.2, se resume los resultados obtenidos de los kVA-m para el 1% de caída de tensión, aplicado a los conductores de aluminio desnudo ASC que actualmente se encuentran en las redes de Baja Tensión.

TABLA 3.2  
kVA-m PARA EL 1% DE CAÍDA DE TENSIÓN

CALIBRE AWG	kVA-m	
	1F 3C	3F 4C
4	177	264
2	258	385
1/0	368	548
2/0	444	660
3/0	531	787

FUENTE: PERSONAL  
REALIZADO POR: EL AUTOR

Condiciones de cálculo:

Temperatura del conductor 50°C

Capacidad de conducción 75%

Factor de potencia de la carga 0.94

Frecuencia 60 Hz

La caída de voltaje en función de la DMU y del momento kVA-m del conductor, se calcula por medio de la siguiente expresión matemática.

$$\Delta V[\%] = \frac{\# \text{usuarios} * DMU_{\text{actual}} * L_{\text{longitud del vano}}}{FD * kVA - m} \quad (3.12)$$

Donde:

$\Delta V[\%]$ : Caída de tensión (valor porcentual)

FD : Factor de Diversidad

kVA-m : Momento [kVA-m] del conductor

Como la Demanda máxima coincidente o Diversificada es:

$$D_{\text{max coinc}} = \frac{\# \text{usuarios} * DMU_{\text{actual}}}{FD} \quad (3.13)$$

Entonces tenemos que;

$$\Delta V[\%] = \frac{D_{\text{max coinc}} * L_{\text{longitud del vano}}}{kVA - m} \quad (3.14)$$

El valor correspondiente de  $\Delta V[\%]$  en voltios es:

$$\Delta V = \frac{D_{\text{max coinc}} * L_{\text{longitud del vano}}}{kVA - m} * \frac{V_{fn}}{100} \quad [V] \quad (3.15)$$

Donde:

$\Delta V$  : Caída de voltaje [Voltios] y es el valor máximo porque se aplica para el

proceso de cálculo la DMU actual.

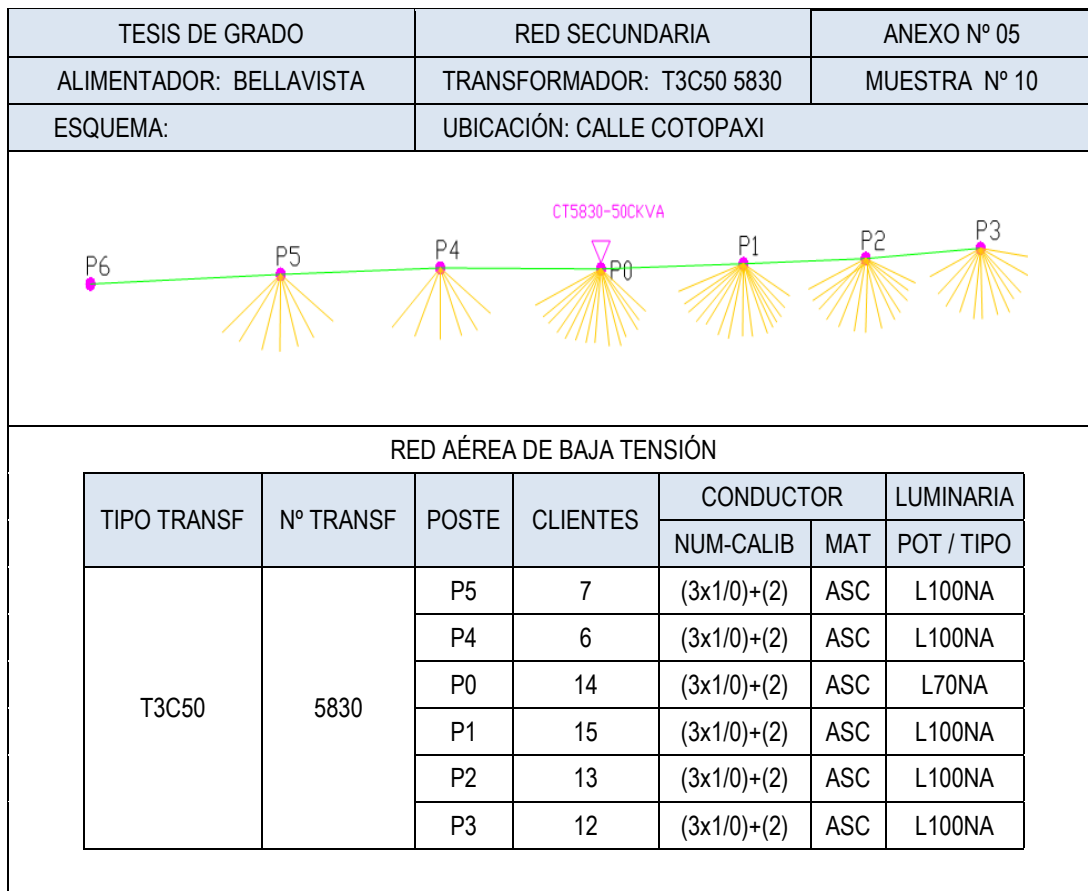
$V_{fn}$ : Voltaje fase neutro.

### **3.13. MODELACIÓN DE CIRCUITOS SECUNDARIOS**

La modelación de circuitos secundarios para obtener los valores de caída de tensión, se realiza en el programa SISDE (Sistema de Diseños Eléctricos), empleando la información del grupo tipificado de muestras de los secundarios del alimentador “Bellavista”, (ver Anexo 5). Se procede a modelar la red secundaria teniendo como base la siguiente información:

- Topología de red;
- Calibre de los Conductores;
- Capacidad instalada;
- Configuración del circuito (monofásico, trifásico);
- Tipo de cliente y,
- Número de clientes involucrados en el circuito.

**GRÁFICO N° 3.4**  
**TOPOLOGÍA DE LA RED DE BAJA TENSIÓN**



FUENTE: SOFTWARE SID

REALIZADO POR: EL AUTOR

### **3.14. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN POTENCIA Y ENERGÍA EN LAS REDES SECUNDARIAS**

Las pérdidas de potencia para las redes aéreas de Baja Tensión, en función de la caída de voltaje quedan determinadas por medio de la siguiente expresión:

$$P_{\text{pérdidas}} = \frac{\Delta V^2}{R} \quad (3.16)$$

Dependiendo de la configuración de la red tenemos que:

$$P_{\text{pérdidas}} = n * \frac{\Delta V^2}{R} \quad (3.17)$$

Donde:

n = 2 Red monofásica trifilar

n = 3 Red trifásica tetrafilar

El cálculo de los porcentajes de caída de voltaje y las pérdidas de potencia en el circuito antes modelado se presentan en la siguiente tabla.

**TABLA N° 3.3**  
**CÓMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE Y PERDIDAS TÉCNICAS**  
**CÓMPUTO DE CAÍDAS DE VOLTAJE (NORMAS EEASA)      Transformador N° 5830**

DATOS			DMD	CIRCUITO	CONDUCTOR		CÓMPUTO			PÉRDIDAS [W]
TRAMO		ABONADOS	KVA	N°. CONDUCT.	CALIB. AWG	FCV KVA-m	KVA-m	CAÍDA DE TENSIÓN (%)		
REF	Long(m)							PARCIAL	ACUMULADO	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT3-50C-P1	34.2	40	21.90	3F4C	1/0	548	748.91	1.37	1.37	344.25
P1-P2	29.4	25	15.00	3F4C	1/0	548	441.00	0.80	2.17	138.86
P2-P3	27.7	12	8.91	3F4C	1/0	548	246.83	0.45	2.62	46.17
CT3-50C-P4	38.6	13	9.38	3F4C	1/0	548	361.88	0.66	0.66	71.21
P4-P5	38.3	7	6.29	3F4C	1/0	548	240.81	0.44	1.10	31.78
P5-P6	45.7									
Máxima Caída de tensión:								2.62		<b>632.27</b>

**CÓMPUTO DE CAÍDAS DE VOLTAJE (MÉTODO DE LA REA)      Transformador N° 5830**

DATOS			DMD	CIRCUITO	CONDUCTOR		CÓMPUTO			PÉRDIDAS [W]
TRAMO		ABONADOS	KW	N°. CONDUCT.	CALIB. AWG	FCV KVA-m	KVA-m	CAÍDA DE TENSIÓN (%)		
REF	Long(m)							PARCIAL	ACUMULADO	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT3-50C-P1	34.2	40	23.50	3F4C	1/0	548	803.63	1.47	1.47	394.81
P1-P2	29.4	25	13.71	3F4C	1/0	548	402.98	0.74	2.20	115.48
P2-P3	27.7	12	5.62	3F4C	1/0	548	155.79	0.28	2.49	18.32
CT3-50C-P4	38.6	13	9.11	3F4C	1/0	548	351.62	0.64	0.64	66.97
P4-P5	38.3	7	4.55	3F4C	1/0	548	174.38	0.32	0.96	16.60
P5-P6	45.7									
Máxima Caída de tensión:								2.49		<b>536.43</b>

FUENTE: SOFTWARE SID

REALIZADO POR: EL AUTOR

### 3.14.1. Cálculo de las Pérdidas en Potencia a nivel de Alimentador

Las pérdidas de potencia en las redes secundarias del alimentador se determinan con la extrapolación de los resultados obtenidos de la muestra, mediante el Porcentaje de Pérdidas cuyo valor se obtiene de la relación de la demanda de pérdidas calculadas y la demanda asignada al circuito.

El total de pérdidas resistivas en el alimentador, se obtiene del producto del Porcentaje de Pérdidas por cada circuito del grupo.

$$P_p = D_{\text{Asignada}} \times \%P_{\text{Muestra}} \quad (3.18)$$

Donde:

$P_p$  = Pérdidas de potencia para los circuitos del grupo [kW]

$D_{\text{Asignada}}$  = Demanda asignada [kW]

### 3.14.2. Cálculo de las Pérdidas en Energía a nivel de Alimentador

Las pérdidas de energía en los circuitos de distribución secundaria se determinan del sumatorio de los elementos  $DSL_i$  multiplicado por el intervalo de demanda, este proceso es utilizado para determinar las pérdidas de energía para cada uno de los representantes del grupo. De la energía de pérdidas calculada y de la potencia de pérdidas a demanda máxima, se calcula el factor de pérdidas que sirve para determinar la energía de pérdidas en cada uno de los transformadores del grupo.

Con base en las demandas máximas de los transformadores del grupo se procede a obtener la energía de pérdidas anuales de todos los secundarios del alimentador.

$$E_{SL} = T \times \sum_{i=1}^{n=24} F_{dp} \times DSL_i \quad (3.19)$$

Donde:

ESL = Energía de pérdidas en redes secundarias [kWh]

T = Periodo de análisis 8760 horas

Fdp = Factor de pérdidas

DSL<sub>i</sub> = Demanda de pérdidas en la red secundaria i [kW]

El factor de pérdidas se calcula con la expresión (1.8).

Con el fin de cuantificar las pérdidas técnicas en las redes de distribución secundarias, se presenta a continuación la energía suministrada y la energía registrada, obtenida de los registradores ubicados en la cabecera del alimentador.

TABLA N° 3.4

DEMANDA Y ENERGÍA DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA” AÑO 2008

TOTAL DEL SISTEMA ALIMENTADOR "BELLAVISTA"	DEMANDA	ENERGÍA	%
	[kW]	[kWh]	
ENERGÍA SUMINISTRADA	3,337.35	11,195,123	
ENERGÍA REGISTRADA		10,092,962	
PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA		1,102,161	9.85%

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN EEASA

RECOPIADO POR: EL AUTOR

### 3.14.3. **Energía suministrada**

La energía suministrada es la consumida por los clientes a través de las redes de distribución y que para el año 2008, en el alimentador “Bellavista”, fue de 11, 195,123 [kWh].

### 3.14.4. **Energía registrada**

Corresponde a la venta de energía por parte de la EEASA que para el año 2008 fue de 10, 092,962.1 [kWh].

### 3.14.5. Energía de pérdidas

La energía de pérdidas está determinada por las pérdidas técnicas en las redes aéreas de distribución, alumbrado público, acometidas y medidores de energía del alimentador “Bellavista”.

Las pérdidas anuales de potencia y energía para cada circuito secundario del alimentador en estudio se detallan en el siguiente cuadro.

TABLA N° 3.5  
CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN POTENCIA Y ENERGÍA ANUAL PARA  
EL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”

# TRANSF	TIPO TRANSF	kVA	REA [kW]	PÉRDIDAS TÉCNICAS	
				[kW]	[kW-h]
279	T3C75	75	37.29	2.08	3,185.07
322	T3C75	75	17.94	1.00	1,532.45
1217	T3C75	75	41.64	2.32	3,556.14
1617	T3C75	75	60.74	3.38	5,187.81
1619	T3C75	75	29.55	1.65	2,524.28
1620	T3C75	75	53.49	2.98	4,568.66
1621	T3C75	75	28.16	1.57	2,405.38
1622	T3C75	75	46.07	2.57	3,934.94
1625	T3C75	75	31.54	1.76	2,693.53
1627	T3C75	75	45.16	2.52	3,856.88
2387	T3C75	75	47.79	2.66	4,081.73
3520	T3C75	75	66.50	3.71	5,680.18
5380	T3C75	75	51.26	2.86	4,377.99
5695	T3C75	75	49.43	2.75	4,222.14
5825	T3C75	75	47.36	2.64	4,045.34
274	T3C50	50	37.95	1.37	3,480.02
1158	T3C50	50	41.28	1.49	3,784.62
1161	T3C50	50	36.04	1.30	3,304.82
1207	T3C50	50	24.85	0.90	2,278.38
1208	T3C50	50	41.48	1.50	3,803.56
1209	T3C50	50	149.38	5.39	13,697.04
4276	T3C50	50	52.46	1.89	4,809.86
5018	T3C50	50	22.37	0.81	2,051.25
5823	T3C50	50	39.46	1.42	3,617.97
5824	T3C50	50	20.60	0.74	1,888.57
5828	T3C50	50	55.49	2.00	5,088.43
5829	T3C50	50	49.01	1.77	4,493.69
5830	T3C50	50	29.12	1.05	1,470.39
6205	T3C50	50	41.83	1.51	3,835.82
6242	T3C50	50	44.30	1.60	4,061.91

# TRANSF	TIPO TRANSF	kVA	REA [kW]	PÉRDIDAS TÉCNICAS	
				[kW]	[kW-h]
278	T3C45	45	17.40	0.35	848.47
1220	T3C45	45	67.98	1.38	3,315.79
1346	T3C45	45	41.07	0.83	2,003.17
1706	T3C45	45	20.93	0.43	1,020.59
2977	T3C45	45	46.93	0.95	2,288.98
4275	T3C45	45	42.77	0.87	2,086.06
277	T3C30	30	15.51	0.44	1,178.33
1345	T3C30	30	26.49	0.75	2,012.57
1618	T3C30	30	15.70	0.45	1,192.75
1624	T3C30	30	21.28	0.60	1,616.33
1626	T3C30	30	10.86	0.31	825.08
4269	T3C30	30	64.14	1.82	4,872.89
4277	T3C30	30	17.49	0.50	1,328.74
4372	T3C30	30	18.16	0.52	1,379.90
5150	T3C30	30	9.84	0.28	747.72
6207	T3C30	30	54.10	1.54	4,110.38
168	T3A75	75	64.07	3.57	5,471.93
1051	T3A75	75	56.33	3.14	4,811.19
1223	T3A75	75	41.26	2.30	3,524.24
1224	T3A75	75	75.52	4.21	6,450.05
1231	T3A75	75	57.69	3.21	4,927.49
21992	T3A30	30	53.23	1.51	4,044.28
5216	T1C25	25	14.18	0.48	837.54
4939	T1A37.5	37.5	19.46	0.50	1,318.50
1216	T1A25	25	7.42	0.25	438.23
1233	T1A25	25	26.72	0.90	1,578.07
4213	T1A25	25	13.30	0.45	785.27
5400	T1A25	25	16.03	0.54	946.59
20244	T1A25	25	47.79	1.61	2,822.48
5526	T1A15	15	2.64	0.19	421.07
5851	T1A15	15	25.97	1.89	4,146.61
1163	T1A10	10	10.79	0.10	108.92
20880	T1A10	10	20.90	0.20	210.87
TOTAL				98.26	191,189.93

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

Las pérdidas totales en potencia y energía de las redes aéreas de distribución secundarias del alimentador “Bellavista” se presentan en el siguiente cuadro.

TABLA N° 3.6  
PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA	DEMANDA [kW]	ENERGÍA [kWh]	% DEMANDA	% ENERGÍA	% F. PÉRDIDAS
Líneas Secundarias	98.26	198,245.29	2.94%	1.77%	23%

FUENTE PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

### 3.11. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN ALUMBRADO PÚBLICO

Las pérdidas técnicas en el subsistema de alumbrado público se originan en los balastos de las luminarias, a consecuencia del efecto de Joule ocasionando calentamiento de la bobina, las pérdidas se calculan teniendo en cuenta la siguiente información:

- Número de luminarias existentes en el alimentador;
- Tipo de luminaria (Na, Hg) con sus respectivas potencias y,
- Pérdidas en los balastos (catálogo del fabricante).

Las pérdidas en las luminarias se calculan en forma general mediante la siguiente expresión:

$$E_{AP} = \frac{T}{2} \times \sum_{i=1}^n P_i \quad (3.20)$$

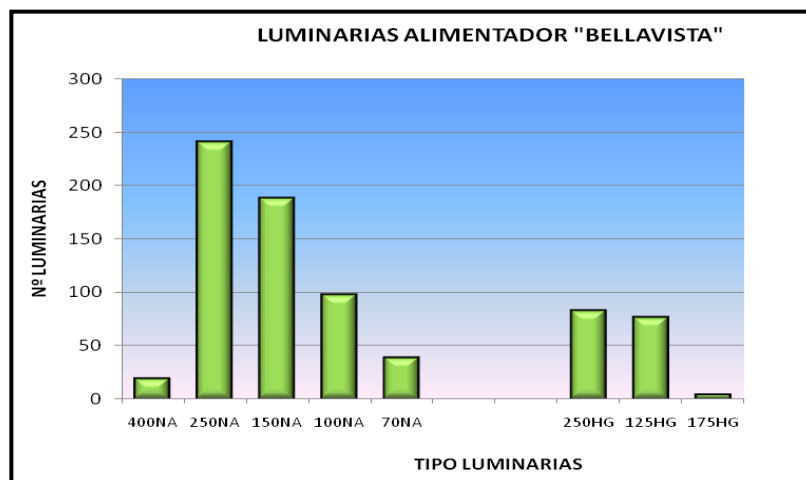
Donde:

T = Periodo 8760 [h]

P<sub>i</sub> = Pérdidas en el balastro de la luminaria

n = Número de luminarias

GRÁFICO N° 3.5  
LUMINARIAS ALIMENTADOR “BELLAVISTA”



FUENTE: SOFTWARE SID  
RECOPILADO POR: EL AUTOR

TABLA N° 3.7  
CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO

TIPO LUMINARIA	POTENCIA NOMINAL[W]	PÉRDIDAS BALASTRO [W]	Nº LUMINARIAS	PÉRDIDAS [kW]	PÉRD ANUAL [kWh]
NA	400	35	19	0.665	2912.7
	250	25	241	6.025	26389.5
	150	18	188	3.384	14821.92
	100	12	98	1.176	5150.88
	70	10	39	0.39	1708.2
HG	250	19	83	1.577	6907.26
	125	11	77	0.847	3709.86
	175	13	4	0.052	227.76
<b>TOTAL</b>			<b>749</b>	<b>14.116</b>	<b>61,828.08</b>

FUENTE: PERSONAL  
REALIZADO POR: EL AUTOR

Las pérdidas totales en potencia y energía de alumbrado público del alimentador “Bellavista” se presentan en el siguiente cuadro.

**TABLA N° 3.8**  
**PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO**

PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA	DEMANDA [kW]	ENERGÍA [kWh]	% DEMANDA	% ENERGÍA	% F. PÉRDIDAS
Alumbrado Público	14.12	61,828.08	0.54%	0.5%	50%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

### **3.11. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS**

La energía que se disipa en forma de calor representa las pérdidas de energía debido a la corriente que circula por el conductor ocasionado básicamente por el efecto de Joule.

Estas pérdidas se calculan en función de la DMU de cada cliente para calcular la corriente que circula por el conductor y con los datos de las resistencias de los conductores se determinan las pérdidas de potencia y energía.

Con el consumo promedio de energía por cliente, se aplica metodología propuesta por la REA descrita en el Capítulo II, para determina la demanda máxima coincidente y con esta la DMU.

La información que se requiere para el cálculo de las pérdidas en las acometidas son:

- Consumo promedio mensual de cada cliente (kWh/mes/cliente);
- Longitud de la acometida (m);
- Número de hilos y calibre de cada una;
- DMU de cada cliente y,
- Factor de diversidad, expresión 1.58.

La DMU se calcula con la siguiente ecuación:

$$DMU = \frac{D_{\max\_coincid} \times F_{div}(N)}{N} \quad (3.21)$$

Donde:

DMU = Demanda Máxima Unitaria

N = número de clientes

Las Pérdidas Resistivas en Acometidas se calculan mediante la expresión:

$$D_{Acom} = \sum_{i=1}^n I^2 \times R \quad (3.22)$$

$$I_i = \frac{DMU}{V \times fp} \times 1000 \quad [A] \quad (3.23)$$

Donde:

$D_{Acom}$  = Pérdidas en acometidas

N = Número de acometidas

Las pérdidas de energía se determinan por la expresión:

$$E_{Acom} = \frac{\sum_i^n D_{Acomi} \times f_{dp} \times T}{1000} \quad [kWh] \quad (3.24)$$

El factor de pérdidas del grupo de acometidas se obtiene, tomando el perfil de demanda para un cliente y evaluando las pérdidas resistivas de la misma.

### 3.10.1. Determinación de las pérdidas en acometidas

Mediante el levantamiento de campo se obtiene la longitud de las acometidas, así como también sus características permisibles como: calibre y número de hilos.

Las características técnicas de las acometidas se muestran a continuación.

**TABLA N° 3.9**  
**ACOMETIDAS AÉREAS EN LA EEASA**

CÓDIGO ESTRUCTURA	DESCRIPCIÓN ACOMETIDAS AÉREAS	CALIBRE	RESISTENCIA A [ $\Omega$ /km]	CAPACIDAD [A]
C106	Duplex 2x6 Al	6 AWG Al	2.17	100
C107	Duplex 2x4 Al	4 AWG Al	1.35	134
C205	Triplex 3x8 Al	8 AWG Al	3.42	70
C207	Triplex 3x4 Al	4 AWG Al	1.35	100
C208	Triplex 3x6 Al	6 AWG Al	2.17	134

FUENTE: DPTO. PLANIFICACIÓN

RECOPIADO POR: EL AUTOR

Las pérdidas totales en potencia y energía en las acometidas del alimentador “Bellavista” se presentan en el siguiente cuadro.

**TABLA N° 3.10**  
**PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS**

PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA	DEMANDA [kW]	ENERGÍA [kWh]	% DEMANDA	% ENERGÍA	% F. PÉRDIDAS
Acometidas	80.79	100,796.99	2.42%	0.90%	14%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

### **3.11. PÉRDIDAS EN CONTADORES DE ENERGÍA**

Las pérdidas de potencia y energía en los medidores de los clientes, se calcula considerando una pérdida de potencia constante que ocurre en la bobina de potencial del medidor sea cual fuere la carga medida.<sup>12</sup>

### 3..1 Determinación de las pérdidas de potencia y energía en contadores de energía

Las pérdidas internas de los medidores se la obtienen de los catálogos del fabricante.

Las pérdidas de energía para un año se calculan con la siguiente expresión:

$$E_{med} = \frac{N \times W_{co}}{1000} \times T \quad (3.25)$$

Donde:

$E_{med}$  = Pérdidas internas del medidor [kWh]

$N$  = Total de clientes existentes en el alimentador (4997)

$W_{co}$  = Potencia interna consumida por el medidor (0.447 W)

$T$  = Periodo (8760 h)

Las pérdidas totales en potencia y energía de los medidores del alimentador “Bellavista” se presentan en el siguiente cuadro.

TABLA N° 3.11  
PÉRDIDAS EN LOS MEDIDORES DE ENERGÍA

PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA	DEMANDA [kW]	ENERGÍA [kWh]	% DEMANDA	% ENERGÍA	% F. PÉRDIDAS
Medidores	2.23	19566.85	0.07%	0.17%	100.00%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

<sup>12</sup> MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS, OLADE & BID, Volumen 1.

### 3.11. RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR “BELLAVISTA”

De los cálculos realizados para la determinación de pérdidas técnicas en los diferentes subsectores del sistema de distribución secundaria, el resumen correspondiente de dichas pérdidas se lo presenta en la siguiente tabla.

TABLA N° 3.12  
DEMANDA Y ENERGÍA DEL ALIMENTADOR “BELLAVISTA” AÑO 2008

ALIMENTADOR “BELLAVISTA”	DEMANDA [kW]	ENERGÍA [kWh]	%
ENERGÍA SUMINISTRADA	3,337.35	11,195,122.9	
ENERGÍA REGISTRADA		10,092,962.1	
PÉRDIDAS PROMEDIO ANUAL		1,102,160.8	9.85%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

Los valores y porcentajes totales de pérdidas técnicas en potencia y energía del alimentador “Bellavista”, mediante la aplicación del método de la REA se resumen en el siguiente cuadro.

TABLA N° 3.13  
RESUMEN DE PERDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR “BELLAVISTA” AÑO 2008

COMPONENTES	DEMANDA	ENERGÍA	%	%	%
	kW	KWh	DEMANDA	ENERGÍA	F. PÉRDIDAS
LÍNEAS SECUNDARIAS	98.26	198,245.29	2.94%	1.77%	23%
ALUMBRADO PÚBLICO	14.12	61,828.08	0.42%	0.55%	50%
ACOMETIDAS	80.79	100,796.99	2.42%	0.90%	14%

MEDIDORES DE ENERGÍA	2.23	19566.85	0.07%	0.17%	100.00%
TOTAL DE PÉRDIDAS	195.40	380,437.21	5.9%	3.40%	22.23%

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

Las pérdidas técnicas reales en las líneas secundarias del alimentador “Bellavista”, se determinan tomando como referencia las pérdidas técnicas calculadas mediante la utilización de un equipo de medición (totalizador), como se explica en el Anexo N° 6; así tenemos:

TABLA N° 3.14  
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN  
SECUNDARIA DEL ALIMENTADOR "BELLAVISTA" AÑO 2008

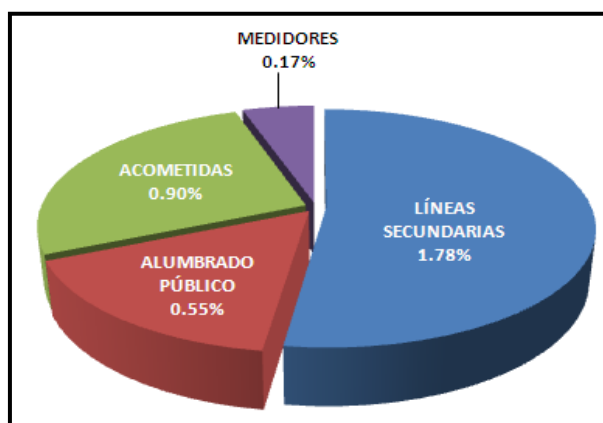
COMPONENTE	DEMANDA	ENERGÍA	%	%	%
	kW	kWh	DEMANDA	ENERGÍA	F. PÉRDIDAS
LÍNEAS SECUNDARIAS (EEASA)	101.93	195,795.92	3.05%	1.75%	22%
<b>LÍNEAS SECUNDARIAS (REAL)</b>	<b>102.19</b>	<b>198,837.52</b>	<b>3.06%</b>	<b>1.78%</b>	<b>22%</b>

FUENTE: PERSONAL

REALIZADO POR: EL AUTOR

La distribución de pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria se representa en forma porcentual como lo indica el siguiente gráfico.

GRÁFICO N° 3.6  
DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA A NIVEL DE  
SECUNDARIOS



FUENTE: PERSONAL  
REALIZADO POR: EL AUTOR