

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION
DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

**EVALUACION DE LAS PERDIDAS
TECNICAS EN SISTEMAS ELECTRICOS
DE DISTRIBUCION.
APLICACION AL SISTEMA ELECTRICO
DE LA EMPRESA ELECTRICA
RIOBAMBA S.A. (E.E.R.S.A.).**

RAMIRO VLADIMIR ROSERO VINUEZA

ENERO - 1.994

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos por su permanente apoyo.

AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento para:

Ing. Víctor H. Orejuela Luna.

Ing. Marco Borja Maldonado.

Empresa Eléctrica Riobamba S.A.,
de manera especial para su Gerente.

Y todas las personas que de una
u otra manera colaboraron en la
realización del presente trabajo.

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Ramiro Vladimir Rosero Vinuesa.



Ing. Víctor H. Orejuela Luna
DIRECTOR DE TESIS

INDICE

Página

CAPITULO I

OBJETIVO Y ALCANCE

1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos y Alcance	4

CAPITULO II

BASES TEORICAS Y METODOLOGIAS

2.1	PRESENTACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA	7
2.1.1	Introducción	7
2.1.2	Pérdidas eléctricas de potencia	8
2.1.3	Balances de energía	9
2.1.3.1	Consideraciones generales	9
2.1.3.2	Componentes del balance	10
2.1.3.3	Balance global	10
2.1.3.4	Balance por Subsistema	11
2.1.4	Análisis y diagnóstico de pérdidas con base en los balances	15
2.1.4.1	Indices globales relativos a pérdidas de energía	15
2.1.4.2	Análisis y diagnóstico por subsistema	16
2.1.5	Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos	18
2.1.5.1	Pérdidas técnicas	18
2.1.5.2	Pérdidas no técnicas	18
2.1.6	Cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas	18
2.2	PERDIDAS TECNICAS	22
2.2.1	Introducción	22
2.2.2	Clasificación de pérdidas técnicas	23
2.2.3	División del sistema en subsistemas	24
2.2.3.1	Subsistemas de transmisión y subtransmisión	25
2.2.3.2	Subsistemas de distribución	29
2.2.4	Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas	31
2.2.4.1	Medios utilizados en la estimación de pérdidas	32

2.2.4.2	Información requerida para la estimación de pérdidas	35
2.2.4.3	Estimación de pérdidas de potencia	36
2.2.4.4	Estimación de pérdidas de energía	37
2.2.5	Metodologías de estimación	40
2.2.5.1	Subsistema de transmisión y subtransmisión	41
2.2.5.2	Subsistema de distribución	43

CAPITULO III

EVALUACION DE PERDIDAS

3.1	Selección de la muestra	47
3.1.1	Introducción	47
3.1.2	Importancia del muestreo	48
3.1.3	Población y unidades de muestra	50
3.1.3.1	Marco muestral	50
3.1.3.2	Aleatoriedad	50
3.1.4	Selección y tamaño de muestra	51
3.1.5	Métodos de muestreo	53
3.1.6	Tamaño de la muestra	56
3.2	Mediciones requeridas	57
3.2.1	VARIABLES que se deben medir	58
3.2.2	Puntos de medición	60
3.3	Recursos y logística requeridos para las mediciones	62
3.3.1	Campaña de mediciones	62
3.4	Flujos de carga	67
3.5	Metodologías de evaluación	68
3.5.1	Método Banco Mundial (MBM)	68
3.5.2	Método OLADE (MOLADE)	74

CAPITULO IV

EJEMPLO DE APLICACION

4.1	Descripción del Sistema Eléctrico Riobamba	80
4.2	Análisis histórico de las pérdidas eléctricas de la EERSA	83
4.3	Recopilación de la información requerida para la evaluación de las pérdidas técnicas	85
4.4	Procesamiento de los datos	86
4.4.1	Subsistema de subtransmisión	87

4.4.1.1	Método Banco Mundial (MBM)	87
4.4.1.2	Método OLADE (MOLADE)	97
4.4.2	Subsistema de distribución primaria	105
4.4.2.1	Método Banco Mundial (MBM)	105
4.4.2.2	Método OLADE (MOLADE)	109
4.4.3	Subsistema de distribución secundaria	113
4.4.3.1	Método Banco Mundial (MBM)	113
4.4.3.2	Método OLADE (MOLADE)	117
4.5	Balance de Energía	123
4.6	Balance de Pérdidas en 1.992	126

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1	Conclusiones Generales	131
5.2	Conclusiones Específicas	131
5.3	Recomendaciones	135

APENDICE 1:	Formularios para el Levantamiento Topológico	138
-------------	--	-----

APENDICE 2:	Formularios para las mediciones en circuitos secundarios y acometidas	141
-------------	---	-----

APENDICE 3:	Características generales y especificaciones de los equipos empleados en la Campaña de Mediciones	144
-------------	---	-----

ANEXOS

ANEXO 4.1:	Corrida del flujo de carga para subtransmisión del Sistema EERSA a demanda máxima	151
ANEXO 4.2:	Resultados del "DPA" y "COMETE" para el Al. No.1 de la S/E No.1 a Demanda Máxima	160
ANEXO 4.3:	"Levantamiento Topológico" para los circuitos de los Transformadores RIOB-T19 Y RIOB-T21	163
ANEXO 4.4:	Resultados del programa de pérdidas y caídas de voltaje en circuitos secundarios del Método "Banco Mundial" (ESMAP). Para	

los circuitos de los transformadores RIOB-T19 y RIOB-T21. Parámetros de los conductores	171
ANEXO 4.5: Formularios y resultados para el Método OLADE en el subsistema de distribución secundaria para los circuitos de los transformadores RIOB-T19 Y RIOB-T21	181
BIBLIOGRAFIA	189

CAPITULO I OBJETIVO Y ALCANCE

1.1 Introducción

Las pérdidas de energía eléctrica, a nivel nacional para 1.992, incluyendo la red de INECEL, fueron alrededor del 26% de la generación neta, de las cuales el 19% corresponden a las pérdidas en las empresas distribuidoras, y el 7% a pérdidas en las líneas de transmisión y en las subestaciones del SNI (Ref. 1). Tomando en cuenta a los clientes que no pagan, resulta que solamente el 70% de la electricidad generada es cancelada por los consumidores (Ref. 2).

En vista de que estos porcentajes son muy altos, especialmente en las empresas distribuidoras, INECEL a través de diferentes departamentos, conjuntamente con las empresas eléctricas viene realizando varias actividades para impulsar los programas de control y reducción de las pérdidas técnicas de energía y especialmente las no técnicas (negras o de comercialización).

En 1.988 se emprende con el Programa de Control de Pérdidas Negras de Energía, implementandose acciones concretas para controlar y reducir dichas pérdidas, es así que para el conjunto de las empresas distribuidoras del 23,14% que se registra en 1.988 se logra reducir las pérdidas al 18,14% en 1.991 (Ref. 3). En 1.993 se continua implantando las acciones tendientes a seguir reduciendo el porcentaje de pérdidas negras de energía, especialmente en la Empresa Eléctrica Quito y en EMELEC.

En 1.990 la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), tomando en cuenta que en la mayoría de los sistemas de potencia de los países de la Región, las pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas superaban en promedio al doble de lo recomendado desde el punto de vista técnico; y, en

consideración a que las pérdidas deben ser inferiores al 10% (Ref. 4), elaboró el "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", el mismo que constituye un instrumento y aporte novedoso para abordar de manera técnica y sistemática el problema de pérdidas de energía eléctrica, cuyos resultados afectan en mayor o menor grado a las compañías eléctricas de todos los países de Latinoamérica y el Caribe.

En nuestro país a través de la asistencia técnica y financiera de organismos internacionales, en algunas empresas eléctricas se iniciaron programas y proyectos de control y reducción de pérdidas eléctricas. Es así que a finales de 1.990, INECEL, el Gobierno de Bélgica, el programa ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program; Programa de Asistencia Para el Desarrollo del Sector de Energía) del Banco Mundial y el Programa de las Naciones Unidas Para el Desarrollo (PNUD), a través del "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico Ecuatoriano"; acordaron realizar un estudio que se lo denominó "Reducción de Pérdidas en la Distribución de Electricidad", para lo cual el Gobierno de Bélgica brindó la asistencia financiera.

Para el estudio se seleccionó a cuatro empresas distribuidoras: EMELEC en Guayaquil, EEQSA en Quito, EMELMANABI en la provincia de Manabí y EMELGUR en la Provincia del Guayas. Los estudios técnicos e investigación de campo fueron realizados desde Julio de 1.991 a Enero de 1.992, con asistencia de personal de INECEL y ESMAP. En la presente tesis a este estudio se le denominará "**METODO BANCO MUNDIAL**" que se lo abreviará por "**MBM**".

En base al Convenio sobre Cooperación Técnica, celebrado entre el Banco Interamericano de Desarrollo BID y la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, subprograma III "Control y Reducción de Pérdidas", se seleccionó al Ecuador para realizar el estudio de casos en Sur América, realizándose

la investigación en la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCOSA). En este estudio se evaluó la metodología del Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas de OLADE, y en la tesis a este estudio se le denominará "METODO OLADE" y se lo abreviará por "MOLADE".

Las empresas eléctricas comienzan a tomar cartas en el asunto y es así que en el III Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, se presentan algunos trabajos relacionados con las pérdidas de energía. Uno de ellos, el denominado "Análisis de las Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Centro Sur" (Ref. 5d), en el que se realiza una revisión de las estadísticas de la energía perdida en ese sistema, con el propósito de determinar las posibles causas y buscar las soluciones que permitan disminuir esas pérdidas hasta un valor admisible; pues en el año de 1.982 registraba el 21,54% de pérdidas.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. a partir de 1.984, empieza a realizar estudios, trabajos y toma acciones con la finalidad de reducir las pérdidas de energía sean estas técnicas o no técnicas; llegando ahora, esta empresa, a registrar las menores pérdidas eléctricas de todas las empresas del país, cuyo porcentaje de pérdidas en 1.992 es del 11,94% (Ref. 1), gestión que ha sido aliviada por INECEL e inclusive le ha servido para tomar como eslogan: "Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. con las menores Pérdidas de Energía del país".

De igual manera la ELEPCOSA, una vez concluido el estudio de OLADE a comienzos de 1.992, ha venido ejecutando sus recomendaciones, lo que le ha permitido reducir las pérdidas de energía del 17,78% en 1.991 (Ref. 6) al 13,64% en 1.992 (Ref. 1).

En vista de que el valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnica administrativa de

las empresas eléctricas, es conveniente determinar la cantidad de energía (kWh) que se desperdicia en las diferentes etapas funcionales de un sistema eléctrico de distribución, desde la producción hasta la entrega al cliente, a fin de impartir las respectivas políticas de corrección.

Con estos antecedentes y en consideración a que la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA) tiene un porcentaje de pérdidas totales de energía eléctrica a 1.992 del orden del 16,54% (Ref. 1), que es prácticamente el doble de lo recomendado desde el punto de vista técnico, cuyo valor debe ser el 10% o menos (Ref.4), la administración de la Empresa dentro de sus planes y programas de acción para el ejercicio económico de 1.993 está interesada en conocer y determinar el porcentaje de pérdidas técnicas e implícitamente las no técnicas de su sistema; y una vez conocidos estos valores realizar un estudio técnico, económico y financiero que tienda a canalizar inversiones y correctivos para disminuir dichos porcentajes, hasta llegar a los valores técnicos recomendados o al nivel óptimo de pérdidas apropiado para el sistema EERSA.

1.2 Objetivos y Alcance.

El objetivo de la tesis es establecer los procedimientos (incluidos los requerimientos logísticos y de infraestructura) para evaluar las pérdidas técnicas en un sistemas eléctrico de distribución.

Es necesario aclarar que esta tesis no esta orientada a obtener nuevos métodos; sino sobre la base del "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas" publicado por OLADE; el documento de la "Reducción de Pérdidas en la Distribución de la Electricidad" del Banco Mundial; y el documento del "Proyecto Sobre Control y Reducción de Pérdidas Eléctricas, Caso Ecuador", de la OLADE, establecer los procedimientos generales para determinar las pérdidas técnicas.

Para ilustrar la forma de utilización de los procedimientos planteados, se presenta como ejemplo de aplicación específica el caso del sistema eléctrico de la EERSA.

Otro de los objetivos de esta tesis, es que sirva de guía práctica para empresas o sistemas eléctricos interesados en determinar las pérdidas técnicas en sus sistemas de distribución.

La determinación y evaluación de las pérdidas técnicas se realiza en los componentes de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria que conforman el sistema eléctrico de la EERSA.

El trabajo se desarrolla en base a la información existente en la EERSA y que fue proporcionada por sus respectivas áreas o departamentos, así como también a los datos obtenidos por muestreo en la investigación de campo a nivel de circuitos de baja tensión. Con ayuda de programas computacionales (especialmente los de flujos de carga), se determinan las pérdidas de potencia en los diferentes subsistemas y a partir de estos datos se evalúan las pérdidas de energía.

La tesis presenta e ilustra las técnicas de muestreo para la investigación de la carga así como la logística y recursos técnicos y humanos requeridos.

Para llegar al objetivo planteado, a más del Capítulo I, la tesis contiene los siguientes capítulos:

El Capítulo II en su primera parte señala la presentación general del problema; y en la segunda parte se presentan las diferentes metodologías para estimar las pérdidas técnicas en un sistema de distribución.

En el Capítulo III se establecen los datos mínimos necesarios que se requieren para la evaluación de las pérdidas técnicas; la forma de obtención, procesamiento, codificación y la presentación de la metodología de cálculo. /

El Capítulo IV contiene la aplicación práctica de la teoría desarrollada para la evaluación de las pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución. Se inicia este capítulo con una descripción del Sistema Eléctrico Riobamba, un análisis histórico de las pérdidas eléctricas de la EERSA, y la recopilación de la información requerida para la evaluación de las pérdidas técnicas; una vez que la información fue procesada, codificada, tabulada y analizada para tener la certeza de que es confiable y segura, se procede a la aplicación de la metodología de cálculo para la evaluación y estimación de las pérdidas técnicas en los diferentes subsistemas del sistema de distribución. Finalmente con los valores de pérdidas técnicas de energía en los diferentes subsistemas, se elabora el "Balance de Pérdidas de Energía para el Sistema EERSA".

El Capítulo V de la tesis, abarca las conclusiones y recomendaciones generales y específicas del tema, las mismas que son el resultado de los estudios y análisis realizados; y de las vivencias y experiencias acumuladas en el desarrollo de la presente tesis.

CAPITULO II

BASES TEORICAS Y METODOLOGIAS

CAPITULO II

BASES TEORICAS Y METODOLOGIAS.

2.1 PRESENTACION GENERAL DEL PROBLEMA.

En este capítulo se analiza en forma general la problemática de las pérdidas eléctricas, básicamente tomando en cuenta el Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas elaborado por la OLADE.

2.1.1 Introducción

A partir de 1973/74 los países importadores de petróleo, así como los exportadores, vieron la necesidad de estudiar el consumo energético para analizar potencialidades de ahorro y conservación de hidrocarburos, iniciándose de esta forma una "Planificación Energética Integral".

Esta planificación, aplicada al subsector de energía eléctrica, identifica como prioridad la disminución y el control de los altos porcentajes de pérdidas de energía, como un objetivo que tiene una gran potencialidad de ahorro en la economía; lo cual, complementado con políticas de manejo de la demanda y uso racional de la energía eléctrica, permitirán aumentar aún más los ingresos y mejora la gestión empresarial del sector eléctrico.

La disminución de pérdidas a todo nivel, se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menor consumo de combustible para un mismo nivel de beneficio social y económico de consumo de energía eléctrica. Esto implicaría a nivel del sector energético, una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

Desde el punto de vista macroeconómico, el impacto de reducción de pérdidas pueden materializarse de varias formas.

Por una parte, se liberarán recursos financieros -de por sí escasos- que podrán ser destinados a otros sectores de la economía. De otro lado los ahorros de combustibles, eventualmente, disminuirán la presión en la cuenta corriente de la balanza de pagos de los países importadores de petróleo.

2.1.2 Pérdidas eléctricas de potencia

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la conversión, generación, transmisión, transporte y distribución de energía eléctrica. En cada elemento, debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de una limitada eficiencia en la función que realiza el elemento. Las pérdidas eléctricas se manifiestan en diferentes formas principalmente calor disipado.

"Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo. Las pérdidas en todos los elementos que se operan en el sistema en ese instante, se denominan pérdidas de potencia." "Las pérdidas de potencia sumadas a la demanda instantánea de los usuarios de la energía eléctrica conforman la carga total del sistema que debe ser alimentada con los recursos de generación. Esta carga varía en el tiempo según las variaciones de la demanda y de las pérdidas."

Es indispensable para propósitos de facturación (con excepción de cargos por demanda máxima), estadística, contabilización, etc., medir cantidades de electricidad en energía. La energía eléctrica medida es igual a la potencia promedio utilizada multiplicada por el tiempo de utilización.

"Las pérdidas eléctricas en un período de tiempo determinado, contabilizadas en unidades de energía (kilovatios-hora o Megavatios-hora por ejemplo), son las pérdidas de energía de un sistema eléctrico." Las pérdidas de energía de un sistema son iguales a la suma de las pérdidas de

energía individuales de todos los elementos del sistema en el período considerado.

2.1.3 Balances de energía

En todo sistema eléctrico se realizan multitud de transferencias de energía en un período de tiempo tanto internas al mismo sistema como en otros sistemas eléctricos. Estas transferencias se deben registrar y llevar a balances de energía los cuales tienen el propósito de consignar los datos más importantes de la operación del sistema durante el período considerado y deben cumplir con dos condiciones básicas: exactitud y detalle. Al igual que la contabilidad de una empresa, el balance de energía y su análisis debe dar la información suficiente para indicar diferentes aspectos de la forma como se efectuó la operación incluyendo el comportamiento de sus principales subsistemas o componentes.

La exactitud se refiere a que los datos del balance deben ser libres de errores de lectura, procesamiento, etc. El detalle del balance se refiere a que éste debe contener suficiente información para responder a las necesidades de reporte y permita elaborar dos tipos de balances de energía: balance global y balance detallado o por subsistemas.

2.1.3.1 Consideraciones generales

Los siguientes aspectos influyen en los datos utilizados en los balances de energía y por consiguiente en la precisión de los mismos:

a) **Precisión de las medidas de energía.**— La precisión de los contadores de energía y de los transformadores de corriente y de tensión determinan la exactitud de la medida, para lo cual se debe instalar contadores en cantidades mínimas necesarias y calibrados periódicamente con un contador patrón cuya exactitud se derive de patrones o estándares

internacionalmente aceptados.

b) **Simultaneidad de las lecturas.**- Las lecturas de los contadores de energía a partir de las cuales se elabora el balance de energía deberían tomarse en forma simultánea, en periodos menores de un año, especialmente a nivel de clientes del servicio eléctrico.

c) **Periodicidad de las lecturas.**- Todas las lecturas de energía deben tomarse al menos con la periodicidad requerida por el balance; sin embargo, debido a que por lo general está relacionada con la toma de lecturas de contadores de los clientes, se puede realizar el balance con la periodicidad de la facturación, es decir, mensual o bimensual.

2.1.3.2 Componentes del balance

El sistema eléctrico para propósitos del balance se considera delimitado por una frontera que pasa por todos los puntos donde se efectúa alguna transferencia de energía y por lo mismo es necesario contabilizar la energía que entra o sale del sistema. El balance refleja en forma general la operación del sistema eléctrico en un período determinado, cuya esquematización se presenta en la Figura 2.1.

2.1.3.3 Balance global

Teniendo en cuenta que se considera una frontera cerrada alrededor del sistema eléctrico así como también todos los puntos de transacción de energía, se establece la ecuación siguiente:

$$\begin{array}{rccccccc}
 \text{Generación neta} & + & \text{Intercambio neto} & - & \text{Ventas} & = & \text{Pérdidas} & \text{L/} \\
 \text{del sistema} & & \text{del sistema} & & \text{del sistema} & & \text{del sistema} & \text{[2.1]} \\
 \text{[kWh]} & & \text{[kWh]} & & \text{[kWh]} & & \text{[kWh]} &
 \end{array}$$

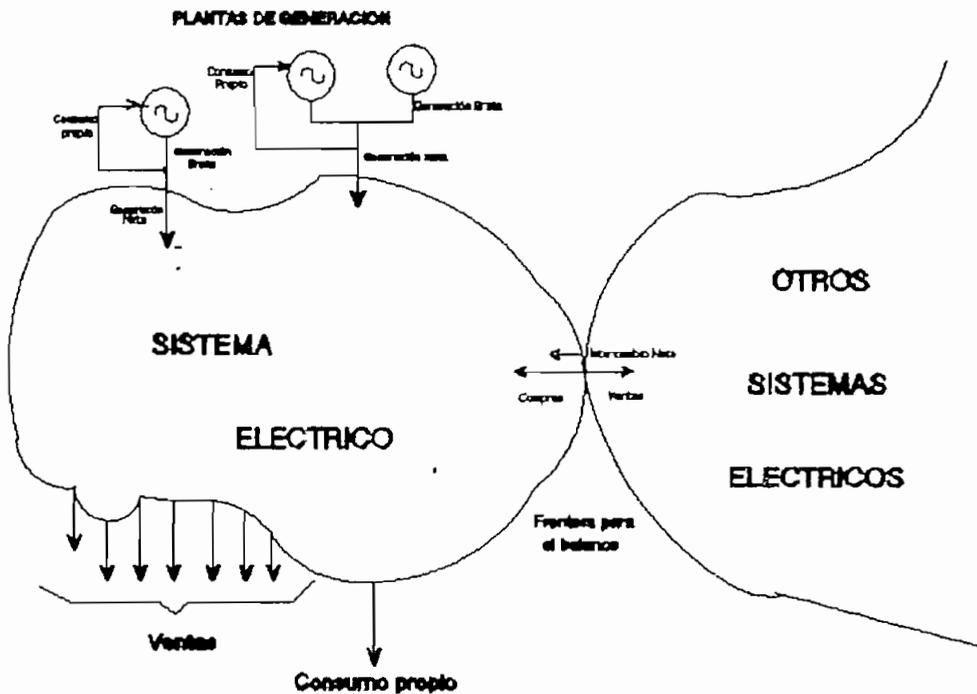


Figura 2.1: Balance Global de un Sistema Eléctrico: Esquema Básico.

Cualquier error en el registro de uno de los términos del lado izquierdo, afecta directamente al valor de las pérdidas del sistema, por lo tanto es necesario arbitrar todas las medidas para que la información sea veraz y fidedigna.

“El balance global permite determinar la totalidad de las pérdidas, pero sin identificar su localización geográfica”, el reparto de las mismas en los diferentes niveles de tensión, ni en los diferentes componentes del sistema eléctrico.

2.1.3.4 Balance por Subsistema

Con el propósito de obtener información más detallada de pérdidas, es necesario efectuar "balances por subsistema". Un subsistema eléctrico es una parte del sistema eléctrico plenamente identificado en cuanto a sus fronteras con otros

subsistemas y que cuenta con mediciones de energía en todas las fronteras.

En forma esquemática y a manera de ejemplo se presenta la figura 2.2, la misma que señala la división de un sistema eléctrico en subsistemas que se diferencian por los niveles de tensión: transmisión, subtransmisión y distribución. Para la identificación de los sistemas eléctricos es conveniente utilizar directamente el nombre del nivel de tensión que caracteriza al subsistema, por ejemplo: nivel de 69 kV, 13.8 kV y 4.16 kV, etc., que son los valores característicos para la EERSA.

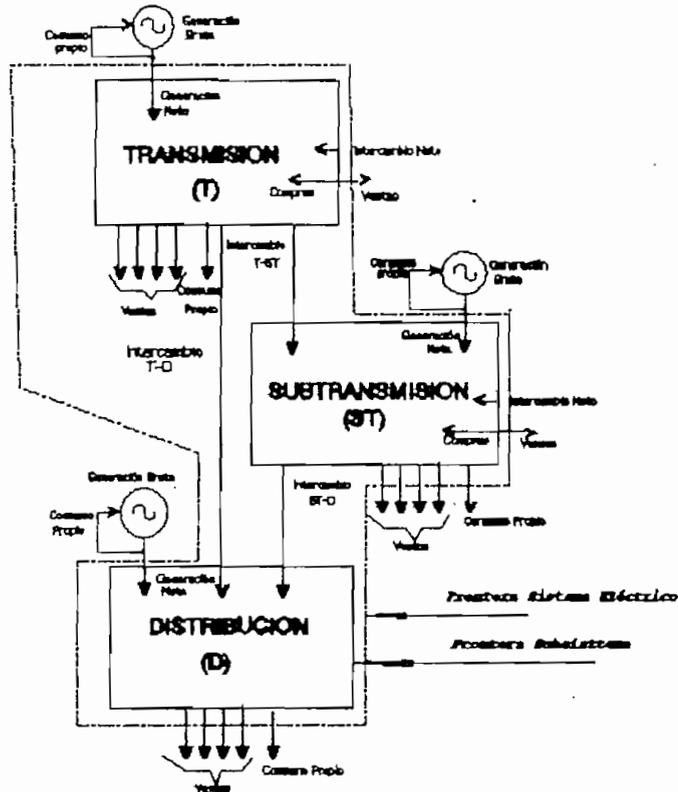


Figura 2.2: División de un sistema en subsistemas.

En forma similar la subdivisión puede y debe hacerse por regiones geográficas con el fin de determinar la localización de las pérdidas. Esto es particularmente útil en grandes sistemas interconectados que comprenden diferentes empresas.

Cada subsistema regional puede a su vez estar dividido en subsistemas eléctricos por niveles de tensión como los presentados en la figura 2.2.

Los componentes del balance por subsistema son los mismos que los identificados para el balance global:

- Generación
- Intercambios
- Ventas

La generación que se inyecta a cada subsistema debe ser identificada y se debe calcular para cada planta su generación neta.

En los intercambios netos se deben identificar los siguientes intercambios:

- Intercambios del subsistema con otras empresas
- Intercambios entre subsistemas integrantes del mismo sistema eléctrico

Con el fin de contabilizar los intercambios entre subsistemas se deben efectuar las siguientes equivalencias:

- Compras a otros sistemas equivalente a energía recibida de otros subsistemas
- Ventas a otros sistemas equivalentes a energía entregada a otros subsistemas

La energía entregada a otros subsistemas debe ser medida alrededor del subsistema y efectuar el balance de energía correspondiente. Esta medida de energía no siempre está disponible en los sistemas eléctricos salvo en fronteras donde se efectúe alguna transacción de energía.

Las ventas del subsistema se dividen en los siguientes grupos:

- Ventas del subsistema a diferentes clientes
- Consumo propio en el subsistema

Para determinar las pérdidas de energía por subsistema a partir de los datos anteriores, se utiliza la siguiente ecuación general:

$$\begin{array}{r}
 \text{Generación} \\
 \text{neta} \\
 \text{subsistema} \\
 \text{[kWh]}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{r}
 \text{Intercambio} \\
 \text{neto} \\
 \text{empresas} \\
 \text{[kWh]}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{r}
 \text{Intercambio} \\
 \text{neto} \\
 \text{subsistemas} \\
 \text{[kWh]}
 \end{array}
 -
 \begin{array}{r}
 \text{Ventas} \\
 \text{subsistema} \\
 \text{[kWh]}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{r}
 \text{Pérdidas} \\
 \text{subsistema} \\
 \text{[kWh]}
 \end{array}
 \quad [2.2]$$

En la figura 2.3 se identifica los subsistemas del Sistema Eléctrico de la EERSA, según los niveles de tensión.

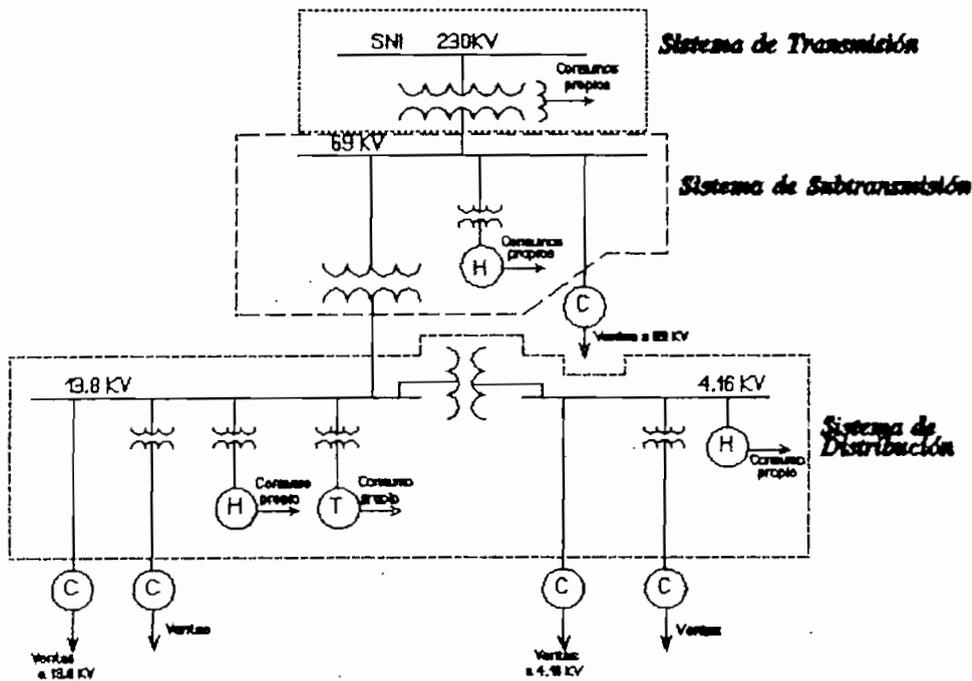


Figura 2.3: Identificación de subsistemas del Sistema Eléctrico de la EERSA.

2.1.4 Análisis y diagnóstico de pérdidas con base en los balances

A partir de los balances se puede efectuar análisis generales y diagnósticos preliminares con respecto al nivel de pérdidas de energía según se explica a continuación.

2.1.4.1 Índices globales relativos a pérdidas de energía

Considerando el balance global de un sistema eléctrico se pueden calcular entre otros, los siguientes índices:

$$\text{Porcentaje de pérdidas del sistema} = \frac{\text{Pérdidas del sistema}}{\text{Energía Disponible}} \times 100 \quad [2.3]$$

donde:

$$\text{Energía Disponible [kWh]} = \text{Generación neta sistema [kWh]} + \text{Intercambio neto sistema [kWh]} \quad [2.4]$$

y

$$\text{Eficiencia del sistema} = 100 - \text{Pérdidas del sistema (\%)} \quad [2.5]$$

Los índices anteriores se pueden calcular para un período mensual, bimensual, etc., y en base a éstos datos el acumulado del año y para los últimos doce meses. Estos últimos son mejores indicadores ya que permiten analizar y estudiar comportamientos y tendencias estables de las pérdidas.

El porcentaje de pérdidas óptimo es el óptimo económico, resultado del balance entre el beneficio de minimizar pérdidas y el costo asociado con la reducción de las mismas. Este valor es particular para cada sistema y debe ser el objetivo a largo plazo para la reducción de pérdidas.

A falta de estudios y análisis de cada sistema en particular, se puede tomar de la literatura técnica los siguientes valores:

Porcentaje de pérdidas excesivo > 10%
Porcentaje de pérdidas deseable = 6% a 8%

Además de comparar los porcentajes de pérdidas con el óptimo económico, es importante monitorear la variación de las mismas en el tiempo.

2.1.4.2 Análisis y diagnóstico por subsistema

Los índices globales señalados anteriormente, sólo dan un indicativo general de las pérdidas en forma macroscópica para todo el sistema eléctrico analizado. Los mismos índices, calculados en el balance global, pueden ser calculados para cada subsistema, permitiendo obtener estadísticas complementarias y diagnósticos más depurados, para lo cual es necesario considerar lo siguiente:

a) Energía disponible por subsistema.

La energía disponible para cada subsistema, es la base para calcular el porcentaje de pérdidas y permite conocer la cantidad de energía que circula por cada uno de los subsistemas analizados."

Si la división en subsistemas se realiza con el criterio de zonas geográficas, la energía disponible para cada zona es indicativa de su demanda de energía; si esta división se efectúa por niveles de tensión, se puede determinar cómo se reparte la energía por el sistema. En efecto, es muy diferente el comportamiento de las pérdidas de energía en un sistema en el cual las ventas de energía se concentran en el nivel de transmisión, comparando con un sistema que tenga pocas ventas a alta tensión y la mayor parte de ellas estén a nivel de distribución. En el primer caso la energía circula principalmente a un nivel de tensión caracterizado por bajas pérdidas de energía, mientras que en el segundo caso la energía debe circular por todos los subsistemas, antes de

llegar al usuario final.

Se puede efectuar la siguiente clasificación de los sistemas:

SISTEMA DISTRIBUIDOR : Porcentaje de energía disponible a nivel de distribución mayor que el 50% de la energía disponible total.

SISTEMA TRANSMISOR : Porcentaje de energía disponible a nivel de distribución menor que el 50% de la energía disponible total.

Esta clasificación es útil para efectos de comparar eficiencias de los sistemas eléctricos según su tipo.

b) Índices para cada subsistema.

Los índices de pérdidas y de eficiencia usados para todo el sistema, pueden definirse también para cada subsistema en la siguiente forma:

$$\text{Porcentaje de pérdidas del subsistema} = \frac{\text{Pérdidas subsistema}}{\text{Energía disponible subsistema}} \times 100 \quad [2.6]$$

$$\text{Eficiencia subsistema} = 100 - \text{Pérdidas Subsistema}(\%) \quad [2.7]$$

c) Niveles óptimos de pérdidas por subsistemas

Al igual que el sistema eléctrico global, cada subsistema puede caracterizarse por el nivel óptimo de pérdidas, el cual a su vez será el compromiso óptimo económico entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción para el subsistema en cuestión. El cálculo de este óptimo es particular para cada subsistema y por lo tanto no se puede definir un óptimo general.

A manera ilustrativa, se presenta en la tabla 2.1 los valores deseables de pérdidas por subsistema.

Subsistema	Pérdidas deseables %
Transmisión	1.4
Subtransmisión	2.0
Distribución	3.2 ✓
TOTAL	6.6

Tabla 2.1: Niveles deseables de pérdidas por subsistema

2.1.5 Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos

Las pérdidas en sistemas eléctricos suelen clasificarse en pérdidas técnicas y en no técnicas.

2.1.5.1 Pérdidas técnicas

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debido a fenómenos físicos se denominan pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica.

En la figura 2.4 se resume la clasificación de las pérdidas eléctricas.

2.1.5.2 Pérdidas no técnicas

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

2.1.6 Cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas

El control de los niveles de pérdidas y su eventual reducción a niveles aceptables requiere conocer la distribución de las mismas según su ubicación y según las

Por Tipo

- **Técnicas**

- Transporte
 - * Transmisión
 - * Subtransmisión
 - * Circuito primario
 - * Circuito secundario
- Transformación
 - * Transmisión/Subtransmisión
 - * Subtransmisión/Distribución
 - * Distribución

- **No técnicas**

- Fraude
- Error en medición
- Consumo de usuarios no suscriptores
- Errores en consumo propio de la empresa.

Por causa

- **Fijas** (Corona, parásitas, histéresis)
- **Variables** (Joule)

Figura 2.4: Clasificación de las pérdidas eléctricas.

causas que las produce.

En la figura 2.5 se presenta un diagrama de flujo de la estimación de pérdidas. Luego de efectuar la estimación de pérdidas eléctricas por subsistema es necesario calcular las pérdidas técnicas según la causa que las produce, a fin de disponer de una base para identificar aquellas que arrojan pérdidas excesivas y para efectuar los análisis económicos que justifiquen la adopción de medidas tendientes a su control y reducción.

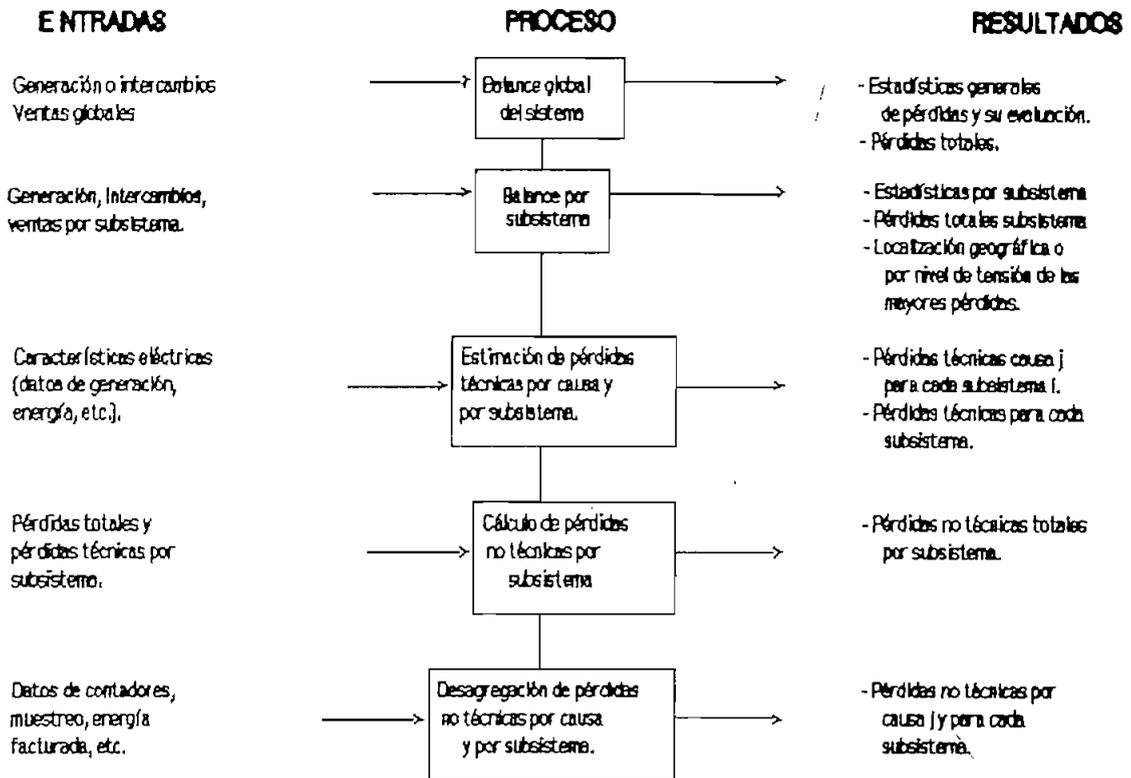


Figura 2.5: Procesamiento general para el cálculo de pérdidas.

Las pérdidas no técnicas se calculan posteriormente a través de la diferencia entre las pérdidas totales por subsistema y las pérdidas técnicas estimadas. Finalmente las pérdidas no técnicas se pueden desagregar según sus causas y establecer las medidas más adecuadas para su reducción a niveles aceptables.

Una estimación completa y en detalle de las pérdidas eléctricas de un sistema sólo se puede lograr por medio de un estudio particular del mismo, basándose en las características y en los datos de operación propios del sistema. Es importante también anotar que los estudios de pérdidas suelen ser puntuales dado su elevado costo. Por lo tanto es necesario disponer de métodos aproximados con el fin de poder estimar la distribución de las pérdidas según sus causas, a partir de los datos de un estudio detallado.

// Los métodos simplificados de desagregación de pérdidas se basan en datos globales del sistema, tales como:

- Longitud total de líneas y circuitos, según su nivel de tensión.
- Capacidad total de transformación según rangos de tensión.
- Demanda total de energía y potencia por zonas, circuitos o subsistemas.

Todos estos datos forman parte de estadísticas que generalmente están disponibles en las empresas. //

En la tabla 2.2 se presentan los valores recomendados para un sistema ideal. Estos valores, así como su distribución con respecto al total de las pérdidas técnicas, se ilustra en la figura 2.6.

	"Ideal"	
	% de la Energía Disponibile	% del Total de Pérdidas Técnicas
Líneas de Transmisión	1.40	21.2
Líneas de Subtransmisión		
Transf. Subestaciones	1.60	24.2
Aliment. Primarios	0.40	6.0
Transf. Distribución	2.42	36.6
Aliment. Secundarios	0.80	12.1
Total	6.62	100.0

Tabla 2.2: Desagregación de pérdidas técnicas de energía.
Sistema "Ideal".

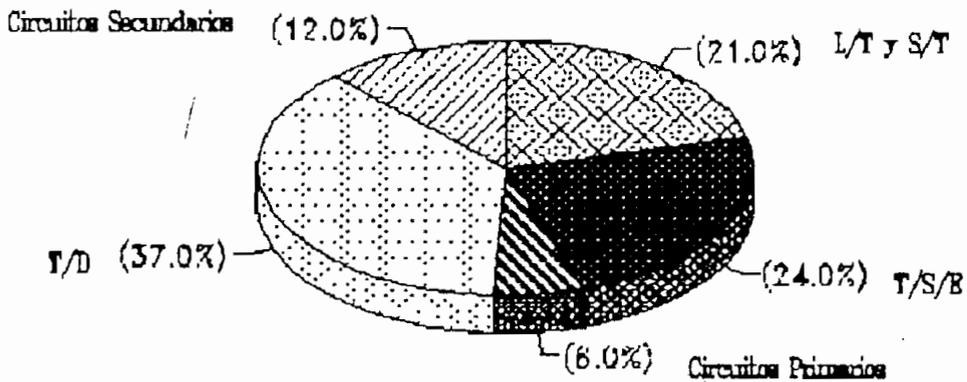


Figura 2.6: Pérdidas Técnicas -"Sistema Ideal"-.

Este tipo de análisis tiene una gran potencialidad para identificar problemas y causas de pérdidas que ameriten estudios detallados y que puedan conducir a estudiar alternativas y criterios, tanto de diseño como de planeación, en lo relacionado con pérdidas eléctricas.

2.2 PERDIDAS TECNICAS

2.2.1 Introducción

La estimación de pérdidas tanto de potencia como de energía en los sistemas eléctricos es un problema complejo por las siguientes razones:

- La magnitud de los sistemas, en los cuales hay una gran diversidad de elementos.
- La gran cantidad de información que se debe manejar.
- La incertidumbre, falta parcial o carencia total de información.
- La naturaleza variable de la carga tanto en el sistema eléctrico como en cada elemento que lo compone.

- Los costos involucrados en la realización de mediciones en diferentes puntos del sistema.¹¹

¹¹ Las diferentes metodologías para la estimación de pérdidas se diferencian precisamente en la calidad y cantidad de información que se requiere.¹¹

En las secciones siguientes se presentan las definiciones y las bases teóricas requeridas para el estudio de las pérdidas técnicas y su clasificación, así como también los modelos que representan el comportamiento de cada uno de los elementos del sistema eléctrico y se describen las metodologías más utilizadas para la estimación de pérdidas de potencia que constituyen la base para estimar las pérdidas de energía.

2.2.2 Clasificación de pérdidas técnicas

¹¹ Las pérdidas técnicas del sistema corresponden a las pérdidas ocasionadas por las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. De acuerdo a la Referencia 4, para este tipo de pérdidas se utiliza la siguiente clasificación:¹¹

¹¹ 1.- Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga). Son aquellas pérdidas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente

$$P_L = I^2 R \quad [2.8]$$

donde:

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W).
 I : Corriente que circula por el elemento (A).
 R : Resistencia del elemento (Ω).

2.- Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío). Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión, mas no de la variación de la demanda. 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, adicionalmente se incluyen en esta clase las pérdidas debidas al efecto corona.

Debido a que los sistemas eléctricos funcionan con pocas fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como un valor constante.

2.2.3 División del sistema en subsistemas.

// Para el estudio de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico es conveniente dividirlo en varios subsistemas o categorías para lograr ciertas simplificaciones en los cálculos. El número de divisiones dependerá de la complejidad del sistema y de la información disponible.//

Es frecuente considerar las siguientes divisiones, ya que ellas presentan ciertas características comunes.

- Subsistema de generación.
- Subsistema de transmisión y subtransmisión.
- Subsistema primario de distribución.
- Subsistema secundario de distribución.

Los subsistemas de transmisión y subtransmisión se caracterizan generalmente por:

- Tener corrientes relativamente pequeñas.
- Ser la parte del sistema donde se presentan pérdidas por efecto corona.

- Estudiarse en forma periódica.
- Tener suficientes aparatos de medida y disponer de centros de control muchas veces dotados de mediciones en tiempo real.
- Disponer de una adecuada información acerca de los equipos que lo componen, incluyendo líneas y transformadores de potencia.

En el subsistema de transmisión y de subtransmisión de las diferentes empresas eléctricas de nuestro país, no se da esto, especialmente con las tres últimas características.

"En los subsistemas primarios de distribución es frecuente la falta de instrumentación necesaria que se requiere para obtener la información base para la estimación de las pérdidas.

Por último, los subsistemas secundarios de distribución son las partes del sistema más difíciles de analizar debido a:

- La falta de instrumentos de medida y por lo tanto carencia de información.
- La gran diversidad tanto en el consumo como en la instalación de cada usuario.

"Como se mencionó en el numeral 1.2 de esta tesis, la determinación de las Pérdidas Técnicas abarca los subsistemas de Subtransmisión, Distribución Primaria y Distribución Secundaria."

2.2.3.1 Subsistemas de transmisión y subtransmisión

Los subsistemas de transmisión y subtransmisión se caracterizan por el flujo de grandes bloques de energía entre

los cuales puede existir importaciones o exportaciones. Para el estudio de pérdidas se puede considerar a estos subsistemas formados por líneas y transformadores.

Las pérdidas de potencia en el subsistema de transmisión se producen por diversas causas, tales como pérdidas por efecto Joule; pérdidas en los transformadores (tanto en su núcleo como en sus devanados) y pérdidas por efecto corona.

En la figura 2.7 se muestra un esquema básico de un subsistema de transmisión y subtransmisión con sus elementos constitutivos más comunes.

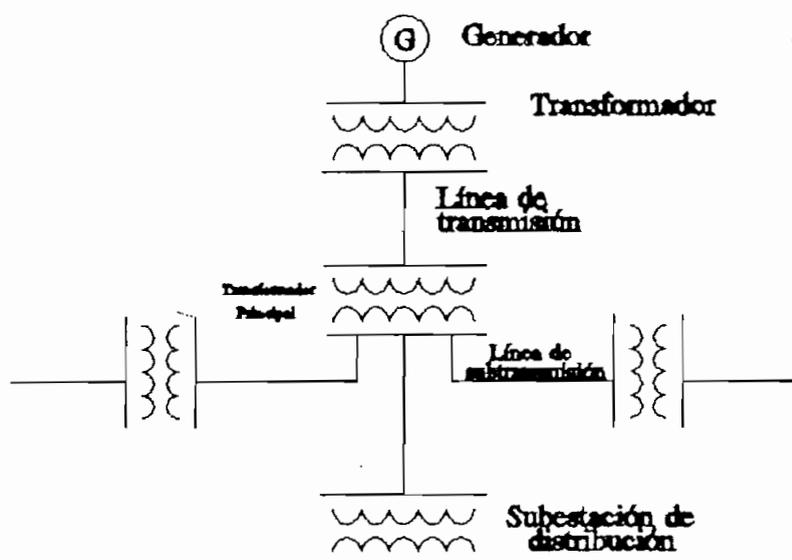


Figura 2.7: Subsistema de transmisión y subtransmisión.

Líneas de Transmisión y Subtransmisión

Los elementos de la línea donde se presentan pérdidas de potencia activa son la resistencia serie (R) y la conductancia shunt (G_k ó G_j).

El valor de la conductancia (G) depende de las características del medio ambiente (presión atmosférica, humedad, altura sobre el nivel del mar, etc.).

En razón de que las pérdidas de potencia activa asociadas con la conductancia son muy pequeñas comparadas con las pérdidas en la resistencia R , el parámetro (G) se suele despreciar.

Las pérdidas asociadas con las líneas de transmisión y subtransmisión son básicamente las pérdidas por efecto Joule (ver fórmula 2.8) y por efecto corona, por lo tanto los modelos deben tener en cuenta estos dos tipos de pérdidas.

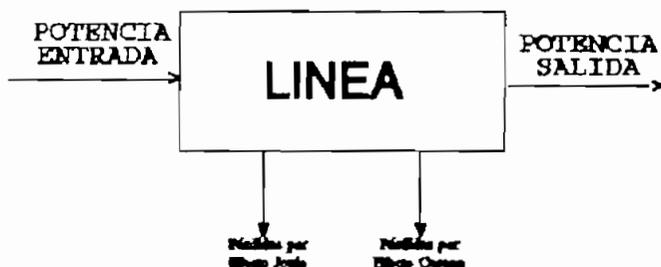


Figura 2.8: Relaciones de potencia en una línea.

Los valores de resistencia y reactancia dependen de las características físicas de los conductores y su disposición geométrica. Es frecuente que estos valores los proporcionen los fabricantes o se encuentren en tablas hechas para tal fin.

En los subsistemas de subtransmisión con voltajes relativamente bajos (menores a 115 kV), las pérdidas de potencia por efecto corona suelen ser muy pequeñas, por esto se desprecia tal efecto.

Transformadores

Para estudios de pérdidas los transformadores tanto de potencia como de distribución se representan por el mismo modelo. Por esta razón se presenta el modelo del transformador como un caso general. Las pérdidas de potencia en un transformador están asociadas principalmente con:

a) Pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos del transformador. (Se les conoce con el nombre de pérdidas en carga o pérdidas en el cobre).

b) Pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada y están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador. (Se conoce con el nombre de pérdidas en el hierro, o pérdidas en vacío).

Para una mejor comprensión del modelo potencia de un transformador, a continuación se presenta la figura 2.9.

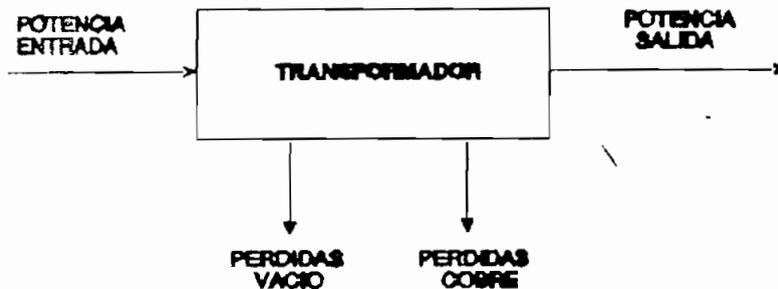


Figura 2.9: Relaciones de potencia en un transformador.

Los valores de las pérdidas de potencia en el hierro y en el cobre a la potencia nominal de los transformadores, se obtienen de los datos de placa que los fabricantes proporcionan con cada transformador (protocolos de pruebas, catálogos) o se puede estimar a partir de normas establecidas según su capacidad y valores de tensión de los transformadores (libros técnicos afines).

Si se dispone de la información de las pérdidas de potencia en el cobre a potencia nominal, el valor de éstas pérdidas para otra condición de carga se encuentra, a través de la siguiente fórmula:

$$P_{Lj} = P_{L1} * (S_j / S_1)^2 \quad [2.9]$$

donde:

P_{L^j} : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S^j (VA).

P_{L^1} : Pérdidas en el cobre (W) para una carga nominal S^1 (VA).

En los sistemas eléctricos los valores de tensión, en general, van a estar cerca del valor nominal y su variación es relativamente pequeña (del 2% al 5%); por esta razón las pérdidas en el hierro se consideran constantes.

2.2.3.2 Subsistemas de distribución

Los principales elementos constitutivos de un subsistema de distribución, son los siguientes:

- Subsistema primario.
- Subsistema secundario.
- Transformadores de la subestación y de distribución.
- Cargas.
- Condensadores (utilizados para la corrección del factor de potencia).

En la figura 2.10 se presenta en forma esquemática los principales elementos constitutivos de un subsistema de distribución.

Subsistemas de distribución primarios y secundarios

Los subsistemas primarios y secundarios de distribución están compuestos por líneas aéreas y/o subterráneas; por estas líneas circulan las corrientes necesarias para suplir la demanda de potencia. Las pérdidas de potencia inherentes a este proceso están asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y con las corrientes que circulan y la relación para el cálculo es la indicada en la fórmula 2.8.

$$P_L = I^2 R$$

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W)
 I : corriente que circula por el elemento (A)
 R : Resistencia del elemento (Ω)

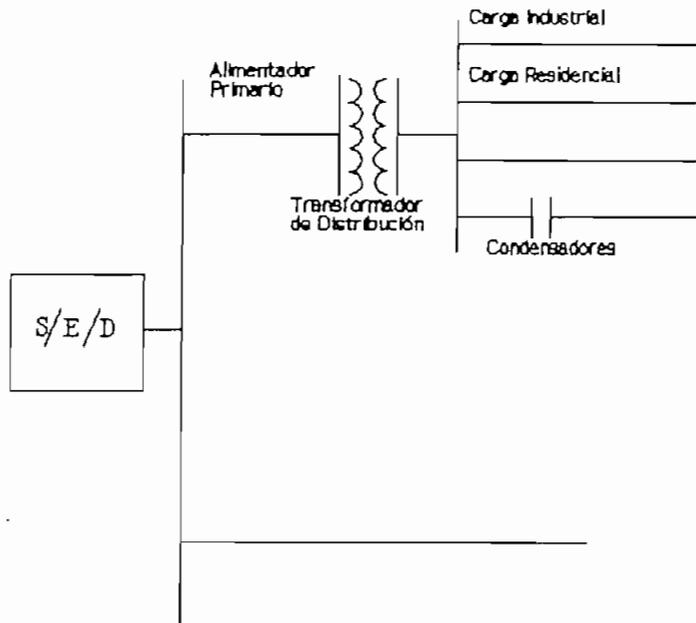


Figura 2.10: Subsistema de distribución.

Transformadores de Distribución

El modelo utilizado es similar al descrito en el numeral 2.2.3.1.

Demanda

Las pérdidas de potencia y energía de un subsistema de distribución depende de la demanda que debe suplir, siendo necesario un conocimiento detallado del subsistema y de la metodología de cálculo a fin de que el estudio de pérdidas sea preciso!

Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los diferentes puntos del subsistema de distribución, es necesario disponer de una serie de aparatos de medición instalados en puntos previamente determinados, con el propósito de obtener continuamente información sobre los valores de corriente, tensión, factor de potencia, potencia

activa, potencia reactiva y energía.

|| Para la obtención de la información sobre la carga, se requiere de una gran cantidad de aparatos de medida y llevar un registro voluminoso de la información, lo cual hace costosa su implantación, mantenimiento; por tanto la mayoría de las empresas eléctricas no aplican este procedimiento. ||

|| Las características de la carga que frecuentemente se determinan son:

a) Demanda máxima individual o demanda promedio (diaria, mensual, anual o por estación) a nivel de: usuario, clases (estratos) y sistema.

b) Demanda máxima o demanda promedio por aparatos (diaria, mensual, anual o por estación); tomando en cuenta: usuarios, clase y sistema.

c) Factores de coincidencia y diversidad con relación al estrato, sistema, número de usuarios.

d) Energía utilizada en el día, mes, o año por aparato, usuario, clase o sistema.

e) Demanda promedio para un día típico laboral, días de fin de semana, día festivo, teniendo en cuenta las características del mes. ||

2.2.4 Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas

|| Para evaluar las pérdidas de energía durante un período de tiempo se puede utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a los usuarios, así:

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada} \quad || \quad [2.10]$$

En esta metodología se debe tener en consideración los siguientes puntos:

1. La diferencia entre la energía suministrada y la energía vendida incluye la energía utilizada por los clientes pero no pagada, debido a: Robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no técnicas.

2. Las lecturas de los aparatos de medida en los diversos puntos del sistema, dependen de la periodicidad con que se efectúen y de la simultaneidad de las mediciones.

Aun en el caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar dónde ocurren las pérdidas para poder tomar medidas correctivas, ya que se tiene muy poca información al respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores, la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia (generalmente a demanda máxima) para uno o varios puntos del sistema.

2.2.4.1 Medios utilizados en la estimación de pérdidas

" La exactitud de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia y energía depende principalmente de:

- La calidad y cantidad de la información utilizada "
- El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible."

Dado el volumen de información que se debe procesar y el gran número de ecuaciones a resolver, se es imprescindible la utilización de un computador digital; sin embargo una estimación preliminar se la puede efectuar por medio de

métodos manuales.

// Para la estimación de pérdidas de potencia y de acuerdo a la información disponible, se utiliza los siguientes medios: flujo de carga, estimación de estado y correlación con circuitos o sistemas similares. //

Flujo de Carga

// Es un medio ampliamente utilizado en el análisis de los sistemas eléctricos y se debe disponer de la siguiente información general:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Parámetros eléctricos del sistema.
- Características de los diferentes nodos del sistema (generación, carga, etc).
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema.

La calidad de los resultados del flujo de carga (valores de tensión, pérdidas del sistema), depende en gran parte de la buena y correcta información de entrada al programa computacional. //

Estimación de estado

El estimador de estado se basa en los datos de las lecturas tomadas en los diferentes puntos del sistema; detecta, identifica y filtra los errores ya que por lo general la medición esta sujeta a errores ya sea por daño o descalibración del aparato de medida o también por problemas en el sistema de comunicación de datos.

El estimador de estado puede informar momento a momento los valores de pérdidas de potencia que se encuentran en el sistema y normalmente forma parte del programa utilizado en el computador de un centro de control, con la finalidad de calcular las pérdidas con mayor precisión y al instante.

Correlación con circuitos similares

"Las pérdidas de un sistema o circuito se pueden estimar relacionándolas con las pérdidas de un sistema o circuito de características similares que se haya estudiado con anterioridad."

"Para efectuar la correlación se debe considerar aspectos como la magnitud de la demanda alimentada por el circuito, los diferentes estratos sociales que componen las cargas individuales más importantes, tipo de conductor, longitudes, etc."/>

En la figura 2.11, a manera de un diagrama de flujo se indica los pasos básicos a considerarse en la estimación de las pérdidas técnicas.

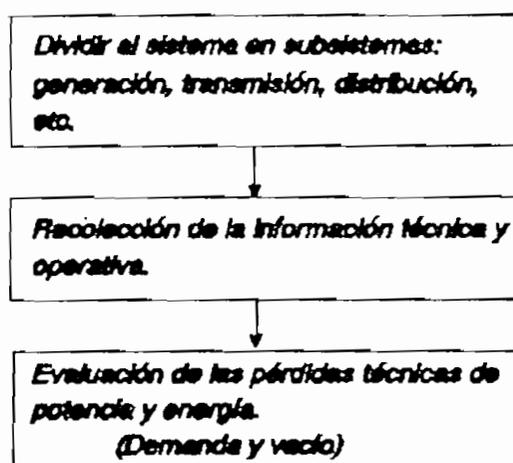


Figura 2.11: Pasos básicos en la estimación de las pérdidas técnicas.

2.2.4.2 // Información requerida para la estimación de pérdidas

En todo estudio de pérdidas es aconsejable iniciar el análisis con un conocimiento adecuado del sistema. La información requerida está relacionada con:

Características técnicas:

- Diagrama unifilar.
- Longitud de conductores.
- Clase de conductores.
- Características eléctricas de los conductores.
- Configuración geométrica de las estructuras.
- Fases por circuito.
- Ruta de los circuitos.
- Ubicación de los transformadores.
- Ubicación de generadores.
- Características eléctricas de los transformadores.
- Ubicación de otros equipos (condensadores por ejemplo).''

// Información de la carga:

- Factor de carga.
- Demanda horaria de plantas de generación, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, etc. según el alcance del estudio.
- Factor de potencia.
- Ventas de energía de acuerdo con el tipo de clientes.
- Clientes asociados a cada transformador de distribución.

2.2.4.3 Estimación de pérdidas de potencia

La estimación de las pérdidas de potencia, en uno o varios puntos de operación del sistema, es necesaria para la estimación de las pérdidas de energía.

Una de las formas más utilizadas para estimar las pérdidas de potencia es mediante el análisis de los flujos de carga.

Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío de los elementos, efecto corona). La ecuación para calcular las pérdidas totales de potencia es la siguiente:

$$P_L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} + P_L^V \quad [2.11]$$

donde:

P_L : Pérdidas totales de potencia (W).

N : Número de elementos.

P_{Lk} : Pérdidas de potencia en el elemento k (W).

P_L^V : Pérdidas independientes de la demanda (W).''

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es calcular la potencia activa suministrada por el sistema y las pérdidas están dadas por:

$$P_L = P_S - \left[\sum_{k=1}^M D_k + P_L^V \right] \quad [2.12]$$

donde:

- P_L : Pérdidas totales de potencia (W).
 P_S : Potencia activa suministrada por el sistema (W).
 M : Número de puntos de demanda.
 D_k : Demanda en el punto k (W).
 P_{L^v} : Pérdidas independientes de la demanda (W).

2.2.4.4 Estimación de pérdidas de energía

// El valor de pérdidas de energía se calcula a partir de los valores de las pérdidas de potencia.

Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas (utilizando por ejemplo el flujo de carga).

// Conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía.

$$P_E = \sum_{i=1}^N P_{Li} * \Delta T_i \quad [2.13]$$

donde:

- P_E : Pérdidas de energía (Wh)
 N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
 P_{Li} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo i (W).
 ΔT_i : Intervalo de tiempo (h). //

Esta forma de evaluar las pérdidas se la puede considerar como la ideal; sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

- a) Se debe disponer de mediciones en todos los puntos' del sistema.
- b) Estas mediciones se deben realizar todo el tiempo de estudio.
- c) Se debe efectuar las mediciones simultáneamente.

El cumplimiento de los puntos señalados anteriormente, significa por lo general, costos muy elevados ya sea por la necesidad de contar con equipo de medición y también por el tiempo requerido en la recolección de la información; siendo esta la razón para recurrir a una metodología con modelos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en la demanda máxima o para diferentes condiciones de operación del sistema, además con la utilización de una serie de factores se estima el valor de las pérdidas de energía durante el período de estudio. A continuación se indica los dos modelos siguientes:

1. Utilizando el factor de pérdidas

Las pérdidas de energía se calculan a partir del valor de pérdidas de potencia que se presentan en el momento de la demanda máxima, así:

$$P_E = F_P * P_{LP} * T \quad [2.14]$$

donde:

- P_E : Pérdidas de energía (Wh).
- F_P : Factor de pérdidas del sistema.
- P_{LP} : Pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima (W).
- T : Intervalo de tiempo considerado.

2. Efectuando estudios de flujos de carga

Es necesario realizar los estudios de flujo de carga para encontrar el valor de las pérdidas de potencia en cada condición de carga del sistema (máxima, mínima, niveles intermedios en los cuales se varíen los niveles de generación o intercambio).

Las pérdidas en vacío de los transformadores y las que se producen por el efecto corona, se determinan en forma separada y es conveniente considerarlas constantes durante cada intervalo de tiempo.

// Para calcular las pérdidas de energía en base a la metodología anterior, se tiene el siguiente proceso:

1. Para una serie de condiciones de demanda evaluar las pérdidas de potencia mediante el uso de flujos de carga.
2. Evaluar las pérdidas de potencia en vacío del sistema P_v .
3. Calcular las pérdidas de potencia para cada intervalo de tiempo (condición de carga).
4. Evaluar las pérdidas de energía mediante la ecuación 2.13.

Para facilitar y agilizar el proceso de evaluación de las pérdidas de energía que se efectúa en el paso 4 se puede utilizar la curva de duración de carga. Cada porcentaje de carga se utiliza para calcular las pérdidas promedio y luego este valor se multiplica por el intervalo de tiempo que dura el porcentaje de carga respectivo.

Este proceso para calcular las pérdidas de energía se puede ver en forma de diagrama de flujo en la figura 2.12. ”

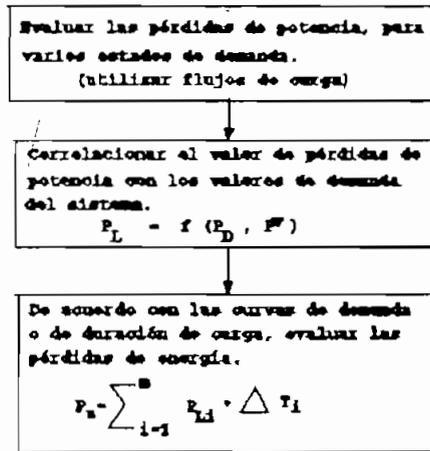


Figura 2.12: Evaluación de pérdidas de energía en función de la demanda mediante el uso de flujos de carga.

2.2.5 Metodologías de estimación

Las metodologías que se utilizan frecuentemente en la estimación de pérdidas técnicas para los diferentes componentes de un sistema eléctrico, se detallan a continuación.

// Para estimar las pérdidas de energía se utiliza el factor de pérdidas, el mismo que se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$F_P = \frac{1}{T * (P_G^{\max})^2} * \sum_{i=1}^N (P_{Gi})^2 * \Delta T_i \quad [2.15] //$$

donde:

- F_P : Factor de pérdidas.
- T : Período de tiempo considerado.
- P_G^{\max} : Generación máxima (W) en el período considerado.
- N : Número de intervalos.
- P_{Gi} : Generación promedio en el intervalo i (W).
- ΔT_i : Duración del intervalo i (h). //

El valor de las pérdidas de energía durante el período T se calcula utilizando la fórmula 2.14.

2.2.5.1 Subsistema de transmisión y subtransmisión

Las pérdidas técnicas en los subsistemas de transmisión y/o subtransmisión, corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule), y pérdidas independientes de la demanda (vacío y efecto corona).

a) Pérdidas en carga

Para estimar este tipo de pérdidas se utiliza cualquiera de las siguientes alternativas:

i) En caso de disponer de suficientes aparatos de medida, se estima las pérdidas utilizando un programa de estimación de estado, el mismo que proporciona los datos de pérdidas de potencia. Conocidos estos valores, las pérdidas de energía se calculan mediante la ecuación 2.13.

ii) Mediante la utilización de modelos estadísticos, es conveniente encontrar una función que correlacione las pérdidas de potencia con las de energía, principalmente utilizando el factor de pérdidas (ecuaciones 2.14 y 2.15).

b) Pérdidas por efecto corona

Para el cálculo se deben considerar separadamente las condiciones atmosféricas del tiempo, pero debido a que en los subsistemas de subtransmisión con voltajes menores a 115 kV, las pérdidas por efecto corona son demasiado pequeñas, no se las considera en el cálculo respectivo.

c) Pérdidas en transformadores de potencia

La estimación de estas pérdidas se procede de la siguiente manera:

- 1) Determinar el valor de demanda máxima de todos y cada uno de los transformadores de potencia que pertenecen al sistema.
- 2) Disponer de los valores de las pérdidas del cobre a la potencia nominal y de las pérdidas en vacío, obtenidos de los protocolos de pruebas, catálogos o libros técnicos afines.
- 3) Conocidos los valores de demanda máxima y de las pérdidas del cobre a potencia nominal, se calculan las pérdidas de potencia a demanda máxima.

$$P_{L^{max}} = P_{L^n} * (S_{D^{max}} / S_{D^n})^2 \quad [2.16]$$

donde:

$P_{L^{max}}$: Pérdidas del transformador (W) en la demanda máxima $S_{D^{max}}$ (kVA).

P_{L^n} : Pérdidas del transformador (W) en la demanda nominal S_{D^n} (kVA).

- 4) Cálculo de pérdidas de energía de acuerdo con el factor de pérdidas (F_p) del Sistema Eléctrico de Distribución.

$$P_E = F_p * P_{L^{max}} * T + P_v * T \quad [2.17]$$

donde:

P_E : Pérdidas de energía (Wh).

F_p : Factor de pérdidas.

$P_{L^{max}}$: Pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima (W).

- P_v : Pérdidas en vacío del transformador (W).
 T : Período de tiempo del estudio considerado (h).

2.2.5.2 " Subsistema de distribución

La estimación de pérdidas de potencia y de energía se realiza utilizando la metodología mencionada en los numerales 2.2.4.3 y 2.2.4.4. Además, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Para los subsistemas de distribución las pérdidas se evalúan a partir del valor de las pérdidas de potencia en la demanda máxima y del factor de pérdidas del sistema, utilizando la ecuación 2.14.

El cálculo del factor de pérdidas depende de cada sistema en particular. Su valor también se puede estimar a partir del factor de carga, tomando en cuenta que el factor de pérdidas está limitado por los siguientes valores:

$$F_C^2 < F_L < F_C \quad [2.18]$$

La relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga desarrollado por Bullery Woodrow es la siguiente:

$$F_L = X * F_C + (1 - X) * F_C^2 \quad [2.19]$$

donde la variable $X \leq 1$ y depende de las características de cada sistema.

b) La potencia que suministra la subestación y el valor de su tensión, generalmente se conocen, pero a medida que los puntos considerados se alejan de ella el valor de la tensión disminuye, debido a las caídas de tensión que ocurren en los elementos (alimentadores, transformadores) por efecto de la corriente.

c) Para realizar el estudio de pérdidas en los subsistemas de distribución se consideran tres niveles:

- i) Pérdidas en los circuitos primarios.
- ii) Pérdidas en los transformadores de distribución.
- iii) Pérdidas en los circuitos secundarios. //

//
i) Estimación de pérdidas en los circuitos primarios

Para la estimación de las pérdidas en circuitos primarios, se debe conocer el valor de demanda máxima de la subestación o por alimentador.

El procedimiento para la estimación de las pérdidas en circuitos primarios, es la siguiente:

1. Realizar un levantamiento de información sobre el sistema que se va a estudiar. La información mínima corresponde a:

- Datos sobre las líneas (resistencia, reactancia).
- Fases del sistema.
- Transformadores (pérdidas en el hierro, resistencia, reactancia).
- Condensadores (pérdidas, capacidad, etc.).

2. Obtener las demandas activas y reactivas (kW, kVAR) para cada alimentador en la subestación en el instante de demanda máxima.

3. Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema, generalmente a nivel de transformadores de distribución.

4. Efectuar un flujo de carga a máxima demanda para encontrar, las tensiones y pérdidas del sistema.

5. El valor de pérdidas de energía está dado por la fórmula 2.14. //

// ii) Pérdidas en los transformadores

Para la estimación de estas pérdidas se utiliza la energía facturada a cada consumidor, considerando lo siguiente:

1. Cada cliente se asocia al transformador que le suministra el servicio.

2. La energía total suministrada por cada transformador durante un período de tiempo se obtiene a partir del consumo de los clientes.

3. La demanda del transformador se calcula de acuerdo con la energía consumida, el número y clase de clientes.

$$P_{D1max} = f(E_1, N_{u1}, U_1) \quad [2.20]$$

donde:

P_{D1max} : Demanda máxima del transformador (W).

E_1 : Energía suministrada por el transformador i (Wh).

N_{u1} : Número de usuarios del transformador i.

U_1 : Clase de usuarios del transformador i.

4. Conocido el valor de demanda máxima y el valor de las pérdidas del cobre a potencia nominal se obtiene utilizando la ecuación 2.16.

5. Cálculo de pérdidas de energía de acuerdo con el factor de pérdidas del transformador, utilizando la

ecuación 2.17."

iii) Pérdidas en los circuitos secundarios

Se utiliza la misma metodología mencionada para el cálculo de las pérdidas en los circuitos primarios; es decir, en base a los consumos de energía facturados de energía en los diferentes puntos del sistema y los datos de la demanda máxima para cada punto. El procedimiento es el siguiente:

1. Elaborar un diagrama unifilar del circuito secundario, el mismo que debe incluir los parámetros eléctricos (líneas, fases, etc.).
2. Obtener la Demanda máxima del transformador de distribución (W, VAR).
3. Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito (utilizar un flujo de carga).
4. Calcular las pérdidas de energía utilizando la ecuación 2.14.

Este procedimiento (pasos 1 al 4) se debería realizar para todos los transformadores de distribución y su sistema secundario asociado, pero en la práctica se aplica las técnicas de muestreo."

CAPITULO III EVALUACION DE PERDIDAS.

Este capítulo trata sobre la forma de obtener los datos, procesarlos, codificarlos y lo más importante en cualquier estudio, la evaluación, para este caso específico lo relacionado con las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico de distribución, utilizando tanto el MBM como el MOLADE.

"En la determinación de las pérdidas técnicas para el subsistema de distribución y en especial para redes secundarias y acometidas, los datos se obtienen de un muestreo;" es por esta razón que en este capítulo se incluye la teoría sobre técnicas y aplicación del muestreo para la obtención de datos.

"Una vez obtenida la información pertinente, la evaluación de las pérdidas técnicas se realiza con la ayuda de programas computacionales de flujos de carga en los diferentes subsistemas del sistema eléctrico de distribución, por lo tanto este capítulo trata sobre los datos necesarios para ser suministrados en los diferentes programas de flujos de carga y sus respectivos resultados, los mismos que serán utilizados en cualquiera de las metodologías indicadas anteriormente."

3.1 Selección de la muestra

3.1.1 Introducción (Ref. 14, 15)

La estadística moderna es una teoría de la información con la inferencia como su objetivo. El medio para la inferencia es la muestra, la cual es un subconjunto de mediciones seleccionadas de la población. Lo que se desea obtener es información contenida en la muestra para inferir a la población sobre la base de las características de dicha muestra.

Debido al alto número de elementos (especialmente de circuitos secundarios), una investigación total de estos elementos resultaría costosa, ya que involucra disponibilidad de personal, equipos de medición, tiempo, etc.; por tal razón se desarrollan procedimientos estadísticos basados en un muestreo de la población, procurando obtener una buena representatividad de los resultados y así lograr una reducción de los costos y tiempo de la investigación.

El tamaño de la muestra y el método a establecerse, deben permitir inferir una buena representatividad de la información resultante, procurando que la investigación se mantenga dentro de costos razonables.

En una investigación de carga, se obtiene información del comportamiento y de los hábitos de consumo por parte de los abonados, la misma que proporciona resultados que pueden ser utilizados en diferentes estudios, entre otros los siguientes: pérdidas de energía, de diseño y planificación de sistemas eléctricos, etc.

La experiencia y el buen juicio juegan un papel importantísimo al momento de examinar la información que se dispone para realizar el estudio, así como al analizar los resultados a obtenerse derivados de las mediciones.

3.1.2 Importancia del muestreo (Ref. 15)

El muestreo permite determinar en tiempos reducidos y a costos bajos, datos precisos sobre la población investigada, ya que es un método científico que pone en práctica principios matemáticos y estadísticos.

Ventajas

Las ventajas de una investigación por muestreo, entre otras son las siguientes:

- a) Permite economizar dinero al reducir los elevados costos de un censo o investigación completa.
- b) Simplifica la investigación, puesto que maneja un menor número de elementos.
- c) Es mucho más rápida y permite un buen nivel de confiabilidad respecto a una investigación completa.

Cuando se trabaja con un número pequeño de observaciones, es posible realizar verificaciones y controles continuos en todas las etapas de la investigación, mientras que al manejar mucha información se podría incurrir en errores de transcripción o de cálculo.

- d) Es un método flexible para desarrollar la investigación de acuerdo con la clase de datos que se requieren y el presupuesto disponible.

Limitaciones

El muestreo tiene limitaciones especialmente las relacionadas con:

- a) Casos en los cuales se requieren datos exactos, con máxima precisión; y,
- b) Casos en los cuales el costo de la investigación por unidad de muestra es muy alto.

Es necesario aclarar que si la variabilidad entre los elementos a ser investigados es muy grande, se requerirá un tamaño de muestra lo suficientemente grande para obtener una buena representatividad. Caso contrario habrá que realizar estratificaciones para conformar conjuntos más homogéneos, que permitan la utilización de tamaños de muestra más pequeños.

3.1.3¹¹ Población y unidades de muestra (Ref. 15)

Antes de iniciar una investigación, lo primero será definir el universo o población que va a ser objeto del análisis; además se considerará el sector de estudio en el cual se llevará a cabo el muestreo, así por ejemplo, los sectores de estudio pueden ser por zonas de servicio (urbano, rural) o por áreas específicas como barrios, ciudadelas, manzanas, etc.

La definición clara de la población y su conformación precisa, posibilitará la obtención de la información requerida para determinar la representatividad o no de los resultados del estudio. Las unidades de muestra son los elementos básicos para la selección de la muestra, pues constituyen y sirven como elementos finales de selección.

Estas unidades tienen que ser cuidadosamente escogidas para asegurar la validez de los datos derivados de las pruebas y la definición de la unidad muestral de la población depende del propósito del estudio.¹¹

3.1.3.1 Marco muestral

¹¹ El marco muestral es la lista de las unidades de muestra del universo. Contiene también las descripciones del material que debe utilizarse para establecer las unidades de la población y para seleccionar las unidades de muestra. En definitiva, el marco muestral puede constituir una lista de unidades, un archivo de tarjetas, listado de consumidores y, en general, cualquier artificio mediante el cual las unidades de muestra se identifican en forma clara y precisa.

3.1.3.2 Aleatoriedad

Tras la teoría del muestreo estadístico existe la premisa de que una muestra del universo es aleatoria. La muestra

aleatoria está compuesta de unidades, cada una de las cuales tiene igual oportunidad de aparecer en la muestra.

3.1.4 Selección y tamaño de muestra (Ref. 2, 14, 15)

Una vez definida la población a investigarse y la unidad o característica de la población para la obtención del marco muestral y después de comparar las limitaciones, recursos y disponibilidades, se procede a seleccionar la muestra.

En base a la información contenida en el muestreo, el objetivo es la estimación de parámetros de la población, tales como la media o el total.

Si θ es el parámetro de interés y $\hat{\theta}$ es un estimador de θ , debemos especificar un límite para el error de estimación, esto es, precisar θ . Se establece también una probabilidad $(1-\alpha)$ que se la conoce como "intervalo o nivel de confianza", donde α es el error que deseamos tener por el muestreo, además $(1-\alpha)$ permite cuantificar el nivel de certidumbre o la probabilidad (P).

$$P(\theta_1 < \hat{\theta} < \theta_2) = 1 - \alpha$$

Generalmente se selecciona $\alpha = 5\%$ y para una distribución normal $(1 - \alpha) = 0,95$

En realidad existe diferencia entre valorar una muestra y valorar el universo, esta diferencia es conocida como "error por muestreo" (α). Es importante entender que el error de muestreo es distinto al error (e) el mismo que se puede producir por mal funcionamiento de los equipos de medición, malas observaciones, fallas en la transcripción de valores o por cálculos aritméticos mal realizados. El error estadístico (α) es un parámetro planeado y controlado e indica el grado de precisión o confiabilidad de los resultados obtenidos del muestreo.

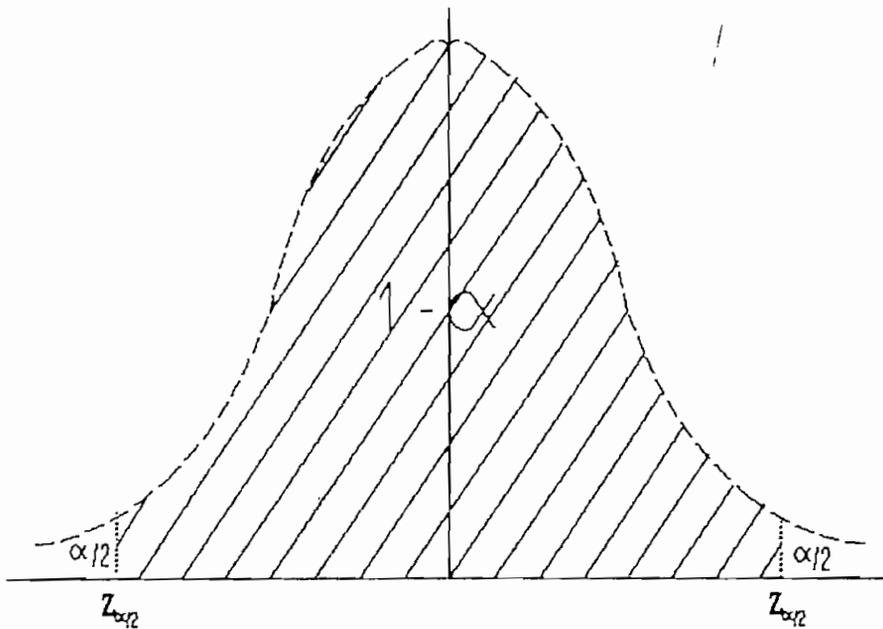


Figura 3.1: Interpretación de la condición $P(\theta_1 < \theta < \theta_2) = 1 - \alpha$

Uno de los factores que afectan al error de muestreo es el tamaño de la muestra y para que en una investigación el error sea menor es indispensable aumentar su tamaño sin llegar, desde luego, al extremo de que un incremento del tamaño no exprese una significativa disminución del error de muestreo.

Existen procedimientos estadísticos que permiten estimar el tamaño de muestra requerido con un determinado grado de precisión; y evaluar ciertos índices estadísticos los mismos que servirán como indicativos de que el tamaño de muestra seleccionado servirá para el estudio. Estos procedimientos dependen de algún conocimiento previo o de un estimativo de las características estadísticas de los datos con los que se cuentan para el estudio. Así, una gran variabilidad de los datos determinará la necesidad de un tamaño de muestra grande

para una gran precisión, en cambio una buena estabilidad de ellos puede requerir un tamaño de muestra menor.

// Para determinar el tamaño óptimo de muestra, hay que tomar en consideración algunos aspectos como:

- La técnica estadística, mediante fórmulas especiales que determina el tamaño óptimo de muestra.
- Las posibilidades económicas, financieras y de personal con que se cuenta para llevar a cabo la investigación. Muchas veces, a pesar de requerirse un tamaño mayor de muestra, es difícil mantenerlo en armonía con las técnicas estadísticas, por causa de recursos económicos y humanos.
- La clase de resultados que se esperan obtener a través de un estudio por muestreo. Es decir, conocer porcentajes o valores relativos del comportamiento de una variable con relación a otra, las mismas que servirán para generalizar a todo el universo.

En términos generales puede decirse que el tamaño de muestra depende de:

- Exactitud
- Resultados a obtenerse
- Costo de la investigación. //

3.1.5 Métodos de muestreo (Ref. 4,15)

Los métodos de muestreo más utilizados son:

Muestreo Irrestricto Aleatorio.- Es el diseño básico de muestreo, consiste en seleccionar un grupo de "n" unidades muestrales de tal manera que cada muestra de tamaño "n" tenga la misma oportunidad de ser seleccionada.

Muestreo Aleatorio Estratificado.- Cuando se divide los elementos de la población en grupos o estratos y se selecciona muestras aleatorias de cada grupo, a la muestra resultante se le llama muestra aleatoria estratificada, con este método se incrementa la exactitud de la investigación.

Muestreo Por Conglomerados.- Consiste en muestrear áreas específicas aunque la población haya sido dividida en grupos, tanto en muestreo por conglomerados como en muestreo aleatorio estratificado. Las técnicas son diferentes, ya que en el muestreo aleatorio estratificado tomamos una muestra aleatoria simple en cada estrato, mientras que en un muestreo por conglomerados tomamos una muestra aleatoria simple de grupos y entonces muestreamos todos los elementos de los grupos seleccionados (conglomerados).

Muestreo Sistemático.- Para obtener una muestra sistemática se debe proceder a enlistar todos los elementos de la población a investigarse y en base a una secuencia previamente acordada, se procede a la selección de los elementos a ser muestreados.

Para los clientes de energía eléctrica, se puede efectuar dos tipos de muestreo:

Muestreo Individual.- Consiste que para cada consumidor incluido en la muestra se revisa por separado, mediante la instalación de aparatos de medida en cada uno de los clientes incluidos en la muestra.

Muestreo Por Grupos.- Las mediciones se efectúan a grupos de clientes, generalmente para grupos numerosos con bajos consumos. Este método presenta el inconveniente de que no permite efectuar estimaciones de valores individuales.

Estudios realizados en los Estados Unidos por diferentes empresas eléctricas, los mismos que se conocen a través de publicaciones técnicas, indican que los métodos más utilizados

para este tipo de estudios son: El Muestreo Irrestringido Aleatorio y el Muestreo Aleatorio Estratificado, siendo el segundo el más utilizado en investigaciones de carga y se aplica también para estudios de pérdidas.

Los abonados de una empresa eléctrica generalmente representan la población, además de heterogénea es muy grande en número, características que determinan que el Método Aleatorio Estratificado sea el más apto para la investigación; el diseño y planeamiento de la muestra estratificada permitirá determinar relaciones tanto por estrato como por interestrato, logrando de esta manera obtener parámetros por grupo de abonados y por clase de abonado, propósito de la investigación.

Para estratificar una muestra se deben considerar varios aspectos, entre los cuales se pueden mencionar:

- ¿Qué variables usar como base para la estratificación?
- ¿ Cuántos estratos usar ?
- ¿ Cómo seleccionar la fracción de la muestra asignada a cada estrato ?
- ¿ Cómo separar los estratos con base en la variable de estratificación ?

En el muestreo de consumidores de energía eléctrica, se debe estratificar en base al consumo de energía, y el número de muestras debe ser proporcional al consumo de energía, para que de esta manera el seleccionamiento sea lo más cercano a la realidad del sistema.

1) Las variables más usadas para la estratificación en un estudio de pérdidas de energía eléctrica son las siguientes:

1. Tipo de consumidor: Industrial, comercial, residencial.
2. Actividad económica: Tipo de industria, etc.
3. Potencia Instalada.
4. Consumo mensual o anual en kWh.
5. Grupo social, para consumidores residenciales.
6. Tipo de instalación o de medidor de energía.
7. Sector geográfico. //

3.1.6 Tamaño de la muestra (Ref. 2)

"La teoría del muestreo clasifica los universos en dos categorías: finitas o con un número limitado de elementos (menos de 500.000) e infinitas o con un número ilimitado de elementos (más de 500.000). El universo de esta investigación es la primera clasificación, puesto que ninguna empresa supera los 500.000 abonados y es mucho menor el número de transformadores en redes secundarias."

Ubicado el universo, para la determinación del tamaño de la muestra se utilizará una fórmula simple y muy útil en los estudios de mercado.

$$n = \frac{z^2 * N * p * q}{e^2 * (N - 1) + z^2 * p * q} \quad [3.1]$$

donde:

- $z^2 = 1,96$ para un "grado de confianza" $(1-\alpha)$ del 95%. (*)
- e = Error aceptable (5 - 10%)
- p = Probabilidad de ocurrencia (50%)
- q = Probabilidad de no ocurrencia (50%)
- N = Universo estratificado.
- n = Tamaño de la muestra.

(*) $z^2 = Z_{\alpha/2}$: Es el valor que separa un área de $(\alpha/2)$ en la cola del lado derecho de la curva de distribución normal

(Figura 3.1). Sus cantidades se obtienen usualmente de una "Tabla de Valores de la Función de Distribución Normal".'

3.2 Mediciones requeridas. (Ref. 4)

// Para la realización de las mediciones tendientes a evaluar las pérdidas eléctricas técnicas en un sistema eléctrico de distribución, es necesario indicar las siguientes consideraciones.

- ¿ Dónde Medir ? Es conveniente establecer parámetros que permitan a la luz de experiencias previas o de modelos matemáticos basados en información reciente, definir aquellos sitios del sistema en los cuales es vital la medición y aquellos en donde ésta resulta impráctica.
- ¿ Cómo Medir ? Para la calidad de la medición hay que tomar en cuenta las fuentes de error inherentes a un proceso de lectura eventualmente no simultáneo, manejado por diversas personas y con algunas fuentes de error atribuibles a la precisión misma de los aparatos de medición o a errores brutos de medidas.
- ¿ Cuánto Vale Medir ? Sin embargo de que un proceso de reducción de pérdidas tiende a optimizar el sistema y consecuentemente a minimizar los costos de pérdidas, previamente es necesario realizar un análisis de los costos de la medición, tomando en cuenta parámetros tales como los precios más altos de los equipos de medida de mayor precisión, los gastos que implica su instalación, verificación y mantenimiento; se considerará que dichos costos siempre serán menores al costo de la disminución de las pérdidas que se está midiendo. "
- ¿ Qué tipo de análisis estadístico debe darse a la información obtenida ?

- ¿ Qué tipo de verificaciones se deben dar para disponer de información confiable tanto por el método de medida existente, como por el plan de muestreo utilizado ?
- ¿Cuál es la estrategia óptima de calibración y mantenimiento del equipo de medida, para verificar su operación adecuada, así como su inoperabilidad u obsolescencia ?
- ¿ Qué tipo de herramientas matemáticas se deben utilizar dentro del planeamiento y la optimización del sistema de medición ?

3.2.1 Variables que se deben medir (Ref. 4)

" Las principales variables que se deben evaluar para la determinación de las pérdidas de energía son las siguientes:

- Demanda pico de potencia así como también la energía, tanto mensuales como anuales.
- Demandas diarias, incluyendo días típicos y fines de semana.
- Configuración del sistema, incluyendo localización de transformadores, longitudes, calibres, etc.

Para obtener los parámetros más importantes, se requiere realizar en el área que se está evaluando, al menos las medidas de las siguientes variables:

<u>VARIABLE</u>	<u>INSTRUMENTO DE MEDIDA</u>
Corriente por fase (*)	Amperímetro + transformador de corriente
Tensión en alta y baja (**)	Voltímetro + transformador de potencial
Potencia activa	Vatímetros asociados con transformadores de corriente y potencial.

<u>VARIABLE</u>	<u>INSTRUMENTO DE MEDIDA</u>
Potencia aparente	Varímetros (poco utilizados), asociados con transformadores de corriente y potencial.
Energía	Contadores asociados a transformadores de corriente y potencial.
Factor de potencia	Cosfímetros (Son poco precisos y por eso se prefiere obtenerlo de la lectura de vatios, voltios y amperios).

(*) Si las corrientes son bajas usar solo el amperímetro.

(**) Si los voltajes son bajos usar solo el voltímetro.

En general los subsistemas de transmisión y subtransmisión se caracterizan por tener los suficientes aparatos de medida y se dispone de una adecuada información acerca de los equipos que lo componen, incluyendo líneas y transformadores de potencia; mientras que los subsistemas primarios y secundarios de distribución son los más difíciles de analizar por la falta de instrumentos de medida y por lo tanto carencia de información.

✓ En nuestro medio es posible que no se disponga de información adecuada del subsistema de transmisión y subtransmisión, por lo cual al realizar un estudio de pérdidas primeramente se obtendrá la información en cuanto a las características técnicas y de la carga para este subsistema.

La "Campaña de Mediciones" está orientada principalmente al subsistema de distribución, en especial de circuitos secundarios y acometidas. Esta se hace en base al escogitamiento de alimentadores primarios y/o transformadores de distribución, dependiendo su selección de una evaluación previa de muestreo; obteniendo así la información en cuanto a las características técnicas y de la carga para este subsistema. //

3.2.2 Puntos de medición (Ref. 2, 6, 22, 26, 27)

" Los puntos del Sistema Eléctrico de Distribución donde se efectúan las mediciones son:

a) **En Centrales de Generación.**— Para obtener los valores de los "despachos" de las plantas de generación, en especial los valores de potencia generada a lo largo del día de máxima demanda del sistema.

b) **En Subestaciones.**— Las mediciones en subestaciones, es para ver el comportamiento del sistema, en cuanto a la demanda.

En un estudio de pérdidas los datos que se requieren es para el día de máxima demanda en el año o del período de estudio. En el transcurso de este día se requieren las siguientes mediciones:

- i) Voltajes de barras.
- ii) Potencia Activa (Demanda Activa).
- iii) Potencia Reactiva (Demanda Reactiva).

Si en el sistema no se dispone de medición en todas las subestaciones, se realiza las mediciones en un día típico, especialmente en un día ordinario y entre semana, y se hace las correlaciones de este día con el de máxima demanda.

Si fuera el caso que ninguna subestación tenga medición, se hace las mediciones en un día típico y se considera a ese día como el de máxima demanda."

c) **En Alimentadores Primarios.**— Para un estudio de pérdidas técnicas, se requiere las mediciones a la salida de los alimentadores en las subestaciones y para el día de demanda máxima del sistema. Estas mediciones son de demanda (Potencia Activa y Reactiva) de los alimentadores.

Si el estudio abarca todos los alimentadores primarios se debe contar con los datos de demanda de todos y en el día de demanda máxima del sistema. Si no se dispone, hay que realizar las mediciones en un día típico y correlacionarlas para el día de demanda máxima.

Si no se tiene el dato de cuando fue el día de demanda máxima, ni de mediciones en los alimentadores primarios, hay que realizar las mediciones de demanda en los alimentadores primarios en un día típico y considerar a ese día como el de máxima demanda."

" d) **En Redes Secundarias y Acometidas.**— De los transformadores seleccionados por muestreo, y de acuerdo al método de evaluación que se este utilizando, se requieren datos de demanda y energía.

Si se escoge el MBM se realizará mediciones de voltaje y de demanda (Potencia Activa y Reactiva) en los bornes del transformador y en el medidor de un cliente que pertenezca al circuito del transformador, durante el período estimado de demanda máxima. Para circuitos residenciales así como para residenciales-comerciales de 18:00h a 20:00h, y en circuitos comerciales e industriales de 10:00h a 12:00h. Además se realiza una medición de voltaje en el punto más alejado del circuito, con respecto al transformador.

Si se escoge el MOLADE, las mediciones se realizarán en los bornes del transformador seleccionado, midiendo potencia activa, voltaje, y factor de potencia a lo largo de una semana y en intervalos determinados; además se mide la energía suministrada por este transformador en la semana de medición. De los usuarios que pertenecen al circuito del transformador se requiere la energía consumida en la semana que se realizaron las mediciones."

3.3 // Recursos y logística requeridos para las mediciones

Como se mencionó anteriormente, la campaña de mediciones estará principalmente encaminada al subsistema de distribución, tomando como base los circuitos secundarios y acometidas, sin embargo también se puede tomar en cuenta los circuitos primarios. Esta actividad se realiza con la finalidad de obtener los datos necesarios para la evaluación de las pérdidas en este subsistema.

De acuerdo al método de muestreo aleatorio estratificado, se escoge ciertos circuitos secundarios. La primera estratificación tiene que ver con transformadores de la zona urbana (ciudades y/o poblaciones grandes) y transformadores de la zona rural (poblaciones pequeñas y caseríos).

Después se escoge sectores, barrios, localidades, de tal manera que abarquen a los diferentes tipos de usuarios que se tiene en la empresa, procurando que estos sean homogéneos (residenciales: altos, medios y bajos; residencial-comercial e industrial).

Una vez determinado el número de transformadores y su sitio de localización, con la finalidad de optimizar de mejor manera el tiempo, se elabora un cronograma de actividades para hacer el levantamiento topológico del circuito, así como también las medidas de las diferentes magnitudes eléctricas que se necesitan para la evaluación."

3.3.1 // Campaña de mediciones

Habiendo definido lo anteriormente indicado, se procede a la actividad que se conoce como "Campaña de Mediciones", para realizar en su orden, las siguientes actividades:

a) **Inspección del circuito elegido:** Conjuntamente con un funcionario y/o trabajador se concurre al sitio para

identificar el transformador. De los transformadores que se eligieron de acuerdo al tipo de usuario, este se lo escoge viendo que sea el más representativo del sector."

"
b) **Levantamiento Topológico:** Con la determinación y ubicación física del transformador en el sector elegido, se procede al levantamiento topológico del circuito secundario y acometidas, el cual abarca la disposición física del circuito, tipo, longitud y calibre de conductores; tipo, cantidad y potencia de luminarias que conforman el alumbrado público; así como las acometidas, tipo, longitud, calibre, debido a que en estas últimas se producen también pérdidas de potencia y energía.

Para realizar este levantamiento topológico, se busca en planos de la empresa el circuito elegido, para verificar en el sitio si ha habido o no modificaciones, si no las hay, en base a la inspección física del circuito se llenará el formulario de acometidas.

Si en el circuito elegido existen modificaciones o no se encuentra el plano de este circuito, se elabora un croquis con la disposición física del circuito secundario: calles, lugares referenciales, distancias, etc.. A la vez se llena un formulario con los datos del tipo de conductor, calibre, número de fases, neutro y piloto, las fases que conforman los diferentes tramos, etc.. Finalmente se llena otro formulario que contiene los datos de acometidas (tipo, calibre, longitud), los datos de los medidores y de las luminarias (tipo, potencia y número) que se encuentran en el circuito.

Los formularios para los datos del levantamiento de circuitos secundarios y acometidas se indican en el apéndice 1.

Para realizar el levantamiento topológico se necesita de recursos humanos (Personal) y logísticos (Equipos y Materiales), los mismos que se indican en la tabla 3.1.

La longitud de las acometidas hay que estimarla de la mejor manera, ya que éstas presentan flechas y recorridos por las estructuras (casas, viviendas, edificios, etc.) hasta llegar al medidor. El levantamiento topológico es similar para el MBM y el MOLADE.

Una vez concluido el levantamiento topológico de cada circuito, los datos obtenidos de los medidores (# medidor) de los clientes, se entrega al Departamento de Comercialización para que proporcione el consumo anual de energía de cada cliente."

//
c) **Medición de Magnitudes Eléctricas:** Las mediciones de las magnitudes eléctricas, se las realiza una vez realizado el levantamiento topológico. Las magnitudes eléctricas a medirse son:

- Voltaje
- Corriente
- Factor de Potencia
- Potencia Activa
- Energía

El investigador tiene la responsabilidad de seleccionar un instrumento preciso, confiable y de suficiente sensibilidad para que no afecte a la veracidad de los valores que proporciona el equipo de medición.

El equipo ideal de medición es un analizador de carga trifásico electrónico, ya que es un equipo que se lo programa con las magnitudes deseadas y los intervalos de tiempo requeridos; este es un equipo muy confiable en sus resultados, los mismos que pueden ser impresos en una cinta de papel.

Si no hubiera el analizador de carga trifásico, se puede utilizar una pinza multifuncional, que hoy en día las hay digitales, con retención de memoria y pueden medir diferentes

magnitudes eléctricas como son: Corriente, voltaje, factor de potencia, potencia, etc. Además se necesita un cronómetro.

Si no hubiera la pinza multifuncional se usaría un pinza voltamperimétrica y de esta manera medir voltaje-corriente, y asumir como factor de potencia el del alimentador primario que está sirviendo a dicho transformador, así mismo también un cronómetro.

El equipo mínimo a utilizarse es una pinza amperimétrica y asumir que el voltaje prácticamente es constante, el mismo que es dado por el dato de placa del transformador; y el factor de potencia estaría dado por el alimentador primario al que pertenece el transformador; caso contrario asumir algún factor de potencia característico recomendado para ese tipo de usuario. También emplear un cronómetro.

Para el MBM se requiere hacer mediciones en las horas de demanda máxima de acuerdo al circuito que se haya elegido. Para realizar estas mediciones se requiere de los siguientes recursos humanos y logísticos que se indican en la tabla 3.1.

Puesto que las mediciones se las realiza en un día ordinario en un período máximo de dos horas con intervalos de media hora, no es tan indispensable usar el analizador de carga trifásico electrónico, pero si se dispone que mejor.

Para el MOLADE se requieren hacer mediciones a lo largo de una semana y en intervalos de media hora, lo cual sería fastidioso utilizar personal para realizar esta actividad; por lo mismo lo mejor sería usar el analizador de carga trifásico electrónico, el cual se instala en los bajantes del transformador, dentro de un tablero metálico para poste. Para instalar y desinstalar el tablero con el analizador, se desenergiza el transformador y por facilidad de trabajo se requiere de un carro canasta y personal que opere el mismo; mientras está desenergizado el transformador se aprovecha para

tomar las lecturas de energía, iniciales y finales respectivamente, en los medidores de los usuarios pertenecientes al circuito del transformador. Por lo tanto para realizar estas mediciones se requiere de los siguientes recursos humanos y logísticos que se indican a continuación, en la tabla 3.1.

RECURSOS HUMANOS

	Levantamiento	Mediciones	
	<u>Topológico</u>	<u>MBM</u>	<u>MOLADE</u>
1.- Un chofer ayudante electricista	X	X	X
2.- Un tecnólogo electricista	X	X	
3.- Tres tecnólogos electricistas			X
4.- Un ingeniero eléctrico	X	X	X

RECURSOS LOGISTICOS

	Levantamiento	Mediciones	
	<u>Topológico</u>	<u>MBM</u>	<u>MOLADE</u>
1.- Un carro canasta			X
2.- Un vehículo con dispositivo para llevar escalera	X	X	
3.- Escalera de fibra de vidrio	X	X	
4.- Un juego de herramientas de electricista	X	X	X
5.- Equipo de seguridad del electricista	X	X	X
6.- Una pértiga telescópica de Epoxiglas	X		X
7.- Medidores de calibre de conductores energizados	X		
8.- Cinta métrica de fibra de vidrio	X		
9.- Tablero metálico para poste			X
10.- Pinza multifuncional		X	
11.- Cronómetro		X	
12.- Analizador de carga trifásico electrónico			X

Tabla 3.1: Recursos Humanos y Logísticos para la realización de la Campaña de Mediciones.

Los datos de las mediciones son llenados en formularios respectivos para cada método, los mismos que se indican en el apéndice 2.

El detalle, las características generales y especificaciones de los equipos empleados en la Campaña de Mediciones se pueden observar en el Apéndice 3. //

3.4" Flujos de carga Ref. (2, 6, 21, 22, 24, 27)

Para el análisis de pérdidas técnicas del sistema eléctrico de transmisión y del sistema eléctrico de subtransmisión, se debe disponer de un programa de flujos de carga.

Los datos principales que se deben suministrar al programa de flujo de carga son los siguientes:

- Características principales de la red que se está analizando (líneas, transformadores y equipos auxiliares).
- Consumos de potencia en los diferentes nodos del sistema.
- Características eléctricas de las diferentes unidades de generación.

El programa en función de los datos suministrados, deberá proporcionar principalmente la siguiente información:

- Los valores de potencia activa y reactiva que circulan en la red.
- Las pérdidas de potencia ocasionadas en la red.

En lo posible verificar que la modelación sea la apropiada sobre la base de comparar los resultados de la corrida de flujos de carga con las mediciones de campo.

Para el análisis del sistema de distribución primario

existen adicionalmente programas de flujos de carga radial, que permiten utilizar mediciones de demanda, a la salida del alimentador y repartir esa demanda entre los diferentes nodos de carga, proporcionalmente a la capacidad instalada de los transformadores de distribución conectados en cada punto de carga.

Dichos programas generalmente proporcionan las pérdidas de potencia en el circuito primario y las caídas o regulación de voltaje.

Para el diagnóstico de pérdidas del sistema de distribución secundario, existen otros programas de cálculo de pérdidas y regulación de voltaje en circuitos secundarios, que utilizan datos de mediciones de magnitudes eléctricas: voltaje, corriente, factor de potencia, energía a la salida del transformador de distribución, así como también datos de mediciones de magnitudes eléctricas: voltaje, corriente, factor de potencia y energía consumida por los clientes servidos por el transformador. La demanda de energía del transformador la reparte de acuerdo con los consumos de los usuarios."

3.5 Metodologías de evaluación

Como se indicó en el Capítulo I de esta tesis, la evaluación de las pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución, se puede hacer por diferentes metodologías; de entre las cuales las empleadas en el presente trabajo son las denominadas "Método Banco Mundial" (MBM) y "Método OLADE" (MOLADE).

3.5.1 // Método Banco Mundial (MBM) Ref. (2, 24, 27)

Este método permite realizar un diagnóstico y cuantificación de las pérdidas técnicas en los diferentes componentes del Sistema de Distribución, como son: líneas de

subtransmisión, transformadores AT/MT (Alta Tensión/Media Tensión), líneas primarias y secundarias de distribución, y transformadores de MT/BT (Media Tensión/Baja Tensión).

A continuación se describe la metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía en los diferentes subsistemas y componentes que conforman el sistema eléctrico de distribución.

Subsistema de Subtransmisión

Para el cálculo de pérdidas de potencia en subtransmisión se utilizan los resultados de flujos de carga al pico de la Demanda Máxima del Sistema, aclarando que en las salidas de flujos de carga se presentan las pérdidas de potencia en las líneas de subtransmisión.

En base a los datos del porcentaje de pérdidas en vacío (% P_{Fe}) y en el cobre a plena carga (% P_{Cu}), de los transformadores de potencia, obtenidos de los protocolos de pruebas, catálogos, normas o libros técnicos y del Factor de Utilización (F_u) para cada transformador en el pico del día de demanda máxima del sistema, se calculan las pérdidas de potencia en el núcleo y en los bobinados de estos transformadores. Si el número de transformadores de potencia es grande, se puede calcular un factor de utilización promedio y este usarlo en el cálculo de las pérdidas de potencia en los bobinados.

El Factor de Utilización (F_u) de cada transformador se obtiene de la siguiente relación:

$$F_u = \frac{\text{Demanda Pico del transformador}}{\text{Potencia Nominal del transformador}} = \frac{\text{Corriente pico}}{\text{Corriente nominal}} \quad [3.2]$$

Las pérdidas de potencia en el núcleo de cada transformador son :

$$MVA_{\text{nominal}} * (\% P_{Fe}) / 100 \quad [3.3]$$

Las pérdidas de potencia en los bobinados de cada transformador son:

$$MVA_{\text{nominal}} * \frac{(\% P_{Cu})}{100} * F_U^2 \quad [3.4]$$

Con los datos de la curva diaria de carga del sistema, para el día de demanda máxima y utilizando la ecuación [2.15] se calcula el Factor de Pérdidas (F_P) del sistema.

Con el Factor de Pérdidas (F_P) del sistema se calculan las pérdidas de energía en las líneas de Subtransmisión y en los bobinados de los transformadores.

Las pérdidas de energía en las líneas se las obtiene utilizando la ecuación 2.14.

Las pérdidas de energía en los bobinados de los transformadores son:

$$F_P * \text{Pérdidas de potencia en los bobinados} * T \quad [3.5]$$

Las pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores son:

$$\text{Pérdidas de potencia en el núcleo} * T \quad [3.6]$$

Generalmente en estudios de pérdidas el período T es para un año (8.760h).

Subsistema Primario de Distribución

La empresa distribuidora de energía eléctrica debe disponer datos actualizados del recorrido, características y número de conductores, así como de los transformadores de distribución, banco de condensadores, reguladores, etc., que conforman su subsistema primario de distribución, caso contrario realizará la actualización. Si no se dispone de estos datos, hay que obtenerlos.

Con la ayuda de un programa de flujos de análisis de primarios, y con los datos de demanda, voltaje, potencia por alimentador, para el día de máxima demanda del año, se obtienen las pérdidas de potencia en los alimentadores primarios en el pico de demanda de cada alimentador en ese día.

De cada una de las curvas de carga de los alimentadores primarios (A/P) se obtiene su factor de pérdidas (F_p). Con el factor de pérdidas y las pérdidas de potencia en el pico de la demanda, para cada alimentador, se calculan sus pérdidas de energía utilizando la ecuación [2.14], obteniendo así las pérdidas de energía en líneas primarias del sistema de distribución.

Si son muchos los alimentadores primarios, se calcula un factor de pérdidas promedio a nivel primario y con las pérdidas de potencia de los alimentadores primario al pico de demanda se obtienen las pérdidas de energía en las líneas primarias de distribución.

Si se toma una muestra de alimentadores primarios, para extrapolar las pérdidas a nivel de todos los alimentadores primarios, se utiliza el siguiente proceso global.

- Se calcula para cada uno de los alimentadores seleccionados en la muestra un factor K , que representa

los kilovatios de pérdidas por Megavatio de demanda al cuadrado y por kilómetro de longitud del alimentador.

$$\frac{\text{kW}}{\text{MW}^2 * \text{km}}$$

- Luego se calcula un factor K promedio de los alimentadores seleccionados.
- Al conocer la longitud y demanda del resto de alimentadores del sistema primario de distribución, y al aplicar el factor K promedio, se conoce las pérdidas de potencia de ellos.
- De los alimentadores seleccionados se calcula un factor de pérdidas (F_p) promedio y con este factor de pérdidas promedio y las pérdidas de potencia se obtiene las pérdidas de energía en líneas primarias de distribución.

Transformadores de Distribución

La empresa distribuidora del servicio eléctrico debe disponer de un registro detallado sobre la cantidad de transformadores instalados como propios y como privados, su capacidad instalada, monofásicos o trifásicos; y en base a dicha información se obtiene la capacidad promedio de transformador utilizado.

De los datos de demanda pico de cada alimentador primario así como de la capacidad instalada en transformadores de dichos alimentadores, se obtiene el factor de utilización (F_u) global equivalente de transformadores de distribución. Para el cálculo de las pérdidas en los transformadores de distribución se utiliza el factor de pérdidas (F_p) y el factor de utilización (F_u) de estos alimentadores. Se supone que todos los transformadores del alimentador al que pertenecen, tienen el mismo factor de utilización (F_u) y el mismo factor de pérdidas (F_p) calculados para el alimentador en el que están

instalados.

El F_u se determina de la siguiente manera:

$$F_u = \frac{\text{Demanda máxima del alimentador}}{\text{Capacidad instalada de transformadores en el A/P}} \quad [3.7]$$

Con la capacidad promedio de los transformadores utilizados, se escoge al transformador más cercano a este valor promedio y de los datos de protocolos de transformadores, catálogos de fabricantes, normas o libros técnicos, se obtienen los porcentajes de pérdidas de potencia en el hierro o en vacío ($\% P_{Fe}$) y el porcentaje de pérdidas en el cobre a plena carga ($\% P_{Cu}$).

Las pérdidas de potencia y de energía, en vacío y en carga de los transformadores instalados en cada alimentador primarios, se calculan de la siguiente manera:

Pérdidas en vacío

$$\text{Pérdidas núcleo (kW)} = \% P_{Fe} * \text{Capacidad Instalada (kVA)}. \quad [3.8]$$

$$\text{Pérdidas núcleo (kWh-Año)} = \text{Pérdidas núcleo (kW)} * 8,76 \quad [3.9]$$

Pérdidas en carga

$$\text{Pérdidas cobre (kW)} = \% P_{Cu} * (F_u)^2 * \text{Capacidad Instalada (kVA)} \quad [3.10]$$

$$\text{Pérdidas cobre (MWh-Año)} = F_p * \text{Pérdidas cobre (kW)} * 8,76 \quad [3.11]$$

Este cálculo se realiza para todos los alimentadores primarios, obteniendo así las pérdidas de energía en transformadores de distribución.

Si se toma una muestra de alimentadores primarios, se obtiene de estas muestras un F_u promedio y el F_p promedio, y con estos valores se calcula las pérdidas en los transformadores de distribución del Sistema Eléctrico de Distribución.

Subsistema Secundario de Distribución

Para la determinación de las pérdidas de potencia y de energía en los circuitos secundarios y acometidas, se utiliza el programa de flujos de carga para circuitos secundarios del Banco Mundial, cuyo fundamento teórico está descrito en las referencias 2, 24, 27.

De los resultados obtenidos de este programa para los circuitos seleccionados por muestreo, en especial el valor del porcentaje de pérdidas con respecto a la energía facturada, se calcula el respectivo porcentaje promedio.

La empresa distribuidora debe disponer de un "Cuadro de Distribución por Frecuencia de Consumo", para obtener de este el valor de la energía facturada a través de los circuitos secundarios. Con este valor y el porcentaje promedio de pérdidas de energía con respecto a la energía facturada, se obtienen las pérdidas de energía en circuitos secundarios y acometidas; es decir las pérdidas en el subsistema secundarios del sistema eléctrico de distribución.

3.5.2 Método OLADE (MOLADE) Ref. (6, 21, 22)

En este punto se describe la metodología de cálculo para la estimación de las pérdidas técnicas eléctricas en los diferentes subsistemas de un sistema eléctrico de distribución, de acuerdo a lo planteado por el Manual Latinoamericano y del Caribe Para el Control de Pérdidas Eléctricas de la OLADE y especialmente por el contenido de la Ref. 6.

Para realizar el diagnóstico de pérdidas de un sistema de distribución, se necesitan los datos energéticos al período de estudio, en lo referente a generación, consumos propios, compras y ventas de energía.

Subsistema de Subtransmisión.— Con la información sobre características y parámetros del sistema eléctrico de la empresa distribuidora, y los datos de generación por planta y demandas por subestación, se realizan corridas de flujos de carga en condiciones de demanda máxima, media y mínima, tomando en cuenta dentro de la representación del sistema las características de los transformadores (resistencias, reactancias) para incluir las pérdidas en el cobre de los devanados de los transformadores de las subestaciones. De este análisis se obtienen las pérdidas de potencia en líneas y transformadores en demanda máxima, media y mínima.

El cálculo de las pérdidas de energía se realiza utilizando la curva de duración de carga representada usualmente en tres escalones correspondientes a las demandas máxima, media y mínima. De la curva de carga se obtiene el tiempo de duración de cada escalón de carga (horas) y multiplicando las pérdidas de potencia de cada escalón de demanda, por el tiempo de duración se obtienen las pérdidas de energía en cada componente (línea y transformador).

De protocolos de transformadores, catálogos de fabricantes, o libros técnicos afines, se obtienen las pérdidas de potencia en el cobre a plena carga (P_{Cu}) y las pérdidas del hierro (P_{Fe}). Para cada condición de demanda (máxima, media y mínima) se debe calcular el factor de utilización de todos los transformadores de las Subestaciones. Con el Factor de Utilización (F_u) y el tiempo de duración de cada demanda se obtienen las pérdidas energéticas en los devanados del transformador.

Tanto el factor de utilización (F_u) para cada condición

de demanda, como las pérdidas de energía de cada transformador de potencia en las mismas condiciones de demanda se calculan de la siguiente manera:

$$F_U = \frac{\text{Demanda en el transformador}}{\text{Capacidad nominal del transformador}} \quad [3.12]$$

$$\text{Pérdidas de Energía en el cobre} = P_{Cu} * F_U^2 * T \quad [3.13]$$

donde:

T: duración de cada intervalo (h)

Para los transformadores de las subestaciones igualmente se calculan las pérdidas de energía en el núcleo, para lo cual se toman las pérdidas de potencia en el núcleo (P_{Fe}) y se multiplica por el número de horas del año.

Las pérdidas de energía para los devanados del transformador y de las líneas de subtransmisión son para un día, de ahí se las extrapola a un año multiplicando por 365.

Subsistema Primario de Distribución.— Para cada uno de los alimentadores primarios que conforman el sistema eléctrico de la empresa distribuidora se realizan las corridas de flujos de carga en condiciones de demanda máxima, media y mínima, obteniéndose las pérdidas de potencia para cada una de las tres condiciones de carga.

Las pérdidas de energía para cada alimentador primario se obtienen multiplicando las pérdidas de potencia en cada escalón por el tiempo de duración de este escalón. Se suman las pérdidas de energía de cada alimentador y se obtiene así las pérdidas de energía en alimentadores primarios para un día; después se extrapola a un año.

Transformadores de Distribución.- Para el cálculo de las pérdidas en el núcleo y en el cobre de los transformadores de distribución, se utilizan los valores de pérdidas de potencia en el cobre a plena carga y los de pérdidas en el núcleo obtenidos sean de los protocolos de pruebas, catálogos de fabricantes, normas o libros técnicos afines. Se puede tomar también los valores "nominales promedio de pérdidas" en el núcleo y en el cobre, obtenidos de una muestra de protocolos de pruebas a transformadores de distribución típicos instalados en redes secundarias, dados por la Referencia 6, siendo estos valores para transformadores de 15kVA, 25kVA, 37.5kVA, 50 kVA monofásicos, y 30kVA, 50kVA, 75kVA, 160 kVA trifásicos. En la tabla 4.2 se presenta los valores recomendados por la Referencia 6.

Transformadores de Distribución
Pérdidas de Hierro y de Cobre (Wattios)
 (Valores Promedio)

Monofásicos			Trifásicos		
<u>kVA</u>	<u>Hierro</u>	<u>Cobre</u>	<u>kVA</u>	<u>Hierro</u>	<u>Cobre</u>
15.0	43.4	366	30.0	199	722
25.0	66.0	531	50.0	216	1108
37.5	103.5	701.3	75.0	255	1660
50.0	166.0	623	160.0	436	3170

Tabla 4.2: Valores promedios de pérdidas en el hierro y en el cobre de transformadores de distribución, recomendados en la Ref. 6.

El cálculo de las pérdidas de energía en los transformadores de distribución se realiza empleando el "factor de pérdidas" (F_p) y el "factor de utilización" (F_u), tal como se describió en el método Banco Mundial.

Para cada alimentador se debe disponer la cantidad y potencia de todos los transformadores monofásicos y trifásicos que están conectados a dicho alimentador.

Las pérdidas de potencia y de energía de los

transformadores de distribución de similares características se calcula de la siguiente manera:

- Pérdidas en el cobre:

$$P_{P\ Cu} = P_{Cu} * F_U^2 * \# \text{ trafos} \quad [3.14]$$

$$P_{e\ Cu} = P_{P\ Cu} \cdot F_P \cdot T \quad [3.15]$$

Donde:

$P_{P\ Cu}$: Pérdidas de potencia en el cobre de los transformadores a demanda máxima (W).

P_{Cu} : Pérdidas de potencia en el cobre a potencia nominal (W).

F_U : Factor de Utilización

trafos: Número de transformadores de similares características.

$P_{e\ Cu}$: Pérdida de energía en el cobre de los transformadores (Wh).

F_P : Factor de pérdidas.

T : Duración del período de evaluación (8760 h).

- Pérdidas en el núcleo:

$$P_{P\ Fe} = P_{Fe} * \# \text{ trafos} \quad [3.16]$$

$$P_{e\ Fe} = P_{P\ Fe} * T \quad [3.17]$$

Donde:

$P_{P\ Fe}$: Pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores (W).

P_{Fe} : Pérdidas de potencia nominal en el núcleo del transformador (W).

Subsistema Secundario de Distribución.- Para la determinación de las pérdidas de potencia y energía en el subsistema secundario de distribución se procede de manera idéntica que en el MBM, pero se utiliza el programa propio de flujos de carga para circuitos secundarios y acometidas que lo denominan FSEC, cuyo fundamento teórico está descrito en la Referencia 22.

CAPITULO IV

EJEMPLO DE APLICACION

4.1 Descripción del Sistema Eléctrico Riobamba.

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA) tiene su centro de operación en la ciudad de Riobamba y su área de servicio abarca a toda la provincia del Chimborazo con una superficie total de 6.523 km².

Para el período 1.970-1.992 el suministro de energía en el área de servicio de la EERSA tomando en cuenta la energía facturada ha crecido con una tasa acumulativa anual del 11,36%; es necesario aclarar que el crecimiento anual de la energía facturada en un más alto porcentaje corresponde al sector rural. Actualmente, las redes de la Empresa alcanzan un alto cubrimiento del área de servicio, incorporando casi la totalidad de las cabeceras cantonales, parroquiales y las zonas inmediatas a ellas, el número de abonados a junio de 1.993 alcanza a 82.501, de los cuales 26.672 corresponden al sector urbano y los restantes 55.829 al sector rural.

El sistema eléctrico de la EERSA esta compuesto por una red de Subtransmisión con 119 km de líneas de 69 kV que lo unen al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de la Subestación Riobamba de 230/69 kV. Además cuenta con las siguientes subestaciones (S/E):

S/E No.1 69/13,8 kV (10 MVA); 13,8/4,16 kV (1,25 MVA)
S/E No.2 69/13,8 kV (10 MVA)
S/E No.3 69/13,8 kV (10 MVA)
San Juan 69/4,16 kV (5,6 MVA)
Cajabamba 69/13,8 kV (2,5 MVA)
Guamote 69/13,8 kV (2,5 MVA)
Alausí 69/13,8 kV (6 MVA).

La empresa dispone de una capacidad instalada en

generación hidráulica de 13.807 kVA, distribuida de la siguiente manera:

- La Central Hidroeléctrica "ALAO" con cuatro unidades de generación de 3.280 kVA nominales cada una.
- La Central Hidroeléctrica "Guadalupe" con una unidad de generación de 375 kVA nominales.
- La Central Hidroeléctrica "Nizag" con una unidad de generación de 312 kVA nominales.

Dispone además de un grupo térmico de 3.125 kVA nominales, el mismo que está instalado en el predio donde esta ubicada la S/E No. 1.

Todos estos grupos de generación eléctrica pueden trabajar hasta un factor de potencia de 0,8.

Para el subsistema de distribución primario, el nivel de voltaje predominante de sus alimentadores es de 13,8 kV y marginalmente de 4,16 kV, los mismos que se alimentan de las subestaciones anteriormente señaladas.

El voltaje que normalmente sirve a los clientes es 220/110 V. Las redes secundarias en su mayoría son aéreas, existiendo una parte subterránea en el sector central de la ciudad de Riobamba (calle 10 de Agosto).

El servicio de energía eléctrica llega a los clientes a través de las respectivas acometidas, las mismas que se conectan desde las redes secundarias que parten desde los transformadores de distribución. Además existen clientes que no se sirven por medio de la red secundaria, sino que se les instala sus acometidas directamente del transformador (clientes puntuales, edificios grandes, centros comerciales e industrias).

A octubre de 1.993 la EERSA tiene 4.150,2 km en alimentadores primarios de los cuales 4.113,5 km corresponden a alimentadores a 13,8 kV y 36,7 km a alimentadores a 4,16 kV. Con el fin de mejorar y optimizar el servicio de energía eléctrica a sus clientes, actualmente la Empresa progresivamente está reemplazando el nivel de voltaje de 4,16 kV por el de 13,8 kV.

En la figura 4.1 se presenta el diagrama unifilar del Sistema Riobamba actualizado a marzo de 1.993. Cabe anotar que para el presente estudio no se toma en cuenta el ingreso de la S/E No.3, que entró a funcionar en diciembre de 1.992, debido a que no influye en el balance de pérdidas de ese año.

4.2 Análisis histórico de las pérdidas eléctricas de la EERSA

En la siguiente tabla se presentan los resultados de los balances energéticos para la EERSA en el período 1.970-1.992, información que se obtuvo del "Resumen Estadístico del Servicio Eléctrico del Ecuador" (Ref. 28) de la sección correspondiente a Resumen de los valores del Mercado Eléctrico. Las pérdidas globales de energía, que no es otra cosa que la resta de la energía disponible menos la energía facturada, se registran para cada año en MWh y en porcentajes.

Año	Energía Disponible	Energía Facturada	Pérdidas de Energía	
	Meta [MWh]	[MWh]	[MWh]	%
1.970	12.537,5	10.209,6	2.327,9	18,6
1.971	13.676,4	10.655,1	3.021,3	22,1
1.972	15.853,7	12.960,7	2.893,0	18,2
1.973	20.150,1	16.908,4	3.241,7	16,1
1.974	35.932,9	29.928,8	6.004,1	16,7
1.975	41.828,0	37.125,9	4.702,1	11,2
1.976	43.207,6	38.692,0	4.515,6	10,5
1.977	51.025,7	45.130,0	5.895,7	11,6
1.978	53.928,0	47.426,0	6.502,0	12,1
1.979	58.903,4	48.622,4	10.281,0	17,5

Año	Energía Disponible	Energía Facturada	Pérdidas de Energía	
	Meta [MWh]	[MWh]	[MWh]	%
1.980	84.552,8	69.081,7	15.471,1	18,3
1.981	82.816,5	66.335,9	16.480,6	19,9
1.982	83.388,6	64.453,2	18.935,4	22,7
1.983	83.814,3	71.564,9	12.249,4	14,6
1.984	80.922,5	64.443,3	16.479,2	20,4
1.985	87.700,6	72.272,7	15.427,9	17,6
1.986	91.036,5	74.626,9	16.409,6	22,3
1.987	100.871,1	81.075,5	19.795,6	19,6
1.988	109.020,1	88.444,0	20.576,1	18,9
1.989	107.666,7	88.771,0	18.895,7	17,6
1.990	114.464,8	99.544,1	19.920,7	17,4
1.991	125.564,5	104.682,4	20.882,1	16,6
1.992	130.570,4	108.979,5	21.590,9	16,5

Tabla 4.1: Evolución de las Pérdidas de Energía en el Sistema EERSA.

Los resultados del cuadro señalan que para el período 1.970-1.992 el porcentaje promedio de las pérdidas globales es del 17,3%, valor que representa al doble de lo recomendado desde el punto de vista técnico, que indica que las pérdidas incluidas tanto técnicas como no técnicas deben ser inferiores al 10% (Ref. 4).

A pesar de que la EERSA en los últimos años ha venido incrementando de una manera sostenida el suministro de energía a sus clientes, especialmente del sector rural, a partir de 1.987 se observa que el porcentaje de pérdidas va disminuyendo debido a las acciones tomadas por la Empresa en base a las recomendaciones dadas por parte de INECCEL a través del "Programa de Control de Pérdidas Negras de Energía", y del "Plan Nacional de Distribución".

Para el ejercicio económico de 1.993, la administración de la EERSA, dentro de sus planes y programas de acción incluyó estudios que permitan conocer y determinar el

porcentaje de pérdidas técnicas e implícitamente las no técnicas de su Sistema, con la finalidad de tomar los correctivos que sean necesarios a corto, mediano y largo plazo, tendientes a la reducción del porcentaje de pérdidas de energía.

4.3 // Recopilación de la información requerida para la evaluación de las pérdidas técnicas.

Para realizar la evaluación y el diagnóstico de las pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de la EERSA, la investigación se realizó a partir del 3 de mayo hasta el 8 de octubre de 1.993, recopilando la información necesaria y completa sobre los balances energéticos y características técnicas del sistema.

La información recopilada para el estudio de pérdidas técnicas en el Sistema Eléctrico de la EERSA, es la siguiente:

- Informe anual de labores a 1.992.
- Diagrama unifilar del sistema eléctrico, con las características de las plantas de generación, de las líneas de subtransmisión (69, 13,8, 4,16 kV) y transformadores reductores y elevadores de 69/13,8, 13,8/4,16, 2,4/69, 44/69, 0,48/13,8 y 4,16/13,8 kV.
- Características técnicas (parámetros eléctricos) de líneas de subtransmisión, transformadores y generadores.
- Demandas máximas de potencia activa y reactiva por subestación (barraje), para el año de 1.992.
- Generación de potencia activa y reactiva por plantas para 1.992, en condiciones de demanda máxima.
- Generación de energía, consumos propios, compras, ventas,

alumbrado público, para el año de 1.992.

- Características eléctricas de las redes primarias y transformadores de distribución.

- Ubicación y cantidad de los transformadores de distribución.

- Características eléctricas y ubicación de otros equipos (condensadores).

- Curvas de carga y de duración de carga para el día de máxima demanda de potencia en el año de 1.992.

- Planos de la red primaria del sistema.

- Ventas de energía de un año a los clientes que pertenecen a los circuitos secundarios seleccionados por muestreo.

- Cuadros de distribución de frecuencias, por rango de consumo, por tipo de tarifa, para el año de 1.992.

4.4 // Procesamiento de los datos

Para la evaluación de las pérdidas técnicas en los diferentes subsistemas del Sistema Eléctrico de la EERSA, se considera como referencia básica el estudio de Diagnóstico y Planeamiento a Corto Plazo, elaborado por el PLAN NACIONAL DE DISTRIBUCION (PND) para la EERSA (Ref. 26).

El presente trabajo se realizó en base a la información existente en la empresa y que fue proporcionada por sus respectivas Areas o Departamentos, así como también de la información que se recopiló a nivel de circuitos secundarios (de baja tensión), de acuerdo a los circuitos escogidos por muestreo (levantamiento topológico de red secundaria y acometidas, como sus respectivas mediciones).

El estudio del diagnóstico de pérdidas técnicas para el Sistema Eléctrico de la EERSA, básicamente se lo ha desarrollado utilizando el Método Banco Mundial (MBM), y con el fin de verificar sus resultados se utilizó también el Método OLADE (MOLADE).

4.4.1 Subsistema de subtransmisión

4.4.1.1 Método Banco Mundial (MBM)

Obtención de la información.— Para el cálculo de pérdidas de potencia en el Subsistema de Subtransmisión de la EERSA, se tomó como base la configuración del subeistema de subtransmisión definido en el Plan Nacional de Distribución para 1.990 y se actualizó la información recopilando todos los datos respecto a los cambios ocurridos, como son las nuevas líneas o subestaciones de subtransmisión y/o distribución.

Se obtuvo la información de la demanda de cada subestación al pico de 1.992. Con los datos actualizados se corrió el programa de flujos de carga a fin de obtener las pérdidas de potencia en el subsistema de subtransmisión.

El 25 de junio de 1.992 fue el día de máxima demanda, aportando la EERSA con su generación propia 12,48 MW y 17,5 MW el SNI a través de la S/E Riobamba, dando un total de 29,98 MW para este día, como se demuestra a continuación.

NOMBRE	GENERACION (MW)
Central Hidráulica ALAO	
Grupo 1	2,60
Grupo 2	2,60
Grupo 3	2,40
Grupo 4	<u>2,40</u> 10,00
Central Térmica en la S/E No.1	2,00
Central Hidráulica Nizag	0,28
Central Hidráulica Guadalupe	<u>0,20</u>
Total Generación EERSA	12,48
SNI (S/E Riobamba)	<u>17,50</u>
Total Demanda Sistema EERSA (25-06-92)	29,98

Al mes de junio de 1.992 el sistema de la EERSA tenía en operación las siguientes subestaciones de Distribución:

SUBESTACION	VOLTAJE (kV)	POTENCIA (MVA)
S/E 1	69/13,8	10/12,5
	13,8/4,16	1,25
S/E 2	69/13,8	10/12,5
ALAO	66/13,8	1,0
San Juan(*)	69/4,16	5,6
Cajabamba	69/13,8	2,5
Guamote	69/13,8	2,5
Alausí	69/13,8	5,0

(*) Para dar servicio a la Fábrica Cemento "Chimborazo".

La EERSA cuenta también con transformadores de elevación en las centrales de Alao y térmica de la S/E 1, de acuerdo al siguiente detalle:

UBICACION	VOLTAJE (kV)	POTENCIA (MVA)
Alao 1	2,4/44	3,28
Alao 2	2,4/44	3,28
Alao 3	2,4/69	3,28
Alao 4	2,4/69	3,28
Alao (Autotransformador)	44/69	6,56
Térmica en S/E 1	4,16/13,8	3,125
Central Nizag	0,48/13,8	0,720

La Central Guadalupe entrega su energía a 4,16 kV al alimentador Chambo.

La información referente al sistema de subtransmisión al pico de demanda del año 1.992 (junio 25), fue obtenida de la Dirección de Operación y Mantenimiento de la EERSA.

Para el indicado día desde las 00:00h hasta las 24:00h se procedió a tabular los datos de la generación total que esta conformada por la generación propia más el aporte del SNI y los datos de la demanda del sistema en general; además para cada caso se calculó el factor de carga (F.C.) y el factor de pérdidas (F.P.). La referida información se está presentando en las tablas 4.2, 4.3 y 4.4.

Para la demanda máxima, la subestación 1 registró una demanda de 10 MW, un voltaje de barras de 13,8 kV y un aporte de potencia reactiva en capacitores a 13,8 kV de 3,0 MVAR; la subestación 2 registró una demanda de 10 MW y un voltaje de 13,5 kV; y, la potencia activa que circuló por la línea Riobamba-San Juan-Alausí fue de 8 MW.

FECHA : 25-JUN-92 DEMANDA MAXIMA : 29.98 MW

HORA	GEN. TOTAL MW	CARGA MW CEMENTO	GEN. SIN CEMENTO	GEN. TOTAL MW^2	B. SIN CEMENT. MW^2
0	14.80	3.20	11.60	219.04	134.56
1	13.80	3.20	10.60	190.44	112.36
2	12.80	3.20	9.60	163.84	92.16
3	12.25	3.20	9.05	150.06	81.90
4	12.80	3.20	9.60	163.84	92.16
5	14.40	3.20	11.20	207.36	125.44
6	17.50	3.20	14.30	306.25	204.49
7	18.30	3.20	15.10	334.89	228.01
8	17.40	3.20	14.20	302.76	201.64
9	14.80	3.20	11.60	219.04	134.56
10	15.46	3.20	12.26	239.01	150.31
11	14.86	3.20	11.66	220.82	135.96
12	14.66	3.20	11.46	214.92	131.33
13	14.06	3.20	10.86	197.68	117.94
14	13.76	3.20	10.56	189.34	111.51
15	14.76	3.20	11.56	217.86	133.63
16	14.66	3.20	11.46	214.92	131.33
17	15.26	3.20	12.06	232.87	145.44
18	19.03	3.20	15.83	362.14	250.59
19	28.78	3.20	25.58	828.29	654.34
20	28.47	3.20	25.27	810.54	638.57
21	25.29	3.20	22.09	639.58	487.97
22	19.48	3.20	16.28	379.47	265.04
23	15.97	3.20	12.77	255.04	163.07

F.C. TOTAL : 0.5606

F.C. SIN CEMENTO : 0.5081

F.P. TOTAL : 0.3366

F.P. SIN CEMENTO : 0.2861

Tabla 4.2: Cuadro de Demanda de la Generacion Total en valores promedios

FECHA : 25-JUN-92 DEMANDA MAXIMA SISTEMA: 29.98 MW
 DEMANDA MAXIMA S/E 1 : 10.00 MW

HDRA	CARGA MW	CARGA MW ²
0	3.80	14.44
1	3.80	14.44
2	3.80	14.44
3	3.80	14.44
4	3.80	14.44
5	4.40	19.36
6	4.90	24.01
7	5.40	29.16
8	5.00	25.00
9	5.00	25.00
10	4.80	23.04
11	4.80	23.04
12	4.80	23.04
13	4.40	19.36
14	4.60	21.16
15	4.80	23.04
16	4.80	23.04
17	4.80	23.04
18	6.50	42.25
19	9.91	98.21
20	9.60	92.16
21	8.00	64.00
22	6.00	36.00
23	4.40	19.36

F.C. S/E 1 : 0.5246
 F.P. S/E 1 : 0.3023
 F.P. (0.11*FC+0.89*FC²) : 0.3027

Tabla 4.3: Cuadro de Demanda de la S/E No.1 en valores promedio

FECHA : 25-JUN-92 DEMANDA MAXIMA SISTEMA: 29.98 MW
 DEMANDA MAXIMA S/E 2 : 10.00 MW

HORA	CARGA	CARGA
	MW	MW ²
0	4.00	16.00
1	3.80	14.44
2	3.60	12.96
3	3.58	12.82
4	3.58	12.82
5	4.00	16.00
6	4.90	24.01
7	5.80	33.64
8	5.60	31.36
9	5.10	26.01
10	5.00	25.00
11	4.80	23.04
12	4.80	23.04
13	5.00	25.00
14	4.60	21.16
15	4.70	22.09
16	4.50	20.25
17	4.70	22.09
18	6.30	39.69
19	9.70	94.09
20	9.80	96.04
21	8.40	70.56
22	6.20	38.44
23	4.80	23.04

F.C. S/E 1 : 0.5303
 F.P. S/E 1 : 0.3098
 F.P. (0.11*FC+0.89*FC²) : 0.3086

Tabla 4.4: Cuadro de Demanda de la S/E No.2 en valores promedio

El trabajo presentado por el "Plan Nacional de Distribución" (PND) para 1.989, también considera un estudio de mercado y proyección de la demanda de energía a nivel de cabeceras cantonales, parroquiales y las zonas inmediatas a ellas. En base a dicha información se obtuvo una tasa de crecimiento para el período 1.989 - 1.992 y tomando en cuenta los cambios registrados en la configuración de los alimentadores primarios y los resultados del programa de análisis de primarios se calculó la nueva demanda de los alimentadores y subestaciones a junio de 1.992. Con esas demandas a nivel de Subestaciones se corrió el programa de flujos de carga, a fin de simular la operación del sistema de subtransmisión a junio de 1.992, para las condiciones de demanda máxima.

Quantificación y evaluación de las pérdidas

- Pérdidas por efecto corona.

Para determinar las pérdidas por efecto corona se estima necesario indicar que las líneas a 69 kV que se encontraban en operación a junio de 1.992 son las siguientes:

TRAMO	CALIBRE	LONGITUD [km]	DISPOSICION TRIANGULAR	DIAMETRO EXTERIOR [mm]	RADIO MEDIO GEOMETRICO [mm]
SNI-S/E 1 (Empalme)	397KCM-ACSR	0,97	Poste	19,88	8,08
Empalme-S/E 1	336KCM-ACSR	5,30	Torre	18,31	7,44
S/E 1 - S/E 2	336KCM-ACSR	8,00	Poste	18,31	7,44
S/E 1 - S/E Alao	3/0AWG-ACSR	17,00	Torre	12,75	4,63
SNI-San Juan (Empalme)	397KCM-ACSR	0,97	Poste	19,88	8,08
Empalme-San Juan	336KCM-ACSR	9,70	Torre	18,31	7,44
San Juan-Cajabamba	2/0AWG-ACSR	6,00	Poste	11,35	4,12
Cajabamba-Guamote	2/0AWG-ACSR	29,00	Poste	11,35	4,12
Guamote-Alausi	2/0AWG-ACSR	36,00	Poste	11,35	4,12
		Total			
		112,94			

Con la disposición de los conductores tanto en poste y torres a nivel de 69 kV se calcularon los valores del voltaje eficaz fase neutro (V_e) que fueron en todos los casos menores al 77% del voltaje de iniciación del efecto corona (V_i); por tanto no existe efecto corona en las líneas de subtransmisión, y por ende en el Sistema Eléctrico de la EERSA no hay pérdidas por efecto corona.

- Pérdidas en líneas de subtransmisión.

Para obtener las pérdidas de potencia activa en las líneas de subtransmisión se corrió el programa de flujos de carga, con la demanda pico de junio de 1.992. Las demandas en las subestaciones se obtuvieron del programa de primarios (Distribution Primary Analysis), que se corrió en el PND.

Los datos ingresados en el programa de flujos y los resultados obtenidos se indican en el Anexo 4.1.

En el flujo de potencia no se consideran las Centrales Hidroeléctricas Nizag y Guadalupe, pues su aporte de potencia activa fue tomada en cuenta en el estudio de alimentadores primarios del PND.

Las pérdidas de potencia a demanda máxima del sistema, en las líneas de subtransmisión resultaron ser de 0,358 MW. De acuerdo al cuadro de generación total el factor de pérdidas (F_p) a nivel del sistema fue de 0,3366. Las pérdidas de energía en líneas de subtransmisión se obtienen aplicando la ecuación [2.14]:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas de Energía} &= 0,3366 * 0,358 * 8.760 \text{ [MWh-año]} \\ &= 1.055,6045 \text{ MWh-año.} \end{aligned}$$

- Pérdidas de potencia activa en los transformadores de las subestaciones.

En vista de que no se dispone de los protocolos de pruebas de los transformadores de potencia instalados en las subestaciones y centrales de generación, se tomaron valores referenciales del porcentaje de pérdidas del "Westinghouse Transmission and Distribution Reference Book".

POTENCIA (MVA)	PORCENTAJE DE PERDIDAS	
	EN VACIO	A PLENA CARGA
12,50	0,280	0,46
6,56	0,310	0,48
5,60	0,330	0,51
3,20	0,350	0,55
2,50	0,372	0,63
1,25	0,408	0,70
1,00	0,410	0,71
0,72	0,410	0,77

Para evaluar las pérdidas en el cobre de los bobinados, se considera el Factor de Utilización (FU) que reporta el programa de flujos de carga (I/IN), y para el cálculo de las pérdidas en los transformadores de potencia se aplican las ecuaciones 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6.

Los resultados de la evaluación de pérdidas de potencia y energía en los transformadores de potencia se detallan en la siguiente tabla 4.5.

En resumen las pérdidas técnicas de energía en transformadores de potencia son de: 1.870 MWh-año en los núcleos y 521 MWh-año en las bobinados, totalizando 2.391 MWh-año; por lo tanto el valor total de las pérdidas técnicas de energía en el subsistema de subtransmisión es de 3.447 MWh-año.

SUBESTACION	POTENCIA DEMANDA		FACTOR UTIL. (%)	PERDIDAS DE POTENCIA kW			PERDIDAS DE ENERGIA MWh/año		
	NOMINAL MVA	MAXIMA MVA		NUCLEO	RESIS.	TOTAL	NUCLEO	RESIS.	TOTAL
S/E No.1 - 69/13.8 kV	12.50	7.52	0.60	35.00	20.70	55.70	306.60	61.04	367.64
S/E No.1 - 13.8/4.16 kV	1.25	0.96	0.77	5.10	5.21	10.31	44.68	15.36	60.03
C. TERMICA-4.16/13.8 kV	3.13	2.04	0.66	10.94	7.49	18.42	95.81	22.08	117.89
S/E No.2 - 69/13.8 kV	12.50	11.78	0.95	35.00	51.89	86.89	306.60	153.01	459.61
S/E CAJABAMBA-69/13.8 kV	2.50	0.75	0.30	9.30	1.42	10.72	81.47	4.18	85.65
S/E GUAMOTE-69/13.8 kV	2.50	1.21	0.50	9.30	3.94	13.24	81.47	11.61	93.08
S/E ALAUSI - 69/13.8 kV	5.00	3.01	0.63	17.00	10.12	27.12	148.92	29.84	178.76
C.NIZAG-0.48/13.8 kV	0.72	0.32	0.44	2.95	1.10	4.05	25.86	3.23	29.09
ALAD 1 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	100.56	33.20	133.76
ALAD 2 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	100.56	33.20	133.76
ALAD 3 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	100.56	28.35	128.91
ALAD 4 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	100.56	28.35	128.91
ALAD ELEV.- 44/69 kV	6.56	5.25	0.79	20.34	19.65	39.99	178.14	57.95	236.09
S/E ALAD - 69/13.8 kV	1.00	0.71	0.70	4.10	3.48	7.58	35.92	10.26	46.17
CEMENTO-66/4.16 kV	5.60	3.29	0.59	18.48	9.94	28.42	161.88	29.31	191.20
TOTAL	66.38	46.96	0.71	213	177	390	1,870	521	2,391
FACTOR DE PERDIDAS :	0.3366								

Tabla 4.5: Pérdidas en Transformadores de Potencia

4.4.1.2 Método OLADE (MOLADE)

Aplicando el MOLADE para la evaluación de las pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución, a más de los requerimientos utilizados en el MBM, se requieren las condiciones de demanda y de generación de cada subestación y de cada planta generadora a demanda media y mínima del día de máxima solicitud; con estos datos se realizaron las simulaciones con ayuda del flujo de carga para el sistema de subtransmisión en las condiciones de demanda máxima, media y mínima.

Con la curva de duración de carga de la generación, se la aproxima a una curva de duración de carga compuesta de tres escalones, que corresponden a la demanda máxima, demanda media y demanda mínima, cuya energía es igual a la de la curva de duración de la generación original. De la corrida de flujos de carga se obtienen las pérdidas de potencia para cada demanda y después se calcula las pérdidas de energía para cada escalón y finalmente se extrapola a un año.

La EERSA dispone de los despachos de las plantas generadoras y del SNI, así como las demandas de la S/E 1, S/E 2, salida a San Juan y otros, para cada hora del día en que se presentó la demanda máxima del Sistema, tal como se presenta en la tabla 4.6.

Para el resto de subestaciones, la EERSA posee datos de carga, de acuerdo a mediciones que se han hecho indistintamente en algunos días del año; acoplado estos valores, con el mejor criterio técnico, a fin de ajustarlos a los valores de demanda máxima, media y mínima del día de máxima solicitud del sistema. Los datos obtenidos se alimentaron al programa para la corrida de flujos de carga en especial para demanda media y demanda mínima del sistema.

CURVA DIA DE DEMANDA MAXIMA 25/06/92

HORA	CUBRIMIENTO [MW]					DEMANDAS [MW]				
	ALAO	GUABALUPE	NIZAG	TERMICO	SMI	S/E 1	S/E 2	SALIDA SAN JUAN	OTROS	DEMANDA MAXIMA
00:00	10,000		0,300		4,500	3,800	4,000	6,000	1,000	14,800
00:30	10,000		0,300		4,500	3,800	4,000	6,000	1,000	14,800
01:00	10,000		0,300		3,500	3,800	3,800	5,500	0,700	13,800
01:30	10,000		0,300		3,500	3,800	3,800	5,500	0,700	13,800
02:00	10,000				2,800	3,800	3,600	5,000	0,400	12,800
02:30	10,000				2,800	3,800	3,600	5,000	0,400	12,800
03:00	10,000				2,500	3,800	3,580	5,000	0,120	12,500
03:30	10,000				2,500	3,800	3,580	5,000	0,120	12,500
04:00	10,000				2,800	3,800	3,580	5,000	0,420	12,800
04:30	10,000				2,800	3,800	3,580	5,000	0,420	12,800
05:00	10,000				4,400	4,400	4,000	6,000	0,000	14,400
05:30	10,000				4,400	4,400	4,000	6,000	0,000	14,400
06:00	10,000				7,500	4,900	4,900	7,000	0,700	17,500
06:30	10,000				7,500	4,900	4,900	7,000	0,700	17,500
07:00	10,000	0,240			8,300	5,400	5,800	6,300	1,040	18,540
07:30	10,000	0,240			8,300	5,400	5,800	6,300	1,040	18,540
08:00	10,000	0,200			7,200	5,000	5,600	6,000	0,800	17,400
08:30	10,000	0,200			7,200	5,000	5,600	6,000	0,800	17,400
09:00	10,000	0,200			4,600	5,000	5,100	4,100	0,600	14,800
09:30	10,000	0,200			4,600	5,000	5,100	4,100	0,600	14,800
10:00	10,000	0,160	0,300		5,000	4,800	5,000	4,200	1,460	15,460
10:30	10,000	0,160	0,300		5,000	4,800	5,000	4,200	1,460	15,460
11:00	9,200	0,160	0,300		5,200	4,800	4,800	4,300	0,960	14,860
11:30	9,200	0,160	0,300		5,200	4,800	4,800	4,300	0,960	14,860
12:00	9,800	0,160	0,300		4,400	4,800	4,800	4,300	0,760	14,660
12:30	9,800	0,160	0,300		4,400	4,800	4,800	4,300	0,760	14,660
13:00	10,000	0,160	0,300		3,600	4,400	5,000	4,100	0,560	14,060
13:30	10,000	0,160	0,300		3,600	4,400	5,000	4,100	0,560	14,060
14:00	10,000	0,160	0,300		3,300	4,600	4,600	4,000	0,560	13,760
14:30	10,000	0,160	0,300		3,300	4,600	4,600	4,000	0,560	13,760
15:00	10,000	0,160	0,300		4,300	4,800	4,700	4,300	0,960	14,760
15:30	10,000	0,160	0,300		4,300	4,800	4,700	4,300	0,960	14,760
16:00	10,000	0,160	0,000		4,500	4,800	4,500	4,500	0,860	14,660
16:30	10,000	0,160	0,000		4,500	4,800	4,500	4,500	0,860	14,660

CURVA DIA DE DEMANDA MAXIMA 25/06/92										
HORA	CUBRIMIENTO [MW]					DEMANDAS [MW]				
	ALAO	GUADALUPE	NIZAG	TERMICO	SMI	S/E 1	S/E 2	SALIDA SAN JUAN	OTROS	DEMANDA MAXIMA
17:00	10,000	0,160	0,300		4,800	4,800	4,700	4,800	0,960	15,260
17:30	10,000	0,160	0,300		4,800	4,800	4,700	4,800	0,960	15,260
18:00	10,000	0,160	0,300		7,000	5,400	5,400	5,200	1,460	17,460
18:30	10,000	0,200	0,300		10,100	7,600	7,200	5,100	0,700	20,600
19:00	10,000	0,200	0,280	2,000	15,100	9,800	9,400	7,300	1,080	27,580
19:30	10,000	0,200	0,280	2,000	17,500	10,000	10,000	8,000	1,980	29,980
20:00	10,000	0,200	0,270	2,000	16,000	9,600	9,800	7,200	1,870	28,470
20:30	10,000	0,200	0,270	2,000	16,000	9,600	9,800	7,200	1,870	28,470
21:00	10,000	0,220	0,270		14,800	8,000	8,400	6,800	2,090	25,290
21:30	10,000	0,220	0,270		14,800	8,000	8,400	6,800	2,090	25,290
22:00	10,000	0,220	0,260		9,000	6,000	6,200	5,800	1,480	19,480
22:30	10,000		0,260		9,000	6,000	6,200	5,800	1,240	19,260
23:00	10,000		0,270		5,700	4,400	4,800	5,500	1,270	15,970
23:30	10,000		0,270		5,700	4,400	4,800	5,500	1,270	15,970
24:00	10,000		0,270		5,000	3,900	4,100	6,000	1,270	15,270

Tabla 4.6: Despacho de la carga del Sistema EERSA para el día 25 de Junio de 1.992.

Para el 25 de junio de 1.992 la demanda máxima fue de 29,98 MW, la demanda media de 16,81 MW y la demanda mínima de 12,5 MW. A continuación en las figuras 4.3, 4.4 y 4.5, se muestran la curva diaria de carga, la curva de duración de carga y la curva de duración de carga aproximada, aclarando que para la última curva la duración de la demanda máxima es de 2 horas, la media de 16 horas y la mínima de 6 horas.

Las pérdidas de potencia en el subsistema de sub-transmisión proporcionadas por los flujos de carga a demanda máxima es 0,358 MW, a demanda media 0,105 MW, y a demanda mínima 0,089 MW.

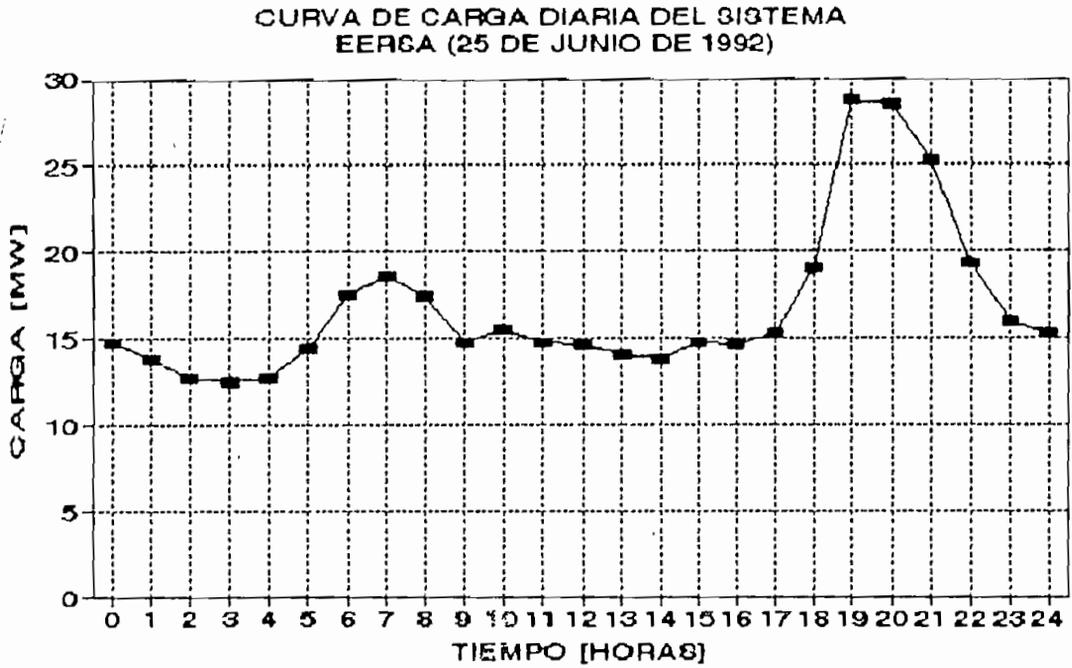


Figura 4.3: Curva de Carga Diaria del Sistema EERSA para el día 25 de junio de 1.992.

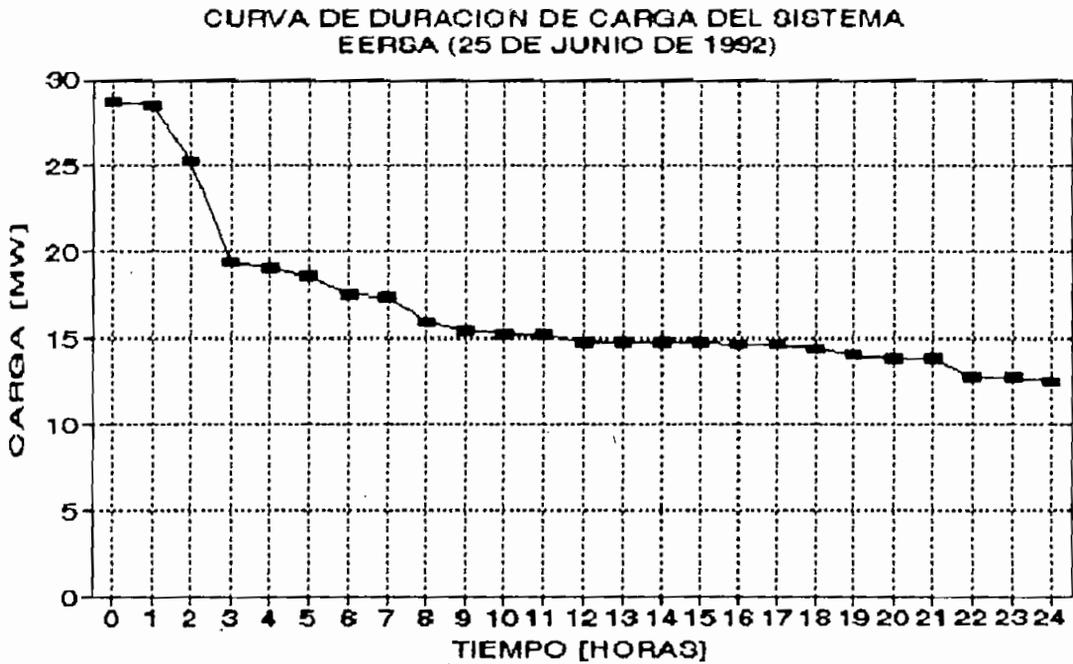


Figura 4.4: Curva de Duración de Carga del Sistema EERSA para el día 25 de junio de 1.992.

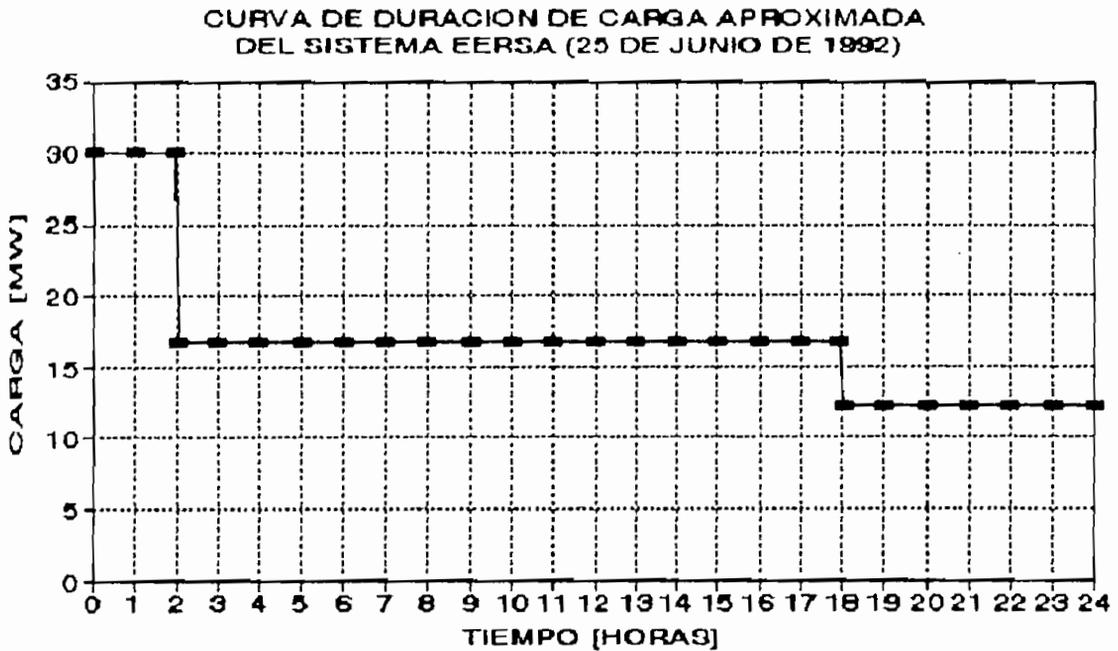


Figura 4.5: Curva de Duración de Carga Aproximada del Sistema EERSA para el día 25 de junio de 1.992.

Las pérdidas de energía en líneas de subtransmisión son de 2,93 MWh-día y 1.069,45 MWh-año:

$$(0,358 * 2 + 0,105 * 16 + 0,089 * 6) \text{ MWh-día} = 2,93 \text{ MWh-día}$$

$$2,93 * 365 [\text{MWh-año}] = 1.069,45 \text{ MWh-año.}$$

Para evaluar las pérdidas de energía en el cobre de los bobinados de los transformadores de potencia, a las diferentes demandas de carga, se emplea el Factor de Utilización (FU) que reporta el programa de flujos de carga (I/IN).

En las tablas 4.7, 4.8 y 4.9 se indican las pérdidas en los transformadores de potencia a las diferentes demandas.

SUBESTACION	POTENCIA			PERDIDAS DE POTENCIA			PERDIDAS DE ENERGIA		
	NOMINAL	DEMANDA	FACTOR	kW			KWh/día		
				MVA	MVA	UTILI.	NUCLEO	RESIS.	TOTAL
S/E No.1 - 69/13.8 kV	12.50	7.52	0.60	35.00	20.70	55.70	70.00	41.40	111.40
S/E No.1 - 13.8/4.16 kV	1.25	0.96	0.77	5.10	5.21	10.31	10.20	10.42	20.62
C. TERMICA-4.16/13.8 kV	3.13	2.04	0.66	10.94	7.49	18.42	21.88	14.97	36.85
S/E No.2 - 69/13.8 kV	12.50	11.78	0.95	35.00	51.89	86.89	70.00	103.79	173.79
S/E CAJABAMBA-69/13.8 kV	2.50	0.75	0.30	9.30	1.42	10.72	18.60	2.84	21.44
S/E GUAMOTE-69/13.8 kV	2.50	1.21	0.50	9.30	3.94	13.24	18.60	7.88	26.48
S/E ALAUSTI - 69/13.8 kV	5.00	3.01	0.63	17.00	10.12	27.12	34.00	20.24	54.24
C. NIZAG-0.48/13.8 kV	0.72	0.32	0.44	2.95	1.10	4.05	5.90	2.19	8.09
ALAO 1 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	22.96	22.52	45.48
ALAO 2 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	22.96	22.52	45.48
ALAO 3 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	22.96	19.23	42.19
ALAO 4 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	22.96	19.23	42.19
ALAO ELEV.- 44/69 kV	6.56	5.25	0.79	20.34	19.65	39.99	40.67	39.30	79.98
S/E ALAO - 69/13.8 kV	1.00	0.71	0.70	4.10	3.48	7.58	8.20	6.96	15.16
CEMENTO-66/4.16 kV	5.60	3.29	0.59	18.48	9.94	28.42	36.96	19.88	56.84
TOTAL	66.38	46.96	0.71	213	177	390	427	353.35	780

TABLA 4.7: PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA A DEMANDA MAXIMA

SUBESTACION	POTENCIA; DEMANDA;			PERDIDAS DE POTENCIA;			PERDIDAS DE ENERGIA		
	NOMINAL MVA	MAXIMA MVA	FACTOR UTILI.	kW			KWh/día		
				NUCLEO	RESIS.	TOTAL	NUCLEO	RESIS.	TOTAL
S/E No.1 - 69/13.8 kV	12.50	5.38	0.43	35.00	10.63	45.63	560.00	170.11	730.11
S/E No.1 - 13.8/4.16 kV	1.25	0.48	0.38	5.10	1.29	6.39	81.60	20.64	102.24
C. TERMICA-4.16/13.8 kV				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E No.2 - 69/13.8 kV	12.50	6.13	0.49	35.00	13.81	48.81	560.00	220.89	780.89
S/E CAJABAMBA-69/13.8 kV	2.50	0.70	0.28	9.30	1.23	10.53	148.80	19.76	168.56
S/E GUAMOTE-69/13.8 kV	2.50	0.70	0.28	9.30	1.23	10.53	148.80	19.76	168.56
S/E ALAUSI - 69/13.8 kV	5.00	1.50	0.30	17.00	2.30	19.30	272.00	36.72	308.72
C. NIZAG-0.48/13.8 kV				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ALAO 1 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	183.68	180.14	363.82
ALAO 2 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	183.68	180.14	363.82
ALAO 3 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	183.68	153.82	337.50
ALAO 4 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	183.68	153.82	337.50
ALAO ELEV.- 44/69 kV	6.56	5.18	0.79	20.34	19.65	39.99	325.38	314.43	639.80
S/E ALAO - 69/13.8 kV	1.00	0.34	0.34	4.10	0.82	4.92	65.60	13.13	78.73
CEMENTO-66/4.16 kV	5.60	3.29	0.59	18.48	9.94	28.42	295.68	159.07	454.75
TOTAL	62.53	33.81	0.54	200	103	302	3,193	1642.42	4,835

TABLA 4.8: PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA A DEMANDA MEDIA

SUBESTACION	POTENCIA; DEMANDA; FACTOR			PERDIDAS DE POTENCIA kW			PERDIDAS DE ENERGIA KWh/día		
	NOMINAL	MAXIMA	UTILI.	NUCLEO	RESIS.	TOTAL	NUCLEO	RESIS.	TOTAL
	MVA	MVA							
S/E No.1 - 69/13.8 kV	12.50	4.00	0.32	35.00	5.89	40.89	210.00	35.33	245.33
S/E No.1 - 13.8/4.16 kV	1.25	0.35	0.28	5.10	0.69	5.79	30.60	4.12	34.72
C. TERMICA-4.16/13.8 kV				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E No.2 - 69/13.8 kV	12.50	3.75	0.30	35.00	5.18	40.18	210.00	31.05	241.05
S/E CAJABAMBA-69/13.8 kV	2.50	0.25	0.10	9.30	0.16	9.46	55.80	0.95	56.75
S/E GUAMOTE-69/13.8 kV	2.50	0.43	0.17	9.30	0.46	9.76	55.80	2.73	58.53
S/E ALAUSI - 69/13.8 kV	5.00	1.05	0.21	17.00	1.12	18.12	102.00	6.75	108.75
C.NIZAG-0.48/13.8 kV				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ALAO 1 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	68.88	67.55	136.43
ALAO 2 - 2.4/44 kV	3.28	2.63	0.79	11.48	11.26	22.74	68.88	67.55	136.43
ALAO 3 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	68.88	57.68	126.56
ALAO 4 - 2.4/69 kV	3.28	2.43	0.73	11.48	9.61	21.09	68.88	57.68	126.56
ALAO ELEV.- 44/69 kV	6.56	5.18	0.79	20.34	19.65	39.99	122.02	117.91	239.93
S/E ALAO - 69/13.8 kV	1.00	0.24	0.24	4.10	0.41	4.51	24.60	2.45	27.05
CEMENTO-66/4.16 kV	5.60	3.29	0.59	18.48	9.94	28.42	110.88	59.65	170.53
TOTAL	62.53	28.66	0.46	200	85	285	1,197	511.40	1,709

TABLA 4.9: PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA A DEMANDA MINIMA

Las pérdidas de energía en los transformadores de potencia para el día de máxima demanda son de 7.324,0 kWh-día, lo que equivale a 2.673,26 MWh-año. Por lo tanto, sumando las pérdidas en líneas de subtransmisión, las pérdidas totales de energía en el subsistema de subtransmisión por el método OLADE son de 3.742,71 MWh-año, valor que difiere en un 8,58% con relación al valor obtenido por el MEM.

4.4.2 Subsistema de distribución primaria.

4.2.2.1 Método Banco Mundial (MEM)

Obtención de la información.

La información del Plan Nacional de Distribución (PND), sobre el sistema primario es a diciembre de 1.989 y con el fin de actualizarla a junio de 1.992, la Gerencia de la EERSA solicitó al PND que actualice el diagnóstico de pérdidas del sistema primario de distribución, para lo cual previamente fue necesario recopilar la información de los cambios ocurridos hasta Junio de 1.992, cuyos datos fueron ingresados en el programa "Distribution Primary Analysis" -DPA- del INECEL.

Cuantificación y evaluación de las pérdidas.

- Pérdidas en alimentadores primarios

El resumen de los resultados de las salidas del DPA que dispone el PND para los alimentadores del sistema EERSA, se muestran en la Tabla 4.10, la misma que indica el resultado de las pérdidas de potencia de cada uno de los alimentadores que conforman el sistema.

PROGRAM BALVOL (V2.5-C) 07-JUL-93

DIAGNOSTICO PERDIDAS - EERSA - D.MAXIMA 1992

SUMMARY OF ALL FEEDERS IN SYSTEM

	VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
	SECT.NO.	PCT DROP	LEVEL	SECT.NO.	PCT.CAP.	KVA	KW	KVAR
S/E 1 ALIMENTADOR 1	15	.93	99.60	1	37.10	21.20	18.22	10.83
S/E 2 ALIMENTADOR 2	95	1.57	98.96	46	37.71	21.52	19.19	9.73
S/E 1 AL. YARUQUIES	2400	12.99	87.54	100	57.22	120.95	107.13	56.14
S/E 1 ALIMENTADOR 4.16	328	30.93	66.19	326	89.93	123.89	102.17	70.07
S/E 1 - ALIMENTADOR CACHA	2474	7.93	92.57	2404	27.35	18.44	17.19	6.67
CENTRAL GUADAL AL. CHAMBO	2544	.81	89.09	2544	16.39	6.18	5.78	2.20
S/E 1 ALIMENTADOR SAN LUIS	2531	7.95	92.58	235	70.37	108.24	96.60	48.83
S/E 2 ALIMENTADOR 1	371	1.31	99.82	344	33.41	17.12	14.25	9.49
S/E 2 ALIMENTADOR 2	420	1.08	100.05	375	28.06	12.80	10.32	7.57
S/E 2 ALIMENTADOR 3	481	4.35	96.78	428	65.65	112.22	96.69	56.96
S/E 2 INDUSTRIAL 5	722	3.16	97.97	681	28.10	33.66	29.45	16.31
ALIMENTADOR SAN JUAN	581	.95	100.15	501	20.01	4.78	4.54	1.51
S/E 2 AL. SAN ANDRES	2307	5.08	96.05	2238	20.02	28.55	25.16	13.49
S/E 2 ALIMENTADOR PEÑIPE	2077	13.28	87.85	1831	29.72	124.95	100.10	74.78
S/E 2 ALIMENTADOR GUANO	2225	7.90	93.23	2101	66.37	49.38	44.42	21.57
S/E CAJARAMBA AL. PANGOR	930	1.68	97.41	790	15.04	6.29	5.62	2.84
S/E CAJARAMBA AL. CAJARAMBA	996	.27	98.82	966	3.30	.26	.23	.12
S/E GUAMOTE AL. GUAMOTE	1086	1.47	97.32	1005	6.25	1.09	.98	.49
S/E GUAMOTE AL. COLUKBE	1229	3.20	95.59	1123	12.55	16.89	12.63	11.21
S/E GUAMOTE - AL. PALMIRA	1349	.59	98.21	1296	2.60	.57	.50	.28
S/E ALAUSI AL. ALAUSI	1369	.32	98.01	1351	8.44	.98	.87	.44
ALAUSI - CHUNCHI	1400	1.66	96.67	1375	28.32	28.27	16.17	12.23
CENTRAL WIZAG AL. GUASUNTOS	1477	1.68	94.68	1402	6.46	3.02	2.69	1.36
CENTRAL WIZAG AL. CHUNCHI	1649	6.07	90.29	1482	22.87	38.96	31.99	22.23
S/E ALAUSI AL. TIXAH	1677	2.57	95.76	1667	10.69	5.14	4.31	2.79
S/E ALAUSI AL. PALLATAMGA	1830	9.04	89.29	1685	11.57	40.01	28.62	27.96
S/E ALAO AL. LICTO	2675	1.42	102.67	2621	8.86	2.99	2.69	1.31
S/E ALAO AL. PUNGALA	2581	12.47	91.62	2582	22.17	8.58	7.53	4.13

Tabla 4.10: Resumen del DPA para los alimentadores primarios del Sistema EERSA.

Para evaluar las pérdidas de energía en alimentadores primarios y transformadores de distribución se utilizó el factor de pérdidas del sistema sin considerar la carga promedio de la fábrica de Cemento "Chimborazo", este factor de pérdidas es igual a 0,2861.

- **Pérdidas en transformadores de distribución.**

En la evaluación de las pérdidas de potencia activa y de energía en los transformadores de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Para el área urbana de Riobamba, se toma un transformador medio de 30 kVA, trifásico, con 0,67% de pérdidas de vacío y 2,24% de pérdidas resistivas a plena carga.

b) Para el resto del área, fuera de Riobamba, se consideró un transformador medio de 25 kVA, monofásico con 0,24% de pérdidas de vacío y 2,09% de pérdidas resistivas a plena carga.

Los valores anteriores corresponden a las características técnicas de pérdidas en vacío y cobre en transformadores de 30 kVA, trifásico, 13.200/220V y de 25 kVA, monofásico, 13.200 Grdy/7.620V - 120/240V marca ECUATRAN, porque son los que predominan en el sistema EERSA.

(c) El factor de utilización requerido para evaluar las pérdidas resistivas en los bobinados, se considera igual para todos los transformadores del mismo alimentador y se calcula dividiendo la demanda máxima del alimentador por su capacidad instalada en kVA.

Los resultados de la evaluación de las pérdidas en alimentadores primarios y transformadores de distribución se detallan en la tabla 4.11.

S/E	ALIMENTADOR	VOLTAJE (kV)		POTENCIA		PERDIDAS DE POTENCIA (kW)			PERDIDAS DE ENERGIA (MWh)				
		NOMINAL	REAL	KVA	KVA	LINEAS	TRANSFORMADORES		TRANSFORMADORES				
							INSTALADA	DEMANDA	NUCLEO	RESIS.	LINEAS	NUCLEO	RESIS.
1	1	13.20	13.10	1,872	1535	18.22	12.54	28.19	45.66	109.87	70.64	180.51	226.18
	2	13.20	13.10	3,391	1560	19.19	22.72	16.07	48.09	199.02	40.28	239.31	287.40
	YARUQUIES	13.20	13.10	7,281	2368	107.13	48.78	17.25	268.49	427.34	43.22	470.56	739.05
	4.16	4.16	4.13	2,205	964	102.17	5.29	8.82	256.06	46.36	22.09	68.45	324.51
	GUAD-CHAMBO	4.16	4.13	734	162	5.78	1.76	0.75	14.49	15.43	1.87	17.30	31.79
	SAN LUIS	13.20	13.10	4,444	2911	96.60	10.67	39.85	242.10	93.43	99.88	193.31	435.41
	CACHA	13.20	13.10	1,787	771	17.19	4.29	6.96	43.08	37.57	17.45	55.02	98.10
2	1	13.20	12.92	2,949	1572	14.25	19.76	18.76	35.71	173.08	47.02	220.10	255.81
	2	13.20	12.92	3,462	1492	10.32	23.20	14.40	25.86	203.19	36.10	239.29	265.15
	3	13.20	12.92	5,812	2733	96.69	38.94	28.78	242.33	341.12	72.13	413.25	655.58
	INDUST-5	13.20	12.92	8,534	1180	29.45	57.18	3.66	73.81	500.88	9.16	510.04	583.85
	SAN JUAN	13.20	12.92	2,767	648	4.54	6.64	3.17	11.38	58.17	7.95	66.13	77.50
	SAN ANDRES	13.20	12.92	3,277	1022	25.16	7.86	6.67	63.06	68.90	16.71	85.60	148.66
	PENIPE	13.20	12.92	2,199	1581	100.10	5.28	23.74	250.87	46.23	59.50	105.74	356.61
	GUANO	13.20	12.92	2,802	1154	44.42	6.72	9.94	111.33	58.91	24.90	83.81	195.14
CAJABAMBA	PANGOR	13.20	13.02	2,037	614	5.62	4.89	3.86	14.09	42.83	9.68	52.51	66.59
	CAJABAMBA	13.20	13.02	815	135	0.23	1.96	0.47	0.58	17.13	1.17	18.30	18.88
GUAMOTE	GUAMOTE	13.20	12.76	1,189	254	0.98	2.85	1.14	2.46	25.00	2.85	27.84	30.30
	COLUMBE	13.20	12.76	3,729	812	12.63	8.95	3.70	31.65	78.40	9.26	87.66	119.31
	PALMIRA	13.20	12.76	627	135	0.50	1.50	0.61	1.25	13.18	1.52	14.70	15.95
ALAU1	ALAU1	13.20	12.43	788	342	0.87	1.89	3.10	2.18	16.57	7.76	24.33	26.51
	CHUNCHI	13.20	12.43	780	1464	16.17	1.87	57.47	40.53	16.40	144.02	160.42	200.95
	MIZAG-GUASUNTOS	13.20	12.43	907	256	2.69	2.18	1.51	6.74	19.07	3.79	22.86	29.60
	MIZAG-CHUNCHI	13.20	12.43	2,478	925	31.99	5.95	7.21	80.17	52.10	18.07	70.17	150.34
	TIXAN	13.20	12.43	674	372	4.31	1.62	4.30	10.80	14.17	10.78	24.95	35.75
	PALLATANGA	13.20	12.43	1,946	781	28.62	4.67	6.55	71.73	40.91	16.41	57.32	129.05
ALAO	LICTO	13.20	13.22	1,670	380	2.70	4.01	1.80	6.77	35.11	4.52	39.63	46.40
	PUNGALA	13.20	13.22	1,361	323	7.50	3.27	1.60	18.80	28.61	4.00	32.62	51.42
T. ELEVACION CHAMBO		4.16		1,050			2.52	1.37		22.08	3.44	25.51	25.51
TOTAL				73,567		806	320	322	2,020	2,801	806	3,607	5,627

FACTOR DE PERDIDAS : 0.2861

TRANSFORMADORES ECUATRAM : 25 KVA MONOFASICO

0.24% PERDIDAS EN VACIO

2.09% PERDIDAS RESISTIVAS A PLENA CARGA

30 KVA TRIFASICO

0.67% PERDIDAS EN VACIO

2.24% PERDIDAS RESISTIVAS A PLENA CARGA

TABLA 4.11: PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIO Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

En resumen, las pérdidas técnicas de energía en el subsistema de distribución primario es el siguiente:

2.020 MWh-año en los alimentadores primarios.

2.801 MWh-año en el núcleo de los transformadores de distribución.

806 MWh-año en los bobinados de los transformadores de distribución.

El valor total de las pérdidas técnicas de energía en el subsistema de distribución primario, asciende a 5.627 MWh-año.

4.4.2.2 Método OLADÉ (MOLADÉ)

Obtención de la información.

La evaluación de las pérdidas en el subsistema de distribución primario se realiza a través del programa de flujos de carga para análisis de primarios, para lo cual se requieren los datos de despacho de carga de todos y cada uno de los alimentadores que conforman el sistema eléctrico de distribución en el día de máxima demanda, así como también los parámetros necesarios (longitud, calibre, disposición física, etc.).

Cuantificación y evaluación de las pérdidas

La EERSA dispone de la información del despacho de carga en el día de máxima demanda para los alimentadores de la S/E 1 y de la S/E 2. Se escogió el alimentador 1 de la S/E 1, el alimentador 2 de la S/E 2, y el alimentador 3 de la S/E 1, ya que estos alimentadores presentan un factor de pérdidas cercano al factor de pérdidas del sistema sin considerar la demanda de la fábrica de Cemento "Chimborazo", cuyo valor es 0.2861.

Los despachos de carga de estos alimentadores para el día de máxima demanda, se indican en la siguiente tabla 4.12.

* Utilizando el programa de flujos de carga para análisis de primarios "COMETE", se simuló los dos primeros alimentadores, obteniéndose las pérdidas de potencia y la regulación correspondiente. Para estos dos alimentadores se realizaron corridas de flujos de carga en condiciones de demanda máxima, media y mínima, lográndose los resultados sobre las pérdidas de potencia, la capacidad instalada y el factor de utilización en cada una de las tres condiciones.

En el Anexo 4.2, a manera de ilustración, se detallan los resultados proporcionados por el "DPA" y por el "COMETE" para el Alimentador 1 de la S/E 1, en condición de demanda máxima. Observándose que los resultados son prácticamente similares.

Bajo la premisa que los parámetros eléctricos de los alimentadores son constantes, para el Alimentador 3 de la S/E 1 se utilizó el resultado de pérdidas de potencia a demanda máxima y aplicando la fórmula [2.9] se determinó las pérdidas de potencia a demanda media y demanda mínima.

Como los tres alimentadores sirven también al área urbana de Riobamba, se consideró como transformador predominante uno de 30 kVA trifásico, cuyas pérdidas de potencia para este transformador son de 199W en el hierro y de 722W en el cobre, valores obtenidos de la tabla 3.2.

Para determinar las pérdidas de energía se utilizaron las curvas de duración de carga de estos tres alimentadores, representadas en tres escalones de demanda (máxima, media y mínima) y con las horas de duración en cada escalón se obtienen las pérdidas de energía de los tres alimentadores.

CUADRO DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR 1
DE LA S/E No.1

DEMANDA MAXIMA S/E 1 : 10.00 MW
DEMANDA MAXIMA AL. 1 : 1.39 MW

HORA	CARGA MW	CARGA MW ²
0	0.40	0.16
1	0.40	0.16
2	0.40	0.16
3	0.40	0.16
4	0.40	0.16
5	0.46	0.21
6	0.52	0.27
7	0.79	0.62
8	0.70	0.49
9	0.62	0.38
10	0.60	0.36
11	0.61	0.37
12	0.61	0.37
13	0.57	0.32
14	0.63	0.40
15	0.65	0.42
16	0.63	0.40
17	0.63	0.40
18	1.01	1.02
19	1.39	1.92
20	1.32	1.74
21	1.08	1.17
22	0.79	0.62
23	0.49	0.24

CUADRO DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR 3
DE LA S/E No.1

DEMANDA MAXIMA S/E 1: 10.00 MW
DEMANDA MAXIMA AL. 3: 2.39 MW

HORA	CARGA MW	CARGA MW ²
0	0.96	0.92
1	1.00	1.00
2	1.00	1.00
3	1.00	1.00
4	1.00	1.00
5	1.23	1.51
6	1.45	2.10
7	1.30	1.69
8	1.12	1.25
9	1.02	1.04
10	1.05	1.10
11	0.98	0.96
12	0.97	0.94
13	0.92	0.85
14	1.00	1.00
15	0.99	0.98
16	1.05	1.10
17	1.03	1.06
18	1.53	2.33
19	2.38	5.64
20	2.32	5.38
21	1.78	3.17
22	1.40	1.96
23	1.10	1.21

CUADRO DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR 2
DE LA S/E No.2

DEMANDA MAXIMA S/E 2 : 10.00 MW
DEMANDA MAXIMA AL. 2 : 1.33 MW

HORA	CARGA MW	CARGA MW ²
0	0.44	0.19
1	0.40	0.16
2	0.38	0.14
3	0.38	0.14
4	0.38	0.14
5	0.43	0.18
6	0.55	0.30
7	0.79	0.62
8	0.70	0.49
9	0.75	0.56
10	0.66	0.44
11	0.67	0.45
12	0.65	0.42
13	0.64	0.41
14	0.65	0.42
15	0.65	0.42
16	0.64	0.41
17	0.65	0.42
18	0.88	0.77
19	1.30	1.68
20	1.26	1.59
21	1.12	1.25
22	0.82	0.67
23	0.55	0.30

F.C. S/E 1 : 0.4825 F.C.AL. 3 : 0.5155 F.C. AL. 2 : 0.5116
 F.P. S/E 1 : 0.2703 F.P. AL. 3 : 0.2933 F.P. AL. 2 : 0.2969
 F.P. (0.15*FC+0.85*FC²) : 0.2702 F.P. (0.11*FC+0.89*FC²) : 0.2932 F.P. (0.14*FC+0.86*FC²) : 0.2967

TABLA 4.12: CUADROS DE DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS 1,3 DE LA S/E No.1 Y 2 DE LA S/E No. 2 PARA EL DIA 25 DE JUNIO DE 1.992.

De la curva de duración de carga real, se obtiene el factor de pérdidas; con la carga instalada en transformadores y la demanda máxima del alimentador se obtiene el factor de utilización, al que se lo considera que es el mismo/para todos los transformadores que pertenecen al alimentador.

Las pérdidas de potencia y de energía en el cobre y en el núcleo de los transformadores se las obtiene aplicando las fórmulas 3.14, 3.15, 3.16 y 3.17, para lo cual previamente se determinó el número de transformadores (No. T), utilizando la siguiente relación:

$$\text{No. T} \approx \frac{\text{Carga Instalada en Transformadores}}{\text{Potencia Transformador Predominante}}$$

Las curvas de duración de carga aproximada en los tres escalones de demanda, para los tres alimentadores seleccionados, tienen las siguientes duraciones y valores:

Para el alimentador 1 de la S/E 1, la demanda máxima es de 1,39 MW con una duración de 4h (1.460 horas al año); la demanda media es de 0,67 MW con una duración de 9 h (3.285 horas al año); y, la demanda mínima es de 0,40 MW con una duración de 11 h (4.015 horas al año).

Para el alimentador 3 de la S/E 1, la demanda máxima es de 2,38 MW, con una duración de 2 h (730 horas al año); la demanda media es de 1,23 MW, con una duración de 15 h (5.475 horas al año); y, la demanda mínima es de 0,92 MW con una duración de 7 h (2.555 horas al año).

Para el alimentador 2 de la S/E 2, la demanda máxima es de 1,30 MW con una duración de 2 h (730 horas al año), la demanda media es de 0,68 MW con una duración de 17 h (6.205 horas al año); y, la demanda mínima es de 0,38 MW con una duración de 5 h (1.825 horas al año).

En el siguiente resumen, se presentan los resultados de pérdidas de potencia y energía de los tres alimentadores seleccionados.

IDENTIFICACION	PERDIDAS DE POTENCIA [kW]			PERDIDAS DE ENERGIA
	DEM. MAX.	DEM. MED.	DEM. MIN.	[MWh-año]
AL 1 - S/E 1	17,94	4,16	1,48	45,80
AL 3 - S/E 1	107,13	28,61	16,01	275,75
AL 2 - S/E 2	10,70	2,88	0,90	27,32

IDENTIFICACION	POTEN. INST. [kVA]	No. T.	F.U.	PERD. POTENCIA [kW]		Fp	PERD. ENERGIA [MWh-año]		
				EN EL Fe	EN EL Cu		EN EL Fe	EN EL Cu	TOTAL
AL 1 - S/E 1	1.872	62	0,7473	12,34	25,00	0,2793	108,08	59,17	167,25
AL 3 - S/E 1	7.281	243	0,3278	48,36	18,86	0,2932	423,61	48,43	472,04
AL 2 - S/E 2	3.462	115	0,3855	22,89	12,34	0,2969	200,47	32,07	232,54

IDENTIFICACION	PERDIDAS TOTALES [MWh-año]
AL 1 - S/E 1	213,05
AL 3 - S/E 1	747,79
AL 2 - S/E 2	259,86

4.4.3(1) Subsistema de distribución secundaria.

4.4.3.1 Método Banco Mundial (MBM)

Obtención de la información.

Para realizar el diagnóstico y la evaluación de las pérdidas en el subsistema de distribución secundario, se procedió de acuerdo a lo descrito en el numeral 3.3 de esta tesis.

Para este estudio se seleccionaron 33 transformadores del Sistema EERSA, 16 en la ciudad de Riobamba y 17 fuera de ella, es decir, en diferentes cabeceras cantonales, parroquiales y poblaciones que pertenecen al Sistema Riobamba.

El sistema EERSA en 1.992 disponía de 3.469 transformadores instalados. Para determinar el tamaño de la muestra se aplicó la fórmula [3.1] y se consideraron los siguientes valores: $z = 1,96$, $e = 0,1$, $p = 0,5$, $q = 0,5$, y $N = 3.469$, obteniéndose como resultado $49,71 \approx 50$

Es necesario aclarar e indicar que por limitaciones prácticas, aspectos de carácter económico, de personal y previo a las consultas y deliberaciones con los profesionales y técnicos de la EERSA, se seleccionaron únicamente 33 transformadores.

Para la "Campaña de Mediciones", conjuntamente con la Dirección de Comercialización de la EERSA, se conformó un grupo para trabajos de campo, compuesto por un egresado de Ingeniería Eléctrica de la EPN, un tecnólogo electricista y un chofer-ayudante electricista.

En la campaña de mediciones se realizó la siguiente investigación de campo:

- a.- Potencia, número de fases y relación de voltajes del transformador.
- b.- Recorrido de la red secundaria, con su longitud por tramos (un tramo estaba definido por dos postes), número de fases, calibre y tipo de conductores, registrando si tenía o no luminaria el poste.
- c.- De cada acometida se levantó su longitud, número de fases, calibre y tipo de conductor, número de medidor(es) que se toma de la acometida.
- d.- Toma de mediciones de voltaje, corriente y factor de potencia, en bornes del transformador y en una acometida en el mismo poste del transformador; de igual manera se midió el voltaje en un punto alejado de la red secundaria. La medición

para circuitos residenciales se realizó de las 19H00 a las 20H00 y desde las 11H00 hasta las 12H00 en circuitos que sirven a clientes comerciales y/o industrial-artesanal.

e.- Con el número de medidor obtenido en el campo, en la Dirección de Comercialización se verificó y obtuvo el número de la cuenta correspondiente, además en el Centro de Cómputo de la EERSA se consiguió la medición de energía del cliente en un año.

Con la finalidad de demostrar el trabajo de campo realizado, en el Anexo 4.3 se presenta la información del levantamiento topológico únicamente para los circuitos de los transformadores RIOB-T19 Y RIOB-T21.

" Cuantificación y evaluación de las pérdidas.

Para la determinación de las pérdidas en potencia de los circuitos secundarios, se utilizó el programa del Banco Mundial para hoja electrónica, cuyo fundamento teórico está descrito en las Referencias 2, 24 y 27.

Los resultados obtenidos de este programa en los transformadores identificados como RIOB-T19 y RIOB-T21, se muestran en el Anexo 4.4, en el que se incluye la información sobre los parámetros eléctricos de los conductores de acuerdo a su material, calibre y disposición física.

El resumen de los resultados obtenidos para los 33 transformadores de la muestra, consta en la tabla 4.13 para los 16 transformadores de distribución del área urbana de Riobamba y en la tabla 4.14 para los 17 transformadores del resto del Sistema Riobamba.

TRAFO No.	TIPO CONSU.	No. USUAR.	E.PROM. MWh-AÑO	E.PROM. kWh-MES	POT.NOM. kVA	UTIL. %	L.PROM. ACOMET. %	LONGIT. CIRCUI. m	REGUL. %
T1	R-C	56	1.155	96	37.5	72.72	17.0	337.0	5.91
T2	R-C	63	1.248	104	100.0	36.69	12.6	336.0	5.06
T5	R-C	37	0.540	45	37.5	36.35	17.8	590.0	7.61
T6	R-C	75	2.320	193	75.0	100.79	17.7	1316.0	28.29
T7	R-C	53	1.184	99	37.5	69.95	13.6	311.0	3.77
T8	R-C	75	0.995	83	37.5	82.69	14.0	455.0	1.80
T9	I-R	10	1.946	162	75.0	18.68	28.8	421.0	5.77
T10	R-C	55	1.347	112	25.0	110.64	23.2	258.0	4.61
T11	R-C	72	1.871	156	45.0	59.24	14.3	154.0	1.92
T18	R	25	1.331	111	25.0	36.20	18.0	240.0	0.83
T19	R-C	34	1.917	160	50.0	41.62	20.1	355.0	8.54
T20	R-C	24	1.202	100	25.0	53.72	14.4	326.0	1.30
T21	R	38	1.248	104	50.0	46.62	14.0	192.0	1.90
T22	R-C	132	1.955	163	100.0	91.12	13.3	379.0	11.39
T23	IA	8	3.484	290	75.0	19.80	15.6	226.0	1.34
T33	R	41	1.201	100	15.0	146.07	12.6	323.0	1.52
TOTAL		798	1.520	127	50.6	58.42	16.7	388.7	

TABLA 4.13: RESUMEN DEL LEVANTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL SECTOR URBANO

TRAFO No.	TIPO CONSU.	No. USUAR.	E.PROM. MWh-AÑO	E.PROM. kWh-MES	POT.NOM. kVA	UTIL. %	L.PROM. ACOMET. %	LONGIT. CIRCUI. m	REGUL. %
T4	R-C	44	1.192	99	37.5	56.88	11.2	414	4.00
T12	R	52	0.951	79	25.0	62.76	16.8	956	9.86
T13	R	42	0.848	71	25.0	50.04	20.0	534	1.26
T14	R-C	18	0.710	59	10.0	57.10	14.4	247	0.70
T15	R	14	0.427	36	10.0	45.40	10.1	250	0.68
T16	R	45	0.437	36	25.0	20.80	28.0	1040	5.57
T17	R	16	0.634	53	15.0	31.40	36.6	361	2.41
T24	R-C	48	0.636	53	25.0	31.72	13.0	800	4.30
T25	R-C	54	0.399	33	25.0	34.44	23.3	1172	1.22
T26	R	30	0.615	51	25.0	34.56	12.0	297	3.45
T27	R	53	0.529	44	37.5	53.76	17.8	502	6.66
T28	R	51	0.713	59	37.5	47.55	15.2	423	2.88
T29	R	29	0.524	44	25.0	17.80	14.3	722	2.48
T30	R-C	70	0.889	74	37.5	50.13	15.1	237	1.37
T31	R-C	46	0.723	60	15.0	96.07	18.0	623	4.93
T32	R	42	0.786	66	25.0	64.92	13.2	416	3.68
T34	R	28	0.863	72	15.0	52.00	22.0	222	1.19
TOTAL		682	0.515	43	24.4	46.87	17.7	542.1	

TABLA 4.14: RESUMEN DEL LEVANTAMIENTO DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL SECTOR RURAL.

4.4.3.2 Método OLADE (MOLADE).

Obtención de la información.

Este método para la evaluación de las pérdidas de potencia en secundarios utiliza el programa de flujos de carga FSEC, cuyo fundamento teórico y matemático consta en la Referencia 22.

Para realizar las mediciones se empleó un analizador de energía, el cual se instaló dentro de un tablero metálico para poste y se lo ubicó cerca del transformador debidamente asegurado con un candado. Las mediciones se realizaron en los bajantes del transformador (lado de baja tensión) a través de los transformadores de corriente (tipo pinza), el equipo fue programado para que proporcione datos del voltaje fase-neutro, factor de potencia y potencia para cada media hora. Este equipo fue instalado en el lapso de una semana y al final de este período, del analizador se obtuvo la energía total suministrada por el transformador durante este período.

Para obtener los resultados por este método y compararlos con el MBM, se tomó el transformador Riob-T21 que es monofásico y el Riob-T19 que es trifásico. Además de la información obtenida para éstos en la aplicación del MBM, se utilizó un formulario adicional para la toma de las lecturas de los medidores de energía de los clientes al inicio de la energización del analizador (lectura inicial) y al desenergizar el analizador (lectura final).

Para instalar la caja metálica que contiene el analizador de energía, por facilidad de trabajo se solicitó un carro canasta a la Dirección de Operación y Mantenimiento, previo a la instalación del analizador se desenergizó el transformador; mientras estuvo desenergizado se tomaron las lecturas iniciales de los contadores de energía de los clientes que pertenecen al circuito de dicho transformador y una vez

instalado el analizador, se volvió a energizar el transformador anotando la fecha y la hora de energización.

Después de una semana, así mismo, con ayuda del carro canasta se desenergizó el transformador, se anotó la fecha y la hora de desenergización y se procedió a retirar la caja metálica que contiene el analizador de energía dejando los bajantes tal como estaban al inicio, en este lapso de tiempo se tomaron las lecturas en los medidores de los clientes (lectura final) y por último nuevamente se energizó el transformador. Los resultados de todo el proceso constan en el Anexo 4.5.

Cuantificación y evaluación de las pérdidas.

Los resultados obtenidos por la aplicación de los programas de flujos de carga para el cálculo de pérdidas y caídas de voltaje en circuitos y redes secundarias tanto del MBM y como del MOLADE, prácticamente son similares debido a que los fundamentos de cálculo de los dos programas son parecidos. Esta afirmación se la puede verificar en los Anexos 4.4 y 4.5.

Además la metodología del MOLADE para la cuantificación y evaluación de las pérdidas técnicas de energía en los subsistemas secundarios de distribución, es la misma a la del MBM, por lo cual no existe diferencia en los dos métodos.

Extrapolación de las pérdidas de energía.

Para extrapolar las pérdidas de energía en redes secundarias y acometidas, en el Centro de Cómputo de la EERSA se elaboraron cuadros de distribución por frecuencias de consumo del mes promedio para el área urbana, rural y además un resumen general. En estos cuadros se eliminaron todos aquellos clientes comerciales e industriales con demanda, para de esta manera obtener una mejor aproximación a la energía

facturada a través de los circuitos secundarios de distribución.

A continuación se presenta el resumen del promedio mensual de la energía facturada en 1.992, tanto para el sector urbano como para el sector rural:

**SECTOR URBANO
ENERGIA FACTURADA**

<u>TARIFA</u>	<u>MES DE PROMEDIO [kwh]</u>
Asistencia Social	2.642
Comercial Sin Demanda	839.252
Industrial Artesanal	30.568
Entidad Municipal	8.982
Entidad Oficial	11.017
Beneficencia Pública	19.252
Residencial	2'064.818
Energía Total Facturada:	2'976.531

**SECTOR RURAL
ENERGIA FACTURADA**

<u>TARIFA</u>	<u>MES DE PROMEDIO [kwh]</u>
Asistencia Social	261.433
Comercial Sin Demanda	177.182
Industrial Artesanal	4.721
Entidad Municipal	725
Entidad Oficial	18.735
Beneficencia Pública	18.478
Residencial	2'097.419
Energía Total Facturada:	2'578.693

En base a la información anteriormente indicada, la energía facturada en 1.992 para el área urbana es de 35.718,37 MWh-año y para el área rural es de 30.944,32 MWh-año.

Para los circuitos secundarios de los transformadores de distribución procesados en el área urbana se obtuvo un

porcentaje promedio de pérdidas de energía de 1,78% y en el área rural de 1,08%; extrapolando los datos, las pérdidas de energía en el subsistema secundario de distribución ascienden a 969,44 MWh-año, de los cuales al área urbana le corresponde 635,85 MWh-año y a la rural 333,59 MWh-año.

La información y los resultados de la extrapolación para determinar las pérdidas de energía en redes secundarias y cometidas de los sectores urbano y rural, se presentan en las siguientes tablas 4.15 y 4.16, respectivamente.

Para las condiciones de demanda máxima del Sistema EERSA (29,98 MW), las pérdidas de potencia en los diferentes componentes del sistema, se pueden considerar que se encuentran dentro de parámetros aceptables si se comparan con sistemas similares. Los resultados son los siguientes:

SUBTRANSMISION	[kW]	[%]
Líneas	358	1,19
Transformadores de Potencia:		
Núcleo	213	0,71
Resistivas	177	0,59
SUBTOTAL	748	2,49
SISTEMA PRIMARIO		
Líneas	806	2,69
Transformadores de Distribución:		
Núcleo	320	1,07
Resistivas	322	1,07
SUBTOTAL	1.448	4,83
REDES SECUNDARIAS		
Circuitos y Acometidas:		
Sector Urbano	192	0,64
Sector Rural	148	0,49
SUBTOTAL	340	1,13
TOTAL PERDIDAS	2.536	8,45
DEMANDA DEL SISTEMA	29.980	100,00

Tabla 4.17: Pérdidas de Potencia en Demanda Máxima.

TRAFO No.	TIPO CONSUM.	No. DE USUAR.	E.PROM. MWh-AÑO	E.PROM. kWh-MES	E.FACTUR. MWh-AÑO	E.PERDIDAS MWh-AÑO	PERDIDAS %
T1	R-C	56	1.155	96	64.66	0.86	1.33
T2	R-C	63	1.248	104	78.61	1.20	1.53
T5	R-C	37	0.540	45	19.99	0.31	1.55
T6	R-C	75	2.320	193	174.02	7.02	4.03
T7	R-C	53	1.184	99	62.75	0.71	1.13
T8	R-C	75	0.995	83	74.61	0.43	0.58
T9	I-R	10	1.946	162	19.46	0.18	0.92
T10	R-C	55	1.347	112	74.10	1.16	1.57
T11	R-C	72	1.871	156	134.69	0.66	0.49
T18	R	25	1.331	111	33.27	0.15	0.45
T19	R-C	34	1.917	160	65.19	0.97	1.49
T20	R-C	24	1.202	100	28.85	0.13	0.45
T21	R	38	1.248	104	47.43	0.25	0.53
T22	R-C	132	1.955	163	258.07	7.16	2.77
T23	IA	8	3.484	290	27.87	0.11	0.39
T33	R	41	1.201	100	49.23	0.29	0.59
TOTAL		798	1.520	127	1,212.80	21.59	1.78

ENERGIA TOTAL FACTURADA (†) : 35,718.37 MWh-AÑO

ENERGIA DE PERDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS : 635.85 MWh-AÑO

(†) USUARIOS : ASISTENCIA SOCIAL
 COMERCIAL SIN DEMANDA
 INDUSTRIAL ARTESANAL
 ENTIDAD MUNICIPAL
 ENTIDAD OFICIAL
 BENEFICENCIA PUBLICA
 RESIDENCIAL

TABLA 4.15: EXTRAPOLACION DE PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL SECTOR URBANO

TRAFO No.	TIPO CONSUM.	No. DE USUAR.	E. PROM. MWh-AÑO	E. PROM. kWh-MES	E. FACTUR. MWh-AÑO	E. PERDIDAS MWh-AÑO	PERDIDAS %
T4	R-C	44	1.192	99	52.46	0.48	0.91
T12	R	52	0.951	79	49.44	0.90	1.82
T13	R	42	0.848	71	35.60	0.17	0.48
T14	R-C	18	0.710	59	12.78	0.04	0.31
T15	R	14	0.427	36	5.98	0.02	0.33
T16	R	45	0.437	36	19.65	0.42	2.14
T17	R	16	0.634	53	10.15	0.16	1.58
T24	R-C	48	0.636	53	30.54	0.46	1.51
T25	R-C	54	0.399	33	21.53	0.22	1.02
T26	R	30	0.615	51	18.46	0.17	0.92
T27	R	53	0.529	44	28.06	0.33	1.18
T28	R	51	0.713	59	36.34	0.30	0.83
T29	R	29	0.524	44	15.20	0.24	1.58
T30	R-C	70	0.889	74	62.23	0.32	0.51
T31	R-C	46	0.723	60	33.27	0.52	1.56
T32	R	42	0.786	66	32.99	0.41	1.24
T34	R	28	0.863	72	24.18	0.11	0.45
TOTAL		682	0.717	60	488.86	5.27	1.08

ENERGIA TOTAL FACTURADA (*) : 30,944.32 MWh-AÑO

ENERGIA DE PERDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS : 333.59 MWh-AÑO

(*) USUARIOS : ASISTENCIA SOCIAL
 COMERCIAL SIN DEMANDA
 INDUSTRIAL ARTESANAL
 ENTIDAD MUNICIPAL
 ENTIDAD OFICIAL
 BENEFICENCIA PUBLICA
 RESIDENCIAL

TABLA 4.16: ESTRAPOLACION DE PERDIDAS DE ENERGIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL SECTOR RURAL.

4.5 Balance de Energía.

El Balance de Energía presentado por la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. para el año de 1.992 registra el 16,5% por concepto de pérdidas totales, tal como se demuestra a continuación:

<u>DESCRIPCION</u>	<u>ENERGIA [kwh-año]</u>
Generación Propia	78'929.935
Compras: SNI	58'814.200
Cemento Chimborazo	1'078.300
<hr/>	
Energía Disponible	130'822.435
(-) Autoconsumos	252.000
<hr/>	
Energía Disponible Neta	130'570.435
Energía Facturada	108'979.501
Pérdidas	21'590.934 (16,50%)

En virtud de que los valores correspondientes al autoconsumo de energía para la mayoría de los casos son cifras estimadas y se consideraba que la facturación por alumbrado público estaba subvalorada, fue necesario realizar un análisis de dichos rubros para actualizarlos a la realidad de los hechos.

Con el propósito de disponer de valores confiables respecto a la energía destinada al autoconsumo, se solicitó la colaboración del personal de la Dirección de Comercialización de la EERSA y conjuntamente se realizaron estudios de carga en algunos casos, en otros se instalaron medidores de energía activa. Así mismo se procedió a una revisión y verificación del autoconsumo de oficinas y lugares de propiedad de la empresa y también de locales deportivos amparados por la Ley de Deportes que se controla la energía consumida a través de contadores y se realizan las respectivas lecturas mensuales; observándose que la Empresa para la elaboración del balance

energético no tomaba en cuenta los valores reales del autoconsumo, sino que simplemente para casi todos los meses se estimaba una cantidad constante. El indicado proceder dio motivo para que se recurra al centro de cómputo de la Compañía a fin de procesar la información de las lecturas mensuales y de esta forma obtener los valores reales de la energía consumida en dichos lugares para cada mes del año de 1.992.

En base a las labores señaladas anteriormente, los resultados sobre la energía denominada "autoconsumo" son los siguientes:

<u>DENOMINACION</u>	<u>kWh-año</u>
Repetidora EERSA	3.314
Edificio oficinas EERSA	61.900
Comisariato EERSA	6.671
Dispensario Médico EERSA	2.791
Fábrica de Postes y Central Guadalupe (Estimado)	24.250
S/E San Juan Chico	5.640
S/E Cajabamba y Agencia Cajabamba	5.561
Agencia Guano	382
Agencia Pallatanga	3.839
Agencia Alausí	5.306
Bocatoma	5.007
Estadio Olímpico	2.734
Coliseo T.G.Borja	31.700
Piscina Colegio E. Chiriboga	34.101
Coliseo Colegio E. Chiriboga	2.104
Tennis Club	7.649
Estadio La Inmaculada (Guano)	229
S/E 1	83.844
S/E 2	38.021
Central Alao	88.546
S/E 3	8.800
Agencia Chunchi (Estimado)	580
S/E Guamote y Agencia Guamote	5.561 (*)
Central Nizag	22.137 (**)
S/E Alausí	7.050 (***)
TOTAL:	457.717

- (*) Se considera similar consumo a la S/E y Agencia Cajabamba
 (**) Se considera el 25% del consumo de la central Alao
 (***) Se considera el 125% del consumo de la S/E San Juan Chico.

En resumen, sobre la energía autoconsumida, la Empresa apenas reporta 252.000 kWh-año mientras que el autoconsumo real asciende a 457.717 kWh-año, o sea, que 205.717 kWh-año del autoconsumo no se ha estado considerando en el balance de energía presentado originalmente por la EERSA, cifra que representa el 81,63% del autoconsumo que consta en el mencionado balance energético.

En lo que tiene que ver con el consumo de energía para alumbrado público, la EERSA realizó un censo de luminarias en 1.990 y con el fin de actualizarlo se incrementaron las luminarias instaladas en el sistema en los años 1.991 y 1.992, obteniendo en forma resumida la siguiente información sobre las luminarias con sus respectivas potencias:

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>NUMERO</u>	<u>POTENCIA [W]</u>
01	Vapor de Hg. 100 W	2.029	202.900
02	Vapor de Hg. 125 W	3.042	380.250
03	Vapor de Hg. 175 W	3.880	679.000
04	Vapor de Hg. 250 W	1.036	259.000
05	Vapor de Hg. 400 W	62	24.800
06	Luz Mixta 160 W	904	144.640
07	Vapor de Na. 70 W	185	12.950
08	Vapor de Na. 150 W	21	3.150
09	Vapor de Na. 250 W	89	22.250
10	Vapor de Na. 400 W	1.122	448.800
TOTAL:		12.370	2'177.740

Considerando que una luminaria funciona normalmente 11 horas al día, además que por motivos del estiaje en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 1.992 se desconectaron

las luminarias pasando una, es decir, durante tres meses se redujo al 50% el consumo por alumbrado público, la facturación para este concepto debió haber sido de 7'650.673 kWh-año en 1.992. Sin embargo, la EERSA apenas facturó 6'733.841 kWh-año y consecuentemente dejó de facturar el 13,62%.

Con los ajustes realizados al valor de autoconsumos y a la energía facturada por alumbrado público, se elaboró el siguiente balance energético corregido para 1.992:

	<u>ENERGIA [kWh-año]</u>
Energía Disponible	130'822.435
(-) Autoconsumos	457.717
	<hr/>
Energía Disponible Neta	130'364.718
Energía Facturada	109'896.330
Pérdidas	20'468.388 (15,65%)

Si comparamos el resultado del balance energético rectificado con el resultado determinado en el balance reportado por la Empresa, se observa que para 1.992 se produce una disminución de 1'122.546 kWh-año en las pérdidas totales de energía.

4.6 Balance de Pérdidas en 1.992.

Los resultados obtenidos tanto por el Método Banco Mundial (MBM) como por el Método OLADE (MOLADE), son prácticamente similares y las pequeñas diferencias son aceptables, como se demuestra a continuación:

Pérdidas en Subtransmisión [MWh-año]

<u>DESCRIPCION</u>	<u>SEGUN MBM</u> <u>(a)</u>	<u>SEGUN MOLADE</u> <u>(b)</u>	<u>DIFERENCIAS</u> <u>(c=a-b)</u>
En líneas	1.055,60	1.069,45	(13,85)
En transf. elev.	<u>2.391,00</u>	<u>2.673,26</u>	<u>(282,26)</u>
Total Pérdidas	3.446,60	3.742,71	(296,11)

Pérdidas en los Alimentadores Primarios [MWh-año]

<u>DESCRIPCION</u>	<u>SEGUN MBM</u> <u>(a)</u>	<u>SEGUN MOLADE</u> <u>(b)</u>	<u>DIFERENCIAS</u> <u>(c=a-b)</u>
Al 1 - S/E 1:			
Núcleo	109,87	108,08	1,79
Cobre	70,64	59,17	11,47
Subtotal	180,51	167,25	13,26
Líneas	45,66	45,80	(0,14)
Total	226,18	213,05	13,13
Al 3 - S/E 1:			
Núcleo	427,34	423,61	3,73
Cobre	43,22	48,43	(5,21)
Subtotal	470,56	472,04	(1,48)
Líneas	268,49	275,75	(7,26)
Total	739,05	747,79	(8,74)
Al 2 - S/E 2:			
Núcleo	203,19	200,47	2,72
Cobre	36,10	32,07	4,03
Subtotal	239,29	232,54	6,75
Líneas	25,86	27,32	(1,46)
Total	265,15	259,86	5,29

Pérdidas en los Circuitos Secundarios [kW]

DESCRIPCION	SEGUN MEM (a)	SEGUN MOLADE (b)	DIFERENCIAS (c=a-b)
RIOB-T19:			
Pérd. en Potencia	0,54	0,62	(0,08)
% Pérd. Energía	1,29	1,34	(0,05)
% Regulación	8,54	6,00	2,54
RIOB-T21:			
Pérd. en Potencia	0,31	0,28	0,03
% Pérd. Energía	0,48	0,51	(0,03)
% Regulación	1,90	1,50	0,40

Una vez que se ha señalado con amplitud el cálculo de las pérdidas técnicas de energía para subtransmisión, distribución primaria y secundaria, tanto por el Método Banco Mundial como por el Método OLADE en los casos seleccionados para la comparación respectiva, se ha demostrado que las diferencias en los resultados son mínimas y por lo tanto tendrían el carácter de aceptables, por otro lado, permite afirmar la validez de los dos métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos de distribución.

El estudio integral para la cuantificación y evaluación de las pérdidas técnicas de energía en los subsistemas de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria, se fundamentó exclusivamente en el MBM; por lo tanto, el Balance de Pérdidas de Energía de la EERSA para 1.992, que se presenta a continuación, se lo ha elaborado en base a las cifras y resultados obtenidos por la aplicación del indicado Método.

BALANCE DE PERDIDAS DE ENERGIA DE LA EERSA PARA 1.992

	<u>MWh-año</u>	<u>%</u>
ENERGIA DISPONIBLE TOTAL DEL SISTEMA	130.822,44	100,00
- AUTOCONSUMOS	457,72	0,35
ENERGIA DISPONIBLE NETA DEL SISTEMA	130.364,72	99,65
- ENERGIA FACTURADA	109.896,33	84,00
PERDIDAS TECNICAS:	10.043,04	7,68
SUBTRANSMISION		
Líneas	1.055,60	0,81
Transformadores de Potencia	2.391,00	1,83
Subtotal	3.446,60	2,64
SISTEMA PRIMARIO		
Líneas	2.020,00	1,54
Transformadores de Distribución	3.607,00	2,76
Subtotal	5.627,00	4,30
REDES SECUNDARIAS		
Circuitos y Acometidas	969,44	0,74
Subtotal	<u>969,44</u>	0,74
PERDIDAS NO TECNICAS	10.425,35	7,97
TOTAL PERDIDAS	20.468,39	15,65
- PERDIDAS TECNICAS	<u>10.043,04</u>	

La comparación de los resultados de las pérdidas de energía en los diferentes componentes del Sistema EERSA con los valores recomendados por el Manual de OLADE para un sistema ideal, permite indicar que el porcentaje total de pérdidas técnicas del Sistema EERSA es aceptable, particular que se demuestra en la tabla 4.18.

	EERSA		IDEAL	
	<u>% Pérdidas</u>	<u>%</u>	<u>% Pérdidas</u>	<u>%</u>
Líneas de Subtransmisión	0,81	10,6	1,40	21,2
Transformadores de Potencia	1,83	23,8	1,60	24,2
Alimentadores Primarios	1,54	20,1	0,40	6,0
Transformadores de Distribución	2,76	35,9	2,42	36,6
Alimentadores Secundarios	0,74	9,6	0,80	12,1
TOTAL	7,68	100,0	6,62	100,0

Tabla 4.18: Comparación de las Pérdidas Técnicas del Sistema EERSA con el Sistema Ideal recomendado por el Manual de OLADE.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENCACIONES

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones Generales.

a) En la actualidad los estudios y evaluación de las pérdidas eléctricas cada día tienen mayor importancia, ya que se ha llegado a detectar que encarecen los costos de operación y mantenimiento del servicio y afectan negativamente a la gestión empresarial de las compañías distribuidoras de energía.

b) El estudio de pérdidas eléctricas es de gran importancia en la optimización de un sistema eléctrico, ya que una reducción de pérdidas mejora la eficiencia e incrementaría los ingresos de las empresas eléctricas, por otro lado evita la necesidad de incrementar la capacidad instalada para suministrar igual potencia y energía.

c) El estudio y evaluación de las pérdidas técnicas facilita y asegura que el crecimiento de la demanda de electricidad se satisfaga de una manera óptima adicionando únicamente los elementos que sean técnica y económicamente razonables.

d) Existen varias y diferentes metodologías para estimar las pérdidas técnicas, entre estas las del Método Banco Mundial (MBM) y del Método OLADE (MOLADE), que son las más aconsejadas para el caso ecuatoriano. Ambos métodos dan resultados similares, siendo el MBM más rápido en su aplicación.

5.2 Conclusiones Específicas.

a) El presente estudio determinó que las pérdidas totales de energía en el Sistema EERSA para 1.992 fueron de 20'468.388 kWh, que corresponde al 15,65% de la energía disponible del sistema, valor que difiere al reportado por la Empresa a INECCEL que es de 21'590.934 kWh.

b) Las pérdidas de energía del Sistema EERSA empiezan a disminuir en forma sostenida a partir de 1.987 y es así que para el período 1.987 - 1.992 se las ha reducido en alrededor del 6%.

c) Del porcentaje total de pérdidas de energía, el 7,68% corresponden a pérdidas técnicas y el 7,97% a pérdidas no técnicas o de comercialización.

d) De mantenerse el mismo porcentaje de pérdidas no técnicas de energía (7,97%) y considerando que para 1.993 la proyección de la energía total disponible del sistema fue de 130'127.000 kWh, así como también un precio promedio de venta de S/. 84,43 el kWh, las pérdidas económicas de la EERSA ascenderían a S/.875'633.822.

e) El presente estudio ha permitido verificar que en el Sistema EERSA, las pérdidas técnicas en circuitos secundarios y acometidas son del 48% con relación a las pérdidas técnicas en líneas del sistema primario, mientras que el Plan Nacional de Distribución de INECCEL señala que esta relación es de 200%.

f) La diferencia del porcentaje total de pérdidas técnicas entre el calculado para el Sistema EERSA y el que recomienda el Manual de OLADE como "ideal", es superior en el 1,06%; siendo menor el porcentaje de pérdidas con respecto al ideal en líneas de subtransmisión y alimentadores secundarios, para los transformadores de potencia y distribución es 1,14 veces el ideal y para alimentadores primarios es 3,85 veces el ideal.

g) De los resultados se obtiene que las pérdidas en los transformadores de potencia con respecto al porcentaje total de pérdidas técnicas del Sistema EERSA son del 23,8% (18,6% en el núcleo y 5,2% en el cobre) y en los transformadores de distribución son del 35,9% (27,9% en el núcleo y 8,0% en el cobre), de lo cual se concluye que las pérdidas en el núcleo

de los transformadores son altas, seguramente debido a un bajo factor de utilización.

h) De acuerdo a las mediciones realizadas en circuitos secundarios y acometidas, se estableció que el pico de demanda en la ciudad de Rióbamba para el sector comercial-residencial está entre las 18H00 y las 19H00; para el sector predominantemente residencial entre las 18H00 y las 20H00 y para el sector industrial sin demanda desde las 10H00 hasta las 12H00.

i) El incremento de tarifas en el Sistema EERSA ha incidido directamente en el robo o fraude de la energía, por lo tanto un posible aumento de las pérdidas no técnicas; además ha determinado una disminución del consumo de energía por parte de los clientes, reduciendo la demanda del sistema y por lo tanto una posible disminución de las pérdidas técnicas.

j) El coeficiente X que correlaciona el factor de pérdidas en función del factor de carga, de acuerdo al programa para el cálculo de pérdidas en redes secundarias y acometidas del MBM es 0,15 y de acuerdo al programa del MOLADE es 0,16; sin embargo de los resultados del presente trabajo este valor está en el rango de 0,10 a 0,18.

k) Cuando no se dispone de medición en cada uno de los alimentadores del sistema, conviene asumir algún valor típico de factor de pérdidas a nivel general. De igual forma cuando no se dispone de datos característicos de todos y cada uno de los transformadores, es conveniente tomar valores típicos o promedios.

l) La campaña de mediciones para los circuitos secundarios y acometidas seleccionados por muestreo, así como la evaluación realizada en el presente estudio han permitido determinar las causas y origen de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía y algunas novedades como las siguientes:

- Muchos medidores no están correctamente ubicados, y las acometidas no son las más adecuadas.
- Medidores que no son contrastados y/o reparados correctamente por el Laboratorio de Contrastaciones de la EERSA.
- Medidores que registran parcialmente o no, el consumo de energía.
- Algunas fases de los alimentadores primarios y de las redes secundarias están mal balanceadas.
- Medidores que no registran el consumo de energía y que la Empresa cobra el consumo mensual mínimo.
- Muchas viviendas y/o edificios se encuentran cerca de la postería e inclusive a corta distancia de las redes secundarias y primarias.
- Existen varios circuitos secundarios obsoletos con conductores de cobre sea sólido, trenzado, con o sin revestimiento, los cuales presentan bastante deterioro debido a la corrosión que tiene el cobre con el medio ambiente.
- Muchas de las acometidas son con conductores de cobre sólido con revestimiento plástico, sin conectores (entorchados) y sin conexión desde un poste (intermedias), además el revestimiento plástico presenta gran deterioro (resquebrajamiento).
- En algunas redes secundarias sus conductores no están correctamente tensados lo que podría dar lugar a que éstos se topen, ya sea por acción del viento o por vibración en los postes.

- En varias acometidas no se instalan todos los elementos, especialmente los conectores.

- Se verificó que en un circuito secundario / en disposición vertical, en el extremo superior estaba una fase, después el neutro, a continuación las dos fases y finalmente el piloto; por lo tanto algunas redes no se sujetan a las normas técnicas generalmente aceptadas.

- Existen luminarias encendidas durante el día, mientras que otras están quemadas.

5.3 Recomendaciones

a) Las empresas eléctricas deben ejecutar permanentemente programas para la evaluación, control y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

b) A las empresas eléctricas que quieran conocer, identificar y evaluar las pérdidas técnicas en sus subsistemas, utilizar el Método OLADE (MOLADE) o el Método Banco Mundial (MBM), siendo este último más ventajoso por sus menores costos y facilidades de trabajo.

c) La EERSA sobre la base de los resultados del presente trabajo, debe continuar y fortalecer los programas y estudios de evaluación, control y reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía, así como también en base a la aplicación de criterios técnico-económicos establecer los niveles óptimos de las mismas.

d) La EERSA para la elaboración del balance energético deberá tener mucho cuidado en poner valores reales, especialmente en lo que tiene que ver con los autoconsumos y la energía destinada al alumbrado público.

e) Es necesario que el Plan Nacional de Distribución revise el criterio de estimación de pérdidas en circuitos secundarios, considerando que tanto para la EERSA como para la ELEPCO S.A. representan alrededor del 50% de las pérdidas en líneas primarias y no el 200% que viene utilizando dicha Unidad Administrativa de INECEL.

f) Realizar un estudio técnico-económico de reconfiguración de las redes primarias, para lograr una cargabilidad óptima del circuito primario y una minimización de pérdidas, porque las pérdidas en los alimentadores primarios del Sistema EERSA es el 385% de lo recomendado por la OLADE para un "Sistema Ideal".

g) Realizar un estudio técnico-económico tomando en cuenta criterios de cargabilidad óptima para seleccionar el tamaño y la ubicación de los transformadores de distribución y de los de potencia, ya que las mayores pérdidas del sistema se producen en los transformadores, especialmente en sus núcleos.

h) Instalar equipos de medición en los alimentadores primarios de todas las subestaciones del Sistema EERSA, a fin de automatizar la información y conocer en forma real la operación del sistema.

i) Es necesario que la administración de la EERSA implante medidas correctivas inmediatas para solventar las novedades reportadas en el literal l) de las conclusiones específicas.

j) Implantar y mantener actualizada una base de datos y sistemas adecuados de manejo de la información para el subsistema de subtransmisión, alimentadores primarios, transformadores de distribución instalados, número de luminarias instaladas y su potencia; a fin de que el conjunto de datos sea lo más actualizado y veraz posible, así mismo permita realizar una ágil y permanente revisión de las pérdidas técnicas en el sistema EERSA.

k) Revisar los criterios de planificación actualmente utilizados por las empresas eléctricas del país, incluyendo el concepto de las pérdidas de energía en los análisis económicos, especialmente /lo relacionado con los transformadores y conductores, así mismo se debe tomar en cuenta en el diseño de las obras el costo de las pérdidas y no solamente el criterio de regulación, es decir que las pérdidas se mantengan en niveles reducidos o lo que la técnica aconseje para cada caso.

l) Realizar como temas de tesis de grado los siguientes:

- 1) "Metodologías para Determinar el Nivel Optimo de Pérdidas en un Sistema Eléctrico de Distribución".
- 2) "Metodologías para Determinar el Control y Reducción de Pérdidas en un Sistema Eléctrico de Distribución".

APENDICE 1.

Formularios para el Levantamiento Topológico

- 1.1 - Datos de conductores de la red secundaria.
- 1.2 - Datos de acometidas, medidores y luminarias.

APENDICE 2.

**Formularios para las mediciones en Circuitos
Secundarios y Acometidas.**

- 2.1 - Formulario para el Método Banco Mundial (MBM).
- 2.2 - Formulario para el Método OLADE (MOLADE).

PROGRAMA DE DIAGNOSTICO DE PERDIDAS TECNICAS - MEDICIONES

2.1

CODIGO DE TRANSFORMADOR :
 POTENCIA NOMINAL :
 VOLTAJE EN ALTA (kV) :
 UBICACION :

FECHA :

TRANSFORMADOR									
VOLTAJE BORNES			CORRIENTE FASES			COSFI - FASES			
HORA	Vab	Vac	Vbc	Ia	Ib	Ic	COSFI a	COSFI b	COSFI c

CODIGO DE ACOMETIDA:

USUARIO									
VOLTAJE ACOMETIDA			CORRIENTE FASES ACOMETIDA			COSFI FASES ACOMETIDA			
HORA	Van	Vbn	Vcn	Ia	Ib	Ic	COSFI a	COSFI b	COSFI c

MEDICION DE VOLTAJE EN PUNTO MAS ALEJADO :

VOLTAJE			
HORA	Van	Vbn	Vcn

APENDICE 3.

Características generales y especificaciones de los
equipos empleados en la Campaña de Mediciones.

3.1 Escalera de fibra de vidrio.

- Con extensión de fibra de vidrio
- 32' de longitud total
- 300 lbs. de carga de trabajo, con factor de seguridad de 4 (1.200 lbs. de capacidad)
- Rigidez dieléctrica de 25 kV por pulgada
- 71 lbs. de peso

3.2 Juego de herramientas de electricista.

- Alicates con aislamiento para 600 V
- Pinza con aislamiento para 600 V
- Destornillador plano de 0,8 cm. de ancho, de 0,4 lbs. de peso, con mango aislado para 600 V
- Llave inglesa (llave de pico) para máximo 2" de diámetro
- Cuchillo de electricista

3.3 Equipo de seguridad del electricista.

- Guantes Hycron con protección de cuero, con mangas de cuero de 4", rigidez dieléctrica de 5 kV por pulgada
- Casco de polietileno con sistema de suspensión de 12 onzas de peso total
- Cinturón de seguridad de cuero, con dos argollas de soporte para la correa de poste y cartuchera para herramientas
- Botas para 75 lbs. de presionamiento, de menos de 10.000 ohmios de aislamiento desde el alto de la pierna al talón de la bota

3.4 Pértiga telescópica de Epoxiglas (Material epoxico más fibra de vidrio).

- 8 secciones
- Longitud mínima (almacenada) 1,62 m. y longitud máxima

(extendida) 10,6 m.

- 11 lbs. de peso
- Con herramientas de desconexión

3.5 Medidores de calibre de conductores energizados.- Los que son usados en el alto de la pértiga en lugar de las herramientas de desconexión.

3.6 Cinta métrica de fibra de vidrio.- Para longitudes máximas de 30 m., con estuche de PVC, de 1,5 lbs. de peso total.

3.7 CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES DE LA PINZA MULTIFUNCIONAL

Medición de Corriente: La medición se la hace a través de transformadores de corriente tipo pinzas, los cuales sirven de sensores de circuitos magnéticos, puede medir en DC y en AC (valor efectivo RMS).

- **Rangos (Escala):** 200 A AC-DC; 1000 A AC-DC.
- **Resolución:** 100 mA para la escala de 200 A
1 A para la escala de 1000 A
- **Exactitud:** 1% de la escala \pm 1 cantidad
- **Coefficiente de temperatura:** 0.1 %/ °K
- **Rango de frecuencia:** Corriente Continua (DC) y de 15 Hz a 1000 Hz.
- **Influencia del cable con el área de la mordaza:** < 2% típico.
- **Factor de cresta:** máximo 7 (corriente pico, 1200 A)
- **Máxima sobrecarga:** 10,000 A
- **Tiempo de integración de la señal:** 200 ms
- **Razón de medición:** aproximadamente 2 por segundo

Medición de Voltaje: Mide directamente señales de voltaje DC y AC (valor efectivo RMS).

- **Rangos (Escala):** 200 V AC-DC, 750 V AC-DC
- **Resolución:** 100 mV para la escala de 200 V

1 V para la escala de 750 V

- Exactitud: 0.5% de la escala ± 1 cantidad
- Coeficiente de temperatura: 0.1 %/ $^{\circ}$ K
- Rango de frecuencia: DC y de 15 Hz a 1000 Hz
- Impedancia de entrada: 1 M Ω
- Máxima sobrecarga: para 1000 V RMS
- Razón de medición: aproximadamente 2 por segundo

Medición del factor de potencia ($\cos \phi$):

- Rango:
 - ($\cos \phi$) 0.3 capacitivo ... 1.0 ... 0.3 inductivo
 - (ϕ) 72.5 $^{\circ}$ capacitivo ... 0 $^{\circ}$... 72.5 $^{\circ}$ inductivo
- Resolución: 0.01
- Exactitud: 1% del rango ± 1 cantidad ($\cos \phi$, $\pm 1.5^{\circ} \phi$)
- Coeficiente de temperatura: 0.1 %/ $^{\circ}$ K
- Voltaje de entrada: 20 V a 750 V
- Corriente de entrada: 20 A a 1000 A
- Rango de frecuencia: 10 Hz a 66 Hz
- Máxima sobrecarga: 1000 V / 10000 V
- Razón de medición: aproximadamente 2 por segundo

3.8 CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES DEL ANALIZADOR DE CARGA TRIFASICO

Pantalla: Multiplexed LCD con SUPER TW tipo líquido. Pantalla estructurado en 256 x 64 píxeles, divididos en 8 líneas de 40 caracteres.

Garantía de vida de operación: a 40 $^{\circ}$ C (104 $^{\circ}$ F) 20% de Humedad Relativa (RH) = 1000 horas; 0 $^{\circ}$ C (32 $^{\circ}$ F) 60% RH = 200 horas.

Garantía de almacenamiento de vida: 40 $^{\circ}$ C (104 $^{\circ}$ F) 90% RH = 200 horas; 60 $^{\circ}$ C (140 $^{\circ}$ F) 20% RH = 200 horas; -20 $^{\circ}$ C (-4 $^{\circ}$ F) 60% RH = 200 horas.

Unidades: m, k, M, V, A, W, VA, VAr, Hz, Wh, $\cos \phi$, $Tg \phi$.

Cambios de función: Usando el teclado o RS232

Razón de ejemplo: 1 ejemplo/segundo

Razón de cambio: Automático; pasos para sobre la escala ocurre al 110% de la escala presente; pasos para bajo de la escala ocurre al 20% de la escala presente.

Tiempo de respuesta del cambio de escala: 1 segundo.

Entradas: L1, L2, L3, N, I1, I2, I3, AUX.

Características de entrada: L1 a N, L2 a N, L3 a N = 600 Vac desde 20 a 1000 Hz o 600 V DC.

Salidas: 2 relés: especificaciones de los contactos: 30 VAC/30VDC, 1A.

Control externo: RS232C

Reloj: Interno, de quartz, visible en la pantalla y en la impresión de salida, mostrando el año, mes, día, horas, minutos y segundos.

Microinterrupción: 2,5 ms mínimo en la principal alimentación

Temperatura de operación: Desde 5 °C a 40 °C (41 °F a 104 °F)

Rango de humedad: Desde el 20% al 80% RH

Temperatura de almacenamiento: Desde -20 °C hasta +60 °C (-4 °F a 140 °F)

Máximo tiempo permisible a altas temperaturas ambientales y alta humedad relativa: A.T. = 40 °C (104 °F) RH = 80% Max. tiempo = 80 h.

Máximo tiempo de almacenamiento:

A.T. = 25 °C (77 °F) RH = 40% Max. tiempo = 6 meses

A.T. = -20 °C (-40 °F) o +60 °C (140 °F) Max. tiempo = 150 horas.

Tiempo de calentamiento: 10 minutos (para llenar todas las especificaciones).

Condensación: No permitida.

Resistencia de aislamiento: Mínimo 500 MΩ entre los conectores de entrada y la caja (contenedor), entre la caja (contenedor) y la fuente de potencia externa, y entre entradas y salidas (relés); mínimo 2 MΩ entre voltaje de entrada y corriente de entrada, entre voltaje de entrada y la entrada AUX, y entre el voltaje de entrada y la salida RS232C.

Rigidez dieléctrica: ≥ 500 MΩ entre los conectores de entrada y la envoltura externa, entre el tap de corriente y la envoltura externa, entre los conectores de entrada y los relés de salida.

≥ 2 MΩ entre el voltaje de entrada y la corriente de entrada, entre el voltaje de entrada y la entrada AUX, entre el voltaje de entrada y la salida RS232C.

Voltaje de disrupción: Entre los conectores de entrada (incluyendo el conector neutral): Probados a 2000 Vrms 50 Hz por 60 segundos.

Entre cada conector y la envoltura: Probados a 3000 Vrms por 60 segundos.

Fuente de suministro de energía: Internamente por medio de baterías recargables o externamente por medio del suministro principal 200-240 V 50/60 Hz (100-120 V 50/60 Hz de acuerdo a los requerimientos).

Consumo de potencia: 10 VA.

Baterías: 2 baterías, 1ª NI-CD para permitir al instrumento el funcionamiento continuo en caso de que la línea de potencia (principal) de suministro falle, la otra de LITHIUM para protección de datos.

Período de operación de las baterías: 3 horas (sin la impresora de salida o iluminación de la pantalla).

Dimensiones: 240x220x115 mm.

Peso: 2.25 kg (4.95 lbs).

Clase: 1 para las normas IEC 348 y VDE 0411.

ANEXO 4.1.

CORRIDA DEL FLUJO DE CARGA PARA SUBTRANSMISION
DEL SISTEMA EERSA A DEMANDA MAXIMA.

PROGRAMA DE FLUJOS DE CARGA

=====

SISTEMA DE SUBTRANSMISION - EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.
 DESCRIPCION : (DATOS DE CARGA OBTENIDOS CON PROGRAMA D.P.A.-PND INECEL)
 DEMANDA MAXIMA - 25/JUN/92
 19:30 HORAS

DATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES (PU)

=====

No. Reg.	DE	A	RESISTENCIA	REACTANCIA	SUSCEPTANCIA	MAXMVA
1	1	2	.02500	.05857	.00054	63.00
2	1	6	.04260	.09967	.00092	63.00
3	2	3	.03190	.07473	.00070	63.00
4	2	4	.16040	.19651	.00140	36.00
5	2	30	.00000	.81400	.00000	12.50
6	3	31	.00000	.78100	.00000	12.50
7	4	5	.00000	.56400	.00000	6.56
8	4	36	.00000	6.22160	.00000	1.00
9	6	7	.07010	.07093	.00050	32.00
10	6	32	.00000	1.08810	.00000	5.60
11	7	8	.33870	.34283	.00230	32.00
12	7	33	.00000	2.36000	.00000	2.50
13	8	9	.42050	.42559	.00290	32.00
14	8	34	.00000	2.36000	.00000	2.50
15	9	35	.00000	1.39400	.00000	5.00
16	100	4	.00000	2.22560	.00000	3.28
17	101	4	.00000	2.22560	.00000	3.28
18	102	5	.00000	1.82930	.00000	3.28
19	103	5	.00000	1.82930	.00000	3.28
20	104	30	.00000	1.75680	.00000	3.13

(DATOS DE CARGA OBTENIDOS CON PROGRAMA D.P.A.-PND INECEL)
 DEMANDA MAXIMA - 25/JUN/92
 19:30 HORAS

DATOS DE BARRAS

=====

No. Reg.	BARRA No.	NOMBRE	TENSION INICIAL (PU)	GENERACION			CARGA		CAPACITOR (MVAR)	BARRA No.
				ACTIVA (MW)	R-MAX (MVAR)	R-MIN (MVAR)	ACTIVA (MW)	REACTIVA (MVAR)		
1	1	SNI 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	1
2	2	S/EI 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	2
3	3	S/E2 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	3
4	4	ALAD 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	4
5	5	ALAD 44	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	5
6	6	SJUAN 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	6
7	7	CAJAB 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	7
8	8	GUANT 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	8
9	9	ALAS 69	1.00	.00	.00	.00	.000	.000	.00	9
10	30	S/E1 13	1.00	.00	.00	.00	9.500	3.456	3.00	30
11	31	S/E2 13	1.00	.00	.00	.00	10.702	3.872	.00	31
12	32	CEMEN 4.	1.00	.00	.00	.00	3.200	.650	.60	32
13	33	CAJAB 13	1.00	.00	.00	.00	.733	.151	.00	33
14	34	GUANT 13	1.00	.00	.00	.00	1.175	.248	.00	34
15	35	ALAS 13	1.00	.00	.00	.00	2.804	.943	.00	35
16	36	ALAD 13	1.00	.00	.00	.00	.685	.154	.00	36
17	100	ALAD4 6H	1.00	2.40	1.02	.50	.000	.000	.00	100
18	101	ALAD3 6H	1.00	2.40	1.02	.50	.000	.000	.00	101
19	102	ALAD2 6H	1.00	2.60	1.11	.50	.000	.000	.00	102
20	103	ALAD1 6H	1.00	2.60	1.11	.50	.000	.000	.00	103
21	104	S.T.S/EI	1.00	2.00	.85	.00	.000	.000	.00	104

CONDICIONES INICIALES DE TRANSFORMADORES (PU)

=====

No. Reg.	DE	A	RELAC INIC	TAP MAX	TAP MIN	PASO	TENSION		BARRA REGUL	TENSION INICIAL
							MAX	MIN		
5	2	30	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	30	1.0000
6	3	31	.9750	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	31	1.0000
7	4	5	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	5	1.0000
8	4	36	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	36	1.0000
10	6	32	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	32	1.0000
12	7	33	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	33	1.0000
14	8	34	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	34	1.0000
15	9	35	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	35	1.0000
16	100	4	1.0250	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	100	1.0000
17	101	4	1.0250	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	101	1.0000
18	102	5	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	102	1.0000
19	103	5	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	103	1.0000
20	104	30	1.0000	1.0500	.9500	.0250	2.000	.200	30	1.0000

(DATOS DE CARGA OBTENIDOS CON PROGRAMA D.P.A.-PND- INECEL)

DEMANDA MAXIMA - 25/JUN/92

19:30 HORAS.

TENSIONES Y FLUJOS DE CARGA EN EL SISTEMA

=====

BARRA No.	NOMBRE	TENSION (PU)	ANG (GR)	GENERACION (MW) (MVAR)		CARGA (MW) (MVAR)		CAPACITDR (MVAR)	BARRA No.	FLUJO EN LA LINEA (MW) (MVAR) (MVA)			I/IN
									2	9.10	4.43	10.12	.16
									6	8.06	1.90	8.28	.13
1	SHI 69	1.0000	.00	17.16	6.26	.00	.00	.00	1	-9.07	-4.37	10.07	.16
									3	10.75	5.00	11.85	.19
									4	-9.18	-1.07	9.24	.26
									50	7.50	.57	7.52	.60
2	S/E1 69	.9951	-.24	.00	.00	.00	.00	.00	2	-10.70	-4.89	11.77	.19
									51	10.70	4.93	11.78	.95
3	S/E2 69	.9880	-.62	.00	.00	.00	.00	.00	2	9.31	1.24	9.40	.26
									5	-5.20	-.60	5.24	.79
									36	.68	.18	.71	.70
									100	-2.40	-.37	2.43	.73
									101	-2.40	-.37	2.43	.73
4	ALAD 69	1.0122	.69	.00	.00	.00	.00	.00	4	5.20	.76	5.25	.79
									102	-2.60	-.38	2.63	.79
									103	-2.60	-.38	2.63	.79
5	ALAD 44	1.0159	2.32	.00	.00	.00	.00	.00	1	-8.03	-1.83	8.24	.13
									7	4.83	1.13	4.96	.16
									32	3.20	.77	3.29	.59
6	SJUAN 69	.9947	-.42	.00	.00	.00	.00	.00	6	-4.81	-1.12	4.94	.16
									8	4.08	1.09	4.22	.13
									33	.73	.16	.75	.30
7	CAJAB 69	.9905	-.57	.00	.00	.00	.00	.00	7	-4.02	-1.03	4.15	.13
									9	2.84	.99	3.01	.10
									34	1.17	.28	1.21	.50
8	GUANT 69	.9728	-1.18	.00	.00	.00	.00	.00	8	-2.80	-.95	2.96	.10
									35	2.80	1.08	3.01	.63
9	ALAU 69	.9562	-1.67	.00	.00	.00	.00	.00	2	-7.50	-.11	7.50	.60
									104	-2.00	-.40	2.04	.66
30	S/E1 13	.9924	-3.79	.00	.00	9.50	3.46	2.95	3	-10.70	-3.87	11.38	.93
31	S/E2 13	.9788	-5.45	.00	.00	10.70	3.87	.00	6	-3.20	-.65	3.27	.59
32	CENEB 4.	.9869	-2.45	.00	.00	3.20	.65	.00	7	-.73	-.15	.75	.30
33	CAJAB 13	.9867	-1.58	.00	.00	.73	.15	.00	8	-1.17	-.25	1.20	.50
34	GUANT 13	.9663	-2.87	.00	.00	1.17	.25	.00					

TENSIONES Y FLUJOS DE CARGA EN EL SISTEMA

BARRA No.	NOMBRE	TENSION (PU)	ANG (GR)	GENERACION		CARGA		CAPACITOR (MVAR)	BARRA No.	FLUJO EN LA LINEA			I/IH
				(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)			(MW)	(MVAR)	(MVA)	
** 35	ALAU3 13	.9414	-4.16	.00	.00	2.80	.94	.00	9	-2.80	-.94	2.96	.63
36	ALAO 13	1.0017	-1.72	.00	.00	.69	.15	.00	4	-.68	-.15	.70	.70
100	ALAO4 6H	1.0473	3.65	2.40	.50	.00	.00	.00	4	2.40	.50	2.45	.71
101	ALAO3 6H	1.0473	3.65	2.40	.50	.00	.00	.00	4	2.40	.50	2.45	.71
102	ALAO2 6H	1.0238	4.94	2.60	.50	.00	.00	.00	5	2.60	.50	2.65	.79
103	ALAO1 6H	1.0238	4.94	2.60	.50	.00	.00	.00	5	2.60	.50	2.65	.79
104	G.T.S/E1	1.0000	-1.76	2.00	.47	.00	.00	.00	30	2.00	.47	2.05	.66

ESTADO FINAL DE GENERADORES DEL SISTEMA

GENERADOR BARRA	POTENCIA		TENSION (PU)	ANGULO (GR)	
	(MW)	(MVAR)			
100	2.400	.500	1.0473	3.65	
101	2.400	.500	1.0473	3.65	
102	2.600	.500	1.0238	4.94	
103	2.600	.500	1.0238	4.94	
104	2.000	.470	1.0000	-1.76	
1	17.156	6.263	1.0000	.00	BARRA SWING
TOTAL	29.156	8.733			

BALANCE DE GENERACION, CARGA, PERDIDAS Y MISMATCH

	(MW)	(MVAR)		(MW)	(MVAR)
PERDIDAS TOTALES	.358	2.213	INCLUYE	-.896	DE CHARGING
CARGA TOTAL	28.799	9.474			
MISMATCH TOTAL	.000	.000			
GENERACION TOTAL	29.156	11.687	INCLUYE	2.954	DE CAPACITORES

NOTA : GENERACION = PERDIDAS + CARGA + MISMATCH

MISMATCH EN BARRAS

=====

BARRA	(MW)	(MVAR)	BARRA	(MW)	(MVAR)	BARRA	(MW)	(MVAR)	BARRA	(MW) / (MVAR)	BARRA	(MW)	(MVAR)	
1	.0000	.0000	2	-.0001	.0001	3	.0001	.0000	4	.0000	.0000	5	.0000	.0000
6	-.0001	.0006	7	.0000	-.0005	8	.0001	.0004	9	.0000	-.0003	30	.0000	.0000
31	.0000	.0000	32	-.0001	.0000	33	.0000	.0000	34	-.0001	.0000	35	.0000	.0001
36	.0000	.0000	100	.0000	.0000	101	.0000	.0000	102	.0000	.0000	103	.0000	.0000
104	.0000	.0000	0	.0000	.0000	0	.0000	.0000	0	.0000	.0000	0	.0000	.0000
TOTAL :	-.0002	.0002	SUMA ALGEBRAICA.											
	-.0007	.0026	EN TANTO POR CIENTO CON RESPECTO A LA CARGA TOTAL											

ANEXO 4.2.

Resultados del "DPA" y "Comete" para el
Al. No.1 de la S/E No.1 a Demanda Máxima.

PROGRAM BALVOL (V2.5) 07-JUL-93
 DIAGNOSTICO PERDIDAS - EERSA - D.MAXIMA 1992

FEEDER 1 S/E 1 ALIMENTADOR 1
 VOLTAGE = 13.20 KV LINE TO LINE

SECT	END	LGTH	PHASE	COND	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE 2		-- LOSSES --				
					CONM	KW	KVAR	AMPS	CUST	CONM	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCU	LEVEL	KW	KVAR
					KVA					2					DROP	DROP			
SUBSTATION TOTALS						1444.	520.	67.	0.		100.5	18.2	-10.8						
1	1	.8	ABC 2 AC		0.	0.	0.	0.	0	37.1	1444.	520.	67.	0.	.8	.8	99.7	11.2	5.7
2	2	.1	ABC 2 AC		20.	13.	5.	1.	0	1.7	59.	22.	3.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
3	3	.1	ABC 2 AC		45.	36.	14.	2.	0	.9	18.	7.	1.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
4	4	.1	ABC 2 AC		25.	16.	6.	1.	0	.4	8.	3.	0.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
5	5	.3	ABC 2 AC		45.	36.	14.	2.	0	35.4	1349.	483.	63.	0.	-.0	.8	99.7	3.1	-9.2
6	6	.1	ABC 4 AC		37.	24.	9.	1.	0	.8	12.	4.	1.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
7	7	.3	ABC 4 AC		90.	66.	25.	3.	0	9.0	237.	88.	11.	0.	.0	.8	99.7	.2	-3
8	8	.1	AC 4 AC		25.	15.	5.	1.	0	.7	7.	3.	1.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
9	9	.1	AC 4 AC		0.	0.	0.	0.	0	2.5	50.	19.	4.	0.	.0	.8	99.7	.0	-0
10	10	.1	A 4 AC		77.	50.	19.	7.	0	5.0	25.	9.	4.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
11	11	.2	AC 4 AC		25.	16.	6.	1.	0	7.0	131.	49.	9.	0.	-.0	.8	99.7	.0	-2
12	12	.1	AC 4 AC		35.	22.	8.	2.	0	1.1	11.	4.	1.	0.	.0	.8	99.7	.0	.0
13	13	.3	A 4 AC		52.	35.	13.	5.	0	10.1	84.	31.	12.	0.	.1	.9	99.6	.1	.0
14	14	.1	A 4 AC		25.	17.	6.	2.	0	1.7	8.	3.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
15	15	.1	A 4 AC		74.	49.	18.	7.	0	5.0	25.	9.	3.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
16	16	.2	ABC 2 AC		0.	0.	0.	0.	0	26.8	1034.	376.	48.	0.	.1	.9	99.6	1.1	.6
17	17	.1	ABC 2 AC		38.	45.	17.	2.	0	1.2	22.	8.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
18	18	.1	ABC 2 AC		110.	82.	30.	4.	0	3.7	101.	38.	5.	0.	.0	.9	99.6	.0	-0
19	19	.0	ABC 2 AC		75.	61.	23.	3.	0	1.6	30.	11.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
20	20	.2	ABC 2 AC		30.	20.	7.	1.	0	22.0	836.	303.	39.	0.	.0	.9	99.6	.8	-2.4
21	21	.1	ABC 2 AC		112.	86.	32.	4.	0	2.2	43.	16.	2.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
22	22	.2	ABC 2 AC		45.	36.	14.	2.	0	19.2	721.	263.	34.	0.	.0	.9	99.6	.6	-1.8
23	23	.2	ABC 2 AC		99.	83.	31.	4.	0	18.3	661.	243.	31.	0.	.0	.9	99.6	.7	-2.0
24	24	.1	ABC 2 AC		74.	48.	18.	2.	0	9.9	358.	132.	17.	0.	.0	.9	99.6	.1	-3
25	25	.2	ABC 2 AC		38.	22.	8.	1.	0	8.7	322.	119.	15.	0.	.0	.9	99.6	.1	-4
26	26	.0	ABC 2 AC		300.	249.	93.	12.	0	6.5	124.	46.	6.	0.	.0	.9	99.6	.0	-0
27	27	.0	ABC 2 AC		75.	62.	23.	3.	0	1.6	31.	12.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
28	28	.2	ABC 2 AC		0.	0.	0.	0.	0	6.2	237.	88.	11.	0.	.0	.9	99.6	.1	-2
29	29	.2	ABC 2 AC		10.	7.	2.	0.	0	5.5	208.	77.	10.	0.	.0	.9	99.6	.0	-1
30	30	.1	ABC 2 AC		90.	69.	26.	3.	0	3.2	89.	33.	4.	0.	.0	.9	99.6	.0	-0
31	31	.1	ABC 2 AC		60.	54.	20.	3.	0	1.4	27.	10.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
34	34	.3	ABC 2 AC		101.	82.	30.	4.	0	2.1	41.	15.	2.	0.	.0	.9	99.6	.0	-0
37	37	.1	ABC 2 AC		0.	0.	0.	0.	0	.0	0.	0.	0.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
38	38	.1	ABC 2 AC		0.	0.	0.	0.	0	.7	26.	10.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
39	39	.1	ABC 2 AC		0.	0.	0.	0.	0	.7	26.	10.	1.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0
40	40	.1	A 2 AC		40.	26.	10.	4.	0	2.0	13.	5.	2.	0.	.0	.9	99.6	.0	.0

END OF FEEDER

2 ITERATION(S) USING .502 AS CONVERGENCE FACTOR

Resultados del "DPA" para el Al.1 de la S/R No. 1 a Demanda Maxima.

LOAD FLOW SUMMARY

1/ 9/**

19:59

FEEDER : ALIMENT1

SUBSTATION : S/E 1

	POWER INJECTION		CURRENTS Amp	BALANCE %	LOSSES	
	kW	kvar			kW	kvar
A	463.0	116.0	63.1	100.0	5.45	2.69
B	463.0	116.0	63.1	100.0	6.09	3.06
C	463.0	116.0	63.1	100.0	6.33	3.18
N					.07	.07
TOT	1389.0	348.0			17.94	9.00

LOWEST VOLTAGE	%	kV	Nominal	SECTION
A	97.8	7.46	7.62	37
B	97.6	7.44	7.62	37
C	97.6	7.44	7.62	37

HIGHEST CURRENT	%	Amp	Nominal	SECTION
A	35.1	63.1	180.	1
B	35.1	63.1	180.	1
C	35.1	63.1	180.	1

SUM LOADS	SPOT		DISTRIBUTED		INSTALLED	
	kW	kvar	kW	kvar	3♦ kVA	1♦
A	.0	.0	457.5	113.2	471.	613.
B	.0	.0	456.9	112.9	462.	100.
C	.0	.0	456.7	112.8	477.	73.
TOT	.0	.0	1371.1	338.9	1410.	786.

SUM	GENERATORS		CAPACITORS
	kW	kvar	kvar
A	.0	.0	.0
B	.0	.0	.0
C	.0	.0	.0
TOT	.0	.0	.0

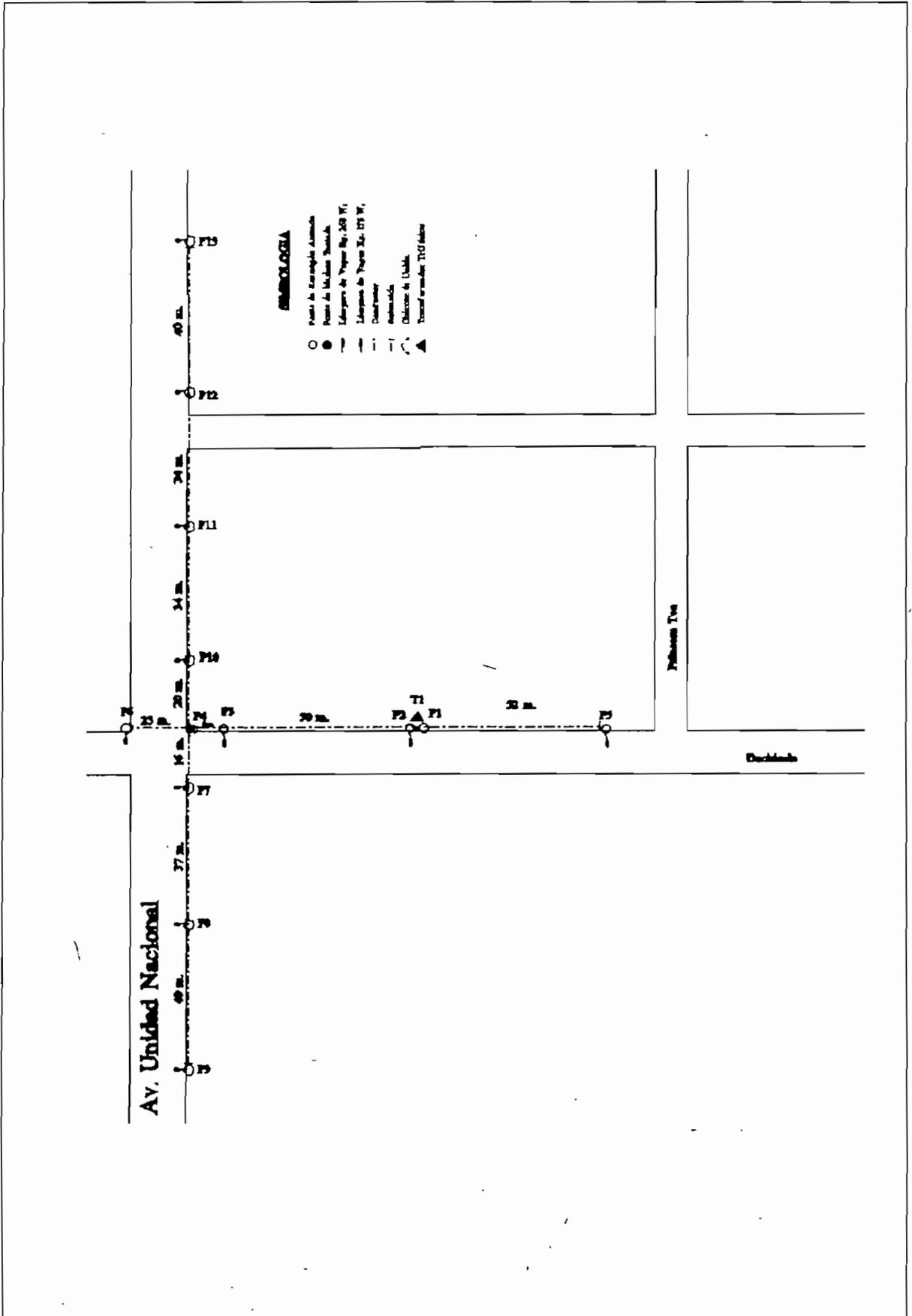
NUMBER OF SECTIONS LOADED ABOVE :

0 %	35 %	50 %	65 %
39	1	0	0

Resultados del "Comete" para el Al.1 de la S/E No. 1 a Demanda Máxima.

ANEXO 4.3.

**"LEVANTAMIENTO TOPOLOGICO" PARA LOS CIRCUITOS
DE LOS TRANSFORMADORES RIOB-T19 Y RIOB-T21.**



TRANSFORMADOR: RIOB-T19; UBICACION: DUCHICELA Y U. NACIONAL

ESTUDIO DE PERDIDAS E.C.R.S.A

DATOS DE RED SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: Riobamba T-19
 UBICACION: Duchicla y Unidad Nacional

HOJA: 1
 DE: 1

POSTE		CONDUCTORES								OBSERVACIONES
DE	A	LONG. (m)	FASES	FASE		NEUTRO		PILOTO		
				CALIBRE	TPO	CALIBRE	TPO	CALIBRE	TPO	
P1-2	P5	52	3	1/0	AAAC	2	AAAC	4	AAAC	Mal tensados Conductores
P3	P4	9	3	1/0	AAAC	2	AAAC	4	AAAC	
P4	P6	32	3	1/0	AAAC					
P4	P7	16	1	Fase A:B	Cu-Trans	8	Cu-Sol	8	Cu-Sol	
P4	P10	20	2(A:B)	A:B; B:2x8	Cu-Trans	8	Cu-Sol	6	Cu-Trans	
P1-2	P3	50	3	1/0	AAAC	2	AAAC	4	AAAC	
P7	P8	37	1	Fase A:B	Cu-Trans	8	Cu-Sol	8	Cu-Sol	
P8	P9	40	1	Fase A:B	Cu-Trans	8	Cu-Sol	8	Cu-Sol	
P10	P11	34	2(A:B)	A:B; B:2x8	Cu-Trans	8	Cu-Sol	6	Cu-Trans	
P11	P12	34	2(A:B)	A:B; B:2x8	Cu-Trans	8	Cu-Sol	6	Cu-Trans	
P12	P13	40	2(A:B)	A:B; B:2x8	Cu-Trans	8	Cu-Sol	6	Cu-Trans	

LABORADO POR: Ramiro V. Rosero Vilucma

FECHA: 07-06-93

ESTUDIO DE PERDIDAS E.C.R.S.A.
DL

DATOS DE RED SECUNDARIA

TRANSFORMADOR:
UBICACION:

Riobamba - T19
Duchamb y Unidad Nacional

HOJA: 1
DE: 2

POSTE #	ACOMETIDAS				MEDIDORES					LUMINARIAS				OBSERVACIONES	
	#	TPO	CALIBRE	LONG. (m)	# MED.	CUENTA	VOLT. (V)	ABONADO TPO	CLASE	TPO	CANT.	POTEN. (W)	CONDICION		
5	5-1	Duplex	2x6	18	D2B762	674	115	R		Vapor Hg	1	175	A veces		
	5-2	Duplex	2x6	18	JM6076	673	120	R						Mecánica	
	5-3	Duplex	2x6	28	D32281	728	115	R							
	5-4	Duplex	2x4	18	JE7817	676	120	R							1 Acometida, 3 medidores
					JE7823	675	120	R							
				AD20580	677	120	R								
	5-5	Duplex	2x4	18	JM09509	90984	120	R							
1-2	1-1	Cu-Sol	2x10	24	JF10582	672	120	R		Vapor Hg	1	175	Bien		
	1-2	Duplex	2x6	16	DU4671	670	120	R-C							
	1-3	Concéntrico	3x8	16	LT34852	40392	240	R							
	1-4	Concéntrico	2x8	12	JM25643	731	120	R							
	1-5	Cu-Sol	2x10	15	UC0791	730	110	R							
	1-6														Acometida sin medidor y sin uso
	1-7	Concéntrico	3x8	30	ZMJ68894	729	210	C							Aserradero
3	3-1	Duplex	2x6	25	JE9442	669	120	R		Vapor Hg	1	175	Bien		
	3-2	Concéntrico	3x8	14	LR21413	668	240	C						Mecánica	
	3-3	Duplex	2x6	8	A3346	733	110	R							
	3-4	Concéntrico	2x8	8	JM47224	42933	120	R-C							
	3-5	Duplex	2x6	15	D31814	732	115	R							
9	9-1	Cu-Sol	2x10	15	JM57098	658	120	R		Vapor Hg	1	250	A veces		
	9-2	Concéntrico	2x8	15		659	120	R							

ELABORADO POR: Ramiro V. Rosero Viruazo

FECHA: 07-06-93

ESTUDIO DE PERDIDAS E.E.R.S.A
DL

DATOS DE RED SECUNDARIA

TRANSFORMADOR:
UBICACION:

Riobamba - T19
Duchicota y Unidad Nacional

HOJA: 2
DE: 2

POSTE #	ACOMETIDAS				MEDIDORES					LUMINARIAS				OBSERVACIONES
	#	TPO	CALIBRE	LONG. (m)	# MED.	CUENTA	VOLT. (V)	ABONADO		TPO	CANT.	POTEN. (W)	CONDICION	
								TPO	CLASE					
8	B-1	Cu-Sol	2x10	6	DU4754	660	120	R		Vapor Hg	1	250	Blan	
	B-2	Duplex	2x6	12	JM41457	52230	120	R						
	B-3	Cu-Sol	2x10	12	JM7582	661	120	R						Una Acometida dos medidores
					D7235	662	115	R						1 Acometida, 3 medidores
	B-4	Cu-Sol	2x8	12	AD2348	663	120	R						Solo Roto; Una Acometida 5 Medidores
					JM6973	664	120	R						
					JM6972	665	120	R						
					JM6971	666	120	R						
	1-2				JM6970	667	120	R-C						
4	4-1	Concéntrico	3x8	125	ZP8552	779	210	R-C						Una Acometida dos medidores
					JM6975	1108	120	R						
11	11-	Concéntrico	3x8	15	LS16539	734	240	C		Vapor Hg	1	250	Blan	Comercial Puruhó
12	12-	Duplex	2x6	8	JM79871	92521	120			Vapor Hg	1	250	Blan	Vulcanizadora
13										Vapor Hg	1	250	Blan	

ELABORADO POR: Ramiro V. Rosero Vinuesa

FECHA: 07-06-93

PROGRAMA DE DIAGNOSTICO DE PERDIDAS TECNICAS - MEDICIONES

CODIGO DE TRANSFORMADOR : Riobaaba-T19
 POTENCIA NOMINAL : 50 KVA, Trifasico
 VOLTAJE EN ALTA (kV) : 13.2 KV
 UBICACION : Duchicela y Unidad Nacional

FECHA : 23-06-93

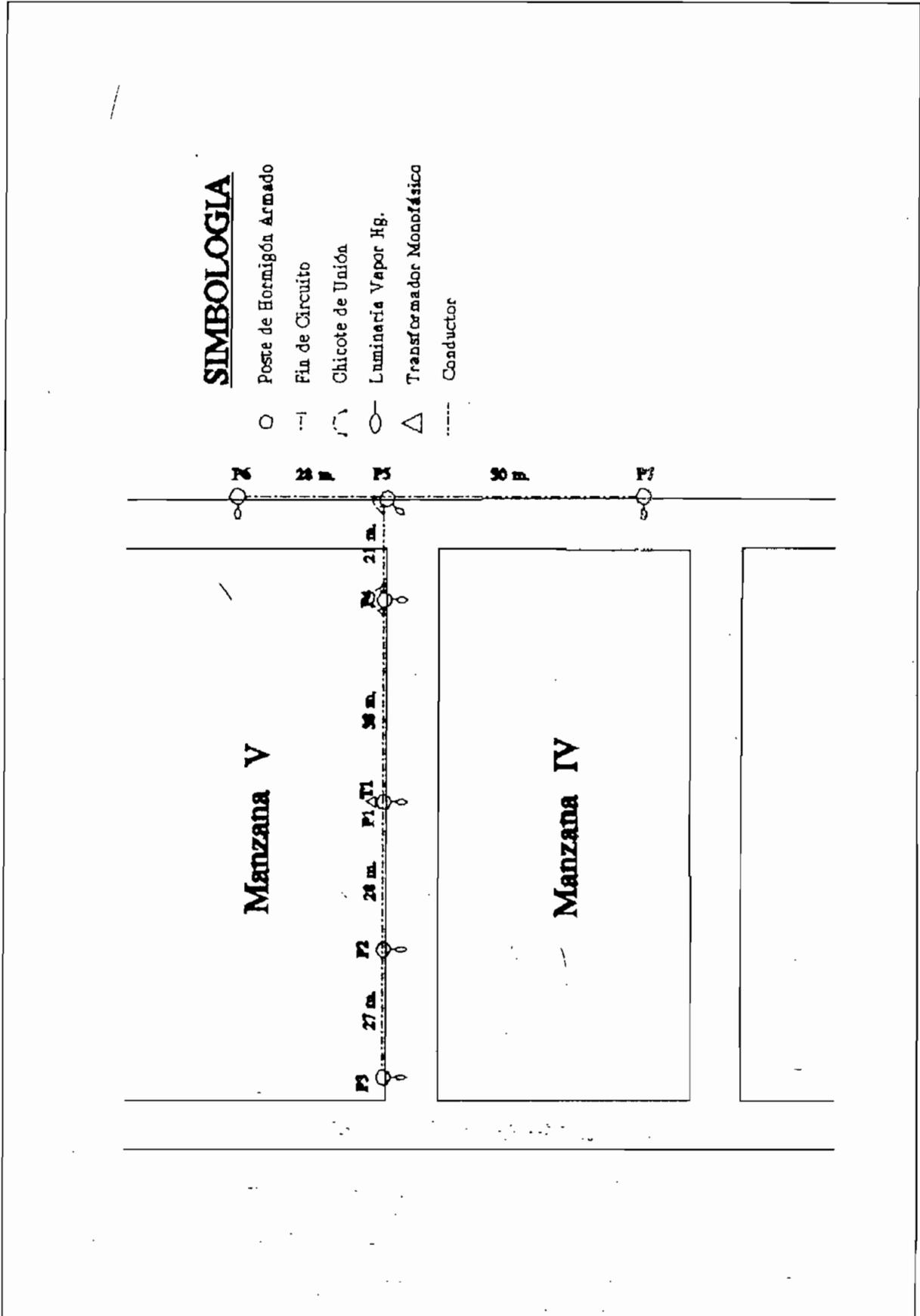
TRANSFORMADOR												
VOLTAJE BORNES						CORRIENTE FASES			COSFI - FASES			
HORA	Vab	Vac	Vbc	Van	Vbn	Vcn	Ia	Ib	Ic	COSFI a	COSFI b	COSFI c
19:35	207 V	214 V	209 V	122,6 V	121,0 V	121,0 V	80,3 A	71,2 A	20,0 A	0,99	0,94	0,97
19:45	207 V	214 V	210 V	121 V	119 V	123 V	79 A	64 A	18,3 A			
19:55	208 V	214 V	211 V	121 V	120 V	123 V	83 A	51 A	31,4 A			

CODIGO DE ACOMETIDA: 1-2

USUARIO									
VOLTAJE ACOMETIDA			CORRIENTE FASE ACOMETIDA			COSFI FASES ACOMETIDA			
HORA	Van	Vbn	Vcn	Ia	Ib	Ic	COSFI a	COSFI b	COSFI c
19:40			124,5 V			2,68 A			0,95
19:50			125 V			4,53 A			
20:00			125,1 V			3,15 A			

MEDICION DE VOLTAJE EN PUNTO MAS ALEJADO : P13

VOLTAJE			
HORA	Van	Vbn	Vab
20:05	112 V	119 V	201 V



TRANSFORMADOR: RIOB-T21; UBICACION: Cdla. Pucará # 1

ESTUDIO DE PERDIDAS E.E.R.S.A.

DATOS DE RED SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: Riobamba T-21
 UBICACION: Mz. V, Casa 9. Pucará # 1

HOJA: 1
 DE: 1

POSTE		CONDUCTORES								OBSERVACIONES
DE	A	LONG. (m)	FASES	FASE		NEUTRO		PILOTO		
				CALIBRE	TIPO	CALIBRE	TIPO	CALIBRE	TIPO	
P1	P4	38	2	1/0	AAAC	2	AAAC			
P4	P5	21	2	1/0	AAAC	2	AAAC			
P6	P5	28	2	1/0	AAAC	2	AAAC			
P6	P7	50	2	1/0	AAAC	2	AAAC			
P1	P2	28	2	1/0	AAAC	2	AAAC			
P2	P3	27	2	1/0	AAAC	2	AAAC			
P5	P7	50	2	1/0	AAAC	2	AAAC			

ELABORADO POR: Ramiro V. Rosero Vinuesa

FECHA: 04-06-93

ESTUDIO DE PERDIDAS E.E.R.S.A.
DL

DATOS DE RED SECUNDARIA

TRANSFORMADOR:
UBICACION:

Riobamba - T21
Me. Y. Casa 9. Pucará # 1

HOJA: 1
DE: 2

POSTE #	ACOMETIDAS				MEDIDORES					LUMINARIAS				OBSERVACIONES
	#	TPO	CALBRE	LONG. (m)	# MED.	CUENTA	VOLT. (V)	ABONADO		TPO	CANT.	POTEN. (W)	CONDICION	
								TPO	CLASE					
3	3-1	Concéntrico	2x10	8	JF9938	13241	120	R		Vapor Hg.	1	175	Buena	
	3-2	Concéntrico	2x10	8	JMB062	13240	120	R						En torreta JEB062
	3-3	Concéntrico	2x10	12	JM22768	13139	120	R						
	3-4	Concéntrico	2x10	18	JM22808	13217	120	R						
	3-5	Concéntrico	2x10	16	JM22597	13216	120	R						
2	2-1	Concéntrico	2x10	15	JM22591	13238	120	R		Vapor Hg.	1	175	Encendida	
	2-2	Concéntrico	2x10	12	JM23677	13236	120	R						
	2-3	Concéntrico	2x10	10	JM23463	13235	120	R						
	2-4	Concéntrico	2x10	14	JM23784	13237	120	R						
	2-5	Concéntrico	2x10	20	UB5546	13227	120	R						
	2-6	Concéntrico	2x10	14	JM22566	13220	120	R						
	2-7	Concéntrico	2x10	14	JM22547	13219	120	R	/					
	2-8	Concéntrico	2x10	18	JM22692	13218	120	R						
1	1-1	Concéntrico	2x10	15	JM22554	13234	120	R		Vapor Hg.	1	175	Buena	
	1-2	Concéntrico	2x10	10	JM22844	13233	120	R						
	1-3	Concéntrico	2x10	8	DU3043	13232	120	R						
	1-4	Triplex	3x4	15	LT65260	13231	240	R-C						
	1-5	Concéntrico	2x10	18	JM22586	13225	120	R						
	1-6	Concéntrico	2x10	14	JM22245	13224	120	R						
	1-7	Concéntrico	2x10	16	A22536	13223	120	R						
	1-8	Concéntrico	2x10	18	JM23450	13221	120	R						

ELABORADO POR:

Ramiro V. Rosario Viruza

FECHA:

04-06-93

ESTUDIO DE PERDIDAS E.E.R.S.A
DL

DATOS DE RED SECUNDARIA

TRANSFORMADOR:
UBICACION:

Riobamba - T21
Mz. Y, Casa 9, Pucará # 1

HOJA: 2
DE: 2

POSTE #	ACOMETIDAS				MEDIDORES					LUMINARIAS				OBSERVACIONES
	#	TPO	CALIBRE	LONG. (m)	# MED.	CUENTA	VOLT. (V)	ABONADO TPO	CLASE	TPO	CANT.	POTEN. (W)	CONDICION	
4	4-1	Concéntrico	2x10	14	JF12132	13230	121	R		Vapor Hg.	1	175	Buena	
	4-2	Concéntrico	2x10	9	JMS182	13229	120	R						
	4-3	Concéntrico	2x10	10	JEB083	13228	120	R						
	4-4	Concéntrico	2x10	15	JM24310	13227	120	R						
	4-5	Concéntrico	2x10	15	JM26293	31576	120	R						
	4-6	Duplex	2x4	15	JM79044	90683	120	R						
	4-7	Concéntrico	2x10	18	JMS929	13226	120	R						
6	6-1	Concéntrico	2x10	8	JM24074	29078	120	R		Vapor Hg.	1	175	Buena	
	6-2	Concéntrico	2x10	15	JMS613	13256	120	R						
	6-3	Concéntrico	3x10	7	L06175	13173	220	R						
5	5-1	Concéntrico	3x8	13	JM23673	13172	120	R		Vapor Hg.	1	175	Buena	Una Acometida, dos medidores
					JM36211	41613	120	R						
	5-2	Concéntrico	2x10	10	JM22498	13171	120	R						
	5-3	Concéntrico	2x10	12	JM24013	13170	120	R						
	5-4	Concéntrico	2x10	17	JM23544	18116	120	R						
7	7-1	Concéntrico	2x10	25	JM22543	13168	120	R						
	7-2	Concéntrico	2x10	20	JM22521	13167	120	R						

ELABORADO POR: Ramiro Y. Rosero Yruaza

FECHA: 04-06-93

PROGRAMA DE DIAGNOSTICO DE PERDIDAS TECNICAS - MEDICIONES

CODIGO DE TRANSFORMADOR : Riobamba-T21

FECHA : 04-06-93

POTENCIA NOMINAL : 50 KVA, Monofasico

VOLTAJE EN ALTA (kV) : 13,2 KV

UBICACION : Mz. V, Casa 9. Ciudadela Pucara # 1

TRANSFORMADOR									
VOLTAJE BORNES			CORRIENTE FASES			COSFI - FASES			
HORA	Vab	Van	Vbn	Ia	Ib	Ic	COSFI a	COSFI b	COSFI c
19:45	242 V	119 V	119 V	73,1 A	41,3 A		0,95	0,90	
20:00	242 V	121,9 V	122,2 V	76,3 A	40,2 A				
20:15	241 V	121,2 V	120,2 V	149,6 A	43,5 A				

CODIGO DE ACOMETIDA: 1-3

USUARIO									
VOLTAJE ACOMETIDA			CORRIENTE FASES ACOMETIDA			COSFI FASES ACOMETIDA			
HORA	Van	Vbn	Vcn	Ia	Ib	Ic	COSFI a	COSFI b	COSFI c
19:50	121,3 V			1,61 A			0,98		
20:05	121 V			4,73 A					
20:20	120,3 V			4,46 A					

MEDICION DE VOLTAJE EN PUNTO MAS ALEJADO : P7

VOLTAJE			
HORA	Vab	Van	Vbn
20:20	239 V	116 V	120 V

ANEXO 4.4.

RESULTADOS DEL PROGRAMA DE PERDIDAS Y CAIDAS DE
VOLTAJE EN CIRCUITOS SECUNDARIOS DEL METODO
"BANCO MUNDIAL" (ESMAP). PARA LOS CIRCUITOS DE LOS
TRANSFORMADORES RIOB-T19 Y RIOB-T21.

PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES.

DIAGNOSTICO DE PERDIDAS - EERSA

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.
 TIPO DE ESTRATO : COMERCIAL - RESIDENCIAL MEDIO
 DISPOSICION DE CONDUCTORES : BASTIDOR

TRANSFORMADOR

MEDICION

IDENTIFICACION	: T19 - (U.NACIONAL Y PRINCESA TOA)	Iprom.(A):	57
NUMERO DE FASES	: 3	KVf-n	: 0.1213
POTENCIA (KVA)	: 50	S1	: 0.02081 MVA
VOLTAJE A.T. (KV)	: 13.2	E1	: 75.32 MWh-AÑO
VOLTAJE B.T. (KV)	: 0.210 - 0.121	S2	: 0.00057 MVA
COS FI PROMEDIO :	0.97	E2	: 1.10 MWh-AÑO
FACTOR DE PERDIDAS:	0.2071		
FACTOR DE CARGA :	0.4132		
SEN FI :	0.25		
FACTOR ALFA :	0.000243		
FACTOR BETA :	0.000285		
ENERGIA PROMEDIO/USUARIO (MWh-AÑO):	1.917		

POSTE (MODO)	N	USUARIOS			ENERGIA (MWh-AÑO)			TOTAL	ACUM.
		A.P.	C.M.	S.M.	C.M.	S.M.	A.P.		
1	175	7			19.49		0.70	20.19	75.32
3	175	5			6.86		0.70	7.56	36.21
4		2			3.51		0.00	3.51	28.65
5	175	7			18.22		0.70	18.92	18.92
6	250						1.00	1.00	1.00
7	250						1.00	1.00	16.75
8	250	9			9.64		1.00	10.65	15.75
9	250	2			4.09		1.00	5.10	5.10
10	250						1.00	1.00	7.39
11	250	1			2.41		1.00	3.42	6.39
12	250	1			0.96		1.00	1.96	2.97
13	250						1.00	1.00	1.00

POSTE (MODO)	A C O M E T I D A				ENERGIA (MWh-AÑO)			POTENCIA ACOMETIDA (KVA)	VOLTAJE MODO j (KV)	PERDIDAS (W)	FACTOR DE CARGA f.c.	PERDIDAS ENERGIA (MWh-AÑO)
	(j)	No.	CALIBRE	LONG. Km	r Ohm/Km	C.M.	S.M.					
1	11	2x10 Cu	0.024	3.3900	8.5		8.5	2.90	0.1213	93	0.3347	0.118
	12	2x6 Al	0.016	2.4301	1.1		1.1	0.57	0.1213	2	0.2218	0.001
	13	3x8 Cu	0.016	2.3617	1.2		1.2	0.61	0.1213	1	0.2276	0.000
	14	2x8 Cu	0.012	2.3617	2.6		2.6	1.08	0.1213	4	0.2710	0.004
	15	2x10 Cu	0.015	3.3900	4.2		4.2	1.61	0.1213	18	0.2986	0.019
	17	3x8 Cu	0.030	2.3617	1.9		1.9	0.86	0.1213	3	0.2543	0.002
3	31	2x6 Al	0.025	2.4301	0.7		0.7	0.41	0.1204	1	0.1960	0.001
	32	3x8 Cu	0.014	2.3617	1.7		1.7	0.78	0.1204	1	0.2463	0.001
	33	2x6 Al	0.008	2.4301	2.1		2.1	0.94	0.1204	2	0.2605	0.002
	34	2x8 Cu	0.008	2.3617	1.6		1.6	0.75	0.1204	1	0.2434	0.001
	35	2x6 Al	0.015	2.4301	0.8		0.8	0.43	0.1204	1	0.1996	0.001
4	41	3x8 Cu	0.125	2.3617	3.5		3.5	1.39	0.1202	29	0.2887	0.029
5	51	2x6 Al	0.018	2.4301	2.0		2.0	0.88	0.1208	5	0.2563	0.004
	52	2x6 Al	0.018	2.4301	2.8		2.8	1.15	0.1208	8	0.2753	0.007

DIAGNOSTICO DE PERDIDAS - EERSA

	53	2x6 Al	0.028	2.4301	3.8	3.8	1.47	0.1208	20	0.2926	0.021
	54	2x4 Al	0.018	1.5289	7.1	7.1	2.49	0.1208	23	0.3260	0.029
	55	2x4 Al	0.018	1.5289	2.6	2.6	1.09	0.1208	4	0.2718	0.004
8	181	2x10 Cu	0.006	3.3900	2.3	2.3	0.99	0.1131	3	0.2646	0.003
	82	2x4 Al	0.012	1.5289	0.5	0.5	0.33	0.1131	0	0.1783	0.000
	83	2x10 Cu	0.012	3.3900	2.7	2.7	1.13	0.1131	8	0.2743	0.007
	84	2x8 Cu	0.012	2.3617	4.1	4.1	1.58	0.1131	11	0.2976	0.012
9	91	2x10 Cu	0.015	3.3900	2.2	2.2	0.95	0.1110	7	0.2616	0.006
	92	2x8 Cu	0.015	2.3617	1.9	1.9	0.86	0.1110	4	0.2543	0.003
11	111	3x8 Cu	0.015	2.3617	2.4	2.4	1.03	0.1186	2	0.2676	0.002
12	121	2x6 Al	0.008	2.4301	1.0	1.0	0.51	0.1180	1	0.2138	0.006
TOTAL						65.19					0.278

TRAMO	CONDUCTOR				MWH-AÑO	POTENCIA	PERDIDAS	FACTOR DE	PERDIDAS	VOLTAJE	CAIDA	
DESIGN	Lij	CALIBRE	No.	r	x	TRAMO	MODOS	POTENCIA	CARGA	ENERGIA	MODOS	TRAMO i-j
{i-j}	{Km}	{AWG-Mat}	{FASES}	{Ohm/Km}	{Ohm/Km}	{ABON.+A.P.}	{(KVA)}	{(W)}	{f.c.}	{(MWH-AÑO)}	{(KV)}	{(V)}
1-3	0.050	1/0 - Al	3	0.6047	0.3234	36.21	11	77	0.3926	0.128	0.1204	0.97
3-4	0.009	1/0 - Al	3	0.6047	0.3234	28.65	8	9	0.3848	0.015	0.1202	0.14
1-5	0.052	1/0 - Al	3	0.6047	0.3234	18.92	6	25	0.3696	0.037	0.1208	0.56
4-6	0.023	1/0 - Al	3	0.6047	0.3234	1.00	1	0	0.2164	0.000	0.1202	0.02
4-7	0.016	6 - Cu	1	1.4854	0.3815	16.75	5	94	0.3647	0.138	0.1180	2.18
7-8	0.037	6 - Cu	1	1.4854	0.3815	15.75	5	212	0.3622	0.308	0.1131	4.98
8-9	0.040	6 - Cu	1	1.4854	0.3815	5.10	2	34	0.3090	0.038	0.1110	2.08
4-10	0.020	6+(2x8)Cu	2	1.4854	0.3815	7.39	3	10	0.3279	0.013	0.1196	0.66
10-11	0.034	6+(2x8)Cu	2	1.4854	0.3815	6.39	2	14	0.3206	0.017	0.1186	1.00
11-12	0.034	6+(2x8)Cu	2	1.4854	0.3815	2.97	1	4	0.2793	0.004	0.1180	0.54
12-13	0.040	6+(2x8)Cu	2	1.4854	0.3815	1.00	1	1	0.2164	0.001	0.1177	0.28
TOTAL										0.697		

ENERGIA TOTAL SUMINISTRADA POR EL TRANSFORMADOR (E1):	75.32	MWh-AÑO
ENERGIA FACTURADA A TRAVES DEL TRANSFORMADOR	65.19	MWh-AÑO
POTENCIA PICO (CALCULADA) DEL TRANSFORMADOR (S1)	0.0208	MVA
FACTOR DE CARGA A NIVEL DEL TRANSFORMADOR	0.4132	
FACTOR DE PERDIDAS A NIVEL DEL TRANSFORMADOR	0.2071	
PERDIDAS ENERGIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	0.97	MWh-AÑO
PERDIDAS DE POTENCIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	0.54	KW
PORCENTAJE DE PERDIDAS CON RESPECTO A E. TOTAL	1.29%	
PORCENTAJE DE PERDIDAS CON RESPECTO A E. FACTURADA ..	1.50%	
LONGITUD PROMEDIO DE ACOMETIDA	20.12	m
VOLTAJE MAS DESFAVORABLE	110.98	V
REGULACION DE VOLTAJE	8.54%	

DIAGNOSTICO DE PERDIDAS - EERSA

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.

TIPO DE ESTRATO : RESIDENCIAL MEDIO

DISPOSICION DE CONDUCTORES : BASTIDOR

TRANSFORMADOR

MEDICION

IDENTIFICACION	: T21 - (CIUDADELA PUCARA No.1.NZ.V)	I _{prom.} (A):	97
NUMERO DE FASES	: 1	KVf-n	: 0.1207
POTENCIA (KVA)	: 50	S1	: 0.02331 MVA
VOLTAJE A.T. (KV)	: 13.2	E1	: 52.34 MWh- $\bar{A}\bar{N}\bar{O}$
VOLTAJE B.T. (KV)	: 0.240 - 0.120	S2	: 0.00057 MVA
COS FI PROMEDIO	: 0.93	E2	: 0.33 MWh- $\bar{A}\bar{N}\bar{O}$
FACTOR DE PERDIDAS:	0.0943		
FACTOR DE CARGA :	0.2564		
SEN FI :	0.36		
FACTOR ALFA :	0.000334		
FACTOR BETA :	0.000804		
ENERGIA PROMEDIO/USUARIO (MWh- $\bar{A}\bar{N}\bar{O}$):	1.248		

POSTE {NODO}	M A.P.	USUARIOS			ENERGIA (MWh- $\bar{A}\bar{N}\bar{O}$)			TOTAL	ACUM.
		C.M.	S.M.	C.M.	S.M.	A.P.			
1	175	8		8.88		0.70	9.58	52.34	
2	175	8		9.86		0.70	10.56	16.43	
3	175	5		5.17		0.70	5.87	5.87	
4	175	7		8.97		0.70	9.67	26.33	
5	175	5		7.36		0.70	8.06	16.66	
6	175	3		4.71		0.70	5.41	5.41	
7	175	2		2.49		0.70	3.19	3.19	

POSTE {NODO}	A C O M E T I D A				ENERGIA (MWh- $\bar{A}\bar{N}\bar{O}$)			POTENCIA ACOMETIDA (KVA)	VOLTAJE NODO j (KV)	PERDIDAS POTENCIA (W)	FACTOR DE CARGA f.c.	PERDIDAS ENERGIA {MWh- $\bar{A}\bar{N}\bar{O}$ }
	{j}	No.	CALIBRE	LONG. Km	r Ohm/Km	C.M.	S.M.					
1	11	2x10 Cu	0.015	3.3900	1.2		1.2	1.31	0.1207	12	0.1080	0.003
	12	2x10 Cu	0.010	3.3900	2.3		2.3	1.97	0.1207	18	0.1316	0.005
	13	2x10 Cu	0.008	3.3900	0.3		0.3	0.57	0.1207	1	0.0658	0.000
	14	3x4 Al	0.015	1.5289	0.3		0.3	0.59	0.1207	0	0.0669	0.000
	15	2x10 Cu	0.018	3.3900	1.4		1.4	1.39	0.1207	16	0.1112	0.004
	16	2x10 Cu	0.014	3.3900	1.4		1.4	1.43	0.1207	13	0.1130	0.003
	17	2x10 Cu	0.016	3.3900	0.8		0.8	0.96	0.1207	7	0.0911	0.001
	18	2x10 Cu	0.018	3.3900	1.2		1.2	1.25	0.1207	13	0.1055	0.003
2	21	2x10 Cu	0.015	3.3900	0.7		0.7	0.91	0.1200	6	0.0882	0.001
	22	2x10 Cu	0.012	3.3900	1.1		1.1	1.21	0.1200	8	0.1036	0.002
	23	2x10 Cu	0.010	3.3900	1.9		1.9	1.72	0.1200	14	0.1237	0.004
	24	2x10 Cu	0.014	3.3900	1.0		1.0	1.17	0.1200	9	0.1016	0.002
	25	2x10 Cu	0.020	3.3900	0.4		0.4	0.65	0.1200	4	0.0714	0.001
	26	2x10 Cu	0.014	3.3900	1.2		1.2	1.32	0.1200	11	0.1083	0.003
	27	2x10 Cu	0.014	3.3900	2.2		2.2	1.91	0.1200	24	0.1296	0.007
3	28	2x10 Cu	0.018	3.3900	1.3		1.3	1.38	0.1200	16	0.1109	0.004
	31	2x10 Cu	0.008	3.3900	1.3		1.3	1.37	0.1197	7	0.1107	0.002
	32	2x10 Cu	0.008	3.3900	0.4		0.4	0.60	0.1197	1	0.0681	0.000
	33	2x10 Cu	0.012	3.3900	1.3		1.3	1.32	0.1197	10	0.1086	0.002

DIAGNOSTICO DE PERDIDAS - EERSA

		34	2x10 Cu	0.018	3.3900	0.5		0.5	0.70	0.1197	4	0.0754	0.001
		35	2x10 Cu	0.016	3.3900	1.8		1.8	1.65	0.1197	21	0.1212	0.006
4		41	2x10 Cu	0.014	3.3900	1.3		1.3	1.38	0.1193	13	0.1111	0.003
		42	2x10 Cu	0.009	3.3900	1.2		1.2	1.32	0.1193	7	0.1083	0.002
		43	2x10 Cu	0.010	3.3900	2.0		2.0	1.80	0.1193	15	0.1262	0.004
		44	2x10 Cu	0.015	3.3900	1.8		1.8	1.70	0.1193	21	0.1228	0.006
		45	2x10 Cu	0.015	3.3900	1.0		1.0	1.12	0.1193	9	0.0996	0.002
		46	2x4 Al	0.015	1.5289	0.3		0.3	0.58	0.1193	1	0.0665	0.000
		47	2x10 Cu	0.018	3.3900	1.2		1.2	1.32	0.1193	15	0.1083	0.003
5		51	3x8 Cu	0.013	2.3617	3.6		3.6	2.75	0.1188	8	0.1510	0.003
		52	2x10 Cu	0.010	3.3900	0.9		0.9	1.04	0.1188	5	0.0954	0.001
		53	2x10 Cu	0.012	3.3900	1.6		1.6	1.55	0.1188	14	0.1176	0.004
		54	2x10 Cu	0.017	3.3900	1.2		1.2	1.32	0.1188	14	0.1083	0.003
6		61	2x10 Cu	0.008	3.3900	0.9		0.9	1.03	0.1185	4	0.0949	0.001
		62	2x10 Cu	0.015	3.3900	1.2		1.2	1.30	0.1185	12	0.1076	0.003
		63	3x10 Cu	0.007	3.3900	2.6		2.6	2.18	0.1185	4	0.1375	0.001
7		71	2x10 Cu	0.025	3.3900	1.2		1.2	1.32	0.1184	21	0.1083	0.005
		72	2x10 Cu	0.020	3.3900	1.2		1.2	1.31	0.1184	17	0.1081	0.004
TOTAL								47.43					0.097

TRAMO	CONDUCTOR	MWH-AÑO	POTENCIA	PERDIDAS	FACTOR DE	PERDIDAS	VOLTAJE	CAIDA	
DESIGN: Lij	CALIBRE No. r x	TRAMO	NODO j	POTENCIA	CARGA	ENERGIA	NODO j	TRAMO i-j	
(i-j)	(Km) (AWG-Mat) FASES	Ohm/Km Ohm/Km	ABDN.+A.P.	(KVA)	(W)	f.c.	(MWH-AÑO)	(KV)	(V)
1-2	0.028 1/0 - A1	2 0.6047 0.3234	16.43	9	45	0.2144	0.028	0.1200	0.69
2-3	0.027 1/0 - A1	2 0.6047 0.3234	5.87	4	9	0.1714	0.004	0.1197	0.30
1-4	0.038 1/0 - A1	2 0.6047 0.3234	26.33	13	135	0.2326	0.096	0.1193	1.40
4-5	0.021 1/0 - A1	2 0.6047 0.3234	16.66	9	35	0.2149	0.022	0.1188	0.53
5-6	0.028 1/0 - A1	2 0.6047 0.3234	5.41	4	8	0.1679	0.004	0.1185	0.30
5-7	0.050 1/0 - A1	2 0.6047 0.3234	3.19	3	7	0.1455	0.002	0.1184	0.36
TOTAL							0.155		

ENERGIA TOTAL SUMINISTRADA POR EL TRANSFORMADOR (E1): 52.34 MWh-AÑO
 ENERGIA FACTURADA A TRAVES DEL TRANSFORMADOR : 47.43 MWh-AÑO
 POTENCIA PICO (CALCULADA) DEL TRANSFORMADOR (S1) : 0.0233 MVA
 FACTOR DE CARGA A NIVEL DEL TRANSFORMADOR : 0.2564
 FACTOR DE PERDIDAS A NIVEL DEL TRANSFORMADOR : 0.0943
 PERDIDAS ENERGIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS : 0.25 MWh-AÑO
 PERDIDAS DE POTENCIA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS : 0.31 KW
 PORCENTAJE DE PERDIDAS CON RESPECTO A E. TOTAL : 0.48%
 PORCENTAJE DE PERDIDAS CON RESPECTO A E. FACTURADA .. : 0.53%
 LONGITUD PROMEDIO DE ACOMETIDA : 13.95 m
 VOLTAJE MAS DESFAVORABLE : 118.41 V
 REGULACION DE VOLTAJE : 1.90%

CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO

ELEMENTO DE SOPORTE: BASTIDOR

CALIBRE	X(a)	Xd (Ohm/Km)						SF-N	ZF-N	IF-N	
(AWG)	(Ohm/Km)	SF-N	ZF-N	ZF-N	IF-N	IF-N	r	X	X	X	
		Deq. (m)	Xd	Deq. (m)	Xd	Deq. (m)	Xd	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	
12	0.4481	0.2520	-0.0144	0.2520	-0.0144	0.2000	-0.0318	5.2100	0.4337	0.4337	0.4163
10	0.4307							3.3900	0.4163	0.4163	0.3989
8	0.4133							2.3617	0.3989	0.3989	0.3815
6	0.3959							1.4854	0.3815	0.3815	0.3641
4	0.3785							0.9341	0.3641	0.3641	0.3467
2	0.3611							0.5873	0.3467	0.3467	0.3293
1/0	0.3393							0.3773	0.3250	0.3250	0.3075
2/0	0.3306							0.2989	0.3163	0.3163	0.2988

CONDUCTORES DE ALUMINIO DESNUDO

ELEMENTO DE SOPORTE: BASTIDOR

CALIBRE	X(a)	Id (Ohm/Km)						SF-N	ZF-N	IF-N	
(AWG)	(Ohm/Km)	SF-N	ZF-N	ZF-N	IF-N	IF-N	r	X	X	X	
		Deq. (m)	Id	Deq. (m)	Id	Deq. (m)	Id	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	
6	0.3916	0.2520	-0.0144	0.2520	-0.0144	0.2000	-0.0318	2.4301	0.3772	0.3772	0.3598
4	0.3854							1.5289	0.3710	0.3710	0.3535
2	0.3567							0.9633	0.3423	0.3423	0.3249
1/0	0.3377							0.6047	0.3234	0.3234	0.3059
2/0	0.3305							0.4792	0.3161	0.3161	0.2987
3/0	0.3218							0.3810	0.3074	0.3074	0.2900
4/0	0.3130							0.3021	0.2986	0.2986	0.2812

CONDUCTORES DE ALUMINIO DESNUDO

ELEMENTO DE SOPORTE: CRUCETA

CALIBRE (AWG)	X(a) (Ohm/Km)	Xd (Ohm/Km)						r (Ohm/Km)	3F-N X (Ohm/Km)	2F-N X (Ohm/Km)	1F-N X (Ohm/Km)
		3F-N Deq.(m)	3F-N Xd	2F-N Deq.(m)	2F-N Xd	1F-N Xd	1F-N Xd				
6	0.3916	0.4932	0.0363	0.6415	0.0561	1.1000	0.0968	2.4301	0.4279	0.4477	0.4884
4	0.3854							1.5289	0.4217	0.4415	0.4822
2	0.3567							0.9633	0.3930	0.4128	0.4534
1/0	0.3377							0.6047	0.3740	0.3938	0.4345
2/0	0.3305							0.4792	0.3667	0.3866	0.4272
3/0	0.3218							0.3810	0.3580	0.3779	0.4185
4/0	0.3130							0.3021	0.3493	0.3691	0.4098

CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO

ELEMENTO DE SOPORTE: CRUCETA

CALIBRE (AWG)	X(a) (Ohm/Km)	Xd (Ohm/Km)						r (Ohm/Km)	3F-N X (Ohm/Km)	2F-N X (Ohm/Km)	1F-N X (Ohm/Km)
		3F-N Deq.(m)	3F-N Xd	2F-N Deq.(m)	2F-N Xd	1F-N Xd	1F-N Xd				
8	0.4133	0.4932	0.0363	0.6415	0.0561	1.1000	0.0968	2.3617	0.4496	0.4694	0.5101
6	0.3959							1.4854	0.4322	0.4520	0.4927
4	0.3785							0.9341	0.4148	0.4346	0.4753
2	0.3611							0.5873	0.3974	0.4172	0.4579
1/0	0.3393							0.3773	0.3756	0.3954	0.4361
2/0	0.3306							0.2989	0.3669	0.3867	0.4274

ANEXO 4.5.

FORMULARIOS Y RESULTADOS PARA EL METODO OLADE
EN EL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIO
PARA LOS CIRCUITOS DE LOS TRANSFORMADORES
RIOB-T19 Y RIOB-T21.

ESTUDIO DE PERDIDAS TECNICAS DE LA EERSA

IDENTIFICACION: Robamba - T14 HORA: 1 de 2

UBICACION: Duchfole y Unidad Nacional

FECHA LECTURA INICIAL: 12-08-93 HORA: 15:30

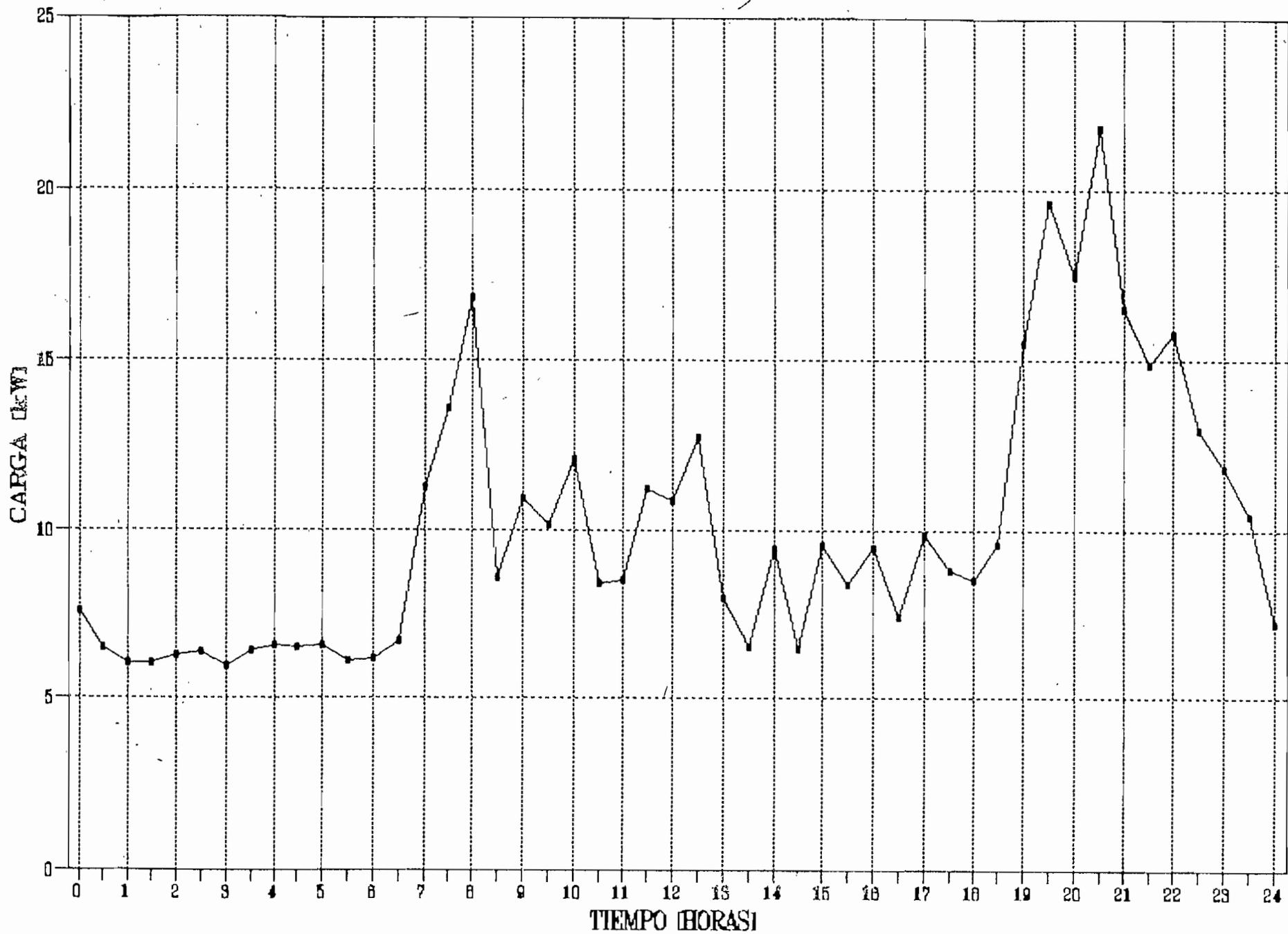
FECHA LECTURA FINAL: 19-08-93 HORA: 15:30

USUARIO	# MEDIDOR	LECTURA INICIAL [KW - H]	LECTURA FINAL [KW - H]	CONS. FACT. [KW - H]
5-1	D28782	2891	2928	38, 19
5-2	JM8076	38923	38973	53, 13
5-3	D32281	5059	5125	72, 32
5-4	JE7817	50685	50707	87, 4
	JE7823	23189	23201	58, 82
	A020580	8853	8888	14, 38
5-5	JM79509	1849	1888	50, 0
1-1	JF10582	73775	73975	183, 31
1-2	DU4671	2400	2422	21, 15
1-3	LT34852	4158	4173	23, 38
1-4	JM25643	33630	33678	49, 31
1-5	UC0791	1170	1237	80, 81
1-8	ZM88894	1780	1839	7, 73
3-1	JE9442			13, 55
3-2	LR21413	8898	8921	32, 19
3-3	A3348	809	828	38, 38
3-4	JM7224	14899	14713	30, 59
3-5	D31814			14, 44
4-1	ZP8552	32984	33008	38, 5
	JM8975	18408	18420	30, 94
11-1	LS18539	29823	29888	46, 42

ELABORADO POR: Bonifacio Y. Rosero Murozo

CURVA DE CARGA DIARIA DEL T-19

FECHA: 17-08-93



RIOBAMBA
SUBESTACION
ALIMENTADOR
T.No 000003 . 50 kVA
COD RIO-T19
TRIFASICO

RESUMEN DE PERDIDAS EN ACOMETIDAS Y RED SECUNDARIA

DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
POTENCIA PICO	kW	23.00
PERIODO DE REGISTRO	Horas	166.80
FACTOR DE CARGA		0.40
FACTOR DE PERDIDAS		0.20
REGULACION MAXIMA	%	6.00
FACTOR DE POTENCIA	%	0.88
VOLTAJE	V	123.00
NUMERO DE USUARIOS		24
<hr/>		
LONGITUD TOTAL DE ACOMETIDAS	Metros	459.00
LONGITUD TOTAL DE LA RED	Metros	355.00
<hr/>		
ENERGIA SUMINISTRADA POR TRANSFORMADOR	kWh	1535.00
ENERGIA TOTAL CONSUMIDA POR USUARIOS	kWh	1109.30
ENERGIA SUPUESTA A USUARIOS DIRECTOS	kWh	48.30
ENERGIA CONSUMIDA POR ALUMBRADO PUBLICO	kWh	194.40
ENERGIA FACTURADA A USUARIOS	kWh	284.63
<hr/>		
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	kW	0.14
	kWh	4.75
	%	0.30
PERDIDAS EN RED SECUNDARIA	kW	0.48
	kWh	15.89
	%	1.04
PERDIDAS TOTALES CIRCUITOS SECUNDARIOS	kW	0.62
	kWh	20.64
	%	1.34

ESTUDIO DE PERDIDAS TECNICAS DE LA EERSA

IDENTIFICACION: Rioabamba - T21 HOJA: 1 de 2
 UBICACION: Mz. V. Casa 9, Ciudadela Bucard # 1.
 FECHA LECTURA INICIAL: 02-08-93 HORA: 18:00
 FECHA LECTURA FINAL: 09-08-93 HORA: 15:45

USUARIO	# MEDIDOR	LECTURA INICIAL [KW - H]	LECTURA FINAL [KW - H]	CONS. FACT. [KW - H]
3-1	J9938	30889	30718	25,8
3-2	J8082	12328	12334	8,9
3-3	J02789	10719	10742	24,1
3-4	J02808	9257	9283	8,9
3-5	J02597	17512	17548	33,7
2-1	J02591	8208	8218	13,5
2-2	J03877	10818	10839	21,1
2-3	J03483	19758	19793	35,9
2-4	J03794	11393	11416	20,0
2-5	LE548	4881	4913	7,8
2-6	J02588	8181	8181	0,0
2-7	J02547	21585	21827	41,8
2-8	J02892	18407	18431	7,73
1-1	J02554	11094	11121	23,8
1-2	J02844	10575	10624	43,8
1-3	DLB043	4198	4209	8,3
1-4	LT85280	1459	1488	8,8
1-5	J02588	13825	13880	28,0
1-6	J07245	2573	2595	27,3
1-7	A22538	8802	8814	14,8
1-8	J03450	9219	9241	22,3

ELABORADO POR: Romiro V. Rosero Maza

ESTUDIO DE PERDIDAS TECNICAS DE LA EERSA

IDENTIFICACION: Babamba - T21 HOJA: 2 de 2
 UBICACION: Mz. V. Casa 9. Ciudadela Bucard # 1
 FECHA LECTURA INICIAL: 02-08-93 HORA: 18:00
 FECHA LECTURA FINAL: 09-08-93 HORA: 15:45

USUARIO	# MEDIDOR	LECTURA INICIAL [KW - H]	LECTURA FINAL [KW - H]	CONS. FACT. [KW - H]
4-1	J12132	14823	14851	28,8
4-2	JM6182	8857	8882	0,0
4-3	JEB083	21992	22025	33,2
4-4	JM24310	11939	11972	35,1
4-5	JM26293	9292	9308	16,8
4-6	JM9044	239	242	3,5
4-7	JM929	32443	32443	0,0
6-1	JM24034	8089	8088	18,5
6-2	JM6813	15818	15843	23,5
6-3	LTB4247	153	189,5	50,8
5-1	JM23873	14538	14551	32,4
	JM68211	8565	8571	37,8
5-2	JM22498	13192	13201	18,7
5-3	JM24013	17284	17321	30,7
5-4	JM23544	18620	18651	24,1
7-1	JM22543	8500	8500	0,0
7-2	JM22521	13871	13892	23,9

ELABORADO POR: Ramiro V. Rosero Viqueza

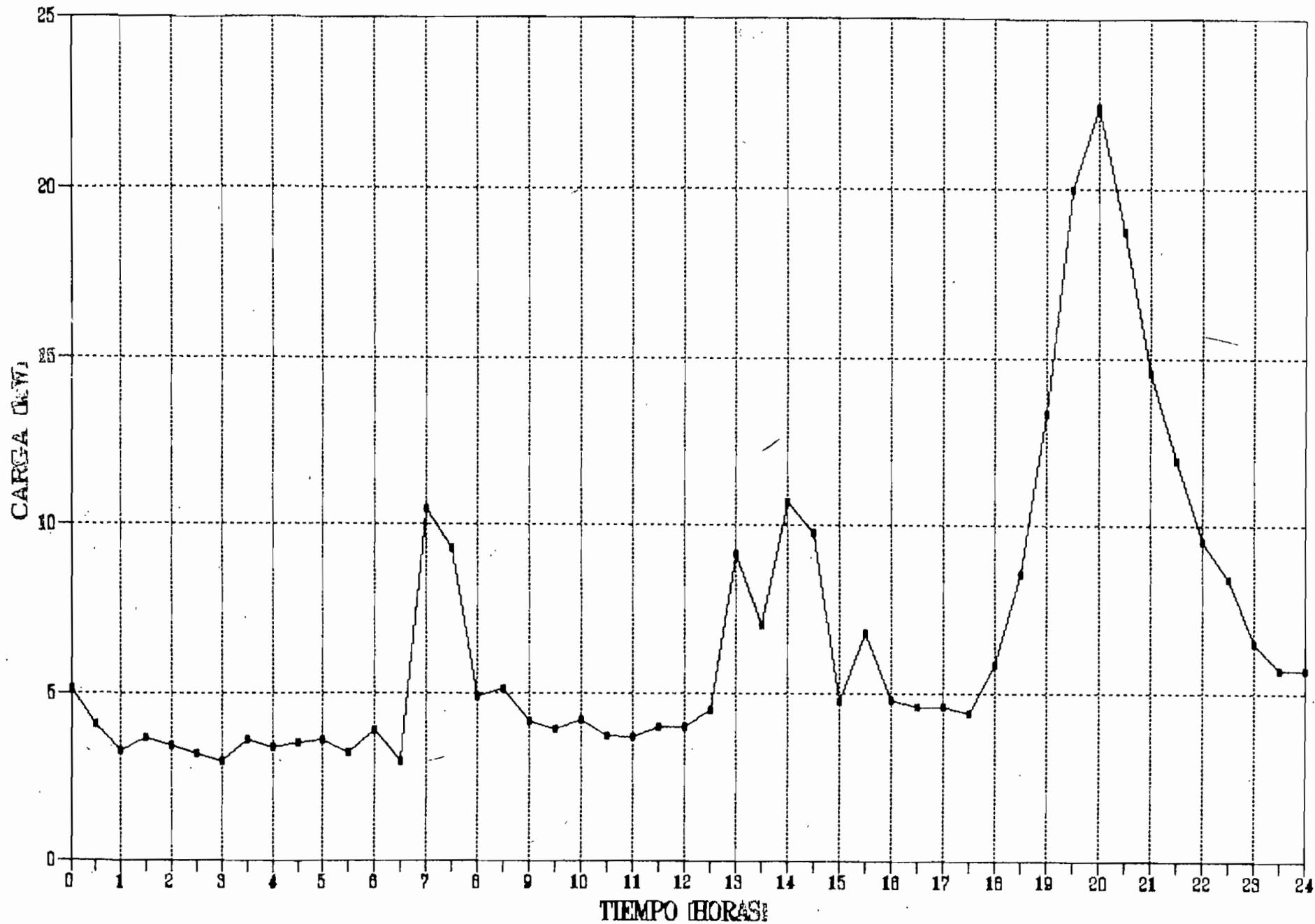
DATOS DE CARGA DIARIA DEL T-21
 POTENCIA: 50 KVA MONOFASICO
 DIRECCION: URB. PUCARA # 1 MANZANA V. CASA 9
 FECHA: JUEVES 05-08-93
 DEMANDA MAXIMA: 22.41 KW

HORA	KW	V-AN	F.P.	HORA	KW	V-AN	F.P.
00:00	5.106	124.9	0.882	12:00	3.981	125.3	0.871
00:30	4.077	125.2	0.881	12:30	4.505	125.2	0.871
01:00	3.277	125.6	0.880	13:00	9.128	125.0	0.871
01:30	3.878	125.6	0.879	13:30	7.012	124.6	0.872
02:00	3.447	127.7	0.878	14:00	10.640	124.1	0.872
02:30	3.227	126.9	0.877	14:30	9.764	123.7	0.873
03:00	3.006	126.1	0.876	15:00	4.720	123.4	0.873
03:30	3.620	126.4	0.875	15:30	6.767	124.3	0.873
04:00	3.377	126.1	0.874	16:00	4.793	124.5	0.873
04:30	3.494	126.1	0.873	16:30	4.558	123.7	0.872
05:00	3.584	126.1	0.872	17:00	4.584	123.8	0.872
05:30	3.190	125.7	0.871	17:30	4.404	124.5	0.872
06:00	3.895	124.7	0.871	18:00	5.829	123.8	0.872
06:30	2.960	126.0	0.870	18:30	8.538	122.8	0.872
07:00	10.450	124.5	0.871	19:00	13.310	122.6	0.873
07:30	9.303	124.9	0.873	19:30	19.970	122.3	0.876
08:00	4.887	125.6	0.873	20:00	22.410	123.2	0.876
08:30	5.134	124.2	0.873	20:30	18.750	123.7	0.880
09:00	4.185	125.0	0.873	21:00	14.560	124.3	0.881
09:30	3.932	125.1	0.873	21:30	11.910	121.8	0.882
10:00	4.160	125.0	0.872	22:00	9.561	123.5	0.882
10:30	3.727	125.2	0.872	22:30	8.381	126.1	0.882
11:00	3.684	125.6	0.872	23:00	6.504	125.1	0.882
11:30	3.995	124.6	0.871	23:30	5.697	125.2	0.881
12:00	3.981	125.3	0.871	24:00	5.655	126.3	0.881

Factor de Carga (Fc): 0.306117
 Factor de Perdidas (Fp): 0.133143
 $Fp = 0.18567 * Fc + 0.8143 * Fc^2$

CURVA DE CARGA DIARIA DEL T-21

FECHA: 05-08-93



RIOBAMBA	
SUBESTACION	/
ALIMENTADOR	
T.No 000002	50 kVA
COD RIO-T21	
MONOFASICO	

RESUMEN DE PERDIDAS EN ACOMETIDAS Y RED SECUNDARIA

DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
POTENCIA PICO	kW	22.40
PERIODO DE REGISTRO	Horas	167.00
FACTOR DE CARGA		0.30
FACTOR DE PERDIDAS		0.13
REGULACION MAXIMA	%	1.50
FACTOR DE POTENCIA	%	0.88
VOLTAJE	V	123.00
NUMERO DE USUARIOS		38
LONGITUD TOTAL DE ACOMETIDAS	Metros	529.00
LONGITUD TOTAL DE LA RED	Metros	192.00
ENERGIA SUMINISTRADA POR TRANSFORMADOR	kWh	1138.10
ENERGIA TOTAL CONSUMIDA POR USUARIOS	kWh	785.50
ENERGIA SUPUESTA A USUARIOS DIRECTOS	kWh	17.00
ENERGIA CONSUMIDA POR ALUMBRADO PUBLICO	kWh	94.30
ENERGIA FACTURADA A USUARIOS	kWh	189.13
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	kW	0.04
	kWh	0.80
	%	0.06
PERDIDAS EN RED SECUNDARIA	kW	0.24
	kWh	5.05
	%	0.44
PERDIDAS TOTALES CIRCUITOS SECUNDARIOS	kW	0.28
	kWh	5.85
	%	0.51

BIBLIOGRAFIA

[1] INECEL, DISCOM, Departamento de Estadísticas. "Estadísticas Eléctricas Boletín Estadístico Nº 27". Quito 1.993.

[2] Banco Mundial, Programa de las Naciones Unidas Para el Desarrollo (PDNU). "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico. Reducción de Pérdidas en la Distribución de Electricidad". República del Ecuador. Mayo 1.992.

[3] SORIA VASCO Guido. "Programa de Control de Pérdidas Negras de Energía. Informe Nº 4". DISCOM. INECEL. Quito, Mayo 1.992.

[4] OLADE. "Manual Latinoamericano y del Caribe Para el Control de Pérdidas Eléctricas". Bogotá. Colombia. Agosto 1.990.

[5] Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA). "Tercer Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica". Ambato 1.984.

Trabajos:

a) "Investigar una Metodología para Estimar, Evaluar y Disminuir los Niveles de Pérdidas en Sistemas de Distribución".

Autores: Ing. Franklin Valdiviezo
Ing. Raúl Palacios.

b) "Pérdidas de Energía en los Circuitos Primarios de la Ciudad de Ambato".

Autores: Ing. Ernesto Abril
Ing. Hernán Cepeda
Ing. Humberto Cañar.

c) "Constitución de Bases de Datos Para Sistemas de Distribución".

Autor: Ing. Méntor Poveda.

d) "Análisis de las Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Centro Sur".

Autor: Ing. Marcelo Neira.

e) "Análisis de Pérdidas en Sistemas de Distribución".

Autores: Ing. Méntor Poveda

Ing. José Derlca.

f) "Evaluación de Costos de Pérdidas en Transformadores".

Autores: Ing. Wilfrido Obando

Ing. Marco Ordoñez.

[6] CRUZ Germán. Convenio de Cooperación Técnica Entre el BID y OLADE. Proyecto Sobre Control de Reducción de Pérdidas Eléctricas. "Informe Final Estudio de Caso Realizado en Ecuador". Abril 1.992.

[7] EERSA. Documentos, Informes, Planos. Riobamba.

[8] AYORA Paúl. "Tecnología de Alto Voltaje". Quito. EPN-FIE.

[9] BARBA Mario. "Apuntes de Alto Voltaje I". Quito. EPN-FIE.

[10] OLADE. "Situación y Perspectiva del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y el Caribe. Informe Regional Vol. I". Diciembre 1.991.

[11] STEVENSON William. "Sistemas Eléctricos de Potencia". Segunda Edición. Editorial Mc. Graw-Hill Latinoamericana S.A. Bogotá. Colombia 1.979.

[12] KOSOW Irving. "Máquinas Eléctricas y Transformadores". Editorial Reverté S.A.. Barcelona. España 1.978.

[13] FITZGERALD, KINGSLEY & KUSKO. "Máquinas Eléctricas".

[14] SCHEAFFER Richard, MENDEHALL William, OTT Lyman. "Elementos de Muestreo". Grupo Editorial Iberoamericano S.A.. México D.F. 1.987.

[15] SOLORZANO AVILEZ Iván Enrique. "Técnica y Aplicación del Muestreo Para Investigación de Carga". Tesis de Grado. EPN-FIE. Quito, Diciembre de 1.988.

[16] OROZCO TORRES Henry Francisco. "Estudio de Demanda de Diseño en Sectores Populares". Tesis de Grado. EPN-FIE. Departamento de Potencia. Quito, Agosto de 1.981.

[17] COOPER William, HELFRICK Albert. "Instrumentación Electrónica Moderna y Técnicas de Medición". Prentice Hall. 1.991.

[18] GREGORY B.A.. "Instrumentación Eléctrica y Sistemas de Medición". Editorial Gustavo Gili S.A.. Barcelona. 1.984.

[19] EERSA. "Séptimo Seminario Nacional de Distribución de Energía Eléctrica". Riobamba, Diciembre de 1.988.

Trabajos:

a) "Determinación de Factores de Demanda Para Instalaciones Industriales".

Autores: Ing. Fabián Jaramillo Palacios

Ing. Jaime Burbano Serrano

Ing. Efraín Alvarado Plasencia.

b) "Demanda de Potencia Eléctrica Para Instalaciones Residenciales".

Autores: Ing. Leonardo Palacios Gómez.

Ing. Fabián Jaramillo Palacios.

c) "Aplicación de Estrategias de Empresas Eléctricas y en Industriales Para la Optimización, Uso Racional y Eficiente de la Energía Eléctrica".

Autores: Ing. Xavier Orejuela R.

Ing. Rafael Hidalgo A.

d) "Procedimiento Para la Implantación de Centros de Control Para Sistemas de Distribución".

Autores: Ing. Fernando Gómez M.

Ing. Patricio Gómez M.

[20] Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.. "Noveno Seminario Nacional de Distribución de Energía Eléctrica". Loja, Diciembre de 1.990.

Trabajos:

a) "Metodología Para la Determinación de Pérdidas Negras".

Autores: Ing. Daniel Espinoza E.

Ing. Pedro Medina L.

b) "Diagnóstico, Planificación, Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución".

Autor: Ing. Segundo Guadalupe.

[21] CRUZ Germán. "Proyecto Sobre Control y Reducción de Pérdidas Caso Ecuador. Informe de Diagnóstico Preliminar". Santa Fe de Bogotá. Diciembre de 1.991.

[22] ELEPCOSA. "Descripción Programa Estimación de Pérdidas en Redes Secundarias FSEC".

[23] ECUATRAN S.A.. "Protocolo de Pruebas de Transformadores".

[24] BORJA Marco. "Alcance Contrato Consultoría Diagnóstico de Pérdidas Técnicas de la EERSA". Riobamba, Abril de 1.993.

[25] OREJUELA Víctor. Folletos de Distribución I y II. EPN-FIE. Quito 1.984.

[26] Plan Nacional de Distribución (PND) - EERSA. "Informe General Diagnóstico-Estudio de Mercado y Planificación a Corto Plazo". Riobamba. 1.990.

[27] BORJA Marco. "Informe Final del Estudio de Pérdidas Técnicas Para el Sistema Eléctrico de la EERSA". Riobamba, Septiembre de 1.993.

[28] INECEL. "Resumen Estadístico del Servicio Eléctrico del Ecuador". Quito. 1.993.

[29] EERSA-INECEL. "Estudio Para la Contratación de Potencia y Energía con el SNI. Año 1.993". Riobamba. 1.992.

[30] GENERAL MOTORS. "Manual de Operación y Mantenimiento de Centrales Eléctricas". Manual EM-20E (M). Primera Edición. Service Department. La Grange. Illinois. Diciembre. 1.976.

[31] Dirección Comercial de la EERSA. "Proyección de Ingresos por Venta de Energía 1.993". Riobamba. 1.993.

[32] CHANCE. "Transmission and Distribution Products". Abril. 1.988.