

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

PERDIDAS EN SISTEMAS ELECTRICOS
DE DISTRIBUCION
APLICACION AL SISTEMA "QUITO"

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

Carlos Santiago Grijalva Silva

JULIO - 1994

Dedicatoria

A mis padres

Agradecimientos

Mi especial agradecimiento para:

Ing. Patricio Orbe Garcés, Director de Tesis

Ing. Raúl Cubillo, Div. Planificación, EEQSA

Y para todas las personas que colaboraron en la realización de este trabajo, entre ellas:

Ing. Segundo Guadalupe, Asesor Pérdidas, INECEL

Lcdo. Bolívar Moreano, Pérdidas Negras, EEQSA

Tlgo. Hernán Rivadeneira, Pérdidas Negras, EEQSA

Ing. Raúl Ruíz, Div. Operativa de Distribución, EEQSA

Ing. Wilson Bajaña, Div. Operación de S/E, EEQSA

Sr. Arturo Yañez, Laboratorio de Medidores, EEQSA

Certificado

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Carlos Santiago Grijalva Silva.



Ing. Patricio Orbe Garcés

DIRECTOR DE TESIS

CONTENIDO

	Pag.	
CAPITULO 1: INTRODUCCION Y OBJETIVOS		
1.1	Introducción	1
1.2	Pérdidas de energía en la EEQSA	6
1.2.1	Breve descripción de la EEQSA	6
1.2.1.1	Objeto social de la Empresa	6
1.2.1.2	Mercado de participación	7
1.2.1.3	Organización	7
1.2.1.4	Características Relevantes del Sistema	8
1.2.1.5	Marco Legal	10
1.2.2	Antecedentes sobre las pérdidas de energía	10
1.2.3	Enfoque del problema	13
1.2.3.1	Caracterización del problema	13
1.2.3.2	Consideraciones preliminares	15
1.2.4	Actividades desarrolladas por la EEQSA respecto a la problemática de pérdidas	17
1.3	Objetivo y alcance del proyecto	18
1.3.1	Objetivo final del proyecto	18
1.3.2	Objetivos intermedios	19
1.3.3	Alcance del proyecto	20

Primera Parte: Metodología

CAPITULO 2: FUNDAMENTOS TEORICOS		21
2.1	Principios Generales	21
2.1.1	Pérdidas de energía eléctrica	21
2.1.2	Balances globales de energía	23
2.1.3	Balances por subsistema	27
2.1.4	Niveles de referencia	28
2.1.5	Tipos de pérdidas en sistemas eléctricos	29
2.2	Pérdidas Técnicas	32
2.2.1	Pérdidas Técnicas y Demanda	33
2.2.2	Pérdidas Técnicas en sistemas de distribución	34
2.2.2.1	Sistemas de distribución primaria y secundaria	35
2.2.2.2	Demanda del sistema	36
2.2.2.3	Transformadores de distribución	37
2.2.3	Información Requerida	39
2.2.4	Procedimientos básicos de estimación	40
2.2.4.1	Estimación de la demanda	42
2.2.4.2	Estimación de pérdidas en circuitos primarios	43
2.2.4.3	Estimación de pérdidas en transformadores	44
2.2.4.4	Pérdidas en circuitos secundarios	45
2.2.4.5	Pérdidas en otros componentes	46
2.3	Pérdidas no técnicas	47
2.3.1	Naturaleza de las pérdidas no técnicas	47
2.3.2	Pérdidas según los procesos administrativos	51
2.3.2.1	Pérdidas durante el registro de consumo	51
2.3.2.2	Pérdidas durante la facturación	53
2.3.2.3	Pérdidas durante el recaudo	54
2.3.3	Procedimientos básicos de estimación	55
2.3.3.1	Pérdidas no técnicas globales	56
2.3.3.2	Pérdidas por fraude	57

	Pag.
2.3.3.3 Pérdidas por usuarios no suscriptores	60
2.3.3.4 Pérdidas por error en medición y estimación de consumos	62
CAPITULO 3: DISEÑO METODOLOGICO	
3.1 Introducción	64
3.2 Selección del caso de estudio	65
3.2.1 Selección del tamaño	65
3.3 Balance global de energía	68
3.3.1 Determinación de la energía suministrada	68
3.3.2 Determinación de la energía registrada	72
3.4 Evaluación de pérdidas técnicas	79
3.4.1 Pérdidas en circuitos primarios	79
3.4.1.1 Obtención de la información eléctrica del circuito	81
3.4.1.2 Estimación de la demanda	82
3.4.1.3 Flujo de potencia de circuitos primarios	84
3.4.1.4 Pérdidas de energía en circuitos primarios	87
3.4.2 Pérdidas en transformadores de distribución	89
3.4.3 Pérdidas en circuitos secundarios	93
3.4.4 Pérdidas en otros componentes	96
3.4.4.1 Pérdidas en acometidas	96
3.4.4.2 Pérdidas en alumbrado público (consumo)	99
3.4.4.3 Pérdidas en contadores	101
3.4.5 Pérdidas técnicas totales	102
3.5 ← Evaluación de pérdidas no técnicas	103
3.5.1 Determinación de la muestra	104
3.5.1.1 Tipos de muestras	104
3.5.1.2 Análisis de proporciones	105
3.5.2 Investigación de campo	109
3.5.3 Investigación de laboratorio	111
3.5.3.1 Procedimientos generales	111
3.5.3.2 Equipo de Pruebas: Contrastador múltiple	113
3.5.3.3 Procedimientos de prueba sobre medidores	114
3.5.4 Evaluación de pérdidas por fraude	119
3.5.4.1 Procedimiento	119
3.5.4.2 Validación de hipótesis	120
3.5.5 Pérdidas no técnicas por conexiones directas	121
3.5.6 Pérdidas por error en registro de consumos	122
3.6 Validación de la metodología	124

Segunda Parte: Aplicación

CAPITULO 4: EVALUACION DE PERDIDAS	
4.1 Introducción	126
4.2 Definición del caso de estudio	127
4.2.1 Selección del alimentador	127
4.2.2 Selección del mes de referencia	131
4.3 Balance Global de Energía	131
4.3.1 Determinación de la energía suministrada	131
4.3.2 Determinación de la energía registrada	136
4.3.3 Balance global de energía	147
4.4 Evaluación de Pérdidas Técnicas	148

	Pag.	
4.4.1	Evaluación de pérdidas en circuitos primarios	148
4.4.1.1	Configuraciones de conductores	148
4.4.1.2	Estimación de la demanda	149
4.4.1.3	Flujo de potencia de circuitos primarios	153
4.4.2	Pérdidas en transformadores de distribución	155
4.4.3	Pérdidas en circuitos secundarios	164
4.4.4	Pérdidas en otros componentes	169
4.4.4.1	Pérdidas en acometidas	169
4.4.4.2	Pérdidas en alumbrado público	171
4.4.4.3	Pérdidas en contadores	173
4.4.5	Pérdidas técnicas totales	175
4.5	Evaluación de pérdidas no técnicas	177
4.5.1	Selección de la muestra	177
4.5.2	Inspección a abonados	180
4.5.3	Investigación de laboratorio	181
4.5.4	Pérdidas por fraude	184
4.5.5	Pérdidas por conexiones directas	185
4.5.6	Pérdidas por error en el registro	187
4.5.6.1	Error por descalibración de medidores	187
4.5.6.2	Error por falta de lecturas	188
4.5.7	Pérdidas no técnicas totales	189
4.6	Balance de energía	190
4.7	Validación de la metodología	191
 CAPITULO 5: REDUCCION DE PERDIDAS		
5.1	Introducción	193
5.2	Reducción de pérdidas técnicas	195
5.2.1	Reducción de pérdidas técnicas en circuitos primarios	196
5.2.1.1	Reconfiguración del alimentador	196
5.2.1.2	Cambio de calibre de conductores	201
5.2.1.3	Cambio de nivel de tensión	201
5.2.1.4	Aplicación de capacitores	202
5.2.2	Reducción de pérdidas técnicas en transformadores de distribución	205
5.2.3	Reducción de pérdidas técnicas en circuitos secundarios	212
5.2.3.1	Reubicación de transformadores	212
5.2.3.2	Reconfiguración de circuitos secundarios	214
5.2.3.3	Cambio de calibre de conductores	215
5.2.4	Reducción de pérdidas técnicas en otros componentes	215
5.2.4.1	Acometidas	215
5.2.4.2	Consumo de alumbrado público	216
5.2.4.3	Contadores	216
5.3	Reducción de pérdidas no técnicas	217
5.4	Control de pérdidas	218
5.4.1	Control de pérdidas técnicas	219
5.4.2	Control de pérdidas no técnicas	221
5.4.2.1	Control del fraude	221
5.4.2.2	Control de usuarios no suscriptores	223
5.4.2.3	Control de descalibración	223
5.4.2.4	Control del proceso de registro	224

	Pag.
CAPITULO 6: EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA	
6.1 Introducción	226
6.2 Elementos de análisis	227
6.2.1 Consideraciones generales	227
6.2.2 Costos de los proyectos	229
6.2.3 Beneficios de los proyectos	230
6.2.3.1 Beneficios por reducción de pérdidas técnicas	230
6.2.3.2 Beneficios por reducción de pérdidas no técnicas	232
6.3 Esquema de análisis	233
6.4 Evaluación económica	235
6.4.1 Pérdidas no técnicas	235
6.4.2 Pérdidas técnicas	237
6.5 Sistema modificado	238
6.5.1 Reducción en secundarios	239
6.5.2 Reducción en transformadores de distribución	239
6.5.3 Reducción en circuitos primarios	240
CAPITULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
7.1 Conclusiones generales	241
7.2 Conclusiones específicas	242
7.3 Recomendaciones	243
APENDICES	
Apéndice 1: El analizador AEMC 3950	245
Apéndice 2: El programa de adquisición APS	246
Apéndice 3: El programa PRINDIS	247
Apéndice 4: Tiempos de operaciones	249
Apéndice 5: Datos de costos	250
REFERENCIAS	253

INDICE DE CUADROS

	Pag.	
1.1	EEQSA, Características Técnicas	9
1.2	Evolución de las Pérdidas Globales en la EEQSA	11
1.3	Balance Histórico de Energía del Sistema	12
2.1	Niveles de Referencia	28
2.2	Clasificación de las Pérdidas Eléctricas	31
3.1	Especificaciones generales del ETALOGYR 6061	113
4.1	Pérdidas en Alimentadores de S/E con sistema SCADA	128
4.2	Carga Diaria Promedio por Fase y Día Equivalente	132
4.3	Porcentajes de Energía Diaria y Totales	135
4.4	Consumo por Rutas y Total	146
4.5	Balance Global de Energía	147
4.6	Configuraciones de Conductores en Primarios	149
4.7	Distribución de Carga en T/D para Flujo de Potencia	151
4.8	Pérdidas en Circuitos Primarios	154
4.9	Pérdidas en Vacío de T/D	156
4.10	Función de Pérdidas en Vacío y Errores	156
4.11	Pérdidas en el Cobre para T/D	158
4.12	Comparación entre la Función de Pérdidas en el Cobre calculada y los datos reales	159
4.13	Pérdidas en Transformadores de Distribución	162
4.14	Datos de Potencias para Flujos Secundarios	165
4.15	Coeficientes de las Funciones de Pérdidas en Circuitos Secundarios	167
4.16	Distribución de Lámparas	172
4.17	Pérdidas Técnicas por Componentes	175
4.18	Estructura de la Base de Datos	177
4.19	Tamaño de la Muestra	179
4.20	Pruebas sobre medidores	182
4.21	Evaluación de Pérdidas por Fraude	185
4.22	Pérdidas por Usuarios No Suscriptores	186
4.23	Pérdidas por Descalibración	188
4.24	Pérdidas No Técnicas por Componentes	189
4.25	Balance De Energía	190
4.26	Matriz de Confusión	191
4.27	Errores del Método por Etapas	192
5.1	Alternativas Comunes de Reducción	194
5.2	Reconfiguración del Circuito Primario	198
5.3	Valores de Reemplazo de T/D	208
5.4	Pérdidas en T/D, Sistema Modificado	209
6.1	Análisis Económico de Pérdidas No Técnicas	235
6.2	Análisis Económico de Pérdidas Técnicas	237
A1.1	Especificaciones del analizador 3950.	245
A2.1	Asignación de Pines de la Interfase	246
A2.2	Configuración del APS	246
A4.1	Tiempos de Operaciones	249

INDICE DE FIGURAS

	Pag.
1.1 Organigrama de la Empresa Eléctrica Quito S.A	8
2.1 Modelo de Línea	35
2.2 Modelo del Transformador de Distribución	38
3.1 Obtención de la Energía Suministrada	71
3.2 Ejemplo de Mapa de Límites de Alimentadores	75
3.3 Tipos de Rutas de Lectura	76
3.4 Obtención de la Energía Registrada	78
3.5 Procedimiento de Estimación de la Demanda	84
3.6 Obtención de las Pérdidas en Circuitos Primarios	87
3.7 Formato de Tabla de Pérdidas en Transformadores	89
3.8 Ejemplo de Distribución de Carga en Circuitos Secundarios	94
3.9 Distancia para Acometidas	97
3.10 Curva de Carga de Alumbrado Público	100
3.11 Pantalla del TVK6	116
4.1 Ubicación del Alimentador C9	130
4.2 Curvas de Carga Diarias	134
4.3 Distribución Diaria de Energía	135
4.4 Diagrama de Circuitos Primarios	137
4.5 Diagrama de Circuitos Secundarios	138
4.6 Rutas de Lectura	141
4.7 Pantallas de Consulta del Sistema Procic	144
4.8 Areas de Influencia de Transformadores	152
4.9 Pérdidas en Circuitos Primarios	155
4.10 Pérdidas en Vacío de T/D	157
4.11 Pérdidas con Carga para T/D	160
4.12 Pérdidas Horarias en T/D	163
4.13 Pérdidas en Circuitos Secundarios	168
4.14 Pérdidas Horarias en Acometidas	171
4.15 Consumo en Alumbrado Público	173
4.16 Distribución de Luminarias	174
4.17 Composición de las Pérdidas Técnicas de Energía	176
4.18 Composición de Pérdidas Técnicas de Potencia	176
4.19 Distribución de Pérdidas Técnicas de Potencia	177
5.1 Reconfiguración de Circuitos Primarios	197
5.2 Procedimiento de Simulación de Reconfiguración	200
5.3 Reducción de Pérdidas de Potencia en Circuitos Primarios	204
5.4 Reemplazo de Transformadores de Distribución	207
A2.1 Conexión Estándar de la Interfase RS232-C	246

NOMENCLATURA

E:	Energía suministrada o disponible, [KWh]
ER:	Energía registrada, [KWh]
EF:	Energía facturada, [KWh]
Lt:	Pérdidas técnicas de energía, [KWh]
LN:	Pérdidas no técnicas de energía, [KWh]
W:	Pérdidas técnicas de potencia, [KW]
P _k :	Potencia en los terminales de entrada de un componente la hora k, [KW]
LTP:	Pérdidas técnicas de energía en primarios, [KWh]
LTT:	Pérdidas técnicas de energía en transformadores, [KWh]
LTS:	Pérdidas técnicas de energía en secundarios, [KWh]
LTOC:	Pérdidas técnicas de energía en otros componentes, [KWh]
LTAP:	Pérdidas técnicas de energía en alumbrado, [KWh]
LTAC:	Pérdidas técnicas de energía en acometidas, [KWh]
LTCO:	Pérdidas técnicas de energía en contadores, [KWh]
WT:	Pérdidas de potencia en transformadores, [KW]
WT ^v :	Pérdidas de potencia en vacío en transformadores de distribución, [KW]
WT ^c :	Pérdidas de potencia con carga en transformadores de distribución, [KW]
LNF:	Pérdidas no técnicas por fraude, [KWh]
LND:	Pérdidas no técnicas por usuarios directos o no suscriptores, [KWh]
LNE:	Pérdidas no técnicas por error en el registro de los consumos, [KWh]
Pn:	Potencia nominal de un transformador, [KVA]
Nt:	Número de transformadores, igual al número de circuitos secundarios.
i,j,k:	Contadores de transformadores o circuitos, días y horas, respectivamente.
N:	Número de usuarios de un estrato
n:	Número de usuarios de la muestra estratificada
Emed:	Consumo medio de los usuarios un estrato, [KWh]
ε:	Error

SIMBOLOGIA

[]:	Unidad de medida
{ }:	Número de referencia bibliográfica

Capítulo 1

INTRODUCCION Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

Las *pérdidas de energía eléctrica* son un concepto de ingeniería que se refiere a dos cosas: la disipación de energía en los componentes de un sistema debido a fenómenos físicos y electromagnéticos, y la existencia de errores en los sistemas de recaudo de los ingresos por venta de energía. La primera se conoce como *pérdidas técnicas* o físicas, y la segunda como *pérdidas no técnicas* o negras.

Las empresas eléctricas conocen el monto de sus pérdidas al realizar un *balance* entre la energía total suministrada, y la energía total facturada. La diferencia son las pérdidas eléctricas.

Las pérdidas en los sistemas eléctricos determinadas según las estadísticas, se puede decir son como un sumatorio de las ineficiencias, que a lo largo del tiempo se van produciendo y que revelan poco a poco las consecuencias de una serie de errores en los criterios aplicados en todas las

fases del sistema, desde su conceptualización y su diseño, hasta su operación y administración. El continuo crecimiento de los sistemas y de su complejidad ha originado problemas de diversa índole, por falta de herramientas y procedimientos de administración, control e ingeniería. El nivel de pérdidas representa el grado de desarrollo de la ingeniería de una empresa y por último, el grado de desarrollo de una sociedad.

Las pérdidas existen como condición sine qua non en el sistema eléctrico. Cualquier proceso o *sistema físico* (real) posee pérdidas, y su nivel de pérdidas relativo a otros de la misma índole determina un parámetro de calidad y eficiencia del sistema. No se suele hablar por tanto, de eliminación de las pérdidas, sino de su reducción.

El problema es complejo, pues en él se hallan inmersas gran cantidad de variables que se relacionan en forma dinámica y sobre las cuales se tiene escasa información. En él intervienen de una u otra forma casi todas las áreas organizacionales de la Empresa, e incluso grupos externos a ella.

Las causas de las pérdidas pueden ser muchas y es necesario saber distinguir las "pocas vitales" de las "muchas triviales" y atacarlas. Debido a la complejidad del problema, es indispensable que el análisis del mismo sea claro, fundamentado y objetivo.

En los países industrializados, las pérdidas eléctricas de los sistemas de potencia son del orden del 6% de la energía suministrada, manteniendo pérdidas no técnicas en un nivel cercano al 0% {48}. En los países en desarrollo, como el nuestro, las pérdidas de todo el sistema de potencia son del orden del 25%.

INECEL y diversas empresas eléctricas han visto la necesidad de reducir este porcentaje, para lo cual se han diseñado diversos programas de control de pérdidas, con la asistencia de organismos internacionales como el Banco Mundial, el BID, OLADE, y el Gobierno de Bélgica {3}.

En el sector eléctrico nacional existe preocupación por los altos índices que muestran los balances de los últimos años. La Empresa Eléctrica "Quito" ha mantenido en estos años, niveles cercanos al promedio nacional, aun cuando los mismos se hallan muy por encima de las recomendaciones internacionales.

La preocupación de los ejecutivos e ingenieros de la Empresa por reducir los costos que implica mantener altos índices de pérdidas, ha llevado a la realización de diversos estudios y proyectos sobre el tema. En la Empresa Eléctrica Quito, se ha puesto en operación el Programa de Control de Pérdidas No Técnicas, que ha fijado como objetivo la implementación de medidas de control de la clientela, que permitan en un período prudencial reducir las pérdidas de energía a niveles adecuados. El grupo de Control de Pérdidas, dependiente de la Gerencia de Proyectos, ha desarrollado el Estudio de Diagnóstico de Pérdidas No Técnicas a partir de 1991, con la asistencia del Banco Mundial y la colaboración de INECEL. En dicho estudio se presentan las pérdidas no técnicas del sistema desglosadas por causa y tipo de consumidor {25}{32}.

Actualmente, los diversos organismos internacionales, y las empresas eléctricas trabajan dentro de la temática de pérdidas en dos frentes fundamentales: la obtención de diagnósticos globales de pérdidas de las empresas; y, la inspección de abonados infractores de elevado consumo, en los cuales se puede obtener grandes recuperaciones de energía.

Los ejecutivos de la Empresa Eléctrica Quito han visto el inconveniente en este enfoque del problema, en que la inspección de los usuarios más grandes (tarifa de demanda), deja de lado el problema de que el monto mayor de pérdidas suman los consumidores más pequeños (tarifa de energía){55}. Adicionalmente, el conocimiento de los montos globales de pérdidas dice, pero no mucho, acerca de dónde se encuentran las pérdidas de entre sus más de trescientos mil clientes.

En este estudio se intenta dar un paso importante en la problemática de pérdidas, al poner a consideración un diseño metodológico completo para la evaluación de pérdidas técnicas y no técnicas a nivel de alimentadores primarios. Dicha metodología se ejemplifica al realizar la evaluación y discriminación de pérdidas en el alimentador C9 de la Empresa Eléctrica "Quito", sobre el cual, adicionalmente, se desarrolla un análisis de simulación de reducción de pérdidas y un estudio económico de recuperación.

El presente trabajo ha sido dividido en siete capítulos, y comienza enmarcando el problema dentro del entorno de la EEQSA. Acto seguido se exponen los objetivos del estudio como una consecuencia de las demandas del problema de pérdidas. Se plantean los alcances del proyecto, y su enfoque. Estos tópicos se tratan en el Capítulo 1.

En el Capítulo 2, se ubica al proyecto dentro de un marco teórico. Se exponen las herramientas conceptuales y el avance actual de la teoría sobre pérdidas eléctricas, así como procedimientos generales y logística que ayudan a profundizar en el problema.

En el Capítulo 3 se desarrolla en detalle el diseño de la metodología, aplicable a la realización de estudios de eva-

luación de pérdidas a nivel de alimentadores primarios dentro de la EEQSA. Este capítulo es talvez el más importante, pues expone los procedimientos a seguirse en los procesos de discriminación de pérdidas a este nivel.

El Capítulo 4 es la aplicación del diseño metodológico sobre el alimentador C9 del sistema de la EEQSA, en el cual se realiza una evaluación global y una discriminación completa de las pérdidas técnicas y negras.

El Capítulo 5 muestra las acciones que pueden ser tomadas por el personal de la Empresa en términos de proyectos específicos, para lograr una reducción en las pérdidas del sistema, partiendo de los resultados obtenidos en el caso analizado en el Capítulo 4. Se desarrollan diversas simulaciones sencillas que tienen como objetivo el determinar los montos de pérdidas que pueden ser recuperados.

Posteriormente, en el Capítulo 6, se presenta un análisis económico y financiero referencial sobre las alternativas planteadas en el Capítulo 5, para establecer indicadores respecto a la conveniencia de tomar una u otra acción.

Finalmente, en el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente estudio.

1.2 Pérdidas de Energía en la EEQSA

La evaluación y reducción de las pérdidas de energía eléctrica ha centrado la atención de la alta gerencia de la Empresa Eléctrica "Quito", debido principalmente al ahorro al que se daría lugar en caso de lograr su reducción (recuperación de pérdidas).

La reducción de pérdidas origina dos ahorros importantes: uno producido por la disminución de la energía que se requiere generar y comprar, y otro por la disminución del pico de demanda máxima. Estos ahorros se ven reflejados en forma económica y financiera en términos de reducción de egresos monetarios. Adicionalmente, se produce un beneficio financiero al obtener ingresos adicionales por el cobro de la energía suministrada a usuarios que antes no aportaban.

Con el fin de lograr una visión general de esta problemática, se desarrollan en este apartado algunos aspectos previos para presentar el tema de pérdidas eléctricas en el sistema de la Empresa Eléctrica "Quito".

1.2.1 BREVE DESCRIPCION DE LA EEQSA

1.2.1.1 OBJETO SOCIAL DE LA EMPRESA.

La Empresa Eléctrica "Quito" S.A. es una sociedad anónima abierta, cuyas acciones se hallan repartidas actualmente entre tres sectores: INECEL (55%), I. Municipio de Quito (43%) e industriales (2%). La Empresa fue fundada en noviembre de 1955.

El objeto social de la Compañía es realizar la distribución y venta de energía eléctrica dentro de su área de concesión,

sujeta a la legislación vigente para las sociedades anónimas, con la mejor calidad de servicio, respetando las exigencias económicas planteadas; y así mismo, la prestación de asesoramiento y apoyo al país y sector internacional en materias relacionadas con la distribución y comercialización de energía eléctrica.

1.2.1.2 MERCADO DE PARTICIPACION

El mercado en el cual participa la Empresa está constituido aproximadamente por 340.000 clientes, ubicados dentro de su área de concesión. Dicha área abarca la zona correspondiente a la ciudad de Quito, más de la mitad de la provincia de Pichincha, parte de la provincia de Imbabura y del Napo.

La Empresa brinda su servicio a 1'100.000 habitantes en el área urbana, y a cerca de 300.000 en el área rural, y su mercado representa aproximadamente el 24% de la demanda energética nacional, siendo el segundo más grande, luego de EMELEC que mantiene el 36%.

El número de abonados servidos por la Empresa crece a una tasa anual aproximada de 4.9%, y el consumo a una tasa aproximada del 6.23% anual {13}.

1.2.1.3 ORGANIZACION

La Figura 1.1 muestra el organigrama general de la Empresa. La Sociedad es administrada por un directorio el cual designa al Gerente General. La planta total de la Empresa alcanza aproximadamente 1463 empleados, distribuidos de la siguiente forma: 563 en el área administrativa, contable y ocasionales, 354 en el área de transmisión y distribución, 352 en comercialización, y 194 en el área de generación {13}.

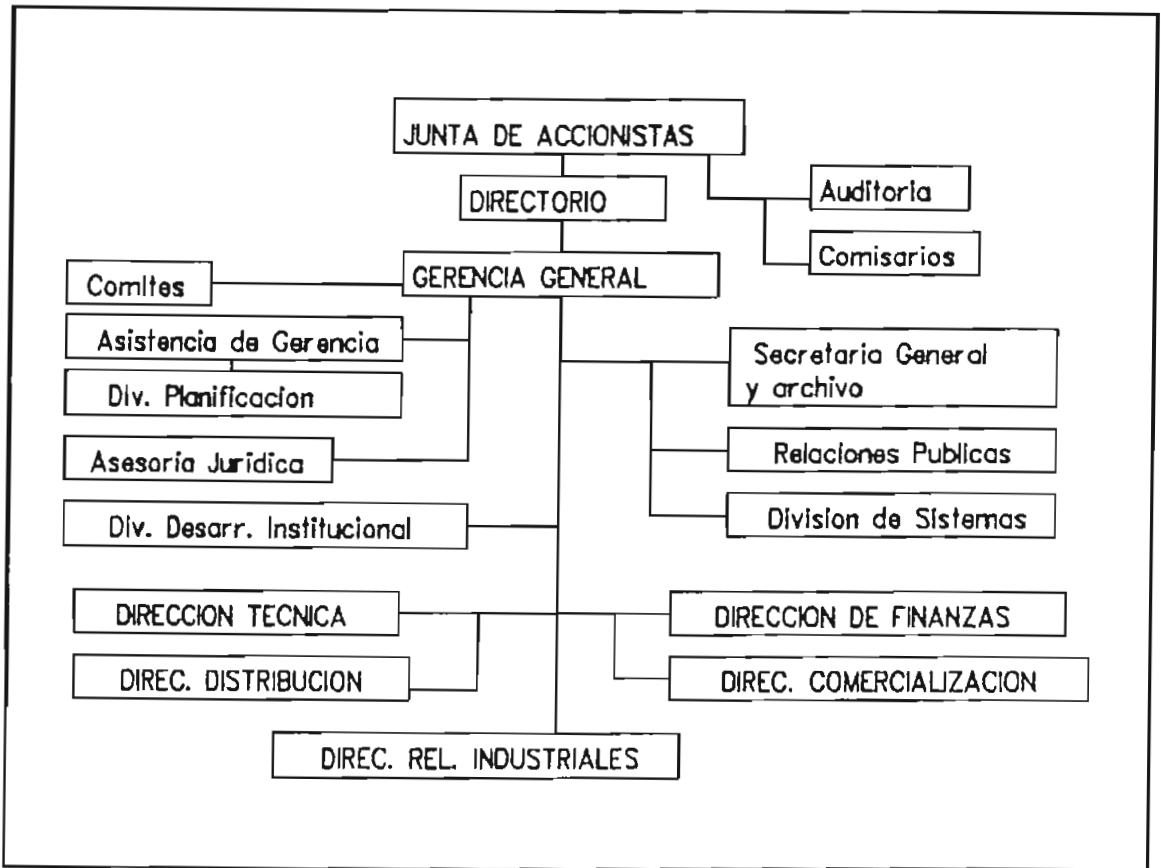


Fig. 1.1 Organigrama de la Empresa Eléctrica Quito S.A

1.2.1.4 CARACTERISTICAS RELEVANTES DEL SISTEMA

Actualmente, la Empresa Eléctrica "Quito" se encarga de la distribución de la energía que genera en sus centrales, y que compra a INECEL en los puntos de entrega, a través del SNI. El Sistema "Quito" se halla conformado por generación propia en centrales hidráulicas y térmicas, contrato de energía desde el SNI, un anillo que rodea la ciudad de Quito a un voltaje de 138KV y que se ha completado en su parte occidental, un anillo interno y redes radiales de subtransmisión que ingresan a los centros de carga a 46KV, subestaciones de seccionamiento y distribución y redes de distribución con voltajes de 6.3, 13.2 y 22.8 KV [16].

Algunos de los aspectos técnicos relevantes de la Empresa, se presentan en el Cuadro 1.1.

Capacidad instalada en centrales (KW)		91.530
Demanda máxima (KW)		310.800
Energía hidráulica generada (GWh)		310
térmica generada (GWh)		15
contratada (GWh)		1.287
Energía total generada (GWh)		1.612
Energía facturada (GWh)		1.330
Número de abonados residenciales		275.387
comerciales		38.078
industriales		5.358
otros		2.529
Número de abonados total		321.352
Consumo específico residencial (KWh/ab)		2.018
comercial (KWh/ab)		4.842
industrial (KWh/ab)		71.614
Precio medio residencial (S./KWh)		24,80
comercial (S./KWh)		46,11
industrial (S./KWh)		46,91
Precio medio de venta (S./KWh)		36,38
Ingresos facturados (mill S/.)		48.396,96
Activos fijos (mill S/.)		12.217,07
Número de trabajadores		1.463
Población electrificada		1.395.650
Grado de electrificación (%)		91.4

Cuadro 1.1: EEQSA, Características Técnicas, Enero 1993 {13}

1.2.1.5 MARCO LEGAL

La Empresa Eléctrica "Quito" S.A. es una empresa sujeta a las mismas normas que rigen a todas las sociedades anónimas del país. La empresa tiene la obligación de brindar el suministro de energía a las solicitudes dentro de su área de concesión y excluir el cobro a ciertos organismos oficiales.

1.2.2 ANTECEDENTES SOBRE LAS PERDIDAS DE ENERGIA

Antes de presentar los datos históricos sobre la evolución de las pérdidas en la empresa, es necesario realizar ciertas consideraciones previas.

Usualmente se suele clasificar a las pérdidas en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son el reflejo del estado de las características físicas de un sistema, las cuales son a su vez consecuencia de los criterios de planeamiento y diseño empleados en el pasado y de las condiciones operativas de la actualidad.

Las pérdidas no técnicas o negras, son el reflejo de errores en los sistemas de facturación, en los sistemas de medición y control, de las dificultades en el cobro del servicio prestado o del hurto de energía {6}.

Las pérdidas se clasifican a su vez en diferentes tipos, de acuerdo a su ubicación en el proceso físico de distribución o comercialización, de acuerdo a sus causas, y de acuerdo a su importancia. El análisis detallado de estos tópicos se presenta en los fundamentos teóricos analizados en el Capítulo 2.

Solo en los últimos años, la Empresa Eléctrica ha centrado su atención en el problema de pérdidas, brindando el apoyo que la magnitud de la problemática requiere. La motivación fundamental es la situación económica y financiera que hace no rentable la prestación del servicio; es decir, históricamente, los precios no concuerdan con el rápido aumento de los costos del servicio. Esto ha obligado a las empresas de suministro eléctrico, a reducir sus inversiones y el mantenimiento de su sistema, con el consiguiente deterioro de las condiciones de servicio. A esto se ha sumado la crisis económico social, que ha determinado un incremento en las pérdidas no técnicas {3}.

En Cuadro 1.2 presenta la evolución histórica de las pérdidas globales en la EEQSA. Estos datos exponen en términos de porcentaje de la producción, la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas.

AÑO	%Pérdidas	AÑO	%Pérdidas
1971	19.7	1983	13.8
1972	18.6	1984	16.8
1973	21.0	1985	17.1
1974	21.0	1986	16.7
1975	20.5	1987	15.5
1976	16.0	1988	15.6
1977	17.5	1989	17.1
1978	17.3	1990	17.8
1979	21.2	1991	17.1
1980	15.6	1992	17.8
1981	13.0	1993	18.4
1982	14.3	1994	18.7*

Cuadro 1.2: Evolución de las Pérdidas Globales en la EEQSA

(*) Valor Proyectado

En el Cuadro 1.3 se presenta el balance global de energía de la Empresa de los últimos años.

Año	Generación Bruta	Consumos Propios	Generación Neta	Energía Facturada	Pérdidas GWh	%
1981	874.30	6.23	868.06	754.51	113.5	12.99
1982	941.29	5.78	935.51	801.29	134.2	14.26
1983	992.20	5.37	986.82	849.70	137.1	13.82
1984	1055.96	3.57	1052.39	875.06	177.3	16.79
1985	1116.96	2.82	1114.14	922.84	191.3	17.13
1986	1205.31	1.85	1203.46	1002.35	201.1	16.68
1987	1258.11	2.07	1256.04	1099.81	156.2	15.50
1988	1353.71	1.47	1352.23	1141.24	210.9	15.59
1989	1397.37	1.31	1396.06	1156.62	239.4	17.13
1990	1486.32	1.76	1484.55	1219.36	265.1	17.84
1991	1611.68	1.75	1609.92	1333.62	276.3	17.14
1992	1643.79	1.74	1642.05	1350.03	292.0	17.77

Cuadro 1.3: Balance Histórico de Energía del Sistema

Internacionalmente, se recomiendan para el sector eléctrico, pérdidas porcentuales globales menores que el 10%. Como se puede ver en el Cuadro 1.3, los niveles de pérdidas anteriores año 1979 eran demasiado altos. Una reestructuración del sistema de subtransmisión, subestaciones y reordenamiento de alimentadores primarios, logró reducir las pérdidas a niveles más aceptables. Sin embargo, a partir del año de 1983, los niveles comenzaron a incrementarse nuevamente, en forma preocupante.

El reducir los niveles de pérdidas, implica lograr una recuperación de los ingresos no percibidos, y la posibilidad de utilizar estos ingresos (que anteriormente no existían) en inversiones de diferente índole, incluyendo los propios programas de pérdidas (autofinanciamiento). El análisis de estos procedimientos empresariales, y mecanismos financieros se mencionan brevemente en el Capítulo 6.

1.2.3 ENFOQUE DEL PROBLEMA

1.2.3.1 CARACTERIZACION DEL PROBLEMA

Para entender adecuadamente el problema al que se hace referencia, es necesario conceptualizar el *sistema eléctrico* como un conjunto de componentes interconectados física y lógicamente para cumplir una función específica con determinados niveles de calidad y eficiencia; y un grupo humano, que actúa dentro del sistema para operarlo y administrarlo, con cierto nivel de desempeño. Por esta razón, se entiende como "sistema", no sólo el *sistema físico*, sino todo el conjunto físico y humano que interviene en el proceso de producción y comercialización de la energía.

El problema de pérdidas es un *problema de eficiencia* o rendimiento del proceso que desarrolla la industria de energía eléctrica. En varias etapas de todo el proceso están "las pérdidas": o en el funcionamiento inadecuado del sistema físico; o en el sistema físico funcionando adecuadamente, pero controlado y administrado inadecuadamente; o en una combinación de los dos.

El término *control* debe entenderse como el monitoreo y supervisión del sistema y las acciones necesarias para que las variables e indicadores tomen valores adecuados y no necesariamente como un conjunto de acciones punitivas en contra del cliente. Como *administración*, se entiende el conjunto de procedimientos y decisiones que enmarcan el desarrollo de los procesos y que pretenden llevar al sistema y a la empresa a niveles óptimos de funcionamiento y bienestar. El control, dentro de la administración tiene gran importancia en la problemática referente a pérdidas en las empresas distribuidoras de energía.

El problema global de pérdidas en la EEQSA puede ser planteado de la siguiente forma:

La brecha que muestran los últimos balances de los registros de la Empresa entre la energía total generada y la facturada, es demasiado elevada y va en aumento. Dada la condición económica de la Empresa, es imperante reducir esta brecha de tal forma que la prestación del servicio eléctrico sea económica.

Este problema tiene los siguientes condicionamientos:

- No existen recursos financieros para llevar a cabo programas de reducción de pérdidas. La Empresa no mantiene la política de realizar inversiones en programas correctivos, debido en gran parte a las presiones externas sobre las prestaciones de servicio.
- Dado que el sistema eléctrico físico es por naturaleza de tipo distribuido, es bastante difícil detectar dónde se encuentran las pérdidas. Este problema obedece en gran parte a la dificultad de obtener información sobre las condiciones reales del sistema a nivel de redes primarias, secundarias, acometidas e instalaciones de medidores a nivel de usuario final.
- Por su condición de aleatoriedad, la demanda a nivel de los usuarios siempre será estimada y esta estimación estará sujeta a errores. La demanda se considera una variable incontrolable del sistema.
- Las pérdidas negras pueden deberse a infinidad de causas, su discriminación y estudio son complejos e involucran análisis de parámetros y procedimientos independientes del sistema físico. Es muy fácil encontrar grandes componentes de subjetividad e indeterminaciones

en los estudios. Por ello, es imprescindible realizar deducciones y planteamientos con suficiente claridad.

- Los procesos de facturación contienen varios componentes que introducen errores cuya magnitud es difícil de evaluar y corregir, por ejemplo: las mediciones, los defasajes de tiempo entre las lecturas, las demoras y estimación en la facturación, entre otros.

- Dificultades organizacionales y legales.

Estos aspectos caracterizan globalmente al problema de pérdidas dentro de la Empresa. A continuación se realizan algunas consideraciones de importancia.

1.2.3.2 CONSIDERACIONES PRELIMINARES

En países en desarrollo, como el nuestro, hay algunas causas históricas fundamentales para la existencia de altos niveles de pérdidas. En primer lugar, el precio de venta de la energía no ha concordado con el aumento de los costos de realizar el suministro. En el año 87, por ejemplo, el costo representó un 41.4% más que el precio medio de venta {33}. En estas condiciones, las empresas eléctricas se vieron obligadas a reducir sus inversiones en construcciones y mantenimiento del sistema eléctrico, al mismo tiempo que el bajo precio de la energía estimuló el crecimiento de la demanda. El resultado fue el deterioro asentado de las condiciones de servicio. Los ingenieros encuentran en este fenómeno, una razón del incremento de las pérdidas.

Un aspecto relevante de esta falta de mantenimiento al sistema, es el alargamiento del tiempo de utilización de los medidores de energía por la imposibilidad económica de efec-

tuar los remplazos en los tiempos recomendados por criterios de ingeniería. Actualmente hay en servicio medidores que fácilmente exceden los 30 años de uso y que con seguridad afectan al proceso, incrementando aún más las pérdidas [15].

Por otro lado, en el intento de lograr la cobertura de los costos de servicio, en los últimos años se han dado ajustes rápidos del precio de la energía, ajustes discordantes con los niveles de ingresos familiares, estimulando el incremento de las pérdidas no técnicas.

La Empresa, debido a su limitada disponibilidad financiera, ha dado prioridad a los programas de inversión, debido a las presiones sociales y que estas obras reflejen beneficios a corto plazo. La reducción de pérdidas constituye una acción de tipo correctivo, cuyos resultados se esperan a mediano y largo plazo.

Las tarifas de energía en los últimos años han ido y seguirán incrementándose a un ritmo mayor que en los años anteriores. Por otro lado, el poder adquisitivo de la clase media y baja ha descendido en términos reales, lo cual origina una mayor agresividad de los usuarios para emprender acciones fraudulentas. Este hecho se agrava con el incremento de las economías informales, que presentan tendencias crecientes al uso clandestino de energía en sus actividades.

Las condiciones en que se desenvuelve actualmente la sociedad, presenta altos niveles de desempleo y altos índices de migración. La existencia de asentamientos no reglamentarios produce un considerable número de conexiones ilegales, con el respectivo hurto de energía. Estas actividades son promovidas hasta cierto punto, por la falta de legislación suficiente respecto a los casos de fraudes de energía, que esta-

blezcan mecanismos de control y sanción que desincentiven las actividades dolosas.

Bajo este panorama complejo, se hace evidente el estudio de la problemática de pérdidas y su reducción, como una prioridad organizacional.

El lograr una recuperación de las pérdidas de energía tendría una incidencia directamente en los planes de expansión debido al incremento en los ingresos y a la mayor disponibilidad de recursos financieros, con la consecuente mejora de la gestión empresarial.

1.2.4 ACTIVIDADES DESARROLLADAS POR LA EEQSA RESPECTO A LA PROBLEMATICA DE PERDIDAS

La Empresa Eléctrica Quito ha desarrollado algunas actividades con el objeto de lograr reducciones en sus niveles de pérdidas. Los estudios básicos de programas de pérdidas comienzan con la determinación de un *diagnóstico de pérdidas* del sistema, en el cual se presenta el estado global actualizado de las pérdidas. Este diagnóstico suele presentarse como un balance en unidades monetarias o energéticas para un lapso de tiempo determinado.

A finales de 1990, INECEL, el Gobierno de Bélgica y ESMAP, acordaron realizar un estudio para el mejoramiento de la eficiencia del sector eléctrico del Ecuador. En Junio de 1991, una importante misión de consultores internacionales visitó el país para revisar la situación del subsector eléctrico y definir el alcance de los estudios adicionales necesarios para identificar las ineficiencias técnicas y administrativas en la distribución de electricidad. Para este estudio de mejoramiento, se seleccionaron cuatro em-

presas distribuidoras: EMELEC, EEQSA, EMELMANABI y EMELGUR. Los estudios técnicos e investigaciones de campo fueron realizados desde Julio de 1991 a Enero de 1992. El estudio, que es uno de los más extensos realizados sobre la temática de pérdidas, ha logrado evaluar adecuadamente las pérdidas de los sistemas globales mencionados.

La EEQSA y su grupo de pérdidas, con asistencia de INECEL, ha puesto en marcha la implementación del Programa de Control de Pérdidas No Técnicas de Energía {25}. Este programa parte del diagnóstico establecido en el estudio del Banco Mundial. Las actividades realizadas hasta la fecha incluyen un seguimiento completo de los usuarios infractores que han sido detectados, inspecciones regulares completas en diversos sitios del área de concesión, investigación en transformadores de distribución y usuarios asociados, evaluación económica y financiera de la recuperación de pérdidas, imposición de multas por contravenciones, y desarrollo de proyectos puntuales.

1.3 Objetivos, Alcance y Enfoque

En este apartado se presentan los objetivos globales, subsecuentes al planteo del problema, y se determina la orientación del presente proyecto.

1.3.1 OBJETIVO FINAL DEL PROYECTO

El estudio tiene el objetivo final de presentar indicadores sobre el diagnóstico de pérdidas en un alimentador de la EEQSA, seleccionado con criterio técnico. Plantear recomendaciones fundamentadas para lograr la reducción de pérdidas en el caso propuesto y sugerir acciones a ser tomadas, considerando el entorno cooperativo de la Institución.

1.3.2 OBJETIVOS INTERMEDIOS

El proyecto se ha fijado los siguientes objetivos intermedio, que apuntan al objetivo final y son necesarios para llegar al mismo.

ANALISIS CUANTITATIVO:

1. Desarrollar una metodología para realizar la evaluación y discriminación total de pérdidas de potencia y energía, técnicas y no técnicas, a nivel de alimentadores primarios aéreos.
2. Aplicar la metodología desarrollada para encontrar los montos de pérdidas en un alimentador específico y evaluar la metodología.
3. Determinar las acciones más convenientes para lograr una reducción de pérdidas técnicas y no técnicas para el caso analizado y realizar un análisis económico.

ANALISIS CUALITATIVO

4. Estudiar las posibilidades de implantación de la metodología desarrollada, en otros alimentadores dentro del sistema de la EEQSA.
5. Realizar una propuesta de acciones a ser tomadas por la Empresa para lograr la reducción de pérdidas tanto en el caso de estudio como en el resto de su sistema, y sugerencias sobre el manejo general de la problemática.
6. Proporcionar resultados sobre las posibilidades logísticas de adquisición y tratamiento de información que

permita realizar un control de pérdidas de una manera global y sistemática.

1.3.3 ALCANCE Y ENFOQUE DEL PROYECTO

El alcance del presente estudio incluye la determinación de los indicadores mencionados en los objetivos. El interés se centra en el análisis del alimentador que constituye el caso de estudio, sin perder de vista que el problema de pérdidas se encuentra a lo largo y ancho del sistema y que es un problema global por naturaleza.

La investigación del alimentador se realiza siempre con miras a su aplicación en el resto del sistema. Para esto, se realiza una estandarización de los procedimientos requeridos para efectuar el análisis de pérdidas, de tal forma que la metodología pueda ser aplicada sobre otros casos.

El estudio tiene la característica de piloto, pues no ha sido realizado en la Empresa. Su realización apunta a la determinación de indicadores que la Empresa no conoce y que generarán parámetros de referencia para las acciones de los ingenieros y ejecutivos de la Institución.

El enfoque del proyecto está orientados por lo tanto, a llenar un vacío en la información que maneja la Empresa y al planteamiento de recomendaciones objetivas y fundamentadas que permitirán tomar decisiones acertadas en el manejo de la problemática.

Primera Parte
METODOLOGIA

Capítulo 2

FUNDAMENTOS TEORICOS

2.1 Principios Generales

En el presente capítulo se analizan los conceptos, principios y procedimientos más importantes dentro de los estudios de pérdidas en sistemas eléctricos, así como el avance teórico actual de esta temática.

El profundizar en los elementos teóricos sobre pérdidas permitirá abarcar con mayor claridad el análisis posterior que se desarrolla en este documento.

2.1.1 PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA

En cualquier *sistema físico real*, como es el sistema eléctrico de potencia, el desempeño de los componentes se halla limitado por los niveles tecnológicos que posee. Su rendimiento nunca alcanza el 100% y siempre se producen "pérdidas". Las pérdidas son inherentes a cada uno de los componentes y se puede afirmar que son una medida de la eficiencia de un componente dentro del sistema y del sistema eléctrico mismo.

Las pérdidas del sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo mientras el sistema esta energizado. Las pérdidas en los elementos que operan en ese instante se denominan *pérdidas de potencia*. Las pérdidas de potencia a lo largo de un intervalo de tiempo representan las *pérdidas de energía*.

El análisis del sistema eléctrico de potencia suele dividirlo en varios subsistemas en base a sus características generales como nivel de tensión y aislamiento. Así, tradicionalmente, el sistema de potencia ha sido dividido en los siguientes subsistemas:

- Sistema de generación
- Sistema de transmisión y subtransmisión
- Sistema de distribución primaria
- Sistema de distribución secundaria

Cada uno de estos subsistemas posee características comunes. Para el análisis de pérdidas, es importante conocer la disponibilidad de información existente, respecto a un subsistema particular. Generalmente se conoce bastante sobre los parámetros de los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión debido a su importancia. Por el contrario, la información disponible sobre los sistemas de distribución es escasa debido a la complejidad propia de estos sistemas.

Los programas de reducción de pérdidas buscan actuar sobre subsistemas específicos. Es por esta razón que el desacoplamiento resulta importante para los análisis de pérdidas.

Finalmente, cabe realizar una diferenciación importante respecto al concepto de "proceso de distribución de energía". Este proceso puede ser entendido de dos formas dependiendo del tipo de análisis que se pretenda realizar.

- a) Desde el punto de vista exclusivo de la distribución física de energía, donde el proceso comienza en la generación o compra de energía, pasa por la transmisión y distribución y termina en la entrega de la energía al usuario final.
- b) Desde el punto de vista de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica, donde el proceso no termina en la entrega de la energía al consumidor, sino que incluye la lectura de los consumos, su facturación, cobro y la relación con el cliente {6}.

Cuando se habla de *sistema eléctrico*, o del proceso de distribución de energía en estudios de pérdidas, se hace referencia al segundo criterio.

2.1.2 BALANCES GLOBALES DE ENERGIA

La idea de *balance de energía* parte del principio de conservación de la misma. La energía eléctrica total debe conservarse a lo largo de todo el proceso de distribución.

En el sistema eléctrico se producen gran número de transferencias de energía entre sus elementos y aún con otros sistemas eléctricos. El registro de dichas transferencias se realiza en balances de las operaciones, que incluyen los montos de los destinos que tiene la energía a lo largo del proceso de distribución.

Los balances de energía tienen similitud con un proceso contable: se contabiliza con detalle las transacciones energéticas de la compañía eléctrica. La característica fundamental de un balance es la exactitud; la energía entregada debe ser exactamente igual a los consumos más las pérdidas en el sistema, en cada subsistema y componente.

Para que el balance tenga validez, sus procedimientos deben cumplir ciertas condiciones importantes {48}:

- Precisión en las mediciones
 - Simultaneidad de las lecturas
 - Periodicidad de las lecturas
 - Referencia temporal única
 - Consistencia
- a) Cuando se realizan mediciones de consumos, contrastaciones, toma de lecturas, etc, se debe asegurar que las lecturas sean lo más exactas posible, para obtener resultados confiables. La introducción de errores en estos procesos puede desembocar en conclusiones erróneas. Cuando se deba instalar medidores en campo, o contrastar, se requiere utilizar un contador patrón de exactitud adecuada para obtener calibraciones de suficiencia respecto a los estándares internacionales.
- b) En los estudios de pérdidas, el tiempo juega un papel importante, pues justamente es el que determina las cantidades de energía que intervienen en los balances. Por ejemplo, las lecturas de los registros de los consumos mensuales a los usuarios no se producen simultáneamente. El error producido por este mecanismo es considerable y las empresas buscan mecanismos para que el registro de consumos sea lo más simultáneo posible.
- c) También es necesario considerar la periodicidad de las lecturas, sobre todo en estudios en los que se analiza la evolución de variables de interés en determinados lapsos de tiempo.
- d) La referencia temporal única se refiere a que los montos energéticos involucrados en los balances, deben

corresponder al mismo lapso de tiempo.

- e) Finalmente, es necesario que los procedimientos para realizar el balance energético sean consistentes. Esto quiere decir, que las mismas situaciones o casos, deben ser analizados de la misma forma y recibir el mismo tratamiento {2}.

Los procedimientos básicos para estimar los montos energéticos que ingresan en los balances, se explican en el presente Capítulo; en el Capítulo 3 se desarrolla la metodología específica de evaluación sobre alimentadores primarios.

Puesto que es más fácil en los mecanismos de facturación y contabilidad, trabajar con unidades de energía como los KWh, se suele remitir el análisis de pérdidas a la investigación de las pérdidas de energía. En otros análisis se realiza los balances en términos monetarios. El problema de realizar un balance monetario se origina en los diferentes precios que adquiere la energía en los distintos puntos de transferencia, debido a los costos de operación y tarifas.

Una vez analizado qué es un balance energético y cuáles son sus características, se puede ejemplificar el mismo con un sistema real a modo de ilustración. Considérese el sistema de la Empresa Eléctrica "Quito". La Empresa genera una parte de su energía disponible, denominada *generación propia*, y compra el resto de su energía disponible al SNI, energía denominada *intercambio neto*. La energía disponible es igual a la energía facturada a los consumidores, denominada *ventas*, más las pérdidas de energía del sistema. Este razonamiento se expresa en las ecuaciones (2.1) y (2.2).

$$\text{Gen. Propia} + \text{Intercambio Neto} = \text{Ventas} + \text{Pérdidas} \quad (2.1)$$

$$\text{Energía disponible} = \text{Ventas} + \text{Pérdidas} \quad (2.2)$$

Las ecuaciones anteriores, presentan el *balance global de energía* de un sistema eléctrico. Un balance como este suele aplicarse a los sistemas de las empresas distribuidoras de energía [44].

En estas ecuaciones se denomina "ventas" a la energía facturada. El balance tiene como incógnita a las pérdidas, por lo que la ecuación se suele operar en la siguiente forma:

$$\text{Pérdidas} = \text{Energía disponible} - \text{Ventas} \quad (2.3)$$

Las pérdidas suelen expresarse en porcentaje de la energía disponible; por lo tanto:

$$\text{Pérdidas}[\%] = \frac{\text{Energía Disponible} - \text{Ventas}}{\text{Energía disponible}} \times 100 \quad (2.4)$$

Se conoce que las pérdidas obtenidas del balance global (pérdidas globales), están en el orden del 10 al 30% en las empresas en países en desarrollo. Por lo tanto, cualquier error en el monto de la energía disponible o de la energía facturada, afectará directamente a las pérdidas. El error en porcentaje en la estimación de pérdidas está dado por {8}:

$$\epsilon_L[\%] = \frac{\epsilon_E + \epsilon_{Er}}{\text{Energía Disponible-Ventas}} \times 100 \quad (2.5)$$

donde:

ϵ_L : Error en la estimación de pérdidas globales

ϵ_E : Error del dato de energía disponible

ϵ_{Er} : Error del dato de energía facturada o registrada

Para ilustrar el alto error en las pérdidas en el que se puede incurrir, en caso de realizar un inadecuada estimación de las energías disponible y facturada, considérese el siguiente ejemplo:

Sean la energía disponible igual a $10 \pm 0.4 (= \pm 4\%)$ [GWh] y la energía facturada igual a $9 \pm 0.27 (= \pm 3\%)$ [GWh]. Las pérdidas globales de energía serían iguales a $1 \pm 0.67 (= \pm 67\%)$ [GWh]. El error de estimación de pérdidas del $\pm 67\%$ daría un intervalo de confianza muy bajo, por lo que el resultado no podría validarse bajo ninguna circunstancia.

2.1.3 BALANCES POR SUBSISTEMA

Con el propósito de obtener información más detallada sobre las pérdidas, es necesario desarrollar lo que se conoce como *balances por subsistemas*. Un subsistema eléctrico es una parte del sistema plenamente identificado en cuanto a sus fronteras con otros, en donde es posible efectuar mediciones o estimaciones de energía en dichas fronteras. Subsistemas típicos del sistema eléctrico son los de generación, transmisión y distribución.

Los subsistemas también pueden dividirse de acuerdo a regiones geográficas, niveles de tensión, tipos de consumidores, etc. Al realizar la división con propósitos de análisis de pérdidas, se debe asegurar que el balance de energía sea posible, es decir, que sea posible determinar el monto de las pérdidas en el subsistema.

El logro de la determinación de los balances de energía a niveles de subestaciones o alimentadores, es de gran ayuda en sistemas grandes, en los cuales es muy difícil identificar dónde están las pérdidas, y en los cuales se involucran grandes áreas de concesión y montos de energía y dinero.

En este estudio, se considera como sistema al de la Empresa Eléctrica "Quito" y como subsistema a un alimentador primario, sus circuitos, equipamiento y usuarios asociados.

A partir de los balances globales de energía, se puede efectuar diversos análisis generales y diagnósticos preliminares de pérdidas. Por el contrario, los balances por subsistema proporcionan la ubicación mucho más detallada de los niveles altos de pérdidas, lo que permite efectuar un seguimiento de las mismas y tomar acciones directas sobre determinados sectores o causas.

2.1.4 NIVELES DE REFERENCIA

La realización de los balances de energía da como resultado indicadores que representan en sí la eficiencia del sistema en su conjunto. Se puede por tanto, plantear la ecuación:

$$\text{Eficiencia}[\%] = 100 - \text{Pérdidas} [\%] \quad (2.6)$$

Las recomendaciones de los estudios de pérdidas indican varios criterios para caracterizar el sistema. Generalmente se considera un exceso cuando las pérdidas globales superan el 10%, y se recomienda valores cercanos al 7% en el sistema de potencia completo {3}. En el Cuadro 2.1 resumen los valores de los niveles de referencia deseables para los subsistemas eléctricos en países latinoamericanos.

Subsistema	Deseable	Tolerable
Transmisión	1.4	2.1
Subtransmisión	2.0	3.0
Distribución	3.2	4.9
TOTAL	6.6	10.0
Primarios	1.75	3.5
Secundarios y T/D	2.5	5.0

Cuadro 2.1: Niveles de Referencia {6}{48}

2.1.5 TIPOS DE PERDIDAS EN SISTEMAS ELECTRICOS

Las pérdidas eléctricas suelen ser divididas en dos grandes grupos: técnicas o físicas y no técnicas o negras.

Las *pérdidas técnicas* son aquellas que se producen en los diferentes elementos del sistema físico y que se deben a fenómenos como el efecto Joule, corona e histéresis, y que se manifiestan como disipación de calor. Las *pérdidas negras* son la parte de la energía que por diferentes razones no es facturada; se deben principalmente a fallas en los procesos de registro, facturación, etc, o al hurto de energía.

El nivel de las pérdidas técnicas sirve como una medida aproximada de la calidad del servicio, lo que puede ser descrito en términos de diseño y operación, y que se traduce en la frecuencia y duración de salidas forzadas y en las variaciones de voltaje y frecuencia.

Una parte de las pérdidas técnicas son inevitables por las características físicas inherentes al sistema de potencia, pero un nivel excesivo de pérdidas técnicas en un sistema eléctrico, aparece como resultado de criterios y decisiones erróneas respecto al diseño del sistema y de condiciones inadecuadas de operación.

Las pérdidas técnicas excesivas, son el reflejo del nivel de ingeniería utilizado. Una forma de comprobar esto, es mirar con atención los registros y comprobar en cualquiera de ellos, que cada vez que se producen cambios significativos tales como nuevos niveles de tensión en el sistema, se producen cambios en los niveles de pérdidas. Lo mismo ocurre cuando, por ejemplo, se normalizan los mecanismos de facturación y de adquisición de contadores, en lugar del cobro por estimación del consumo {7}{31}.

Por otra parte, las pérdidas no técnicas son el reflejo de problemas en las acciones de control administrativo de la empresa que incluye los procedimientos contables, las políticas organizacionales, así como el marco legal y humano tanto interno como externo a la empresa.

Cuando la empresa eléctrica determina la necesidad de reducir sus pérdidas, se adentra en un proceso que incluye algunos pasos. Primeramente, la empresa está interesada en realizar un estudio de diagnóstico de sus pérdidas, que incluye la estimación de las mismas. Posteriormente, centra su atención en las causas de los niveles de pérdidas y en las alternativas o soluciones para disminuirlas. Finalmente, como paso previo a las decisiones operativas correspondientes, requiere conocer las alternativas técnica y logística-mente más factibles, y económicamente más convenientes.

Para tomar acciones de reducción de pérdidas, es necesario conocer dónde y en qué proporción se producen. Es decir, es necesario disponer de una estadística completa y confiable que permita evaluar el estado del sistema mediante un estudio de las condiciones de operación. La determinación de los parámetros que caracterizan el diagnóstico de pérdidas es lo que se denomina "*evaluación de pérdidas*".

La evaluación de las pérdidas indica la distribución de las mismas en los diferentes elementos del sistema. Las pérdidas técnicas se estiman por componente del sistema físico y las pérdidas no técnicas se estiman según las causas que las provocan.

La clasificación que se establece para las pérdidas, hace referencia exclusivamente a las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia, que son las que la empresa debe alimentar instantáneamente y que se tienen en cuenta en el

despacho de las unidades de generación de un sistema, se refieren exclusivamente a las pérdidas técnicas de potencia, ya que las pérdidas no técnicas de potencia se incluyen en la carga que alimenta la empresa.

Los diferentes fenómenos físicos que causan las pérdidas dependen del tipo de componente y de las características del sistema; por ejemplo, las pérdidas por efecto corona se presentan especialmente en los sistemas de transmisión y subtransmisión, y son despreciables en los circuitos primarios y secundarios de los sistemas de distribución. En el Cuadro 2.2 se presenta la clasificación general de las pérdidas en los sistemas eléctricos.

PERDIDAS	POR TIPO		POR CAUSA
	Tipo	Componente	Causa
Técnicas	Transporte	Transmisión Subtransmisión Circ. Primarios Circ. Secundarios	Corona Joule
	Transformación	Trans./Subtrans. Subtrans./Distr. Distribución	Parásitas e Histéresis
Negras	Fraude Error en medición Consumo de usuarios no suscriptores Errores en consumo propio de la empresa Errores en consumos estimados		

Cuadro 2.2: Clasificación de las Pérdidas Eléctricas

A continuación. Se realiza una exposición en detalle de la naturaleza de las pérdidas y del tratamiento que reciben las pérdidas técnicas y no técnicas en los estudios de este tipo.

2.2 Pérdidas Técnicas

Dentro de este apartado se presentan los fundamentos teóricos básicos para el estudio de pérdidas técnicas, la clasificación de estas pérdidas, así como el modelo de los componentes del sistema y los principios básicos para su estimación.

No es sencillo determinar qué porcentaje de las pérdidas totales corresponde a las pérdidas técnicas y qué porcentaje a las no técnicas. La determinación o estimación de las pérdidas técnicas es un problema complejo, que hasta ahora ha encontrado soluciones limitadas y bastante aproximadas. Entre las múltiples razones que producen estas limitaciones se puede mencionar:

- La gran magnitud de los sistemas de estudio, la gran diversidad y dispersión de los elementos.
- La dinámica del sistema y su dependencia de factores externos y a veces imprevistos, como variaciones en los precios energéticos, asentamientos masivos, etc.
- La gran cantidad de información que debe ser manejada
- La falta parcial o carencia de información de determinado tipo y el bajo nivel de confiabilidad de la información que generalmente se dispone.
- La dinámica del sistema respecto a la carga variable en el tiempo.
- Los elevados costos involucrados en la realización de las mediciones para la obtención de la información
- Las aproximaciones necesarias en los cálculos computacionales respectivos, que obligan a la introducción de errores.
- Las dificultades que generalmente se presentan en la estimación, debido a que los programas computacionales para el cálculo de las pérdidas sobre el modelo de la

red, entregan aproximaciones que no siempre reflejan la situación real, especialmente cuando se trata de un sistema de distribución.

- Las aproximaciones necesarias en el cálculo de las pérdidas en los circuitos de baja tensión y acometidas de usuarios, por el gran número existente y la complejidad de las mismas. El levantamiento de los datos de tales circuitos es un trabajo extenso y no se dispone de tal información, con lo que el cálculo se complica.

2.2.1 PERDIDAS TECNICAS Y DEMANDA

Las características físicas de los sistemas eléctricos, hacen necesaria la diferenciación de las pérdidas de acuerdo a su dependencia de la demanda. Según esto, las pérdidas técnicas pueden ser de dos tipos:

- a) Pérdidas en carga. Son aquellas pérdidas que dependen de la demanda; se asocian con las corrientes que circulan por los elementos del sistema y se deben físicamente al efecto Joule. La magnitud de estas pérdidas es proporcional al cuadrado de la corriente:

$$W = I^2 R \quad (2.6)$$

W: Pérdidas de potencia en el elemento del sistema, [W].

I: Valor eficaz de la corriente que circula por el elemento, [A].

R: Resistencia del elemento, [Ω].

- b). Pérdidas en vacío. Se refiere a las pérdidas que no dependen o son aproximadamente independientes de la carga del sistema, y que principalmente se relacionan con la tensión. Se presentan en los transformadores y

máquinas eléctricas, se deben a las corrientes parásitas e histéresis producidas por las corrientes de excitación. A veces, se suele incluir en estas pérdidas, las causadas por el efecto corona.

Generalmente el sistema eléctrico funciona con mínimas fluctuaciones de tensión; por ello, a veces, las pérdidas en vacío se consideran constantes. Sin embargo, una aproximación adecuada a estas pérdidas, que incluye la dependencia del voltaje, se calcula según la ecuación:

$$W_{v1} = W_{vJ} (V^1/V^J)^2 \quad (2.7)$$

W_{v1} : Pérdidas en vacío [W] a un valor de tensión V^1 , [V].

V^J : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas.

Estos dos tipos de pérdidas resumen las pérdidas técnicas existentes en el sistema eléctrico. Como se puede apreciar, las pérdidas totales del sistema serán iguales a un valor constante más un valor variable dependiente de la carga.

2.2.2 PERDIDAS TECNICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

En general, el procedimiento que se adopta para el análisis de las pérdidas en subsistemas, consiste en modelar los componentes del sistema en forma estática, frente a un sistema variante y dinámico. Se modelan los generadores, transformadores y líneas de transmisión, y se incluye en ellos los efectos de discipación de calor como efecto Joule, corona, e histéresis [22].

Las pérdidas técnicas se hallan distribuidas en el sistema eléctrico en los sistemas de generación, transmisión, sub-

transmisión y distribución. Este estudio hace referencia únicamente a los sistemas de distribución, por lo que sólo se mencionará las pérdidas en este subsistema.

Los principales elementos de un sistema de distribución son:

- Sistema primario
- Sistema secundario
- Transformadores de subestación y distribución
- Equipo de corte y maniobra
- Cargas

2.2.2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION PRIMARIOS Y SECUNDARIOS

Se componen por líneas aéreas y/o subterráneas por las que circulan las corrientes que irán a satisfacer la demanda de potencia. El modelo de las líneas de distribución se presenta en la Figura 2.1.

- V_i : Tensión en el punto i [V].
 V_j : Tensión en el punto j [V].
 R : Resistencia de la línea [Ω].
 X : Reactancia de la línea [Ω].

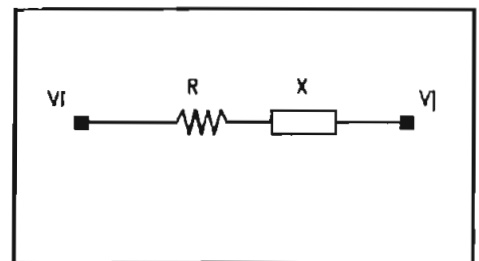


Figura 2.1: Modelo de Línea

En todos los casos, la nomenclatura utilizada representará las pérdidas por fase. Si se desea obtener las pérdidas totales, se debe multiplicar por el número de fases del sistema en el caso que sea balanceado, o sumar las contribuciones correspondientes en el caso que sea el sistema sea desbalanceado.

En este proceso, las pérdidas de potencia se hallan relacionadas con la resistencia de los conductores:

$$W = I^2 R \quad (2.8)$$

I : Corriente circulante por el conductor [A].

R : Resistencia del conductor [Ω].

El modelo de la línea de distribución desprecia los valores de las admitancias shunt. En los sistemas de distribución, los conductores utilizados son generalmente de diámetro pequeño, y su resistencia por unidad de longitud es grande. Las separaciones entre los conductores no son muy grandes, con lo que los valores de las reactancias son similares a los de las resistencias. El caso contrario sucede en las líneas de transmisión, donde las reactancias son mucho mayores que las resistencias [61].

2.2.2.2 DEMANDA DEL SISTEMA

Para poder conocer con precisión los valores de pérdidas de potencia y energía de un sistema de distribución, es necesario determinar la demanda del mismo. La estimación de la demanda requiere de la instalación de una serie de medidores ubicados en determinados puntos del sistema. Estos medidores proporcionarán información sobre los valores de tensión, corriente, factor de potencia, potencia activa y reactiva y energía.

Para la obtención de la información sobre la carga se requiere de una gran cantidad de aparatos de medida, y de un registro voluminoso de información sobre la misma, procedimiento demasiado costoso. Por esta razón, las empresas eléctricas suelen calcular la demanda de una forma indirecta, mediante la aplicación de diversos factores como factor de carga, factor de coincidencia, factor de pérdidas, capacidad instalada, energía consumida, número de usuarios, etc.

Un estudio de demanda debe considerar los siguientes puntos:

- Las variables a ser determinadas
- Variación de la demanda en el tiempo
- Intervalo de tiempo para la realización de mediciones
- Tipo de usuario de la carga
- Niveles de confiabilidad que requiere la información
- Métodos de obtención y análisis de la información y frecuencia de obtención de la misma
- Selección de la muestra
- Instalación de los equipos de medición

Entre las características de la carga frecuentemente determinadas, se tiene:

1. Demanda máxima o demanda promedio temporal a nivel de usuario, clases (estratos de la muestra) y sistema.
2. Demanda máxima o demanda promedio temporal por aparatos a nivel de, usuario, clases y sistema.
3. Factores de coincidencia y diversidad con relación al estrato, sistema, número de usuarios.
4. Energía utilizada en el día, mes o año por aparato, usuario, clase o sistema.
5. Demanda promedio según día laboral, festivo, fin de semana, considerando el mes.

2.2.2.3 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Dentro de los estudios de pérdidas, los transformadores de potencia y de distribución se representan por el mismo modelo; por ello, el modelo presentado a continuación serviría

también para los sistemas de generación y transmisión. Las pérdidas en transformadores son de dos tipos:

- Pérdidas en carga. Conocidas también como pérdidas en el cobre, varían con la demanda y se relacionan con la resistencia de los devanados del transformador.
- Pérdidas en vacío. Conocidas también como pérdidas en el hierro, son independientes de la carga, se encuentran asociadas a la tensión de alimentación del equipo y se encuentran relacionadas con la magnitud de las corrientes de excitación.

Los valores de los parámetros de los transformadores se pueden obtener de los datos de placa que los fabricantes proporcionan con cada equipo, o puede ser estimados mediante normas establecidas según la capacidad y valores de tensión de los transformadores. La Figura 2.2 muestra el modelo del transformador, donde:

I_e : Corriente de entrada [A]
 I : Corriente de salida [A]
 V_e : Tensión de entrada [V]
 V_s : Tensión de salida [V]
 R : Resistencia serie [Ω]
 X : Reactancia serie [Ω]
 R_m : R de derivación [Ω]
 X_m : X de derivación [Ω]
 I_m : I de excitación [A]

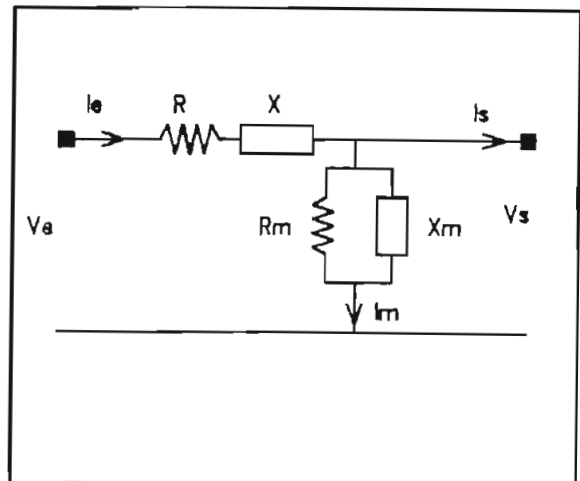


Figura 2.2: Modelo del Transformador de Distribución

Este modelo es adecuado para transformadores monofásicos y trifásicos, incluyendo bancos de transformadores monofásicos iguales en sistemas balanceados.

Las pérdidas en carga están dadas por la expresión:

$$W = I^2 R \quad (2.9)$$

W: Pérdidas de potencia en cobre o pérdidas en carga, [W].
I: Corriente de carga, [A].
R: Resistencia, [Ω]

En el caso en que se tenga información sobre las pérdidas a potencia nominal, el valor de pérdidas para otra condición de carga se obtiene según la expresión:

$$W_j = W^1 (S_j/S^1)^2 \quad (2.10)$$

W^1 : Pérdidas en el cobre [W], para carga nominal S^1 , [VA]
 W_j : Pérdidas en el cobre [W], para carga S_j , [VA]

En un sistema eléctrico, los valores de tensión en general se encuentran cerca de su valor nominal y sus variaciones son relativamente pequeñas (2-5%); por esta razón, las pérdidas en el hierro se pueden considerar constantes.

2.2.3 INFORMACION REQUERIDA

La información necesaria para un estudio de pérdidas está relacionada con:

- Configuración del sistema:
 - Diagrama unifilar de primarios y secundarios
 - Longitud de conductores
 - Características eléctricas de los conductores
 - Configuración de las estructuras
 - Fases por circuito
 - Ruta de los circuitos
 - Ubicación y características de los transformadores

- Ubicación de otros equipos como condensadores
 - Datos sobre alumbrado público
 - Presencia de equipo de corte y maniobra
- Información de la carga
- Factor de carga
 - Demanda horaria de la fuente de energía como generadores, subestaciones de distribución y alimentadores primarios.
 - Demanda horaria en transformadores de distribución
 - Factor de potencia
 - Ventas de energía de acuerdo al tipo de usuario
 - Usuarios asociados a los transformadores de distribución.

2.2.4 PROCEDIMIENTOS BASICOS DE ESTIMACION

A continuación se describen los procedimientos básicos de estimación de pérdidas técnicas para los subsistemas eléctricos de distribución.

Las pérdidas de potencia del sistema se obtienen mediante flujos de potencia, que dan como resultado voltajes en todos los nodos del sistema; y utilizando datos de los fabricantes de equipo. La estimación de pérdidas de energía puede realizarse de varias maneras. Una de ellas requiere la integración de los valores de potencia en el tiempo, o el sumatorio respectivo, procedimiento denominado *método exacto*. Otras metodologías aplican modelos estadísticos y factores en el cálculo.

Para los sistemas de distribución, las pérdidas se pueden evaluar a partir del valor de las pérdidas en la demanda máxima y el factor de pérdidas del sistema:

$$W = F_{per} \cdot W_{max} \quad (2.11)$$

donde:

- W: Pérdidas reales en una instalación, [W]
 W_{max}: Pérdidas de potencia a demanda máxima, [W]
 F_{per}: Factor de pérdidas

El cálculo del factor de pérdidas depende de cada sistema en particular. En primera aproximación su valor se puede calcular a partir del factor de carga. Se puede demostrar que el factor de pérdidas está acotado por los valores:

$$F_c^2 < F_{per} < F_c \quad (2.12)$$

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga es:

$$F_{per} = X \cdot F_c + (1-X) F_c^2 \quad (2.13)$$

donde $X \leq 1$ depende de la característica de cada sistema.

Las pérdidas en sistemas de distribución consideran los siguientes componentes: circuitos primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y otros componentes que incluyen contadores, alumbrado y acometidas. Previamente a la determinación de las pérdidas, se requiere una determinación de la demanda del sistema.

2.2.4.1 ESTIMACION DE LA DEMANDA

Muchas veces no se dispone de información adecuada sobre la demanda del sistema. En estos casos, se utiliza una serie de mediciones que se efectúan en diferentes puntos e información sobre energía consumida, capacidad nominal instalada, corrientes máximas y clase de usuario. Mediante un estudio estadístico se pueden obtener modelos que correlacionan la

potencia demandada en los diferentes puntos del sistema con estos parámetros.

$$P_{D1}^{max} = f (E_1, C_1^n, I_1^{max}, U_1) \quad (2.14)$$

- P_{D1}^{max} : Potencia demandada máxima en el punto i, [W].
 E_1 : Energía consumida en el punto i durante un intervalo de tiempo, [Wh].
 C_1^n : Capacidad nominal de los elementos instalados en el punto i, [VA].
 I_1^{max} : Corriente máxima en el punto i, [A].
 U_1 : Clase de usuarios en el punto i.

Algunas funciones y métodos utilizados para la estimación de la demanda son:

1. Utilizando la energía facturada E_1 .

$$P_{D1}^{max} = A + BE_1 + CE_1^2 \quad (2.15)$$

A,B,C: Constantes que dependen del número y clase de usuario.

2. Para cada clase de usuario, encontrar la relación entre la energía facturada y la demanda máxima {9}{10}.

$$P_{D1}^{max} = \alpha E_1 + \beta \sqrt{E_1} \quad (2.16)$$

α, β : Constantes que dependen de la clase de usuario y del régimen de carga

3. De acuerdo con la cantidad de usuarios asociados al transformador y mediante la utilización del factor de coincidencia se calcula la demanda máxima.

$$P_{D1}^{\max} = F_{co} \sum_{j=1}^n P_{Dj}^{\max} \quad (2.17)$$

F_{co} : Factor de coincidencia.

P_{Dj}^{\max} : Demanda máxima estimada por usuario j.

4. En función de la energía consumida por los usuarios, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$P_{D1}^{\max} = AB \quad (2.18)$$

$$A = f(N_u) \quad (2.19)$$

$$B = f(E_a, N_u) \quad (2.20)$$

N_u : Número de usuarios.

E_a : Consumo acumulado de energía [kWh] promedio en el mes para el grupo de usuarios.

2.2.4.2 ESTIMACION DE PERDIDAS EN LOS CIRCUITOS PRIMARIOS

El cálculo de las pérdidas en circuitos primarios parte del conocimiento de la demanda máxima por alimentador a nivel de subestación, que se determina según uno de los procedimientos anteriores.

Debido a que las demandas máximas en los diferentes puntos del sistema no se presentan simultáneamente, su suma más el valor de pérdidas no será igual a la potencia máxima que suministra la subestación; el error se reparte modificando proporcionalmente los valores de demanda máxima de los puntos hasta reducir convenientemente el error.

A continuación se presenta el resumen de un procedimiento básico a seguirse en la estimación de las pérdidas.

1. Realizar un levantamiento de la información del sistema que se va a estudiar.
2. Obtener las demandas activas y reactivas para cada alimentador en la subestación, en el instante de demanda máxima.
3. Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema, los cuales generalmente son los transformadores de distribución.
4. Efectuar un flujo de carga para encontrar las tensiones y las pérdidas de potencia del sistema.
5. Si la suma de las demandas de los diferentes puntos del sistema más las pérdidas es igual a la demanda del alimentador en la subestación, con el correspondiente margen de error, se continua con el siguiente paso, en caso contrario se modifica la demanda según el error en el paso 3.
6. Determinar las pérdidas de energía mediante el método exacto o utilizando el factor de pérdidas, según la ecuación:

$$L_P = F_{per} \cdot W_{max_P} \cdot T \quad (2.21)$$

donde:

- L_P : Pérdidas técnicas de energía en primarios, [KWh]
 W_{max_P} : Pérdidas de potencia en primarios a demanda máxima, [KW]
 T : Intervalo considerado, [h]

2.2.4.3 ESTIMACION DE PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES

Si se dispone de una buena información horaria sobre el transformador, en cuanto a variables como la potencia activa, reactiva y tensión, el factor de pérdidas se calcula mediante la expresión:

$$F_{per} = (1/T) \sum_{i=1}^N (P_{D1}/P_{DP})^2 \quad (2.22)$$

P_{D1} : Demanda promedio [W], del intervalo i , [W].

P_{DP} : Demanda pico [W], en el período considerado.

F_{per} : Factor de pérdidas

N : Número de intervalos

Los pasos a seguirse en la determinación de las pérdidas en transformadores de distribución, son los siguientes:

1. Se asocia a cada transformador, los usuarios a los que suministra el servicio.
2. La energía total suministrada por cada transformador durante un período de tiempo se obtiene a partir del consumo de los usuarios.
3. La demanda del transformador se calcula de acuerdo con la energía consumida, el número de usuarios y las clases de usuarios.
4. Conocido el valor de la demanda máxima y el valor de las pérdidas del cobre a potencia nominal, se calculan las pérdidas a demanda máxima.
5. Cálculo de pérdida de energía de acuerdo con el factor de pérdidas del transformador [13].

2.2.4.4 PERDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

El procedimiento en esta parte es similar al seguido para los circuitos primarios. Los pasos a seguirse son:

1. Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario, el cual incluya los parámetros eléctricos.
2. Obtener la demanda máxima del transformador de distribución [W, VAR].

3. Estimar la demanda máxima de cada punto del circuito secundario asociado al transformador.
4. Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito mediante un flujo de carga.
5. Comparar la suma de las demandas de los diferentes puntos más las pérdidas con el valor de la demanda máxima del transformador. Si este valor es menor que una cierta tolerancia, se prosigue; en caso contrario se distribuye el error y se regresa al paso 3.
6. Se calcula las pérdidas de energía mediante el factor de pérdidas o el método exacto.

2.2.4.5 PERDIDAS TECNICAS EN OTROS COMPONENTES

Las pérdidas técnicas en otros componentes del sistema físico, se refieren fundamentalmente a las que se producen en 3 áreas:

1. Pérdidas en alumbrado público y semáforos {20}. La estimación depende en realidad de los procedimientos establecidos por las empresas eléctricas. Por ejemplo, existen empresas en las que el alumbrado público se carga a la facturación de cada usuario y otras en las que no se carga. De igual forma, las pérdidas en semáforos y anuncios públicos, se cargan a las empresas responsables como son los municipios o las instituciones de policía.

El monto de las pérdidas en alumbrado público se puede calcular, ya que en general, las empresas eléctricas conservan estándares de equipo y de régimen de funcionamiento de las lámparas. Los departamentos de alumbrado público disponen también de las estadísticas de vida útil de las lámparas y el número aproximado de lámparas en servicio del sistema. Adicionalmente, se

suele conocer la curva de carga de alumbrado. De esta manera, se estima con bastante aproximación, el monto de la energía consumida en alumbrado público.

2. Pérdidas en acometidas. Son en general despreciadas en los estudios de pérdidas. Su inclusión en los balances de energía, depende de si su monto es representativo o no. Muchas veces se carga las pérdidas técnicas en acometidas como un porcentaje de las pérdidas en circuitos secundarios.
3. Pérdidas en contadores. Los contadores consumen una determinada cantidad de energía en sus conexiones internas. Esta cantidad, si bien es pequeña respecto a otras fuentes de pérdidas, suelen ser también cargadas a las pérdidas técnicas, sobre todo en estudios específicos para determinados circuitos, en donde se requiere gran precisión en los balances.

2.3 Pérdidas No Técnicas

2.3.1 NATURALEZA DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS

La diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía por la cual la empresa logra facturar su pago se denomina "pérdidas no técnicas". La relación de la energía recaudada a la energía suministrada a los usuarios, se denomina "eficiencia no técnica o administrativa".

El tratamiento que las empresas distribuidoras de energía dan a las pérdidas negras, es bastante diferente del que se aplica para las pérdidas técnicas. Esta diferenciación se origina en la naturaleza de estas pérdidas. Las pérdidas negras se deben, en general, a factores administrativos de

control y a factores sociales internos y externos a la empresa.

Las pérdidas negras suelen ser clasificadas de dos formas:

1. Según la causa que las producen, clasificándose en {6}:

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

a) El fraude es la alteración por parte del suscriptor, del funcionamiento de los equipos de medición, reduciendo los registros de consumo, e induciendo error en la lectura que hace la empresa. Las principales fuentes de error y a las que las empresas conceden la mayor importancia, son:

- . Puenteo
- . Conexión invertida
- . Contador acostado o inclinado
- . Intercambio de conductor de fase por el del neutro
- . Contador perforado
- . Freno del disco
- . Alteración del registro
- . Alteración de la bobina de tensión
- . Línea directa

b) Los usuarios no suscriptores o contrabando, son todas aquellas conexiones no autorizadas cuyo objetivo es extraer el flujo eléctrico de la red, evadiendo con esto, el pago obligado por parte de las personas o entidades beneficiadas con dicha sustracción.

En realidad, existen dos condiciones que provocan el aumento del contrabando de energía. En primer lugar, está la cercanía y fácil acceso a la red de distribución secundaria que permite la conexión en ciertos sectores y especialmente en las invasiones. En segunda instancia, está la oportunidad aprovechada por los suscriptores a los que se les ha cortado el servicio por falta de pago, para conectarse de nuevo a la red en forma clandestina. Este rubro contribuye en gran forma al monto total de las pérdidas no técnicas.

- c) El error en los contadores de energía es el producto de la influencia de agentes externos como humedad, polvo, óxido, etc, y a los cuales se suma el envejecimiento y el deterioro físico por la vida útil del contador. Esto se ve afectado adicionalmente por la instalación de contadores de baja calidad, o por la inadecuada instalación del aparato.

- d) Los errores en la estimación del consumo se producen por varias políticas inadecuadas por parte de las empresas, como la asignación de una tarifa fija a actividades de construcción, en las cuales no se justifica la instalación del contador por razones económicas; la asignación de tarifa fija a usuarios que anteriormente estaban contrabandeando, pero que desean legalizar su situación; la asignación de tarifa fija comunal a barrios marginales, donde no se puede facturar la energía de manera convencional, debido a los bajos ingresos de los moradores.

En el primer caso, la tarifa se asigna dependiendo del tipo de construcción; en el segundo, la estimación del consumo del usuario se basa en el aforo de carga y/o en el consumo promedio del estrato respectivo; y en el

último caso, el valor de la tarifa es asignado de común acuerdo entre la empresa y la acción comunal del barrio.

Otro tipo de errores en la estimación del consumo, se produce cuando la empresa asigna consumos a instituciones como la policía o el municipio, por concepto de consumos en semáforos y pilas públicas.

e) Como su nombre lo indica, el error en consumo propio es toda la energía tomada del sistema y utilizada en oficinas, subestaciones, talleres, etc. de la empresa, pero que no se contabiliza en forma debida, o simplemente no es contabilizada.

2. Según su relación con las actividades administrativas de la empresa o subprocesos, se clasifican en:

- Registro de consumos
- Facturación
- Recaudo

a) El registro de consumos es el procedimiento por medio del cual la empresa eléctrica obtiene un valor estimado de la energía entregada a cada usuario durante un período de tiempo determinado, llamado "tiempo de facturación". Las pérdidas producidas en este proceso se denominan *pérdidas en registro*. El proceso de registro de consumo comprende dos etapas: En la primera parte se efectúa la lectura del registro de los contadores; en la segunda parte, se transforma los valores leídos en valores de energía, usando constantes de proporcionalidad de los medidores.

- b) El proceso de facturación supone el asignar a cada consumidor, un valor a ser cobrado, de acuerdo a su consumo de energía y a la política tarifaria de la empresa. Cuando estos valores se asignan en una forma inadecuada, se producen lo que se denomina *pérdidas en facturación*.
- c) El recaudo consiste en la realización del cobro por concepto de energía vendida a los usuarios. Es el ingreso monetario a las cuentas contables de cada usuario. Las pérdidas que se producen por energía no recaudada, o recaudada incorrectamente se denominan *pérdidas por recaudo*.

En el proceso de registro, las pérdidas tienen unidades de energía; mientras que en las pérdidas por facturación y recaudo, la energía ha sido convertida a unidades monetarias. Se suele asignar el nombre de pérdidas no técnicas a las primeras y a las dos últimas, el nombre de *pérdidas financieras*. En este estudio se considera únicamente las pérdidas no técnicas hasta el proceso de registro de consumos.

2.3.2 PERDIDAS SEGUN LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS

2.3.2.1 PERDIDAS DURANTE EL REGISTRO DE CONSUMOS

Las pérdidas que se producen durante el registro de consumos incluyen toda la energía consumida que no queda registrada en los archivos de los usuarios, o que queda registrada inadecuadamente. Una parte de esta energía corresponde a las instalaciones que se realizan con contador y otra a instalaciones que carecen del mismo. Algunas de las pérdidas en el registro que se producen en usuarios sin contador, son:

1. Conexiones ilegales o contrabando, que son denominadas también usuarios no suscriptores. Son conexiones directas a la red sin el consentimiento de la empresa. Toda la energía consumida por estos usuarios representan pérdidas para la institución {5}.
2. Errores en estimación de consumos. En el caso de algunos suscriptores con consumos muy bajos, como es el caso de asentamientos marginales y sectores rurales, la empresa prefiere estimar los consumos que medir la energía directamente. Esta práctica suele conducir a subestimar sistemáticamente el consumo y estimular el incremento de la demanda.
3. Errores en estimación de consumos propios no medidos. Los consumos propios de la empresa en centrales, subestaciones, talleres, edificios, etc, deben ser estimados de una manera adecuada, preferiblemente mediante mediciones. En ausencia de estas, la estimación del consumo propio puede conducir a errores significativos de registro. Considerando la concentración geográfica de los consumos propios (cercanía de los consumos a las actividades) y el control que la empresa tiene sobre ellos, es inaceptable el hecho de que en muchas empresas no se realicen dichas mediciones.
4. Errores en instalaciones provisionales. Es práctica común en muchas empresas, la celebración de contratos de servicio provisional o la demora en la instalación de los contadores una vez elaborado el contrato definitivo. En ambos casos, esta práctica suele conducir a errores en el registro de consumo.

En muchos casos, los usuarios con contadores presentan un volumen mayor de pérdidas no técnicas que los que carecen de

él. Esta situación se debe a que entre los usuarios con medición están los usuarios con mayores consumos y la gran mayoría de suscriptores. Los usuarios sin medidor tiene generalmente consumos más reducidos. Algunos tipos de pérdidas producidas en los usuarios con contador, son las siguientes:

1. Fraude. Rubro bajo el cual se consideran todas las adulteraciones fraudulentas de los equipos de medición, y la modificación ilegal de las conexiones, lo cual se refleja en errores en los consumos registrados por parte de la empresa.
2. Errores en medición del consumo. Se puede presentar por varias causas, como son la descalibración natural o accidental del medidor, daño del mismo, etc.
3. Errores en el procedimiento administrativo de registro de consumos. Aquí se incluyen todas las causas de error que no están asociadas con la medición misma. Por ejemplo: fallas en la medición por parte del personal de lectura, fallas en los programas de facturación, etc.

2.3.2.2 PERDIDAS DURANTE LA FACTURACION

La energía registrada como consumo de los suscriptores, es decir, los valores de las lecturas tomadas por el personal, deben ser traducidas a un valor en unidad monetaria. Este proceso es la facturación y consiste en asignar a cada suscriptor un valor por su consumo mensual. A veces, se presentan errores en este proceso, que se deben a dos fuentes:

1. Error por información incorrecta, que puede estar relacionada con:
 - Tarifa incorrecta asignada al usuario.

- Información incorrecta sobre el tipo de contador y equipo auxiliar.
 - Falta de información sobre el transformador asociado con el usuario, o información incorrecta del mismo.
2. Uso inadecuado de la información. Incluso si la información es correcta, un tratamiento erróneo de la misma, se traduce en pérdidas financieras para la empresa. Los errores por uso inadecuado, se relacionan con:
- Procedimiento inadecuado de facturación.
 - Falta de control sobre la corrección de errores en facturación, cuando se producen reclamos por parte de los suscriptores.
 - Control inadecuado a consumidores especiales.
 - Retardo excesivo en la facturación
 - Ausencia de programas de seguimiento de errores en facturación

2.3.2.3 PERDIDAS DURANTE EL RECAUDO

De la energía que se factura a los usuarios, la empresa recauda sólo una fracción de los montos que debería facturar. Durante el recaudo, se producen dos situaciones que deben tratarse en forma diferente.

1. Cuando las facturas no son pagadas. Caso que se puede deber a:
 - Cuenta no enviada al cliente o pérdida de la factura
 - Usuario sin capacidad de pago
 - Deficiencia en el manejo de cuentas por cobrar

2. Cuando las facturas son pagadas. Caso en el cual, aún se producen pérdidas por dos causas
- Pérdida o robo del dinero pagado
 - Pago no acreditado al suscriptor.

Las pérdidas no técnicas, como puede observarse, están íntimamente relacionadas con los procesos administrativos y fundamentalmente contables de la empresa. Los procesos de reducción de pérdidas no técnicas involucran medidas de tipo organizacional, tendientes a mejorar el manejo de la información y los procesos de control y auditoría.

2.3.3 PROCEDIMIENTOS BASICOS DE ESTIMACION

Los estudios de estimación de pérdidas negras tienen algunos propósitos:

- a) Determinar el número de usuarios infractores dentro de los sectores industrial, residencial y comercial de un sistema.
- b) Determinar las cantidades de energía perdida o subfacturada por tipo de infracción o causa.
- c) Diseñar sistemas de facturación y control, que permitan recuperar las pérdidas.

Para cumplir con estos objetivos, se emplean fundamentos y metodologías estadísticas de muestreo, obteniendo los estimadores más apropiados para dar respuestas a los problemas planteados.

El ámbito de ejecución de los programas de pérdidas negras, está constituido por todos los usuarios del sistema de la

empresa distribuidora, que son catalogados por sectores. Generalmente, se trata de un universo muy numeroso y heterogéneo. Se conoce que en el universo existe un número considerable, pero no bien definido de infractores, los que, mediante alteración de los contadores, logran reducir el número real en una magnitud también desconocida {19}.

2.3.3.1 PERDIDAS NO TECNICAS GLOBALES

Antes de realizar la discriminación de las pérdidas no técnicas según sus causas o su ubicación en los procesos administrativos, se requiere determinar la magnitud global de las pérdidas por subsistema, para lo cual se plantea las siguientes relaciones de balance {59}:

$$\begin{array}{r}
 \text{Pérdidas en circuitos primarios} \\
 + \text{Pérdidas en transformadores de distribución} \\
 + \text{Pérdidas en circuitos secundarios} \\
 + \underline{\text{Pérdidas en otros componentes}} \\
 \text{Pérdidas Técnicas} \qquad \qquad \qquad (2.23)
 \end{array}$$

Y,

$$\text{Pérdidas-Pérdidas Técnicas} = \text{Pérdidas Negras} \quad (2.24)$$

Esta última ecuación representa el balance global para pérdidas negras y proporciona el monto total de las mismas. El procedimiento conocido como "*discriminación de pérdidas negras*", consiste en asignar un porcentaje a las diferentes causas que las provocan.

En los siguientes apartados, se explica cómo se aplican los métodos estadísticos, para aportar elementos de juicio cuantitativos que permitan plantear y resolver problemas de subfacturación que se originan en las infracciones y que contribuyen a aumentar las pérdidas no técnicas.

2.3.3.2 PERDIDAS POR FRAUDE

Las pérdidas por fraude se refieren al producido por los suscriptores, es decir, a aquellos que poseen contador. Se producen por las alteraciones ilegales de los equipos de medición, o por conexiones directas de la red sin pasar por el contador de energía. Diversos estudios plantean que las pérdidas por fraude son las que aporten con el mayor porcentaje a las pérdidas no técnicas [28].

La evaluación de las pérdidas no técnicas por fraude da como resultado, el número de abonados que cometen fraude y el número de los que no lo cometen. Para ello, se utiliza un método estadístico.

En general, cualquier metodología de estimación de pérdidas no técnicas, requiere la realización de inspecciones a los suscriptores, mediante muestreo. La estimación se basa en la extrapolación de los resultados de una muestra estratificada realizada a los usuarios [5].

Una forma de detectar la existencia de fraudes en la medición de los consumos de energía, es la realización de "balances locales" a nivel de consumidores individuales o circuitos secundarios.

La detección de fraudes en consumidores individuales sólo se justifica en grandes consumidores, en los que los beneficios económicos asociados a la reducción de sus pérdidas, sobrepasa los costos involucrados en el operativo. También se utiliza la metodología en circuitos secundarios, donde se sospecha la existencia de gran magnitud de fraudes y se pretende la implantación de un programa extenso de revisión de contadores.

El procedimiento requiere la instalación de registradores de carga en el punto de alimentación del circuito, generalmente en los transformadores de distribución. Se requiere el uso de equipo de medición que pueda guardar la información acerca de los consumos de energía y potencia, por parte de los usuarios, durante un período determinado de tiempo que puede ser de una semana. También se requiere de mediciones rigurosas a cada consumidor, para de esta forma poder desarrollar balances energéticos locales.

En la mayoría de estudios, se utiliza adicionalmente la muestra de circuitos secundarios, para la realización de una investigación sobre el monto de las pérdidas técnicas en los mismos.

Se debe realizar algunas consideraciones, cuando se pretende realizar muestreos, con el objeto de inferir parámetros de la población mediante extrapolaciones.

- a) Se debe estudiar por separado, los circuitos que sirven a consumidores residenciales, industriales o comerciales.
- b) Los usuarios industriales pueden ser divididos en varios subestratos.
- c) Los circuitos que alimentan a usuarios residenciales deben clasificarse por el nivel socio económico de su zona de influencia (nivel de ingresos).
- d) El número de circuitos de cada estrato es en general reducido, lo cual debe tenerse en cuenta al seleccionar los tamaños de las muestras.

El proceso de estimación de las pérdidas no técnicas

generalmente adoptado, puede resumirse en los siguientes pasos:

1. Seleccionar estratos y subestratos de usuarios y consumos.
2. Determinar los tamaños de las muestras para los diversos estratos y subestratos en los que se ha dividido la población.
3. Realizar un muestreo y un balance local sobre los circuitos seleccionados. Con estos balances se calculan las pérdidas técnicas y no técnicas para cada elemento de la muestra.
4. Inspección a usuarios y/o circuitos muestreados y pruebas de contadores.
5. Calcular los valores medios de las pérdidas no técnicas para cada muestra, estratos y subestratos.
6. Los valores estimados de las pérdidas se pueden hallar mediante una ponderación de los datos muestrales (muestreo estratificado), de acuerdo con los consumos totales de los estratos.

Finalmente, se debe considerar que el proceso de muestreo puede tener dos enfoques:

- a) Cuando se realiza un muestreo puramente estadístico (insesgado), todos los elementos de la muestra tienen la misma probabilidad de pertenecer al grupo de infractores. Al realizar la muestra probabilística, no se pretende corregir los usuarios infractores, sino determinar cuál es el número de los mismos en toda la

población a partir de la muestra, y el monto de energía perdida por fraude.

- b) Cuando se toma en cuenta que a la empresa le interesa corregir el estado de los usuarios infractores, se puede seleccionar la muestra en los usuarios, o en los circuitos con mayores probabilidades de fraude. Aunque se produce un sesgo en el análisis, la empresa tendría la oportunidad de detectar a los usuarios infractores y corregirlos, disminuyendo las pérdidas, que es lo que al final preocupa a la empresa y es hacia donde se orientan todas las actividades relacionadas con pérdidas negras.

2.3.3.3 PERDIDAS POR USUARIOS NO SUSCRIPTORES

Los usuarios no suscriptores son aquellas conexiones ilegales a la red, efectuada por usuarios que no han contratado el servicio a la empresa. Este problema se presenta fundamentalmente en los circuitos de baja tensión, en donde es muy fácil "colgarse de la red". La característica más relevante de estos consumidores es la de presentarse en sectores de muy bajos ingresos [48], generalmente comunidades marginales o asentamientos de invasión. Otro grupo importante lo constituyen casetas de ventas informales, que se encuentran en gran número en las grandes ciudades.

El problema de los usuarios no suscriptores se enmarca en un contexto social y económico peculiar, que amerita consideraciones especiales.

La energía consumida por los usuarios no suscriptores, se estima por medio de extrapolación de valores individuales obtenidos por muestreo, sea por consumidores individuales o en circuitos completos.

El muestreo se debe realizar por mediciones de la energía consumida. Censos de carga por usuario producen resultados menos confiables, pero pueden ser una alternativa más económica, debido a la indisponibilidad de realizar un gran número de mediciones.

El procedimiento de determinación de pérdidas no técnicas por usuarios no suscriptores, se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Determinar la estratificación de la población total involucrada, según el tipo de consumidor, y ubicar adicionalmente los substratos necesarios. Esta estratificación es igual a la utilizada en la determinación de las pérdidas por fraude.
2. Seleccionar los tamaños muestrales para las diferentes poblaciones, que son las mismas muestras que se obtendrían en la realización de balances locales para detección de pérdidas por fraude. La muestra en este caso se refiere a los transformadores de distribución y sus circuitos asociados, puesto que los usuarios no están aún identificados por las empresas.
3. Efectuar el muestreo para cada subpoblación, realizar una inspección de los circuitos y determinar el número de usuarios no suscriptores y sus consumos para un intervalo de tiempo que puede ser de una semana.
4. Se calculan los valores de pérdidas para las muestras y se determinan las pérdidas totales por estrato. Se validan estos resultados mediante la información referente a energías totales y pérdidas técnicas totales, proporcionada por los balances.

5. Se calculan las pérdidas totales por sistema y subsistema.

Otra forma de realizar la estimación consiste en desarrollar una correlación con grupos de consumidores con características socio económicas similares a las del sector bajo consideración; se deben escoger grupos de comparación para los cuales se disponga de mediciones confiables de los patrones de consumo.

2.3.3.4 PERDIDAS POR ERROR EN MEDICION Y ESTIMACION DE CONSUMOS

En la realidad, la empresa realiza su facturación, de acuerdo a un estimativo de los consumos de los suscriptores. En la mayoría de casos, el instrumento de estimación es precisamente el contador de energía. En algunas situaciones, cuando los consumos son pequeños, las compañías de electricidad prefieren no instalar instrumentos de medición y cobran una tarifa fija.

Los errores en la medición de energía eléctrica pueden corresponder a:

1. Descalibración propia del medidor, debida a:
 - Error intrínseco del aparato, que según las normas no debe ser mayor a 0.5%.
 - Errores debidos a las condiciones de operación, puesto que la precisión de las lecturas depende de características como el factor de carga.
 - Errores por descalibración del aparato en la instalación
 - Errores por daño del medidor
 - Errores debido al envejecimiento del aparato

2. Errores en el montaje de los equipos de medición

- Error en montaje de transformadores de corriente
- Errores en la conexión del medidor

Los errores en la estimación de los consumos tienen especial relación con los procesos de registro. Muchas veces las compañías de electricidad no registran los consumos verdaderos de los usuarios (no realizan las lecturas en determinados meses), y estiman los consumos por extrapolación.

▪ ▪ ▪ ▪

Se han presentado los conceptos básicos referentes a la teoría de pérdidas eléctricas, así como los principios fundamentales de los procesos de su estimación. Este marco teórico es importante para el desarrollo de la metodología específica para evaluación de pérdidas en alimentadores primarios, que se presenta en el siguiente capítulo.

Si bien los manuales sugieren metodologías de análisis para los estudios de pérdidas, las mismas dependen en gran forma de las condiciones organizativas y de la disponibilidad de información dentro de cada empresa, así como de la motivación que las compañías tengan para reducir sus pérdidas.

Capítulo 3

DISEÑO METODOLOGICO

3.1 Introducción

En este capítulo se presenta el conjunto de metodologías y procedimientos mediante los cuales se puede lograr la discriminación completa de pérdidas a nivel de alimentadores primarios, y que es la utilizada en este estudio. El desarrollo del diseño metodológico parte de los objetivos específicos del proyecto y de la disponibilidad de personal e información con que cuenta la Empresa Eléctrica "Quito".

La metodología presentada consiste en un conjunto de pasos y procesos de obtención y tratamiento detallado de información cuyo resultado es un cuadro que corresponde al balance energético completo de las transferencias de energía entre los componentes del alimentador. En este capítulo no se presenta la metodología utilizada para determinar las alternativas de reducción de pérdidas, ni los procedimientos de análisis económico y financiero de los proyectos. En general dicho análisis se basa en la ingeniería de sistemas eléctricos de distribución y en la ingeniería económica. Por tanto, el diseño metodológico se refiere exclusivamente a la evaluación de pérdidas en alimentadores.

La metodología parte de los principios y conceptos que se exponen en los manuales sobre pérdidas y en los informes de diferentes empresas eléctricas a nivel latinoamericano. Sin embargo, las diferencias en los objetivos del proyecto y las características particulares del mismo, muestran la necesidad de depurar los procedimientos de evaluación. Esta metodología no se encuentra en la literatura sobre pérdidas y es más bien un avance en el desarrollo de la temática.

Este capítulo comienza con la definición del tipo de estudio al que se hace referencia, y por qué la metodología debe necesariamente diferir de aquellas utilizadas en otros estudios. Posteriormente se desarrollan en detalle y paso a paso, los procesos involucrados en la evaluación.

3.2 Selección del Caso de Estudio

Este proyecto piloto es un *estudio de caso* que se encarga del análisis de pérdidas en un alimentador específico, sobre el cual se realiza un corte transversal en el tiempo al final de un mes seleccionado, para efectuar el balance energético. El primer paso es determinar el tamaño y la ubicación del elemento de estudio de caso, para lo cual se requiere realizar un *muestreo no probabilístico* {11}.

3.2.1 SELECCION DEL TAMAÑO

Cuando se pretende realizar un balance global y detallado de pérdidas, es decir, determinar los niveles de pérdidas técnicas por componentes y no técnicas por causa, se requiere escoger cuidadosamente los puntos de frontera de los subsistemas en los cuales se tiene información sobre las transferencias de energía en un lapso de tiempo determinado. Esta definición depende en altísimo grado de las posibilidades de obtener información confiable y de tratarla adecuadamente.

En sistemas grandes y complejos, como el de la EEQSA, se requiere muchas veces realizar balances por subsistemas, debido a que la información global del sistema no proporciona el detalle suficiente sobre la ubicación de los montos importantes de pérdidas.

Este estudio escoge como *tamaño del caso* de análisis a un alimentador primario en base a las siguientes consideraciones:

- a) Los balances energéticos globales del sistema de la EEQSA, no proporcionan información detallada sobre la ubicación de las pérdidas técnicas y no técnicas. Es necesario lograr un nivel de detalle geográfico mayor.
- b) Las subestaciones del sistema cuentan, generalmente, con algún tipo de información referente a la potencia o energía que entregan a sus alimentadores.
- c) Es posible, como se demostrará más adelante, obtener información referente a los consumos de los usuarios involucrados en el alimentador.
- d) La obtención hipotética de balances energéticos por alimentador de todos o algunos de los alimentadores del sistema, proporcionaría información extremadamente valiosa y con el detalle suficiente, para el desarrollo de programas de planeamiento y control específicos.
- e) No convendría escoger un subsistema mayor porque esto implicaría incluir parte del sistema de subtransmisión, donde es improbable que existan pérdidas no técnicas. El análisis de las pérdidas en sistemas de transmisión está determinado por el flujo de potencia, para el cual se dispone generalmente de la información necesaria.

Sin embargo, se debe notar que las pérdidas técnicas en un alimentador pueden depender en gran forma de su configuración, mientras que las no técnicas pueden depender de su ubicación geográfica en el área de concesión del sistema. Los análisis de pérdidas en diferentes alimentadores pueden diferir considerablemente y es riesgoso hacer inferencia sobre otros alimentadores, partiendo de los resultados de la investigación sobre uno solo. A pesar de esto, sí se pueden obtener conclusiones sobre el desempeño de la metodología de evaluación.

Dentro de este proyecto, la selección del caso se basa en los siguientes criterios fundamentales:

- a) La disponibilidad y confiabilidad de los datos a nivel de subestación, seleccionándose obviamente el de mayores niveles {44}.
- b) El conocimiento de las rutas de lectura de los medidores asociados a dicho alimentador, seleccionándose el de mayor sencillez en la toma de las lecturas.
- c) El nivel de pérdidas histórico, seleccionándose el de más alto nivel.
- d) Disponibilidad y acceso a los datos de redes del sistema. Por ejemplo, no convendría en primera instancia seleccionar un alimentador subterráneo, por la dificultad intrínseca de realizar inspecciones a los circuitos de los suscriptores dentro del proceso de análisis de pérdidas negras.
- e) Consideraciones adicionales sobre actividades realizadas históricamente sobre el alimentador, como reconfiguraciones, cambios de nivel de tensión, etc.

3.3 Balance Global de Energía

El *balance global de energía* tiene como objetivo determinar el monto global de pérdidas de un sistema o subsistema. En este apartado se explica cómo se determina este monto para un subsistema en estudio.

Las pérdidas totales de energía son determinadas realizando el balance entre la energía disponible menos la energía registrada por la Empresa.

$$L = E - E_R \quad (3.1)$$

donde:

L: Pérdidas de energía totales del subsistema, [KWh]

E: Energía suministrada o disponible, [KWh]

E_R : Energía registrada, [KWh]

Las pérdidas globales ser presentadas en porcentaje respecto a la energía de la fuente, es decir, la diferencia entre la energía disponible y la registrada, dividido para la energía disponible, por cien.

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{E - E_R}{E} \times 100 \quad (3.2)$$

3.3.1 DETERMINACION DE LA ENERGIA SUMINISTRADA

Una vez que se ha determinado el alimentador a ser analizado, se requiere obtener la información de la energía que la subestación le entrega, para lo cual las referencias proponen la utilización de contadores de energía o registradores de demanda máxima y mínima, o ambos. Sin embargo, dada la disponibilidad existente en la empresa, se recomienda la utilización del analizador AEMC 3950 {1}, que puede ser pro-

gramado para almacenar, entre otras, las siguientes variables:

- Voltajes por fase.
- Potencia activa por fase.
- Factor de potencia por fase.
- Corriente por fase.
- Energía por fase para un día determinado.

Este registrador es instalado a la salida del alimentador de interés en la S/E y permanece allí por lo menos durante una semana, registrando lecturas cada 15 minutos. Las características del analizador se presentan en el Apéndice 1.

La utilización del 3950 dentro del presente estudio tiene como objetivo el determinar la energía entregada al circuito del alimentador cada día, durante una semana y de proporcionar las curvas de carga para todos los días de la semana del alimentador en cuestión.

Debido a que la memoria RAM del analizador es limitada, se requiere bajar los datos a un computador. Esta transmisión se realiza a través del pórtico serial que posee el instrumento, por donde se puede obtener los datos de las mediciones efectuadas.

Debido a que el analizador no cuenta con la interfase y tampoco con el software de adquisición de datos, fue necesario diseñarlos. Las características del programa administrador de puertos seriales APS y de la interfase se presentan en el Apéndice 2.

Para realizar la determinación de la energía entregada al circuito se procede de la siguiente forma:

1. Instalación de medidores de energía por fase, a la salida de la S/E, utilizando transformadores de potencial y corriente. Estos medidores estarán instalados durante todo el mes de referencia.
2. Instalación del analizador a la salida de la S/E, utilizando pinzas y transformadores. El analizador estará instalado durante una semana por lo menos, semana que debe estar incluida en el mes de referencia.

Se considera que durante el mes, los consumos no varían de una semana otra, es decir, que la energía consumida en la primera semana es igual a la de la última semana.

3. Durante la semana en que el analizador permanece instalado, se acude a la subestación una vez al día para revisar el adecuado funcionamiento de todos los registradores y se descarga los datos a un computador portátil, a través de la interfase, mediante el programa APS.
4. En cada visita a la subestación se procede a tomar lecturas de corriente en los indicadores de panel de la subestación, con el objeto de crear un nivel de redundancia en la información.
5. Al final de la semana escogida se retira el analizador, y al final del mes, se procede a la contabilización de las energías consumidas por cada fase del alimentador. Se retira los medidores de energía.
6. Se ingresa los datos obtenidos a una hoja electrónica, y se calcula los valores diarios de energía, así como los valores totales del consumo del mes, mediante integración directa de los valores de potencia activa por fase.

7. Se compara los valores de energía total con aquellos determinados por los contadores de energía.

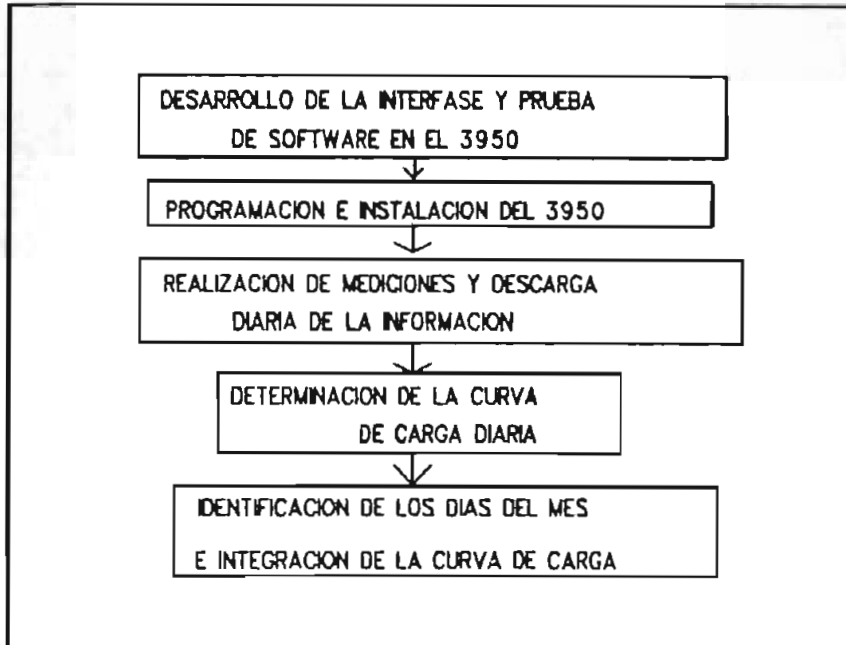


Figura 3.1: Obtención de la Energía Suministrada

Se puede crear redundancia en la información de las siguientes formas:

- a) Tomando lecturas de corriente en los indicadores de panel en las diferentes semanas del mes.
- b) Operando el sistema SCADA y obteniendo información acerca de las corrientes por fase del alimentador.

La validez de la información respecto a la energía suministrada al sistema, está garantizada por:

- a) El altísimo nivel de exactitud del 3950
- b) Los intervalos de toma de lecturas del 3950, y la de-

terminación de las energías por integración a lo largo de las curvas reales de carga diarias.

- c) La contabilización de los días exactos del mes.
- d) El registro de energía mediante medidores.
- e) Los mecanismos utilizados para la creación de información redundante.

3.3.2 DETERMINACION DE LA ENERGIA REGISTRADA

El procedimiento normal que siguen las empresas eléctricas para realizar el recaudo de las ventas de energía a los usuarios, incluye tres etapas, que son:

- registro de los consumos en [KWh], que representa la *energía registrada*,
- la asignación de una tarifa a esos consumos en [S/.], que es la *energía facturada*; y,
- el cobro de los montos facturados, que es la *energía recaudada*.

El procedimiento que sigue la Empresa Eléctrica "Quito" concuerda con esta secuencia; sin embargo, en las boletas de facturación, se incluyen los dos valores: el consumo de energía en [KWh] y la cantidad a ser abonada en [S/.].

Al interior de la Empresa, se dispone de información detallada de los usuarios clasificados por rutas de lectura en el proceso de registro y por planes de consumo en el proceso de facturación. Una *ruta de lectura* es una secuencia que indica el camino real que el personal de la Empresa debe tomar para realizar la lectura de los medidores en campo. Se indica la secuencia de direcciones de los usuarios, los códigos de medidores, etc.

En la Empresa Eléctrica, se dispone de los consumos de los usuarios en [KWh], por usuario, por ruta de lectura. Una ruta de lectura o *libro* completo de un sector residencial puede tener un número de usuarios de aproximadamente 250.

Por otro lado, los *planes de consumo* son un conjunto de varias rutas de lectura, en los cuales se tiene información de las rutas que contiene. El plan de consumo es un registro en el cual se dispone del valor a ser cancelado por los suscriptores a la Empresa en [S/.], pero no se conoce la ruta de lectura a la cual pertenece. Un plan de consumo de sectores residenciales puede contener información correspondiente a más de 5.000 suscriptores.

En la presente metodología se realiza la asociación de los usuarios involucrados en el alimentador por rutas de lectura, debido a que no es posible discriminar dichos usuarios a partir de los planes de consumo.

La determinación de los balances que se desarrollarán posteriormente, incluye pues únicamente el primer paso de los procedimientos administrativos, es decir, el registro de los consumos en [KWh], que corresponde a la energía registrada E_r . Los procedimientos de facturación (tarifación) y recaudo no se incluyen en los balances de este estudio, debido a que con el sistema de cómputo actual no es posible discriminar las facturaciones de los usuarios por ruta de lectura y por alimentador, sino únicamente sus registros.

Finalmente, se debe aclarar, debido a las razones anteriores, que el término E_f , correspondiente a la energía facturada, se refiere a la energía en [S/]. Ya que en este estudio todos los balances se refieren a energía en [KWh], este término no se menciona.

La energía real registrada en [Kwh], está dada por la suma de los registros de consumos de todos los usuarios asociados al alimentador. Por *usuarios asociados* se entiende los clientes que están conectados eléctricamente a los circuitos del alimentador, y por lo tanto, que reciben suministro de energía a través del mismo. El número de usuarios es considerablemente grande, dado el tamaño promedio de un alimentador; en alimentadores residenciales, este número está en el orden de los miles de usuarios.

Los procedimientos necesarios para levantar la información a partir de la cual se determina la energía registrada, deben desempeñarse con suma precisión y cuidado, de tal forma que los datos obtenidos tengan la validez suficiente.

Para determinar la energía registrada, se deben efectuar los siguientes pasos:

1. Obtener la información actualizada de los circuitos primarios y secundarios pertenecientes al alimentador, sobre la base geográfica catastral.
2. Determinar los límites aproximados de influencia del alimentador ubicando los límites de los circuitos secundarios.
3. Desarrollar en base geográfica lotizada, un mapa que discrimine los usuarios del alimentador, recorriendo en campo los límites de los circuitos secundarios e identificando los lotes que se hallan dentro y fuera de la influencia de los circuitos. Un ejemplo de una parte de un mapa semejante se presenta en la Figura 3.3
4. Obtener las rutas de lectura de medidores en la zona del alimentador y aledaños.

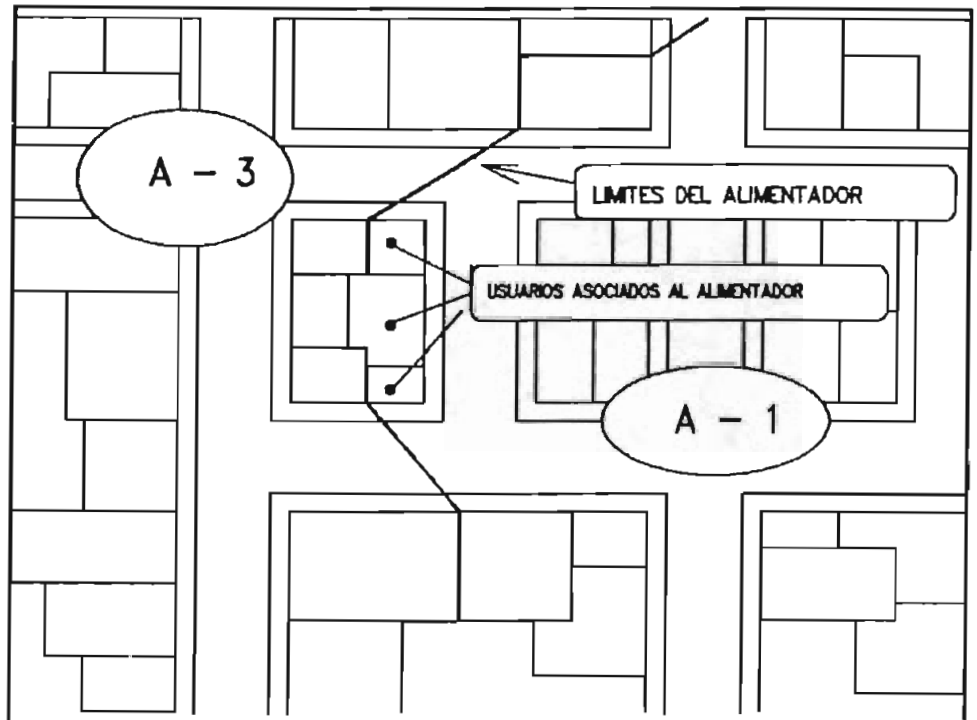


Figura 3.2: Ejemplo de Mapa de Límites de Alimentadores

5. Contrastar las rutas de lectura con los límites eléctricos del alimentador y determinar los usuarios que pertenecen al circuito.

En la Empresa Eléctrica se conocen a las rutas de lectura como "libros", debido a que los registros de las lecturas se llevan en libros especiales. El libro o la ruta tiene una codificación que se relaciona con los sectores según la nomenclatura del Municipio. Por ejemplo, la ruta S4-R20, se refiere a la ruta No 20, que corresponde al sector No 4. Una ruta nunca está en dos sectores. Se definen tres tipos de rutas de lectura:

- Internas, las que se encuentran completamente dentro del alimentador.

- Mixtas, los que pertenecen a dos o más alimentadores, pero de los cuales una parte pertenece al alimentador analizado.
- Externas, las que están completamente fuera.

Ejemplos de estas rutas se muestran en la Figura 3.3.

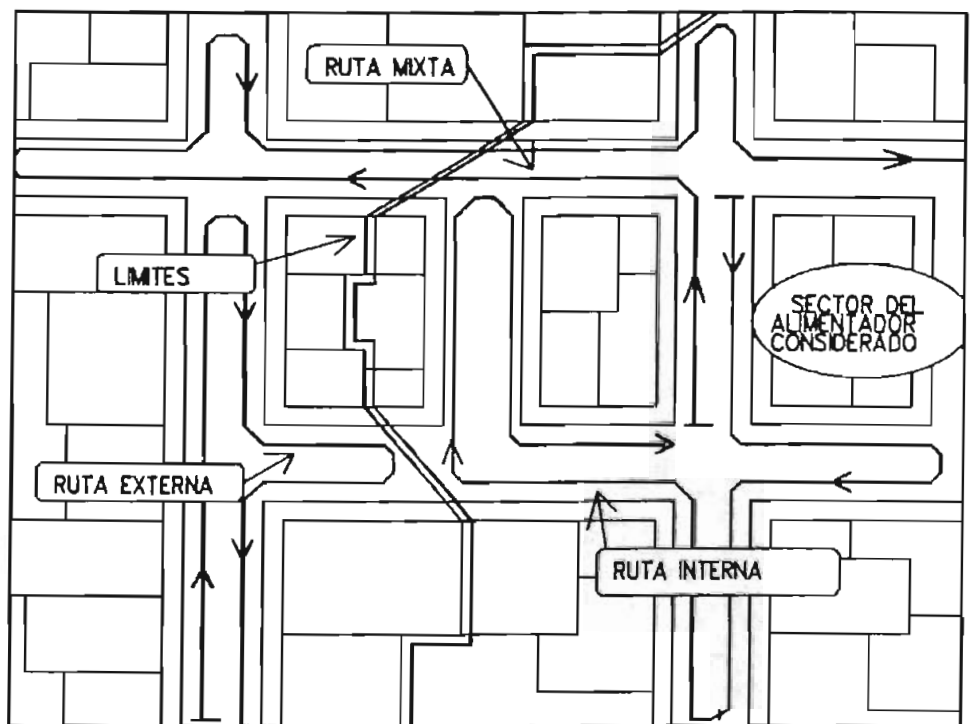


Figura 3.3: Tipos de Rutas de Lectura

Para determinar el monto de los consumos de energía totales, se ingresan los montos de todos los usuarios de las rutas internas, pero sólo una parte de los pertenecientes a las rutas mixtas, y ninguno de los que pertenecen a las rutas externas.

6. Discriminar qué usuarios de cada libro mixto pertenece al alimentador, para lo cual es necesario acceder a la base de consulta de clientela masiva.

El sistema de cómputo de la EEQSA dispone de un acceso al registro que proporciona dos opciones de consulta.

- Una en la que se muestra un listado de los consumidores de las rutas en orden de lectura (en el orden que indican las flechas en las rutas de lectura), y que presenta el código del medidor, el nombre o razón social del usuario y la dirección, pero NO el consumo.
- Otra, que presenta pantallas individuales de cada usuario, en la que se tiene información completa de cada suscriptor como registros de lectura y consumo de los doce últimos meses, dirección completa (calle, número y transversal), tipo de medidor, amperaje, código de suministro, código de medidor, etc.

Para determinar los usuarios que están dentro del alimentador, se ingresa a la primera opción y se recorre la lista hasta las direcciones de los usuarios que salen del circuito. La discriminación requiere el operativo sobre los límites del alimentador que indica hasta qué usuario de la lista exactamente se debe incluir.

7. Determinar los consumos por libros. En los libros unitarios, se suma todos los consumos de los suscriptores para el mes de interés. En los libros mixtos, se suma los consumos hasta los límites determinados en el paso anterior.
8. Finalmente, se suman los consumos de todos los libros involucrados, y se obtiene el monto total de energía registrada.

En la Figura 3.4 se presenta el algoritmo de determinación de la energía registrada.

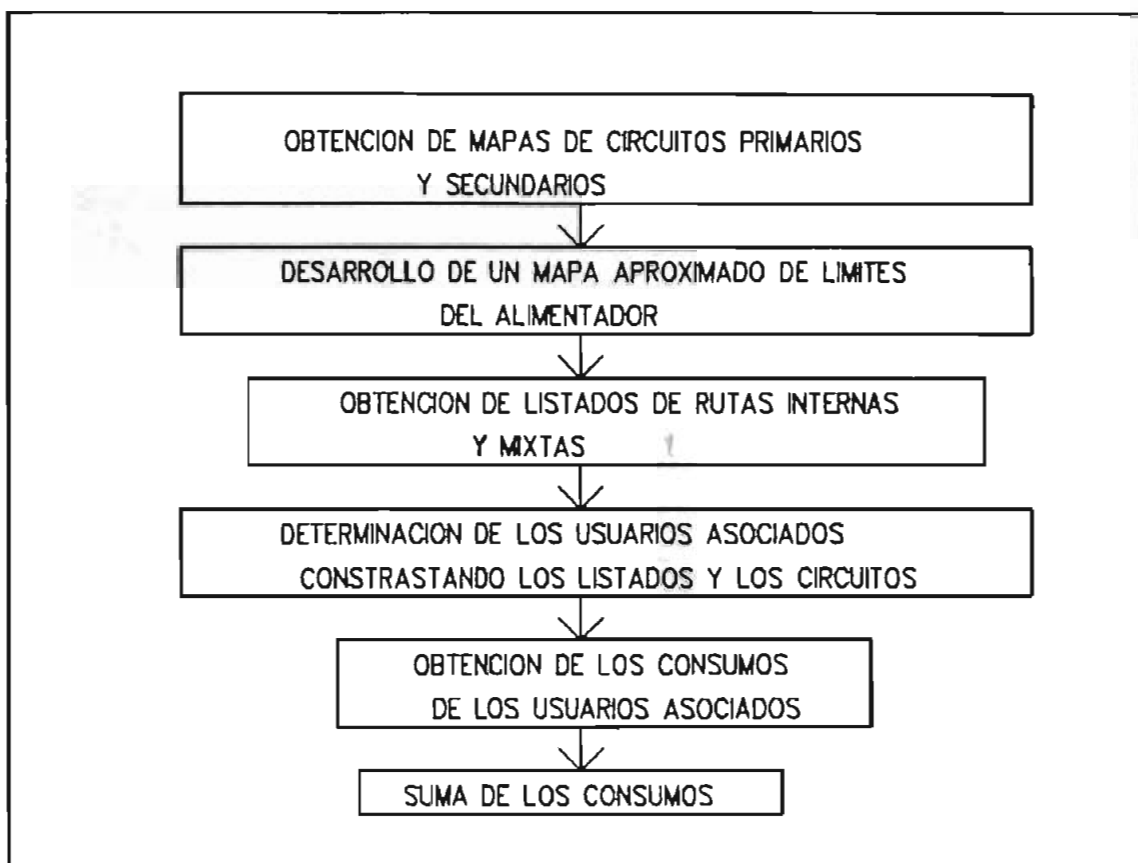


Figura 3.4: Obtención de la Energía Registrada

Nótese que el procedimiento adoptado es exacto pero extenso debido a las restricciones de los programas de registro. En la actualidad, la Empresa Eléctrica está cambiando su sistema de cómputo y en el nuevo sistema se incluyen opciones que permiten sumar los consumos por libros, evitando así un trabajo bastante extenso.

La determinación de las pérdidas globales de energía, L , se realiza entonces mediante la aplicación de la fórmula (3.1), que constituye el balance global de energía del alimentador.

3.4 Evaluación de Pérdidas Técnicas

Una vez que se ha determinado el monto global de pérdidas en [Kwh], se debe determinar las pérdidas correspondientes a cada etapa del proceso de distribución, desde la salida de la subestación, hasta el usuario final (pérdidas técnicas), y en el registro de los consumos (pérdidas no técnicas).

Las pérdidas globales son la suma de las pérdidas técnicas y de las pérdidas no técnicas, así:

$$L = L_T + L_N \quad (3.3)$$

donde:

L_T : Pérdidas Técnicas de energía, [KWh]

L_N : Pérdidas No técnicas de energía, [KWh]

Para determinar las pérdidas técnicas, se debe sumar las contribuciones de los valores de:

- Pérdidas en circuitos primarios, L_{TP}
- Pérdidas en transformadores de distribución, L_{TT}
- Pérdidas en circuitos secundarios, L_{TS}
- Pérdidas en otros componentes, L_{TOC}
 - Pérdidas en alumbrado público y semáforos, L_{TAP}
 - Pérdidas en acometidas, L_{TAC}
 - Pérdidas en contadores, L_{Tco}

3.4.1 PERDIDAS EN CIRCUITOS PRIMARIOS

Para la determinación de las pérdidas en circuitos primarios se utiliza el *método exacto*. Este método requiere la determinación de una función de pérdidas de potencia activa por fase en función de la potencia activa a la salida de la subestación.

La función de pérdidas de circuitos primarios es una función de pérdidas de potencia:

$$W_{PK}(P_k) = f(P_k) \quad (3.4)$$

donde:

$W_{PK}(P_k)$: Pérdidas de potencia activa del circuito primario del alimentador para la hora k , [KW]

P_k : Potencia activa de entrada al alimentador en el instante k , o potencia que entrega la subestación al alimentador, [KW]

Las pérdidas de potencia activa se relacionan con gran exactitud, cuadráticamente con la demanda. Si se corren flujos de potencia para varias condiciones de carga, se generan puntos que pueden ser correlacionados para determinar una ecuación que proporcione las pérdidas de potencia activa por fase, en función de la demanda. La determinación de dicha función requiere realizar flujos de potencia considerando como fuente a la subestación y como puntos de carga a los transformadores de distribución.

La función de pérdidas de potencia es de la forma:

$$W_{PK}(P_k) = A P_k^2 + B P_k + C \quad (3.5)$$

donde:

A, B, C: Constantes de la función cuadrática.

Para correr flujos se requiere:

- a) Obtener la información eléctrica de los circuitos; esto es:
 - Diagrama de los circuitos primarios en la base geográfica a escala.

- Número de nodos y tramos del circuito
 - Número de fases por tramo
 - Nodos de los transformadores de distribución
 - Tipo de conductor y calibre en cada tramo
 - Presencia de reguladores de tensión
 - Presencia de condensadores y características
- b) Obtención de los valores de la carga en cada nodo correspondiente a transformadores de distribución. Para ello se realizará un proceso de estimación de la demanda, explicado más adelante.

3.4.1.1 OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN ELÉCTRICA DEL CIRCUITO

Para esta fase se cuenta con la información disponible en la Empresa Eléctrica "Quito". La Empresa realiza desde Agosto de 1993 el Proyecto de Inventarios y Avalúos, concedido por licitación a la Organización Levín S.A {40}. El Proyecto de Inventario y Avalúo, considera etapas de valuación de instalaciones concentradas, distribuidas e instalaciones generales. En la etapa de instalaciones distribuidas, se realizó la determinación de las características de las redes de distribución, para lo cual se llevó a cabo el levantamiento de la información en campo de todas las redes en el área de concesión de la Empresa Eléctrica "Quito". El levantamiento de las redes urbanas se lo realizó en el mes de Septiembre de 1993 y es la información de las redes disponible más actualizada. La información incluye los diagramas en base geográfica de redes primarias y secundarias incluyendo calibres y tipos de conductores, potencias y características de transformadores, presencia de capacitores, reguladores y equipo de seccionamiento y protección, así como características de las redes de alumbrado, niveles de tensión y estado normal del equipo de seccionamiento.

La información de los circuitos primarios consistirá pues, en los diagramas proporcionados por la Organización Levín, más la información de las redes que adicionalmente posee la Empresa {16}.

La validación de la información referente a las características eléctricas será verificada realizando una inspección completa de los circuitos aéreos en campo y verificando la información de circuitos subterráneos, en caso de existir, con la información disponible en la Empresa sobre redes subterráneas.

3.4.1.2 ESTIMACION DE LA DEMANDA

Para la realización del flujo de potencia en circuitos primarios se debe determinar la demanda en cada punto de entrega de energía, es decir, en los nodos correspondientes a los transformadores de distribución.

La estimación de la demanda, es uno de los puntos más difíciles e importantes antes de correr flujos. En el Capítulo 2, se presentó la teoría de algunos métodos existentes para la determinación de la demanda del usuario. Es difícil determinar con exactitud la demanda, debido a que:

- a) Se requeriría colocar medidores de demanda en todos los puntos de carga del circuito.
- b) Se debería realizar el registro de los valores de demanda, al mismo tiempo, de tal forma de correlacionar la demanda con la curva de carga
- c) La Empresa no dispone de un número suficiente de tales medidores, ni del personal disponible para realizar las instalaciones y los registros.

En este estudio, los valores de demanda en cada punto se consideran proporcionales a la suma de los consumos de los usuarios asociados a cada transformador. Para ello, se requiere efectuar el operativo más complejo dentro de la presente metodología, que consiste en los siguientes pasos.

1. Diseñar un mapa con transformadores y circuitos secundarios exactos. Este punto es complicado por varias razones: En primer lugar, la información disponible no es exacta en el sentido de que muchas veces no muestra con precisión los puntos de conexión y terminales de circuitos secundarios. En segundo lugar, a veces, el lado secundario de los transformadores no se encuentra conectado a la red secundaria aérea, sino que ingresa directamente a un edificio o a red secundaria subterránea. Por lo tanto, se requiere inspeccionar directamente las conexiones de los circuitos secundarios.
2. Se debe obtener los listados de los usuarios en orden por rutas de lectura y numerar las rutas para poder identificarlas adecuadamente. A un lado del listado se debe dejar un espacio para ubicar el número del transformador correspondiente a cada usuario. Además se debe tener un mapa de rutas de lectura internas y mixtas.
3. Con el mapa de circuitos secundarios, el mapa de rutas de lectura y el listado de usuarios por rutas, se acude a la zona del alimentador y se procede a discriminar los usuarios que están dentro de cada circuito secundario. Este proceso es largo y complejo debido al tamaño del área servida por el alimentador y a la complejidad de las redes existentes. Se requiere habilidad y conocimiento de las redes, para poder mobilizarse en la extensión del área de influencia convenientemente y determinar los usuarios respectivos con precisión.

4. Se diseña una base de datos, en la cual se procede a ingresar el número de transformador que sirve a cada usuario y los consumos de los clientes. Se suma los consumos correspondientes a los usuarios de cada transformador para el mes determinado. Este procedimiento entrega con una buena aproximación los consumos de energía del mes de cada transformador, valores que pueden ser transformados a unidades de potencia, para poder correr el flujo de carga del circuito primario.

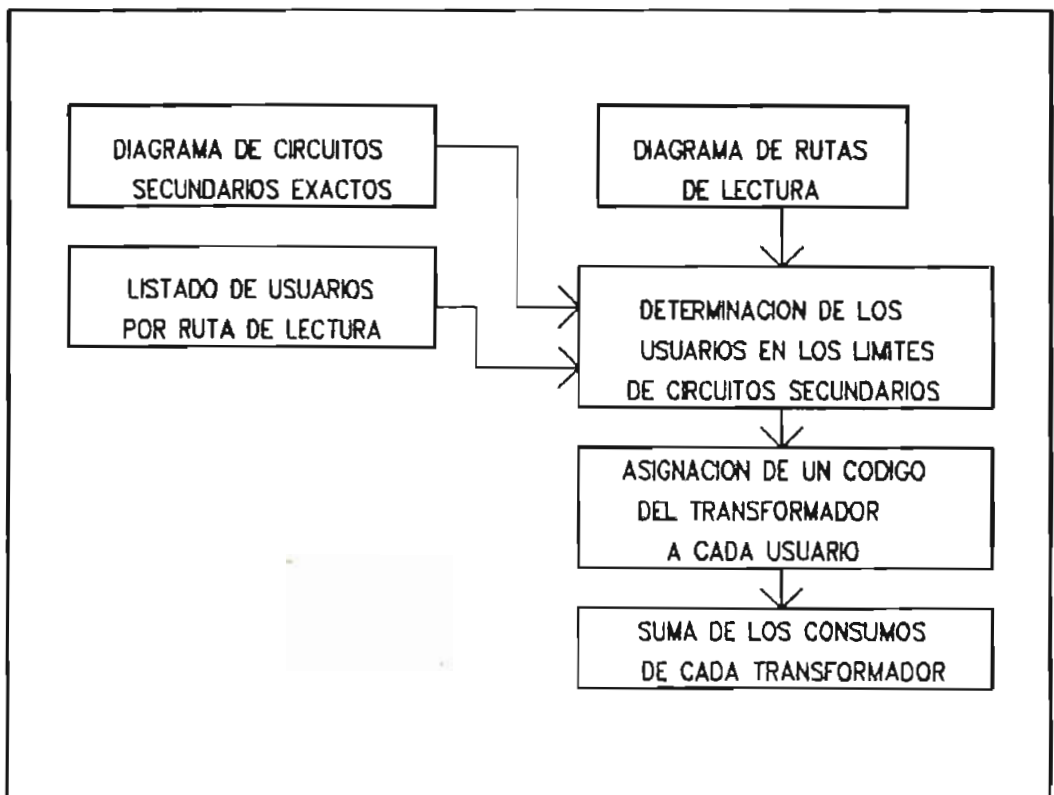


Figura 3.5: Procedimiento de Estimación de la Demanda

3.4.1.3 FLUJO DE POTENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS

Para la realización del flujo de potencia se cuenta con el Programa Interactivo de Distribución PRINDIS, desarrollado por el Ing, Marco Antonio Medina [44]. Para la utilización

de este programa amigable y de gran versatilidad, se requiere definir un sistema de coordenadas sobre el cual se ubica al circuito en estudio. En el Apéndice 3 se presenta brevemente las principales características de este programa.

El programa lanza los siguientes resultados:

- Fasores de corriente en cada tramo por fase
- Fasores de voltaje en cada nodo por fase
- Pérdidas de potencia activa y reactiva en cada tramo por fase
- Porcentaje de carga en cada tramo por fase
- Potencias activa y reactiva totales entregadas al alimentador por fase
- Potencias activa y reactiva totales de carga por fase
- Pérdidas totales de potencia activa y reactiva por fase

Al correr el flujo para una condición determinada, se deben igualar los requerimientos de potencia del circuito, con la potencia que entrega la subestación.

Si la suma de las pérdidas totales de potencia más la potencia total de carga (potencia suministrada del flujo), no es igual a la potencia real entregada al alimentador, se modifica un factor de corrección hasta obtener un error adecuado. El proceso finaliza cuando el balance es correcto y se obtienen las pérdidas totales de potencia en los circuitos primarios para cualquier punto de la curva de demanda.

Para determinar la función de pérdidas del circuito, se debe encontrar las constantes de la ecuación (3.5), para lo cual se generan al menos tres puntos de correlación entre pérdidas y potencias suministrada, puntos que se obtienen al variar un factor de demanda que incluye el programa. En este estudio se generarán 6 valores relacionados de dos en dos: el primer valor se obtiene ubicando como cargas en los

transformadores, los consumos del mes divididos para el número de horas del mismo. El segundo se realiza aumentando la demanda en 75%, y el tercero disminuyéndola en el 50%. El sistema de ecuaciones a resolverse es:

$$\begin{aligned} A P_{k1}^2 + B P_{k1} + C &= W(P_{k1}) = x \\ A P_{k2}^2 + B P_{k2} + C &= W(P_{k2}) = y \\ A P_{k3}^2 + B P_{k3} + C &= W(P_{k3}) = z \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde:

P_{k1} : Potencia suministrada al alimentador, que se produce cuando la demanda en los puntos de carga (transformadores) es igual a los consumos del mes divididos para el número de horas, [KW]

P_{k2} : Potencia suministrada al alimentador para un incremento proporcional en la demanda del 75% de la demanda que produce una potencia suministrada igual a P_{k1} , [KW]

P_{k3} : Potencia suministrada al alimentador para un decremento proporcional de la demanda del 50% de la demanda que produce una potencia suministrada igual a P_{k1} , [KW]

$W(P_{k1})$: Pérdidas de potencia activa cuando la potencia suministrada es P_{k1} , [KW]

Este sistema de ecuaciones puede ser resuelto en forma matricial, pero para objetos de determinar los coeficientes A, B y C en un hoja electrónica, se presentan las siguientes fórmulas de solución:

$$A = \frac{z-x + (x-y)(P_{k3}-P_{k1})}{(P_{k3}^2 - P_{k1}^2) - (P_{k2}+P_{k1})(P_{k3}-P_{k1})} \quad (3.7)$$

$$B = \frac{y-x}{P_{k2}-P_{k1}} - A (P_{k2}+P_{k1}) \quad (3.8)$$

$$C = x - A P_{k1}^2 - B P_{k1} \quad (3.9)$$

3.4.1.4 PERDIDAS DE ENERGIA EN CIRCUITOS PRIMARIOS

Como se mencionó anteriormente, el 3950 proporcionará información sobre los valores de potencia activa en cada punto de la curva de demanda por fase. Al haber determinado los coeficientes A, B y C, y por lo tanto, la función de pérdidas de circuitos primarios, es posible evaluar esa función para cada valor de demanda de potencia activa y determinar las pérdidas a lo largo de esta curva.

Para determinar las pérdidas totales de energía, se suma las contribuciones de pérdidas de potencia para cada intervalo de tiempo seleccionado (método exacto). Esto permite observar la ubicación de las pérdidas dependiendo de los valores de demanda reales del alimentador. El diagrama de flujo para el cálculo de las pérdidas de energía, se presenta en la Figura 3.6.

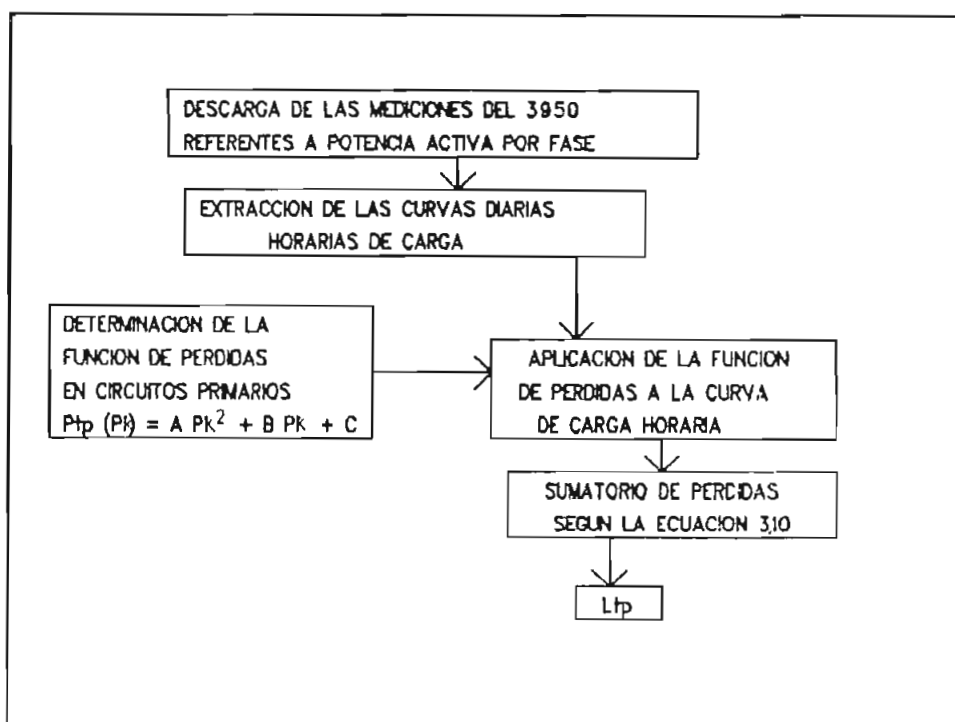


Figura 3.6: Obtención de las Pérdidas en Circuitos Primarios

Nótese que fácilmente se puede determinar los factores de pérdidas del circuito y calcular las pérdidas utilizando dicho factor. Sin embargo, se prefiere conservar la información referente a la ubicación de las pérdidas de energía sobre la curva de demanda horaria, información que resulta ser importante para el análisis posterior.

Las pérdidas técnicas de energía en los circuitos primarios están dadas por la ecuación:

$$L_{TP} = \sum_{j=1}^{N_d} \sum_{k=1}^{24} W_{Pjk} \quad (3.10)$$

donde:

- W_{Pjk} : Pérdidas técnicas de potencia de circuitos primarios para el día j , para la hora k , [KW]
 L_{TP} : Pérdidas técnicas de energía en circuitos primarios para el mes considerado, [KWh]
 N_d : Número de días del mes considerado
 k : Contador de horas
 j : Contador de días

En esta ecuación se ha considerado intervalos de medición de una hora que ofrecen la exactitud necesaria. Por esta razón, el valor de las pérdidas de potencia en [KW] es igual al valor de las pérdidas de energía en [KWh] para esa hora, ya que el intervalo de tiempo corresponde a sesenta minutos.

Se podría calcular mediante el método exacto, las pérdidas de energía considerando intervalos menores debido a las posibilidades de registro de mediciones del 3950. En ese caso, los valores de potencia deberían estar multiplicados por las fracciones de los intervalos en horas.

La aplicación de la ecuación (3.10) proporciona el monto de las pérdidas técnicas de energía en los circuitos primarios del alimentador, durante el mes considerado.

3.4.2 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Primeramente, se debe obtener la información referente a las pérdidas en el hierro y en el cobre de los transformadores instalados. Debido a que no se conoce las características de uso de los transformador como tiempo de funcionamiento, vida útil, fabricante, etc., se requiere realizar algunas simplificaciones. El procedimiento a seguirse para determinar las pérdidas de energía se resume en los siguientes pasos.

1. Determinar los principales proveedores de transformadores a la Empresa, tomar los más importantes, y obtener los datos de pérdidas en cobre y hierro para cada uno de ellos. Sacar una tabla promedio que relacione las pérdidas en el cobre con la potencia nominal y con la potencia instantánea del transformador; y las pérdidas en el hierro, con su potencia nominal. Una tabla semejante es como la que se muestra en la Figura 3.7.

PERDIDAS DE POTENCIA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION			
POTENCIA NOMINAL [KVA]	PERDIDAS EN VACIO [KW]	PERDIDAS CON CARGA [KW]	
		50% DE CARGA	75% DE CARGA
10			
15			
25			
37.5			
50			
75			
100			
112.5			
150			
250			

Figura 3.7: Formato de Tabla de Pérdidas en Transformadores

2. Obtener una función de pérdidas en vacío de los transformadores, dependiente de su potencia nominal, de la forma:

$$W_{T^v}(P_n) = t_1.P_n^2 + t_2.P_n + t_3 \quad (3.11)$$

donde:

$W_{T^v}(P_n)$: Pérdidas técnicas de potencia en vacío para transformadores de distribución, [KW].

P_n : Potencia nominal del transformador, [KVA]

t_1, t_2, t_3 : Constantes de proporcionalidad.

3. Obtención de las curvas de carga de los transformadores de distribución, ya que posteriormente, se debe asignar a cada transformador, sus pérdidas según su potencia nominal, y según su curva de carga.

Se va a introducir el concepto de *curva de carga del transformador de distribución* como la curva de potencia activa horaria que aparece en los terminales de entrada de cada transformador. La *curva de carga total de transformadores de distribución* es la suma algébrica de las curvas de carga de cada uno de ellos y es igual a la curva de carga de potencia activa que ingresa al circuito primario menos la curva de pérdidas de este circuito. Es decir, para cada instante, la potencia activa que ingresa al circuito es igual a la potencia activa total de transformadores de distribución (que es la suma de las potencias activas de cada transformador) más la potencia de pérdidas en circuitos primarios.

La determinación de la curva de carga horaria de potencia activa de cada transformador se efectúa considerando curvas de carga iguales en forma, pero con valores proporcionales a sus consumos, de la siguiente manera:

Se diseña una hoja electrónica en la que se ubica en la primera columna los nombres de los días de la semana y en la segunda, las horas de cada día. En la tercera columna se ubican los valores P_k , que corresponden a las potencia instantánea que entrega la subestación al circuito primario. En la cuarta columna se evalúan las pérdidas en circuitos primarios según la ecuación (3.5). En la quinta, se encuentra la curva de carga total de transformadores de distribución, restando la cuarta columna de la tercera. En la sexta columna se ubica la curva de carga del transformador No 1, que se encuentra multiplicando los valores de la quinta columna por el consumo del mes de los usuarios de ese transformador y dividiendo para el consumo de todos los usuarios del alimentador. El resto de curvas de carga de T/D se ubican en las columnas 7, 8, etc.

4. Obtener la función de pérdidas con carga para transformadores de distribución, de la forma:

$$W_{T^e_{jk}}(P_n, P_{T_{jk}}) = (P_{T_{jk}}/P_n)^2 \cdot (t_4 \cdot P_n^2 + t_5 \cdot P_n + t_6) \quad (3.12)$$

donde:

$W_{T^e_{jk}}$: Función de pérdidas técnicas de potencia activa con carga para transformadores de distribución, en el día j , a la hora k , [KW].

$P_{T_{jk}}$: Potencia activa de entrada al transformador de distribución en el día j , a la hora k , [KW].

P_n : Potencia nominal del transformador.

t_4, t_5, t_6 : Constantes de proporcionalidad.

5. Las pérdidas de energía de los transformadores de distribución, se calculan por el método exacto, es decir, asignando a cada transformador un valor de

pérdidas de energía que depende de su potencia nominal y de su curva de carga.

Las pérdidas en un transformador son iguales a sus pérdidas en vacío más sus pérdidas con carga, por lo tanto se puede plantear la siguiente relación:

$$W_{Tjk} = W_{Tcjk} + W_{Tvjk} \quad (3.13)$$

donde:

W_{Tjk} : Pérdidas técnicas de potencia en un transformador de distribución a la hora k , en el día j , [KW].

W_{Tcjk} : Pérdidas con carga, [KW]

W_{Tvjk} : Pérdidas en vacío, [KW]

Las pérdidas de energía totales de transformadores de distribución se evalúan aplicando el método exacto, es decir, la ecuación:

$$L_{TT} = \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_d} \sum_{k=1}^{24} W_{Tijk} \quad (3.14)$$

donde:

L_{TT} : Pérdidas técnicas de energía en transformadores de distribución del alimentador considerado, [KWh]

W_{Tijk} : Pérdidas técnicas de potencia en el transformador i , en el día j , a la hora k , [KW]

N_t : Número de transformadores

N_d : Número de días

i : Contador de transformadores

j : Contador de días

k : Contador de horas

Esta ecuación proporciona el monto total de pérdidas en los transformadores del circuito. De igual forma, en esta ecuación se ha considerado a una hora como intervalo de integración.

3.4.3 PERDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

Para evaluar las pérdidas de potencia, se utiliza nuevamente el flujo de carga. El procedimiento en esta parte es similar al seguido para los circuitos primarios. Los pasos a seguirse para cada circuito secundario seleccionado son:

1. Obtener un diagrama unifilar de todos los circuitos secundarios en el cual se incluyan los parámetros eléctricos como número de fases, calibres de conductores, coordenadas de los nodos del circuito, número de postes y ubicación, etc.
2. Obtener la *curva de carga del circuito secundario*, para cada circuito, que es igual a la curva de carga del transformador de distribución respectivo, menos su curva de pérdidas de potencia. Estas curvas se calculan haciendo uso de la hoja electrónica.
3. Para ubicar los puntos de demanda que ingresan en el flujo de potencia de circuitos secundarios, se requiere distribuir la carga a lo largo de cada circuito.

En este estudio se modela la carga en los circuitos secundarios como cargas iguales, distribuidas uniformemente en un número de puntos igual al número de postes del circuito secundario, lo que constituye una aproximación bastante adecuada. Un ejemplo de tal distribución se muestra en la Figura 3.8. En todos los casos se considera circuitos balanceados.

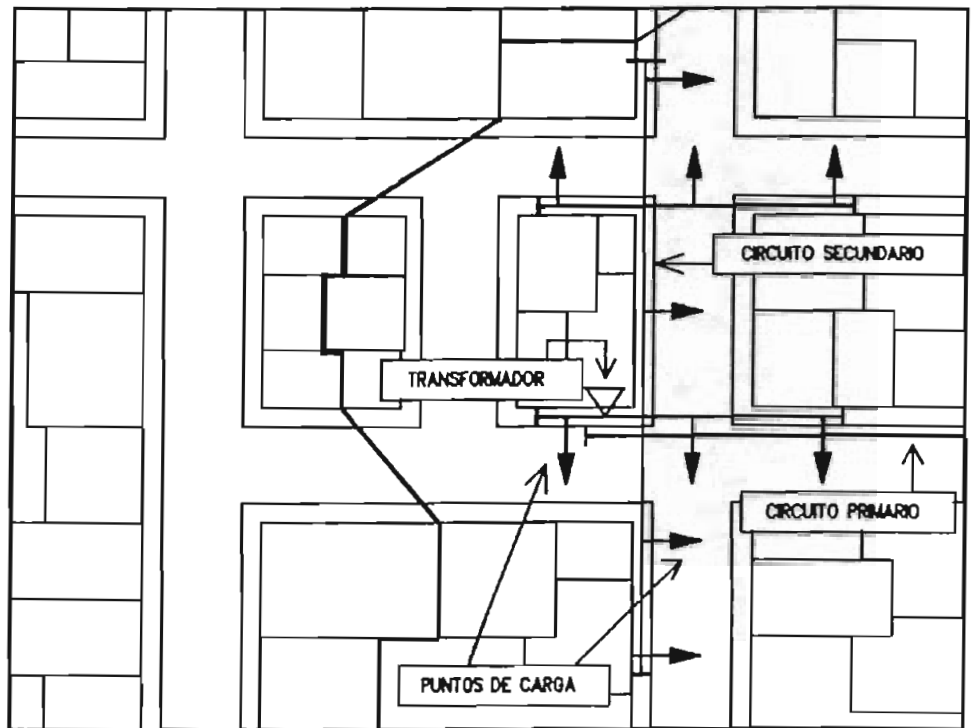


Figura 3.8: Ejemplo de Distribución de Carga en Circuitos Secundarios

4. Para la corrida de flujo de potencia se utiliza el programa PRINDIS. Los transformadores de distribución simulan en este caso las fuentes de cada sistema secundario y las cargas distribuidas en los postes simulan las cargas reales. Cada corrida de flujo de potencia resultará en un valor de las pérdidas de potencia en cada circuito, para cada instante. Se pueden determinar funciones de pérdidas en circuitos secundarios, similares a la encontrada para el circuito primario, de la forma:

$$W_{s1jk} = s_1.P_{s1jk}^2 + s_2.P_{s1jk} + s_3 \quad (3.15)$$

donde:

W_{s1jk} : Pérdidas técnicas de potencia activa en el circuito secundario i , para el día j , a la hora k , [KW].

P_{s1jk} : Potencia de entrada al circuito secundario i ,

igual a la potencia de entrada del transformador i menos sus pérdidas, en el día j , a la hora k , [KW].

s_1, s_2, s_3 : Constantes de proporcionalidad.

De igual forma que en el caso de los circuitos primarios, se generan tres puntos correlacionados de pérdidas y potencia de entrada, Para cada circuito secundario se resuelve un sistema similar al sistema (3.6)

$$\begin{aligned} s_1 P_{S1jk1}^2 + s_2 P_{S1jk1} + C &= W_{S1jk1} = \alpha \\ s_1 P_{S1jk2}^2 + s_2 P_{S1jk2} + C &= W_{S1jk2} = \beta \\ s_1 P_{S1jk3}^2 + s_2 P_{S1jk3} + C &= W_{S1jk3} = \Gamma \end{aligned} \quad (3.16)$$

donde:

- P_{S1jk1} : Potencia suministrada al circuito secundario i , que se produce cuando en cada punto de carga (poste) la carga es igual al consumo total de los usuarios asociados al transformador, divididos para el número de horas de mes y el número de postes, [KW]
- P_{S1jk2} : Potencia suministrada al circuito secundario i , para un incremento proporcional en la demanda del 75% de la demanda que produce una potencia suministrada igual a P_{S1jk1} , [KW]
- P_{S1jk3} : Potencia suministrada al circuito secundario i , para un decremento proporcional de la demanda del 50% de la demanda que produce una potencia suministrada igual a P_{S1jk1} , [KW]
- W_{S1jk} : Pérdidas de potencia activa cuando la potencia suministrada es P_{S1jk} , [KW]

La resolución de este sistema es idéntica a la presentada para circuitos primarios.

$$s_1 = \frac{\Gamma - \alpha + (\alpha - \beta)(P_{S1jk3} - P_{S1jk1}) / (P_{S1jk2} - P_{S1jk1})}{(P_{S1jk3}^2 - P_{S1jk1}^2) - (P_{S1jk2} + P_{S1jk1})(P_{S1jk3} - P_{S1jk1})} \quad (3.17)$$

$$s_2 = \frac{\beta - \alpha}{P_{S1jk2} - P_{S1jk1}} - s_1 (P_{S1jk2} + P_{S1jk1}) \quad (3.18)$$

$$s_3 = \alpha - s_1 P_{S1jk1}^2 - s_2 P_{S1jk1} \quad (3.19)$$

5. Para obtener las pérdidas totales de energía en circuitos secundarios, se utiliza el método exacto. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$L_{rs} = \sum_{i=1}^{N_s} \sum_{j=1}^{N_d} \sum_{k=1}^{24} W_{S1jk} \quad (3.20)$$

donde:

- L_{rs} : Pérdidas técnicas de energía en los circuitos secundarios, [KWh]
 W_{S1jk} : Pérdidas técnicas de potencia en el circuito secundario i , en el día j , en la hora k , [KW]
 N_s : Número de circuitos secundarios igual a N_t , número de transformadores
 N_d : Número de días del mes
 i : Contador de circuitos secundarios
 j : Contador de días
 k : Contador de horas.

3.4.4 PERDIDAS EN OTROS COMPONENTES

3.4.4.1 PERDIDAS EN ACOMETIDAS

El cálculo de las pérdidas en acometidas se realiza por medio de la siguiente aproximación.

1. En circuitos residenciales, el diseño de circuitos y acometidas sigue las normas de la EEQSA [14]. La distancia entre postes en general no supera los 40m y obviamente, la longitud de las acometidas dependerá de la ubicación de los lotes respecto a los postes.
2. Supóngase que se considera la siguiente distribución típica de postes, y una distribución uniforme de usuarios y de lotes con frentes iguales, como se muestra en la Figura 3.9. Las longitudes de las acometidas tienen aproximadamente una distribución normal al rededor de una media, que corresponde a la distancia promediada.

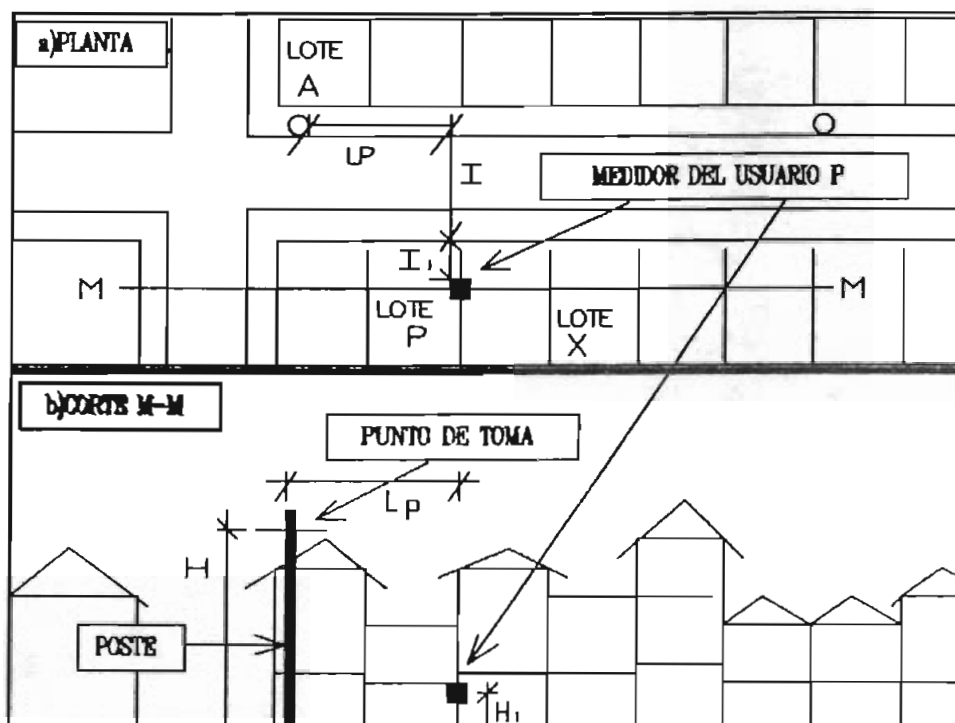


Figura 3.9: Distancia para Acometidas

3. El lote P, se encuentra entre el lote A, que está muy cerca del poste, y el lote X, que es el más lejano. Suponiendo que el medidor se encuentra a una distancia de un metro hacia el interior del lote y a una altura de

1.8m de altura, la distancia entre el medidor y el punto de toma es igual a:

$$D = \sqrt{(I_1+I)^2 + (H-H_1)^2 + L_p^2} \quad (3.21)$$

donde:

- D: Distancia del medidor al punto de toma, [m]
- I₁: Distancia hacia el interior del lote desde la entrada hasta el medidor [m]
- I: Distancia perpendicular desde el poste hasta el frente del lote [m]
- H: Altura a la cual están los conductores del circuito secundario, [m]
- H₁: Altura a la cual se ha montado el contador, [m]
- L_p: Distancia a lo largo de la acera, desde el poste hasta el frente del lote, [m]

4. La longitud promedio del conductor de acometida, es aproximadamente 1.3D, debido a la flecha que normalmente tienen las acometidas.
5. Se determina el tipo de conductor que usualmente se coloca en las acometidas para los usuarios típicos del alimentador. La resistencia de ese conductor se la denomina R_{AC}.
6. De la base de datos se calcula la demanda promedio de todos los usuarios. La corriente que circula por los conductores de acometida es calculada de la siguiente forma:

$$I = P/V_n \cos \phi \quad (3.22)$$

donde:

- I: Magnitud de la corriente media por usuario, [A]
- P: Potencia media por usuario, [W]

V_n : Voltaje nominal del consumidor, [V]

$\cos\phi$: Factor de potencia promedio.

7. Las pérdidas totales de potencia en acometidas del circuito están dadas por:

$$W_{AC} = 1.3 F_{per} \cdot Nu \cdot I^2 \cdot R_{AC} \cdot D / 1000 \cdot F_c \quad (3.23)$$

donde:

W_{AC} : Pérdidas técnicas de potencia totales en acometidas, [KW]

F_{per} : Factor de pérdidas

Nu : Número de usuarios

I : Corriente media promedio, [A]

R_{AC} : Resistencia del conductor promedio [Ω/m]

D : Distancia promedio de las acometidas, [m]

F_c : Factor de carga

8. Las pérdidas totales de energía en acometidas del circuito se calculan según la ecuación:

$$L_{TAC} = 24 N_d W_{AC} \quad (3.24)$$

donde:

N_d : Número de días del mes

L_{TAC} : Pérdidas técnicas de energía en acometidas, [KWh]

3.4.4.2 PERDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO (CONSUMO)

Las pérdidas en alumbrado público se refieren a aquellas pérdidas de energía en que la Empresa incurre cuando no realiza la facturación adecuada por este servicio. Cuando este rubro se considera, no existen pérdidas técnicas en alumbrado, puesto que la energía correspondiente se consume y se factura. Cuando el consumo es facturado, se pueden producir

pérdidas no técnicas por alumbrado público, que serían cargadas a las pérdidas por error en la estimación de consumos, en este caso de alumbrado. Ya que la mayoría de Empresas sí cargan al usuario por consideraciones de alumbrado público, las pérdidas corresponden a pérdidas negras. Sin embargo, se consideran aquí, debido a que el balance se realiza en cantidades de energía y no se toma en cuenta que la Empresa realiza una asignación de un porcentaje a pagarse por este servicio. Por lo tanto, en el presente estudio, las pérdidas o el consumo en alumbrado significarán exactamente lo mismo.

La estimación de las pérdidas técnicas en alumbrado parte de las siguientes hipótesis:

1. Durante un período de estudio (un mes), el número de lámparas que funcionan se considera constante.
2. Se supone que el funcionamiento de las lámparas es independiente del día del mes y de la semana, lo que implica que las curvas de carga de las lámparas son idénticas para todos los días considerados.
3. Se puede estimar la curva de carga, analizando las horas promedio de encendido y apagado de las lámparas, como la que se muestra en la Fig. 3.10

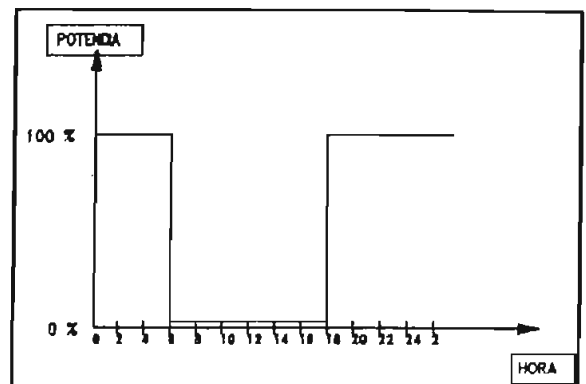


Figura 3.10: Curva de Carga de Alumbrado Público

El cálculo del consumo de energía de las lámparas se reduce a la aplicación de la ecuación siguiente:

$$LTAP = Nd. Nh. \sum_{i=1}^{N1} P_i \quad (3.25)$$

donde:

- LTAP:** Pérdidas técnicas de energía en alumbrado público en el mes considerado, [Kwh]
- Nd:** Número de días del mes considerado
- Nh:** Número de horas de funcionamiento diario promedio de las lámparas.
- P_i:** Potencia de la lámpara i, [Kw]
- N₁:** Número de lámparas total del circuito asociado al alimentador.

Esta ecuación proporciona el consumo total de energía de alumbrado público. Parte de esta información se utilizará en lo concerniente a pérdidas negras.

Finalmente, se menciona que en el presente estudio no se considera los consumos en semáforos, por ser de una magnitud despreciable.

3.4.4.3 PERDIDAS EN CONTADORES

El último rubro correspondiente a las pérdidas técnicas se debe a los consumos internos de los contadores de energía. Para el cálculo de dichos consumos se realiza las siguientes consideraciones:

1. Se supone que los contadores son de características similares, que los consumos de potencia y por lo tanto, las pérdidas son iguales para los diferentes medidores. En realidad la EEQSA tiene instalados 81 tipos de medidores {15}.

2. Se asume que las pérdidas en los medidores no dependen de la demanda, es decir, son constante e iguales a las pérdidas producidas a demanda media.

Bajo estas consideraciones, las pérdidas técnicas en contadores son iguales a:

$$L_{Tco} = 0.024 \text{ Nd.Nu. } W_{co} \quad (3.26)$$

donde:

- L_{Tco} : Pérdidas de energía en los contadores asociados al alimentador para el mes considerado, [Kwh]
 Nu : Número de usuarios
 Nd : Número de días del mes
 W_{co} : Consumo interno de potencia promedio de los contadores de energía, [W]

3.4.5 PERDIDAS TÉCNICAS TOTALES

Las pérdidas técnicas totales son la suma de las pérdidas determinadas para cada componente. Dichas pérdidas se expresan por la ecuación:

$$L_T = L_{TP} + L_{TT} + L_{TS} + L_{TOC} \quad (3.27)$$

donde:

- L_T : Pérdidas técnicas de energía totales para el mes considerado, en el alimentador, [KWh]
 L_{TP} : Pérdidas técnicas de energía en circuitos primarios, [KWh]
 L_{TT} : Pérdidas técnicas de energía en transformadores de distribución, [KWh]
 L_{TS} : Pérdidas técnicas de energía en circuitos secundarios, [Kwh]
 L_{TOC} : Pérdidas técnicas de energía en otros componentes, [Kwh]

Adicionalmente,

$$LTOC = LTAC + LTAP + LTCO \quad (3.28)$$

donde:

LTAC: Pérdidas técnicas de energía en acometidas, [Kwh]

LTAP: Pérdidas técnicas de energía en alumbrado público,
[Kwh]

LTco: Pérdidas técnicas de energía en contadores, [Kwh]

Las ecuaciones (3.27) y (3.28) representan el cálculo y discriminación total de las pérdidas técnicas.

3.5 Evaluación de Pérdidas No Técnicas

La metodología para la estimación de las pérdidas no técnicas es esencialmente estadística. Para la discriminación se utiliza muestreo estratificado a nivel de usuarios, a partir del cual se fundamenta la inferencia sobre los parámetros de la población.

El objetivo del proceso de *estimación de pérdidas no técnicas* es el lograr la discriminación total de las pérdidas en el registro de energía, para completar la última fase del balance energético del subsistema. Al final del proceso se pretende mostrar un cuadro en el que aparezcan los siguientes datos:

- Número de usuarios fraudulentos, tipo de fraude, y monto total del fraude, es decir, monto de pérdidas negras por fraude, LNF.
- Número de usuarios no suscriptores colgados a la red, y monto de su energía consumida, es decir, monto de pérdidas negras por usuarios no suscriptores, LND.

- Monto de pérdidas negras por error en los procesos de registro, LNE.

Nótese que, como se ha mencionado, en este estudio se considera únicamente las causas que producen pérdidas negras en el registro de los consumos, es decir: fraude, usuarios no suscriptores, y error en registro.

3.5.1 DETERMINACION DE LA MUESTRA

La determinación de la muestra dentro de un marco estadístico tiene que ver con la especificación del universo de estudio, el tipo de muestreo a ser realizado, la definición de los intervalos de confianza requeridos y la identificación de los elementos que van a constituir la muestra.

No está por demás señalar que cualquier investigación estadística debe regirse a los procedimientos rigurosamente fundamentados, debido a que el acceso a un suministro de datos de alta calidad es fundamental para todas las facetas del estudio.

3.5.1.1 TIPOS DE MUESTRAS

Existen dos tipos de muestras diferentes: muestras de probabilidad y muestras de juicio. Por *muestra de probabilidad* de una población finita, se hace referencia a una muestra elegida en forma tal que cada elemento de la población tiene una probabilidad conocida, aunque no necesariamente igual, de ser incluido en la muestra. Las muestras aleatorias simples de tamaño n , tomadas de población de tamaño N , son muestras de probabilidad, ya que cada elemento de la población tiene una probabilidad conocida de ser incluido en la muestra. Existen aún otras maneras de tomar muestras de probabilidad de poblaciones y todas estas muestras poseen

una ventaja formidable: sólo las muestras de probabilidad permiten el cálculo de errores de muestreo y por tanto, juzgar la bondad de las estimaciones o decisiones a las cuales lleva el análisis estadístico.

Por otro lado, las *muestras de juicio* o no probabilísticas se refieren a aquellas en las que el criterio personal desempeña un papel significativo. La selección del alimentador se realiza como un muestreo de juicio y el muestreo de consumidores debe ser necesariamente de probabilidad.

El *muestreo estratificado* es un procedimiento que consiste en dividir las poblaciones en varias subpoblaciones o estratos no superpuestos, y después tomar una muestra de cada estrato. Si los elementos seleccionados de cada estrato representan una muestra aleatoria simple, el procedimiento en su totalidad constituye un muestreo aleatorio estratificado. Si se conduce en forma apropiada, una muestra estratificada proporciona generalmente un grado de precisión o confiabilidad superior que una muestra aleatoria simple, del mismo tamaño, tomada de toda la población.

En esencia, el objetivo de la estratificación consiste en formar estratos de manera que exista alguna relación entre la ubicación en un estrato determinado y la respuesta que se busca en el estudio estadístico; y que dentro de los estratos independientes exista la mayor homogeneidad posible.

3.5.1.2 ANALISIS DE PROPORCIONES

El problema al que se hace referencia en este apartado es un problema estadístico relativo a *proporciones*. Interesa saber la proporción de los usuarios que cometen fraude y de los usuarios directos, respecto del número de usuarios total, así como los montos de energía involucrados.

La información de la que suele disponerse en los análisis estadísticos de proporciones, es una *proporción muestral*, x/n , donde x es el número de veces que ha ocurrido un evento en n ensayos. En este estudio, se considera como ocurrencia de un evento al hecho de que un usuario cometa fraude. El número de usuarios que han cometido fraude es x y n es el número de usuarios de la muestra estratificada.

Se conoce como *estadístico* a la característica conocida de la muestra analizada, y como *parámetro*, a la característica de la población respectiva, que es la incógnita del estudio. La metodología para la estimación de el consumo fraudulento, basada en la teoría estadística de proporciones asume los siguientes estadísticos y parámetros sobre muestras y poblaciones de cada estrato:

- x : Estadístico de media de la muestra, igual al número de usuarios fraudulentos de la muestra.
- f : Estadístico de consumo medio fraudulento por usuario fraudulento de la muestra, [KWh]
- n : Tamaño de la muestra
- x/n : Estadístico de probabilidad de usuario fraudulento de la muestra, probabilidad muestral.
- p : Parámetro de probabilidad de usuarios fraudulentos de la población, probabilidad de la población.
- N : Tamaño del estrato
- X : Número de usuarios fraudulentos de la población.
- $\mu=np$: Media de la distribución muestral.
- $\sigma=\sqrt{np(1-p)}$: Desviación estándar de la distribución muestral.

Se conoce que la distribución binomial puede ser aproximada a la distribución normal. El estadístico

$$z = \frac{x - \mu}{\sigma} = \frac{x - np}{\sqrt{np(1-p)}} \quad (3.29)$$

tiene aproximadamente la distribución normal estándar. Si se define el estadístico $z_{\alpha/2}$ como la integral en la cola de la curva gaussiana que abarca una fracción de la probabilidad igual a $\alpha/2$, se puede realizar el siguiente planteamiento:

El error máximo en la estimación del parámetro p , con una probabilidad de $1-\alpha$ es igual a {23}:

$$E = z_{\alpha/2} \cdot \sqrt{\frac{p(1-p)}{n}} \quad (3.30)$$

Esta aseveración es en general válida para muestras grandes. Cuando las muestras no son muy grandes, se debe corregir esta ecuación de la siguiente manera {21}:

$$E = z_{\alpha/2} \cdot \sqrt{\frac{p(1-p)}{n}} \cdot \sqrt{\frac{N-n}{N-1}} \quad (3.31)$$

Elevando al cuadrado ambos términos y despejando n , se tiene la siguiente expresión:

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2 \cdot p(1-p) \cdot N}{E^2 \cdot (N-1) + z_{\alpha/2} \cdot p(1-p)} \quad (3.32)$$

Esta ecuación determina el tamaño de la muestra que debe ser escogida para el presente estudio, dentro de cada estrato. Dicha ecuación se interpreta así: El número de usuarios de una muestra estratificada n , depende del número de usuarios de la población del estrato N , del error en fracción que se desee obtener en la estimación E , de la probabilidad máxima admisible de que el usuarios sea fraudulento p , y del intervalo de confianza o la probabilidad de la hipótesis $1-\alpha$. Esta fórmula es también la utilizada según la metodología del Banco Mundial {3}{25}{32}.

Visto de otra forma, se puede plantear que: Al escoger una muestra n de una población estratificada de usuarios N , se puede aseverar con una probabilidad $1-\alpha$ (intervalo de confianza $1-\alpha$) que la fracción del número de usuarios fraudulentos de la población está en el intervalo:

$$x/n - E < x/n < x/n + E \quad (3.33)$$

En este estudio se tomará un intervalo de confianza de 95%, que corresponde a $z_{\alpha/2} = 1.96$, y un error $E = 0.1$. Se asume una probabilidad de usuarios fraudulentos del 15%, es decir, $p=0.15$.

En el diseño se plantean tres estratos de usuarios: aquellos que tienen un consumo menor de 150 [KWh/mes], los que consumen hasta [500KWh/mes] y los que consumen más de este valor.

En las secciones anteriores se mencionó la necesidad de crear una base de datos con los consumidores asociados a cada transformador con el objeto de proporcionar información al programa del flujo de potencia. Dicha base de datos también debe contener los consumos de cada usuario por lo menos del mes para el que se efectuará el balance. Dicha base debe ser indexada para realizar el conteo de los usuarios de cada estrato. De esta manera se determinan los valores N de los estratos a ser muestreados. Una vez obtenidos estos valores, se aplica la ecuación (3.32) para determinar los tamaños de las muestras.

Mediante un programa generador de datos, se producen los números aleatorios necesarios para identificar los elementos de la muestra. Con estos números, se recorre la base de datos y se identifica los consumidores muestreados. Se debe preparar una lista de los elementos de la muestra con la siguiente información:

- Nombre del suscriptor.
- Número del medidor.
- Dirección del usuario.
- Mapa del sector de influencia.

Esta información es proporcionada al personal que realizará la inspección en campo y el retiro de los medidores.

3.5.2 INVESTIGACION DE CAMPO

El personal de inspección en campo de pérdidas negras, tiene la información completa sobre los datos de los medidores que conforman cada muestra estratificada, como son: dirección, nombre del abonado, código del suministro, número del medidor, consumo promedio, etc.

Adicionalmente, el grupo lleva consigo un mapa de la zona de influencia del alimentador y el listado de todos los usuarios muestreados, ordenados por calles. De esta forma, se agiliza la búsqueda e identificación de todos los medidores seleccionados dentro de la zona de estudio.

La investigación de los medidores de la muestra llevada a cabo por el personal de inspección, proporciona información sobre el estado real de funcionamiento en el sitio de operación del medidor.

El procedimiento a seguirse incluye el registro de los siguientes datos:

1. Datos del Abonado:

- . Fecha, hora y responsable de la inspección
- . Nombre y dirección del abonado
- . Actividad a la que se dedica y horario de trabajo

2. Datos del Inspector

3. Datos de la Inspección:

- . Novedades en la actitud del cliente hacia el personal
- . Inspección Ocular sobre el estado general del contador, ubicación en el tablero, estado de los interruptores, posición, etc.
- . Revisión de estado de sellos del medidor
- . Registro del número de medidor, marca, modelo

4. Retiro del medidor:

- . Inspección de conexiones externas
- . Toma de lectura en el instante de salida del medidor

Durante la inspección y el retiro de los medidores, es común la actitud ciertamente recelosa del cliente, ante lo cual, el inspector debe reaccionar con cortesía y paciencia.

Suelen encontrarse en este tipo de inspecciones directas, desde "puertas cerradas" hasta "perros bravos", pasando por amenazas, intentos de soborno, etc., sobre todo cuando el cliente sabe que su medidor ha sido manipulado.

El personal de inspección de campo debe retirar TODOS los medidores que conforman la muestra y entregarlos al personal del laboratorio de medidores.

Cabe anotar que se debe procurar un manejo cuidadoso de los medidores durante el retiro y el transporte. Una violación de esta puntualización puede causar errores que no son detectables durante el análisis de laboratorio.

3.5.3 INVESTIGACION DE LABORATORIO

3.5.3.1 PROCEDIMIENTOS GENERALES

La investigación de medidores en laboratorio es la parte primordial de la evaluación de pérdidas negras. Del análisis de los medidores se obtiene la información precisa del estado de funcionamiento de los mismos, los errores que produce cada medidor en el registro de la energía consumida por el usuario y las causas de esos errores.

En el Laboratorio de Medidores de la EEQSA se ha dispuesto un horario de trabajo específico para los programas de pérdidas negras y un personal con elevada capacitación.

El procedimiento global de la investigación de laboratorio incluye los siguientes aspectos:

1. Recepción del medidor. Incluye el registro y la verificación de los datos anotados por el personal de inspección en campo, el registro de la hora de recepción, la persona que entrega y la que recibe, etc.
2. Revisión del medidor. Es realizada por el Supervisor del Laboratorio y que consiste en una inspección visual escrupulosa sobre el estado de los sellos, cristal, tapa cubre bornes, bornera e indicación de la lectura de entrada del medidor.
3. Chequeo de datos del medidor. El personal anota en un libro específico los datos de los medidores que son analizados, como marca, modelo, lectura, amperaje, número de fases, así como el tipo, color y número de sellos superiores e inferiores.

4. Apertura del Medidor y Pruebas. Se limpia externamente el medidor, y se lo destapa esté o no con los sellos en buen estado. Posteriormente se procede a la realización de las pruebas en el *contrastador múltiple*, mediante las cuales se detecta los errores de medición de los contadores. Estas pruebas y el funcionamiento del contrastador se explican en detalle posteriormente.
5. Detección de causas de error. Cuando se detectan errores significativos en los contadores, se procede a una inspección exhaustiva sobre el funcionamiento de cada componente del mismo. Se realiza una limpieza de las partes internas, manipulación de los frenos, revisión de engranajes, etc, y se estudia su desempeño hasta encontrar la causa de la descalibración. Muchas veces esta operación requiere desarmar el medidor. A veces es necesario reparar el medidor sustituyendo algunos de sus componentes como las bobinas o las borneras. Cuando no existe reparación para el medidor, este es dado de baja.
6. Recalibración. Luego de detectar las fallas o causas de medición incorrecta, o si no se ha encontrado ninguna, se procede a la recalibración del medidor, generalmente mediante la manipulación del freno magnético.
7. Sellado y salida del medidor. Cuando el medidor está calibrado, se procede a sellarlo. Algunos requieren ser pintados.
8. Reinstalación del medidor. Los medidores analizados deben regresar a su sitio de origen, debido a que se siguen realizando las lecturas en el mismo código de medidor que se encuentra almacenado en el programa de facturación de la Empresa. Existe un responsable que se

encarga de que los medidores regresen a su sitio y que se encuentren funcionando adecuadamente.

3.5.3.2 EQUIPO DE PRUEBAS: CONTRASTADOR MÚLTIPLE

En la realización de pruebas se utiliza el contrastador múltiple de 10 medidores de marca suiza Landis&Gyr, modelo ETALOGYR 6061. Este equipo está conformado por un conjunto de consolas, bastidores y sistemas computarizados, que permiten efectuar una diversidad de pruebas sobre medidores de varias fases.

Las especificaciones fundamentales del conjunto se muestran a continuación, en el Cuadro 3.1.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Conexión:	3x121/210V, 60Hz
Rangos de Voltaje:	3x63,6/110V - 3x121,2/210V 3x127,2/220V - 3x240/415V 2x120/240V - 3x254/440V
Rangos de Corriente:	0.1, 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 5, 7.5, 10, 15, 20, 60, 75, 100A
Potencia de Salida:	Para contrastación de más de 40 medidores monofásicos o trifásicos.
Medición:	3 voltímetros análogos 3 amperímetros análogos 3 vatímetros análogos
Designación de Fases:	R,S,T,0

Cuadro 3.1: Especificaciones generales del ETALOGYR 6061 {34}

El conjunto dispone de un medidor patrón de estado sólido, el TVH2.32, con el cual se realizan todas las comparaciones.

Este medidor es de clase 0.1. Se dispone de opciones de rangos de voltaje y de corriente, de varios juegos de transformadores de precisión de tensión y corriente de clase 0.1. Una consola completa controla todo el seteo de las variables que intervienen en cada prueba como son voltajes, corrientes, factores de potencia, porcentajes de la referencia de voltaje, número de fases, tiempo, precalentamiento, sobrecarga, comparación de energía, etc.

El funcionamiento del sistema es operado por un CPU, que interlaza la consola, el bastidor de señales hacia y desde los medidores y el microcomputador. El computador central es el TVK6.

3.5.3.3 PROCEDIMIENTO DE PRUEBA SOBRE MEDIDORES

El procedimiento que se lleva a cabo durante las pruebas es el siguiente:

1. Fijación de los medidores sobre el bastidor, que consiste en colocar los medidores distribuidos sobre los rieles, de tal forma que las cabezas con células fotoeléctricas apunten directamente al centro del disco.
2. Conexión de bobinas de tensión y de corriente. Esta conexión se realiza de manera idéntica a como se conecta el medidor. Mediante estas conexiones se realiza la simulación de la carga del medidor.
3. Se prepara la consola con los valores nominales de voltaje, corriente y número de fases de los medidores. Se operan las perillas de la consola hasta obtener el cien por ciento de los valores especificados. Los discos de los medidores comienzan a girar.

4. Precalentamiento. Antes de realizar las pruebas sobre los medidores, se realiza un precalentamiento de los mismos a corriente nominal (15A generalmente). Durante este calentamiento se debe observar la correcta ubicación de las cabezas fotoeléctricas. Las células sirven para detectar cada revolución durante el giro del disco. Cuando el disco gira, la marca oscura que éste tiene sobre su filo es detectada en cada vuelta por la célula y envía una señal de control al computador. En el lado posterior de la cabeza fotoeléctrica existe una luz roja que se prende cada vez que el disco da una revolución si el haz luminoso está correctamente colocado. Cuando no se producen las titilaciones de esta luz, es necesario revisar la presencia de una marca clara sobre el disco. Puede ser también que el disco no gire en absoluto.

5. Entrada al Programa de Contrastación. El equipo maneja un programa general que administra el sistema. Este programa consta de varias alternativas de utilización:
 - . Inicialización
 - . Calibración
 - . Certificación
 - . Prueba
 - . Estadísticas

Las actividades del TVK6 no pueden ser programadas, es decir, no se puede hacer que el programa realice o facilite otras alternativas. El programa no puede almacenar los datos de sus operaciones. Actualmente se busca desarrollar las interfases del TVK6, que proporcionen un almacenamiento de la información de las contrastaciones, para generar estadísticas. La Figura 3.11 muestra una pantalla del programa.

Para la realización de las pruebas se utiliza únicamente las opciones 1, 2, y 4, que corresponden a la inicialización, la calibración y las pruebas.

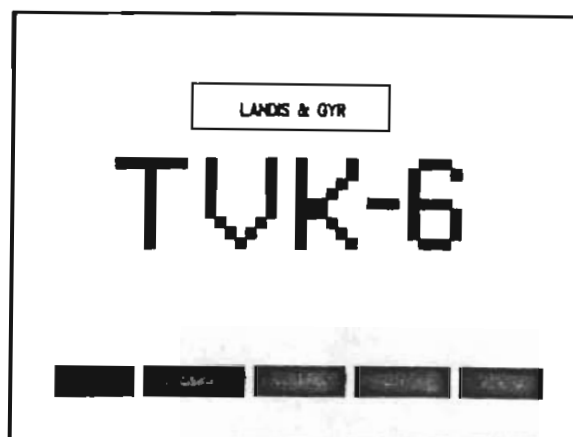


Figura 3.11: Pantalla del TVK6

6. Programa de Inicialización. El TVK6 opera un programa que administra las funciones del contrastador. Para realizar las pruebas sobre los contadores se debe primeramente inicializar el programa, actividad que consiste en proporcionar al computador toda la información referente a los medidores sobre los que va a actuar. Esta información se ingresa luego de entrar a la Opción 1 y considera los siguientes datos:
 - . Número de medidor
 - . Tensión nominal
 - . Corriente nominal
 - . Número de fases
 - . Valor de la lectura inicial
 - . Número de revoluciones por KWh

7. Realización de Pruebas de Detección de Error. El contrastador múltiple necesita en realidad muy poco tiempo para detectar el error en la medición de la energía. El principio fundamental es que el equipo suministra una *carga fantasma* que simula la carga real, detecta las revoluciones del disco mediante la célula fotoeléctrica y sabe qué energía está entregando. Ya que el al programa han sido ingresados los valores de revoluciones

por KWh, el equipo requiere de pocas vueltas para detectar el error en la medición de la energía. El error registrado aparece a los pocos segundos en pantallas digitales ubicadas sobre el bastidor.

Sobre cada medidor se realizan las siguientes pruebas de detección:

- . Prueba a corriente nominal (15A)
- . Prueba a sobrecorriente (60A)
- . Prueba a 10% de corriente nominal (1.5A)
- . Prueba de arranque, que se realiza a corriente nominal, 90 y 110% de voltaje nominal
- . Prueba de marcha en vacío, que se realiza sin corriente, a voltaje nominal. Se define que el rango permitido es de una revolución en 12 minutos.
- . Prueba de conteo de energía en tiempo, que se realiza para un tiempo de 8 minutos. Se registran las lecturas inicial y final del medidor.

El computador se conecta a una impresora que despliega todos los resultados obtenidos en cada una de las pruebas. Las pruebas pueden ser repetidas cualquier número de veces. Durante las pruebas hay que observar el correcto desempeño de los medidores, que ningún disco se trabe, etc.

8. Detección de errores. En los medidores que no han sido manipulados, generalmente el resultado que se obtiene es una descalibración en defecto. Las estadísticas de investigaciones sobre medidores han detectado un porcentaje mínimo de descalibración por exceso y se considera en general que esta posibilidad no existe. La descalibración se corrige generalmente actuando sobre los frenos de los discos.

En los contadores que han sido manipulados se pueden observar un sinnúmero de causas de error. Nótese que las pruebas efectuadas anteriormente, se realizan sobre el equipo "tal como el contador está". Generalmente, cuando el medidor ha sido manipulado, los errores que se observan son grandes y es muy fácil identificar un medidor que se ha descalibrado a propósito.

El personal del laboratorio investiga el estado de los frenos, las conexiones de las bobinas, los engranajes, etc, para detectar la causa de la falla del medidor. Se ha detectado a veces la existencia de "manipulaciones sofisticadas" del medidor, en las cuales se ha debido desarmar considerablemente al equipo.

Una vez que se han determinado las causas de la descalibración de los medidores, se escribe un reporte sobre las condiciones del medidor y el tipo de infracción cometida. Esta información es importante para la asignación de multas por contravenciones.

9. Finalmente, los medidores que pueden ser reparados, se conservan y son recalibrados utilizando el contrastador. Generalmente, se deja al contador calibrado en exceso en un 0.1 o 0.2% de su registro, con el objeto de contrarrestar el efecto generalizado de descalibración en defecto que sufren los contadores por ligero desgaste.

Adicionalmente, el personal de la Empresa realiza un seguimiento de los usuarios muestreados, para determinar su comportamiento y el desempeño de los medidores reinstalados. Estos procedimientos, así como el cobro de las multas y los problemas que de allí se derivan, están fuera del alcance de este estudio.

3.5.4 EVALUACION DE LAS PERDIDAS POR FRAUDE

3.5.4.1 PROCEDIMIENTO

El fraude se refiere a la alteración del funcionamiento de los equipos de medición por parte del usuario. Las fuentes de error más comunes son, son:

- . Punteo
- . Conexión invertida
- . Contador acostado o inclinado
- . Intercambio de conductor de fase por el del neutro
- . Contador perforado
- . Freno del disco
- . Alteración del registro
- . Alteración de la bobina de tensión
- . Línea interrumpida
- . Línea directa

Durante la investigación de campo y de laboratorio, el personal de pérdidas negras está en capacidad de discriminar las diferentes causas del fraude. En el balance se muestra únicamente el monto total de cada estrato que se considera se debe al fraude, pero de todas maneras se espera tener la información posible sobre el tipo de contravención llevada a cabo por el usuario.

Para inferir el monto total de energía perdida por fraude, se debe tener el conocimiento de los valores de los consumos reales y los consumos facturados de todos los usuarios muestreados.

El primer paso es ingresar a la consulta del sistema en las opciones UNO por UNO, extraer los consumos de todos los usuarios de la muestra de los últimos 6 meses y obtener el

promedio. Este promedio se considera como un valor ficticio de consumo, que sumado al valor del fraude, produce el consumo real del usuario. Ya que se tiene los valores de los errores por fraude, es fácil determinar los montos de la energía evadida por cada usuario.

La extensión a los valores de la población, se determina relacionando la proporción de la muestra para los usuarios de cada estrato y sumando los valores totales de los estratos. Finalmente se determina un valor en [KWh], que corresponde a las pérdidas negras por fraude.

3.5.4.2 VALIDACION DE HIPOTESIS

Los valores de los parámetros de la población, obtenidos a partir del muestreo pueden ser validados realizando pruebas de hipótesis. Las pruebas de hipótesis permiten definir si la aseveración, en este caso, un valor de pérdidas por fraude, está dentro de ciertos rangos de significación.

Según la teoría de proporciones, para muestras grandes, el estadístico,

$$z = \frac{x - np_0}{\sqrt{np_0(1-p_0)}} \quad (3.34)$$

es la prueba de la muestra grande concerniente a proporciones, donde:

- x: Número de usuarios fraudulentos de la muestra
- n: Número de usuarios de la población (estrato)
- p_0 : Probabilidad referida a la hipótesis.

El valor de z debe compararse con el valor del estadístico $z_{\alpha/2}$ donde α es el nivel de significación de la prueba {23}.

2. Al contrastar los límites con las rutas de lectura, se debe registrar los cuatro números limítrofes en los listados de las rutas. No se debe poner atención a ningún otro número. Cuando uno de estos números corresponde a un usuario directo, este no debe estar considerado en la ruta de lectura. Se anota la existencia de este usuario y se contabiliza al final el número de usuarios limítrofes y el número de usuarios directos.
3. Puesto que la muestra seleccionada de esta forma es significativa, se puede afirmar con alto grado de exactitud que el monto de energía perdida por conexiones directas es proporcional al número de usuarios directos detectados sobre el número de usuarios limítrofes en la muestra.
4. Dentro de la población, las pérdidas no técnicas por conexiones directas se encuentran aplicando la siguiente ecuación:

$$LND = Nu * Emed * ND/NL \quad (3.35)$$

donde:

LND: Pérdidas no técnicas por usuarios directos, [KWh]

Nu: Número de usuarios totales del alimentador

Emed: Consumo medio mensual de energía, [KWh]

ND: Número de usuarios directos de la muestra

NL: Número de usuarios limítrofes

3.5.6 PERDIDAS POR ERROR EN REGISTRO DE CONSUMOS

Cuando un medidor instalado no ha sido manipulado, pero se encuentra descalibrado, el monto de energía perdida por este hecho corresponde a un error en el registro que realiza la Empresa.

Al contrastar los medidores pertenecientes a la muestra estratificada, se obtiene información muy importante sobre el monto de estas pérdidas.

Al igual que en el caso de descalibración por manipulación y fraude, se debe realizar una validación de las hipótesis referentes a los montos de pérdidas de energía por estratos.

La Empresa incurre en otros errores como falla en la lectura de la numeración de los medidores, asignación equivocada de consumos, etc. Generalmente estos errores se compensan de mes a mes. Por ejemplo, si el lector registró una lectura del medidor de 345889-0, en lugar de 345898-0, es muy probable que este error se compense en el mes siguiente. Como este tipo de errores se pueden producir simétricamente en exceso o en defecto, en verdad no influyen significativamente sobre el registro total.

Finalmente, se debe anotar que la Empresa Eléctrica efectúa una estimación de los consumos de los clientes cuando por diversas razones, los lectores no logran realizar la lectura de los medidores a los usuarios. Cuando esto ocurre, los consumos se estiman proporcionalmente a los consumos de los últimos seis meses.

Este hecho produce un error debido al crecimiento de la demanda, ya que el programa de registro asigna un monto que en promedio no incluye su crecimiento.

Para tomar en cuenta este error, se debe conocer la tasa de crecimiento de la demanda del alimentador, que se obtiene de curvas de carga de años sucesivos en las subestaciones, así como el total de usuarios cuyo registro fue estimado en un mes determinado. En la base de datos diseñada se incluyó un campo que consideraba el tipo de registro según el cual se

le asignó el consumo a cada usuario.

Si, por ejemplo, la tasa de crecimiento anual de la demanda en un alimentador es del 6%, entonces la tasa mensual es de 0.5% y el valor de *pérdidas por error de falta de lectura* es de 0.005 por el valor de la energía total registrada E_R y por la fracción de usuarios con consumo estimado respecto al total de usuarios. Este valor se suma a la cuenta de *pérdidas por error de registro*, L_{NE} .

3.6 Validación de la Metodología

Se ha expuesto una metodología exhaustiva para lograr la discriminación total de pérdidas en alimentadores primarios. La validación de dicha metodología se realiza planteando una *matriz de confusión* que relaciona las variables de cada etapa de la evaluación.

Durante la evaluación, la metodología ha planteado en resumen, lo siguiente:

1. Determinación de la Energía Suministrada mediante medición.
2. Determinación de la Energía Registrada mediante identificación de usuarios asociados y suma de los consumos.
3. Determinación de las pérdidas técnicas mediante simulación.
4. Determinación de las pérdidas no técnicas mediante estimación estadística.

Los valores encontrados mediante este procedimiento se denominan *constantes del método*. Al plantear el balance de energía,

$$E = E_R + L_T + L_N \quad (3.36)$$

se determina que la ecuación no se cumple con exactitud, debido al *error del método*. Para analizar este error, se plantea la matriz de confusión, cuyo formato es el siguiente:

ETAPA, q	1	2	3	4
CASO 1	E	ER	LT	LN
CASO 2	E	ER	LT	LN
CASO 3	E	ER	LT	LN
CASO 4	E	ER	LT	LN

En esta matriz, los valores resaltados se encuentran aplicando la ecuación (3.36) y cada uno de estos valores es ligeramente diferente al valor que se obtuvo mediante la metodología. Estos valores se denominan *variables del método*.

En cada caso, el balance cuadra con exactitud, debido a que la variable del método de cada etapa se determina como incógnita de la ecuación (3.36). Se puede determinar cuantitativamente el error del método para cada etapa de la evaluación según la ecuación:

$$\epsilon_q = \frac{|VM_q - CM_q|}{CM_q} \quad (3.37)$$

donde:

ϵ_q : Error de la etapa q

VM_q : Variable del método de la etapa q

CM_q : Constante del método de la etapa q

El error general del método se determina aplicando la siguiente ecuación:

$$\epsilon = 2 \left(\sum_q CM_q - \sum_q VM_q \right) / \sum_q CM_q \quad (3.38)$$

Segunda Parte
APLICACION

Capítulo 4

EVALUACION DE PERDIDAS

4.1 Introducción

La *evaluación* es la parte más importante dentro de los estudios de pérdidas; permite diagnosticar las condiciones del sistema y llegar a conclusiones válidas sobre los mecanismos y las acciones a través de las cuales, las empresas eléctricas se encaminan para lograr la reducción de pérdidas.

En el presente capítulo se expone la aplicación de la metodología al análisis del alimentador C9 del sistema de la Empresa Eléctrica "Quito". Al final de la evaluación se determina el balance de subsistema mencionado y la discriminación total de las pérdidas técnicas por componentes y no técnicas por causas. El balance es el resultado de un proceso de adquisición y tratamiento de información que se expone a lo largo del capítulo.

Se presenta primeramente la selección del caso de estudio y la obtención de la información. Acto seguido se determina la energía suministrada al circuito y la energía registrada; se evalúan las pérdidas técnicas mediante simulación (proceso

determinístico) y se encuentran las pérdidas no técnicas mediante estimación (proceso estadístico). Finalmente se presenta el balance de energía y la matriz de confusión para validar la metodología.

4.2 Definición del Caso de Estudio

El caso de estudio fue definido considerando dos aspectos específicos de análisis.

- Determinación del alimentador a ser estudiado; y,
- Determinación del mes base para la realización de los balances.

La metodología define un estudio a dos niveles de muestreo: en el primer nivel, se selecciona un alimentador primario, que constituye una muestra no probabilística para la realización del estudio de caso. En una fase posterior, se utiliza muestreo probabilístico sobre los consumidores individuales con miras al diagnóstico de pérdidas negras.

4.2.1 SELECCION DEL ALIMENTADOR

La selección del alimentador se realizó considerando la disponibilidad de información según sugiere la metodología. Se seleccionó el alimentador C de la subestación No 9 como caso de estudio, luego de realizar las siguientes consideraciones:

- a) La EEQSA tiene actualmente en operación el sistema SCADA en cinco subestaciones de su sistema, estando la subestación No 9 entre las que disponen del mismo. El sistema SCADA toma entre otras, señales de corriente instantánea por fase de alimentadores a nivel de subestación.

- b) La EEQSA realizó en el año de 1984 un estudio en el que se evalúan las pérdidas técnicas en circuitos primarios y transformadores en el informe denominado "Diagnóstico de Condiciones Actuales de Operación" [31]. De este estudio se ha extraído el Cuadro 4.1, en el cual se observan los datos de pérdidas técnicas estimadas para el año mencionado y para las subestaciones que actualmente se hallan operadas por el sistema SCADA.

NIVELES DE PERDIDAS POR S/E Y POR ALIMENTADOR EN PRIMARIOS Y TRANSFORMADORES EN LAS SUBESTACIONES DOTADAS DE SISTEMA SCADA, DATOS A 1984

S/E	PRIMARIO DEMANDA	PERDIDAS DE POTENCIA						
		COINCID. [KW]	PRIMARIOS [KW]	%	TRANSFORMADORES [KW]	%	TOTAL [KW]	%
No 9	A	1920.42	83.24	4.33	31.60	1.65	114.84	5.98
M109	C	4036.08	252.36	6.25	92.92	2.30	345.28	8.55
	D	1902.64	43.78	2.30	26.84	1.41	70.62	3.71
	E	700.60	10.61	1.51	13.75	1.96	24.36	3.48
	TOTAL	8559.74	389.99	4.56	165.11	1.93	555.10	6.49
No 10 VJ.	C	1553.92	34.06	2.19	25.40	1.63	59.46	3.83
ED10	D	1761.11	50.12	2.85	26.53	1.51	76.65	4.35
	E	1139.54	10.44	0.92	11.54	1.01	21.98	1.93
	TOTAL	4454.57	94.62	2.12	63.47	1.42	158.09	3.55
No 12	B	1937.11	63.67	3.29	25.31	1.31	88.98	4.59
LF12	D	2687.52	120.02	4.47	36.73	1.37	156.75	5.83
	TOTAL	4624.63	183.69	3.97	62.04	1.34	245.73	5.31
Carolina	A	3704.87	314.97	8.50	64.68	1.75	379.65	10.25
LC24	B	1319.17	6.67	0.51	23.23	1.76	29.90	2.27
	C	1987.79	26.46	1.33	34.50	1.74	60.96	3.07
	TOTAL	7011.83	348.10	4.96	122.41	1.75	470.51	6.71
No 10 NU.	A	4236.32	151.36	3.57	82.54	1.95	233.90	5.52
SL32	B	3139.98	276.59	8.81	49.68	1.58	326.27	10.39
	C	3105.23	302.06	9.73	52.79	1.70	354.85	11.43
	TOTAL	10481.53	730.01	6.96	185.01	1.77	915.02	8.73

Cuadro 4.1: Pérdidas en Alimentadores de S/E con sistema SCADA, 1984

Como se puede apreciar, los índices más elevados de pérdidas corresponden a la subestación 10 Nueva y a la subestación Carolina. Dichos alimentadores no fueron

escogidos debido a que los circuitos han sido sometidos recientemente a trabajos de reconfiguración. Se seleccionó por lo tanto, el alimentador C de la subestación 9 por ser el que sigue en porcentaje de pérdidas según la referencia citada.

- c) La gran mayoría de las redes del alimentador son aéreas por lo que la determinación de los parámetros eléctricos puede ser actualizada fácilmente y es más sencillo determinar los límites de los circuitos considerados, mediante inspección directa.

Las redes subterráneas requieren un tratamiento distinto al presentado en la metodología, debido a que es muy difícil discriminar los usuarios que se asocian a uno u otro alimentador, complicando la determinación de la energía facturada. Los grupos de control de pérdidas negras encuentran bastante difícil la realización de inspecciones a usuarios en redes de este tipo.

En la Figura 4.1 se muestra la ubicación geográfica del alimentador seleccionado dentro de la ciudad de Quito. El alimentador C9 es de tipo residencial urbano, a 6.3KV; su área de influencia corresponde a la parte baja del sector de San Juan, incluye usuarios en el área del Instituto Nacional Mejía, la Basílica del Voto Nacional, el antiguo Hospital Militar, etc.

El alimentador C9 limita por la parte sur con los alimentadores C7 y D8, ambos de tipo subterráneo; por esta razón, en la discriminación de los usuarios asociados a los circuitos fue necesario un trabajo depurado, como se explica posteriormente.

4.2.2 SELECCION DEL MES DE REFERENCIA

Para la realización de los balances de energía se escogió como mes base a noviembre de 1993. La Empresa Eléctrica realiza en noviembre de cada año, mediciones horarias de la potencia en todos los alimentadores de su sistema a nivel de las subestaciones. La información disponible consta de las lecturas de corriente por fase en los alimentadores para un día miércoles y domingo de la última semana de noviembre. Dichas lecturas proporcionan información sobre la carga máxima del año en cada uno de los alimentadores, dato que se utiliza para la planificación de las capacidades de las subestaciones y para la realización de transferencias de carga entre alimentadores y subestaciones. Se consideró que esta información era importante para verificar los datos de las mediciones que se iban a realizar, y que el mes de noviembre de 1993 tiene la actualidad de los datos de facturación que requiere el estudio.

4.3 Balance Global de Energía

Las pérdidas totales de energía se determinaron realizando el balance global de la energía disponible menos la energía registrada, como lo indica la ecuación (3.1), es decir:

$$L = E - E_R \quad (4.1)$$

4.3.1 DETERMINACION DE LA ENERGIA SUMINISTRADA

La determinación de la energía suministrada, E, se llevó a cabo instalando el analizador de carga durante una semana del mes de noviembre y medidores de energía por fase, durante todo el mes, ubicados a nivel de la subestación. Por disponibilidad de equipo, el registrador se instaló durante la tercera semana del mes.

Los valores de carga diaria promedio por fase medidos por el registrador, se presentan en el Cuadro 4.2.

FASE PROMEDIO: POTENCIA ACTIVA [KW]

HORA	Lun.	Mar.	Mie.	Jue.	Vie.	Sab.	Dom.	Equivalente
1	174.56	211.97	177.68	155.86	199.50	224.44	162.09	5611.06
2	149.62	155.86	146.51	137.15	155.86	155.86	162.09	4557.43
3	137.15	149.62	140.27	130.92	149.62	149.62	149.62	4314.28
4	137.17	143.39	146.51	143.39	149.62	137.15	137.15	4258.17
5	149.62	158.98	162.09	149.62	174.56	143.39	187.03	4809.93
6	249.38	174.56	211.97	236.91	187.03	162.09	249.38	6309.332
7	361.60	208.83	308.60	374.07	243.14	174.56	349.13	8650.393
8	386.54	261.84	324.19	374.07	274.31	249.38	361.60	9576.219
9	349.13	317.96	349.13	324.19	374.07	261.84	374.07	10068.75
10	342.89	293.02	321.07	330.42	311.72	274.31	349.13	9526.343
11	314.84	324.19	336.66	311.72	317.96	286.78	336.66	9554.398
12	308.60	324.19	330.42	317.96	299.25	261.84	374.07	9498.288
13	308.60	330.42	330.42	330.42	286.78	249.38	361.6	9429.708
14	293.02	317.96	317.96	317.96	268.08	243.14	336.66	8990.175
15	302.37	333.54	342.89	324.19	280.55	255.61	374.07	9488.936
16	317.96	336.65	336.62	336.66	299.25	299.25	386.54	9906.649
17	324.19	330.42	324.19	336.66	311.72	380.30	430.18	10405.41
18	370.95	370.95	367.83	374.07	367.83	392.77	448.88	11515.15
19	511.23	523.69	523.69	523.69	498.76	542.40	586.04	15873.08
20	561.10	610.98	623.45	598.51	523.69	610.98	629.68	17805.78
21	539.28	589.16	610.98	567.34	511.23	586.04	617.21	17213.5
22	461.35	492.52	498.76	486.29	436.41	423.94	498.76	14146.12
23	317.96	346.01	330.42	361.65	274.31	274.31	324.19	9579.336
24	249.38	243.14	230.67	255.61	243.14	193.27	236.91	7101.116
<hr/>								
TOTAL	7618.5	7550.0	7793.1	7799.3	7138.5	6932.7	8422.8	228189.6
ENERGIA TOTAL SUMINISTRADA								684568.7

Cuadro 4.2: Carga Diaria Promedio por Fase y Día Equivalente

En este cuadro se presentan los valores de potencia instantánea en [KW], que entrega la subestación para una fase promedio. Debido al balance que presentaron las fases del alimentador, el proyecto optó por un análisis monofásico. Es conveniente realizar el análisis por fase para simplificar el problema, aunque el analizador sí proporcionó los datos de las tres fases.

Por otro lado, los datos iniciales se determinaron para intervalos de 15 minutos; sin embargo, se usaron intervalos de una hora por considerar este intervalo como suficiente.

En el Cuadro 4.2, la fila que comienza con la asignación de "TOTAL", es la suma algébrica de los valores de cada hora de cada día. Estos totales representan la energía en [KWh] que entregó la subestación al alimentador, durante cada día.

Se define como *día equivalente* a la curva que se obtiene al sumar en forma ponderada, los valores de potencia que se suministró durante todos los días del mes, a una hora determinada. Por lo tanto, la columna "Equivalente" se encuentra sumando los productos de los valores de potencia de cada día por el número de días Lunes, Martes, etc que hay en este mes de Noviembre. Esta columna tiene la forma de una curva de carga diaria equivalente, pero sus valores son la suma ponderada de todos los días del mes; es por esto que la integración de la curva de carga del día equivalente entrega la energía mensual por fase correspondiente al alimentador.

El valor de la esquina inferior derecha corresponde a esta integración del día equivalente multiplicado por 3; es decir, a la energía trifásica o energía total suministrada por la subestación al alimentador considerado.

En la Figura 4.2 se muestran las curvas de carga diarias para la fase promedio. En esta figura se puede apreciar la

variación que experimenta el suministro de energía dependiendo de la hora y del día.

En la Figura 4.2 d), la curva *promedio* es el promedio aritmético del resto de curvas. Los valores de la curva del día equivalente no son iguales al de la curva de día promedio multiplicado por 30 (número de días de mes), ya que no existe el mismo número de días Lunes, Martes, etc, durante el mes.

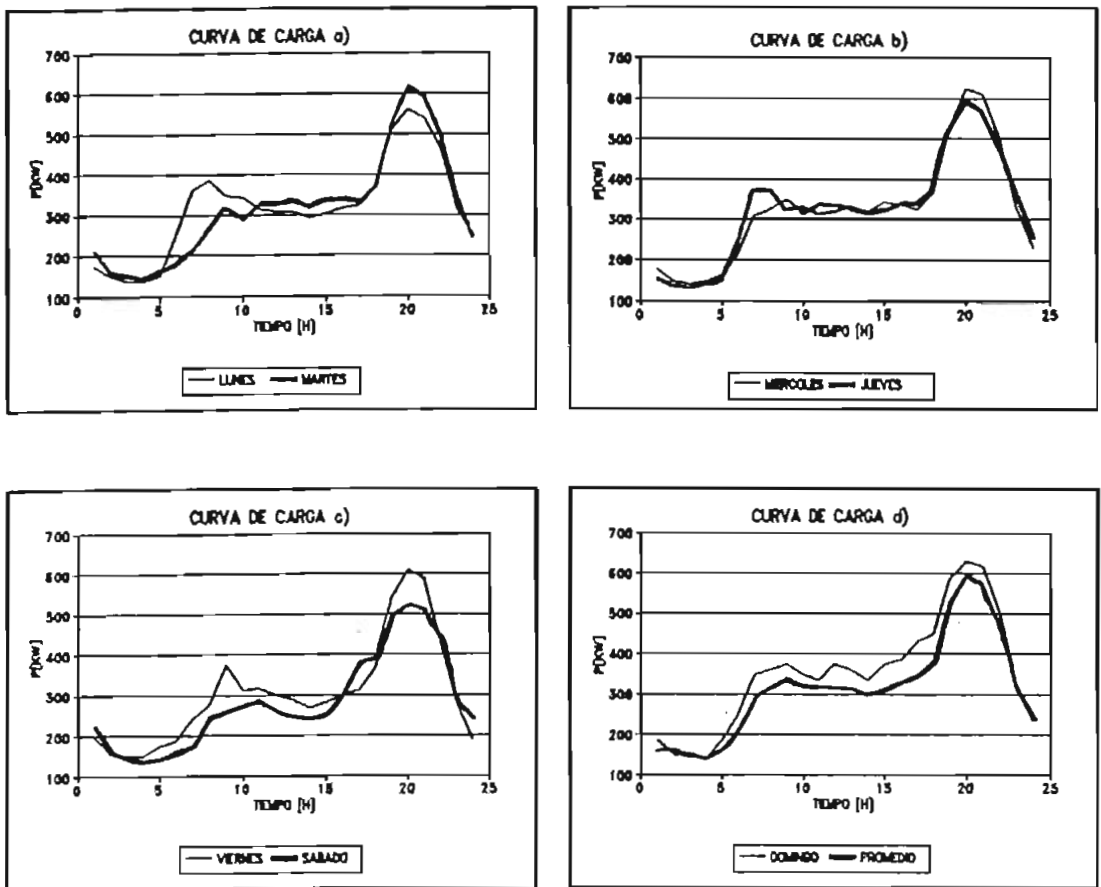


Figura 4.2: Curvas de Carga Diarias

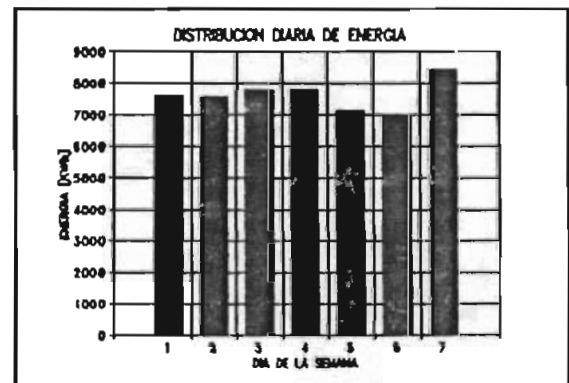
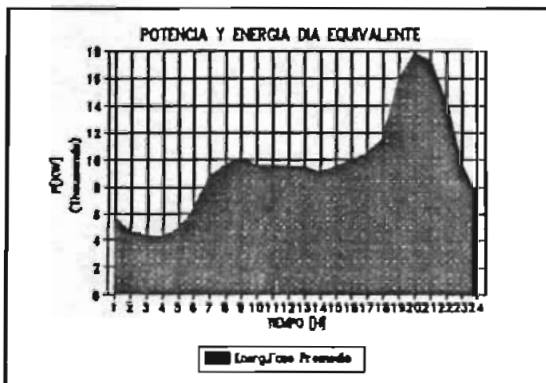
En el cuadro 4.3 simplemente se resume la información global del mes de noviembre, tabulándola de otra forma.

DIA	ENER. [KWh]	% SEMANA	No DIAS	Ener.Tot. [Kwh]
Lunes	7618.5	14.31	5	38092.5
Martes	7550.0	14.18	5	37750.0
Miérco.	7793.1	14.63	4	31172.4
Jueves	7799.3	14.64	4	31197.2
Viernes	7138.5	13.40	4	29274.0
Sábado	6932.7	13.02	4	27730.8
Domingo	8422.8	15.82	4	33691.2
Totales	53254.9	100.00	30	228189.6

Energía Total Noviembre, Fase promedio, [KWh]	228189.6
Energía Total Noviembre, Trifásica, [KWh]	684568.7

Cuadro 4.3: Porcentajes de Energía Diaria y Totales

La Figura 4.3 a) muestra la curva de carga del día equivalente y la energía por fase que se entregó al alimentador en noviembre. La Figura 4.3 b) presenta los datos del Cuadro 4.3, en el cual se observa la distribución de energía correspondiente a cada día. Para el alimentador C9 el consumo de energía durante el mes de noviembre de 1994 fue de 684568.7 [KWh]. Este valor corresponde a la energía suministrada al sistema, E.



a)

b)

Figura 4.3: a) Curva de Carga Día Equivalente, Fase Promedio
 b) Distribución Diaria de Energía

La suma de las energías de los registradores fue similar a la determinada con el analizador de carga, lo cual sirvió para comprobar los resultados. Se tomaron los resultados del analizador como base para el estudio, por la precisión del aparato.

Es conveniente aclarar que en la determinación de la energía entregada se han realizado algunas consideraciones. Primeramente, se asume que la tasa de crecimiento de la demanda del alimentador permanece constante durante el mes de noviembre; es decir que, durante la primera semana de noviembre se consumió lo mismo que durante la última. Este hecho fue verificado al realizar lecturas esporádicas de las corrientes entregadas. En general, en alimentadores residenciales, la variación del consumo es muy uniforme; de datos de lecturas anuales, se encuentra que la tasa de crecimiento de consumo del alimentador C9 es constante y aproximadamente igual a 4.2% al año (0.35% mensual). En segundo lugar, para efectos de cálculo, se consideraron todos los días del mes de noviembre.

Debido a las lecturas tomadas personalmente en la subestación, se creó cierta redundancia en la información de energía suministrada, que sirvió para validar adicionalmente la información obtenida.

4.3.2 DETERMINACION DE LA ENERGIA REGISTRADA

La Figura 4.4 muestra el diagrama unifilar de circuitos primarios y la Figura 4.5, el diagrama de los circuitos secundarios del alimentador C9 dentro de su área de influencia.

La energía registrada del sistema está dada por los consumos registrados de todos y cada uno de los usuarios asociados al alimentador.

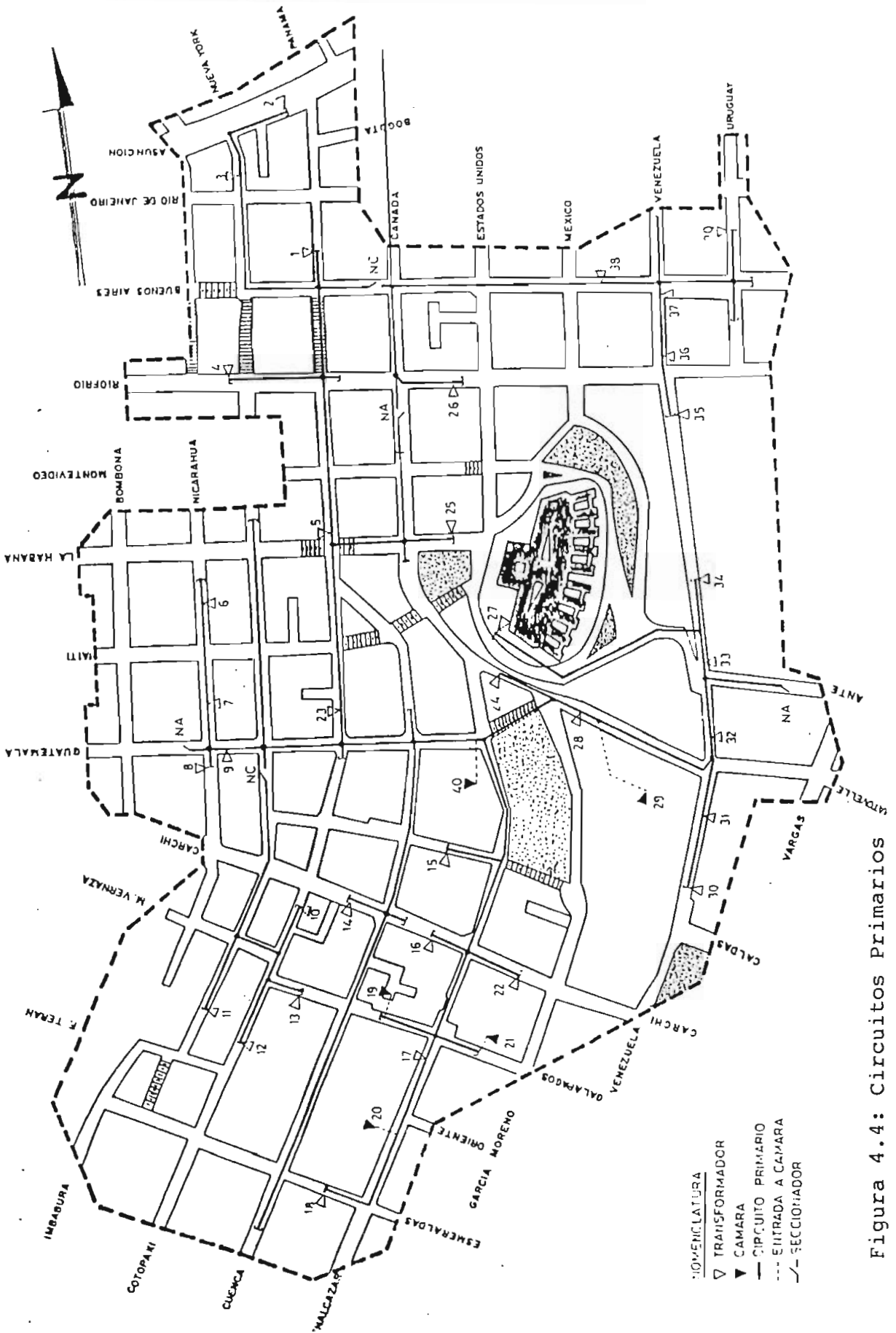


Figura 4.4: Circuitos Primarios

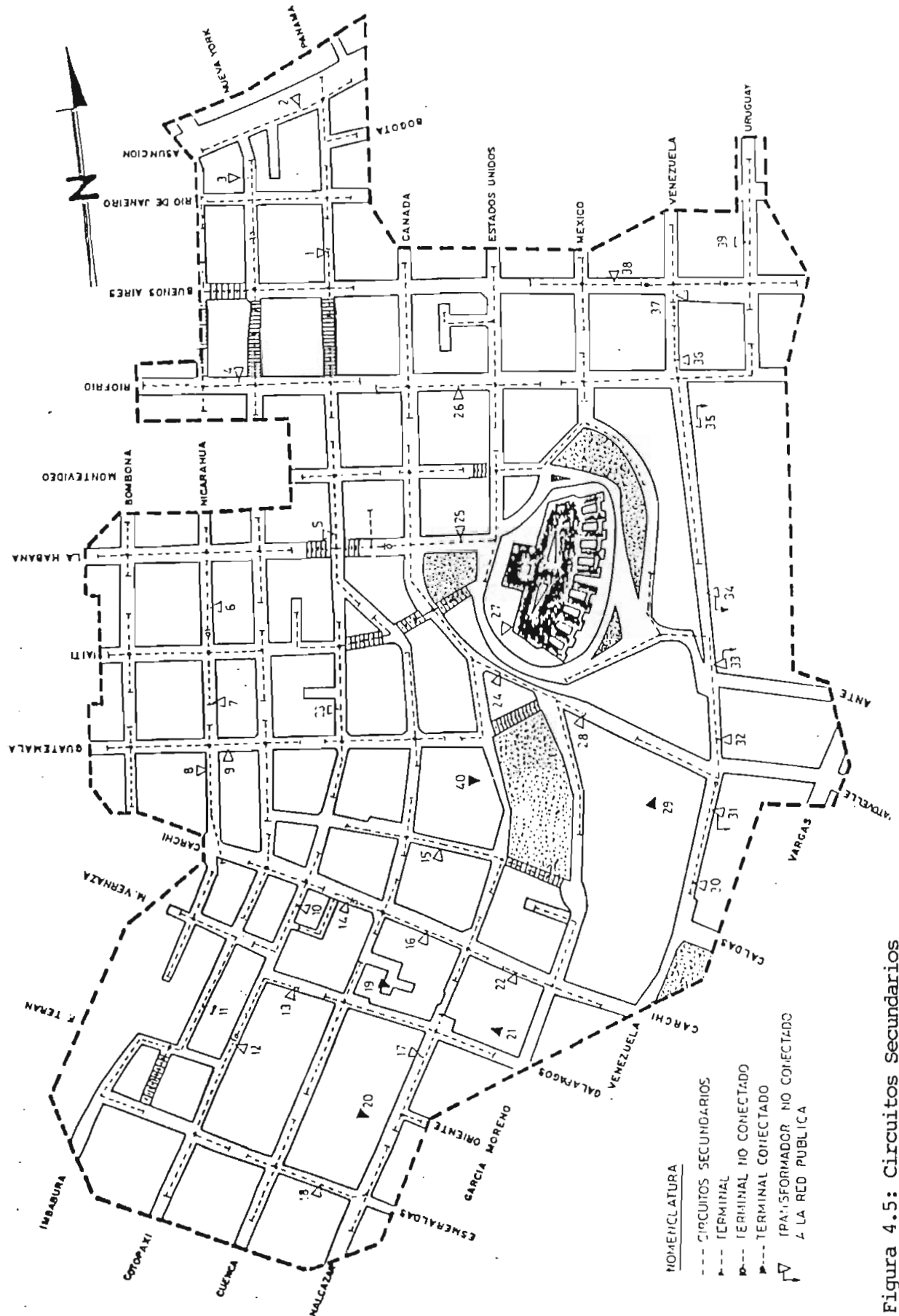


Figura 4.5: Circuitos Secundarios

Para obtener la energía registrada se procedió de la siguiente manera.

1. La información del alimentador C9 fue suministrada por el Proyecto de Inventarios y Avalúos de la EEQSA. Dicha información actualizada a septiembre de 1993 proporcionó, para los intereses del presente estudio, lo siguiente:
 - Diagrama unifilar del alimentador sobre la base geográfica a escala 1:1000
 - Diagramas de circuitos primarios con número de fases y calibre de conductores.
 - Diagramas de circuitos secundarios con número de fases por tramo y calibre de conductores.
 - Ubicación de transformadores y potencias nominales.
 - Características y estado de funcionamiento de los equipos de seccionamiento.
 - Existencia de condensadores
 - Diagramas de redes subterráneas

2. Una vez obtenida la información, se procedió a su verificación. Es decir, se recorrieron todos los circuitos del alimentador verificando los datos y corrigiendo eventuales errores, que sobre todo se presentaron en los calibres de los conductores y terminales de circuitos.

La información proporcionada no presentaba con claridad los límites de los circuitos secundarios. En muchos cruces no se podía determinar si los conductores estaban o no conectados. Por lo tanto, lo que se hizo fue primeramente realizar el levantamiento de todos los circuitos secundarios y discriminarlos entre sí. De esta manera se pudo obtener la información de los cir-

cuitos de cada transformador. El trabajo desarrollado en esta etapa fue muy importante para la determinación de las pérdidas en todas las fases del análisis.

3. El siguiente paso para determinar la energía registrada fue discriminar con exactitud qué usuarios se encontraban dentro del área de influencia. Para ello, se diseñó en primera instancia un mapa que incluía redes secundarias del alimentador y se procedió a realizar un operativo de campo que consistió en asociar, en los circuitos secundarios que se encuentran en los límites del área del alimentador, los usuarios que están "colgados al mismo". En tal operativo se recorren los límites de los circuitos secundarios del alimentador observando las conexiones de acometidas a los diferentes lotes y anotando en un mapa lotizado en escala 1:1000, los lotes que incluyen usuarios servidos por el alimentador.

Como resultado se pudo obtener un mapa lotizado del área de influencia del alimentador en escala 1:1000. Los mapas mostrados en las diferentes figuras no incluyen el detalle la lotización por razón de escala, pero señala el área de influencia obtenida a partir de dicho mapa lotizado.

4. Se diseñó un mapa con las rutas de lectura que se encuentran asociadas al alimentador, mapa que se muestra en la Figura 4.6. El mapa del área de influencia del alimentador se contrastó con los mapas detallados de rutas de lectura y planes, que maneja la EEQSA para tomar las lecturas de los medidores de energía.

Como se puede observar, ciertas rutas están totalmente incluidas en el área del alimentador, mientras que otras son compartidas con otros alimentadores.

El registro de energía correspondiente a las rutas totalmente contenidas en el área de influencia (internas) fue ingresada directamente a la cuenta de energía registrada, mientras que para las rutas compartidas por dos o más alimentadores (rutas mixtas), fue necesario discriminar los usuarios que están dentro y fuera de los límites.

5. Se obtuvo el listado de usuarios por rutas de lectura, para lo cual se debió acceder al sistema de consulta de la EEQSA. La información de la clientela de la EEQSA está almacenada en cuatro sistemas de la siguiente forma:

El sistema cíclico, que contiene la opción de consultas generales dentro del archivo "Procic" y que contiene la mayoría de la clientela masiva de la Empresa, que se mantiene en el computador IMB370.

El sistema SCmacle, con la información de la clientela especial y parte de la clientela masiva, que se mantiene en el computador Tower 9400.

El sistema Data Flex, con la información de grandes clientes que se mantiene en un microcomputador NCR, de uso exclusivo del área de Grandes Clientes, no accesible incluso para el grupo de Pérdidas Negras.

Sistema Sidecom, que cuenta con la información de la clientela rural, que se mantiene en un computador Sum y que actualmente busca integrar la información de toda la clientela. Existe otro archivo con la información de los funcionarios de la EEQSA {32}.

Debido a que la EEQSA intenta modificar su sistema de

cómputo, únicamente se dispuso del acceso a la consulta del sistema Cíclico hacia el archivo "Procic". El sistema tiene para cada usuario la siguiente información:

- Nombre o Razón Social
- Número de suministro
- Número de medidor
- Dirección geográfica que incluye nombre de la calle, número y transversal más cercana.
- Número de plan de consumo (Un plan incluye varios sectores de la ciudad, los consumos totales de la Empresa se suman por planes)
- Número del sector que corresponde a la codificación sectorial del Municipio.
- Número de ruta de lectura.
- Tipo de consumidor
- Tipo de medidor que incluye la marca, el número de revoluciones por [KWh] y la relación con el registro numérico.
- Registro de los doce últimos consumos
- Registro de las doce últimas facturaciones
- Indicación si el consumidor ha cancelado o no el monto de su consumo (Si el consumidor no ha pagado la facturación de un mes, se la carga al mes siguiente)
- Tipo de lectura del registro: Estimado, Verificado, etc.

El archivo cuenta con dos opciones de consulta: un LISTADO de los usuarios por ruta de lectura como el que se muestra en la Figura 4.7 a) y una opción individual, para el registro de consumidores UNO POR UNO, como se muestra en la Figura 4.7 b).

Sur por circuitos de alimentadores subterráneos. En las rutas que intervenían en estos límites, el trabajo se demoró debido a que es en cierto modo complicado discriminar adecuadamente las acometidas que van a uno u otro circuito.

7. Una vez obtenidos los consumidores del alimentador que se encuentran en cada ruta, se procedió a extraer del sistema de consulta, los consumos de noviembre y diciembre de 1993 y de enero y febrero de 1994.

Debido a la dificultad de acceder a la base de información en el centro de cómputo y a manipularla, se diseñó una base de datos independiente en FOXPRO. La base contenía los siguientes campos para cada usuario.

- Número de suministro
- Código de medidor
- Número de plan
- Número de sector
- Número de ruta
- Dirección
- Número de dirección
- Número de transformador
- Consumo noviembre
- Estrato de consumidor
- Tipo de consumo noviembre
- Consumo diciembre
- Tipo de consumo diciembre
- Consumo enero
- Tipo de consumo enero
- Consumo febrero
- Tipo de consumo febrero

A partir de esta base de datos, se obtuvo la información que se muestra en el Cuadro 4.4.

RUTA No	Tipo	No Usuarios	Consumos
1	Interna	276	29313
2	Interna	258	33267
3	Interna	286	35314
4	Mixta	337	62688
5	Mixta	106	26848
6	Mixta	9	714
7	Mixta	47	5790
8	Mixta	14	1612
9	Mixta	123	12716
10	Interna	280	32395
11	Interna	224	26223
12	Interna	257	27358
13	Interna	382	48727
14	Mixta	271	28428
15	Mixta	206	21082
16	Mixta	207	17542
17	Mixta	63	5326
18	Mixta	288	29424
19	Mixta	164	18031
20	Mixta	158	15995
21	Mixta	207	22600
22	Mixta	145	15853
23	Mixta	143	15269
24	Mixta	46	11730
25	Mixta	43	5671
26	Mixta	128	18665
27	Especial*	14	24900
TOTAL		4682	593481

Cuadro 4.4: Consumo por Rutas y Total

(*) Consumidores especiales, No están en las rutas masivas

8. La energía total registrada se encuentra sumando los consumos correspondientes a todos los usuarios y todas las rutas.

La energía total registrada, E_R , es igual a 593481 [KWh] para el mes de noviembre de 1993.

4.3.3 BALANCE GLOBAL DE ENERGIA

Para el mes de noviembre se aplicó la ecuación 3.2 que representa el balance global de energía. Estos valores se resumen en el Cuadro 4.5.

Energía suministrada:
684568.7 [KWh]
Energía registrada:
593481 [KWh]
Pérdidas globales:
91087.7 [KWh], 13.31%



Cuadro 4.5: Balance Global de Energía

El valor de 13.31% (tomado respecto a la energía suministrada, E) para las pérdidas globales de energía es menor que el correspondiente a los balances globales del sistema de la Empresa (17%). A pesar de esto, el valor total de las pérdidas supera el valor máximo tolerable de las recomendaciones internacionales, que es del 10% de la energía suministrada.

Este resultado es importante pues demuestra parcialmente una hipótesis de los estudios de pérdidas en la EEQSA: Los valores de pérdidas de los alimentadores difieren considerablemente de uno a otro. En este caso, se obtuvo un valor menor que el promedio de pérdidas existente en el sistema; de igual forma, se sospecha la existencia de alimentadores con elevados índices de pérdidas.

4.4 Evaluación de Pérdidas Técnicas

La evaluación de las pérdidas técnicas se realizó por componentes físicos del sistema, según lo cual, el monto total de dichas pérdidas es la suma de las pérdidas en cada componente. Todo el análisis de pérdidas se realiza en forma determinística mediante simulación de los circuitos involucrados.

Para determinar las pérdidas técnicas, se consideraron las contribuciones de pérdidas en:

- Circuitos primarios
- Transformadores de distribución
- Circuitos secundarios
- Otros Componentes, que incluye:
 - . Acometidas
 - . Alumbrado Público y Semáforos (Consumo)
 - . Contadores

4.4.1 EVALUACION DE PERDIDAS EN CIRCUITOS PRIMARIOS

El primer paso señalado en la metodología incluye la obtención de la información eléctrica de los circuitos.

Anteriormente, en la Figura 4.4 se presentó el diagrama unifilar del alimentador C9. Previamente al ingreso de datos, fue necesario depurar algunos aspectos de la información obtenida para este circuito.

4.4.1.1 CONFIGURACIONES DE CONDUTORES

Para la corrida de flujos, el programa PRINDIS utiliza las matrices de impedancia y admitancia, que dependen de las características físicas de los conductores y de la geometría del circuito.

formador, número de usuarios por transformador, etc, y fundamentalmente, una aproximación excelente de la demanda en cada uno de ellos, que permite correr flujos de potencia de primarios y secundarios con gran exactitud.

La primera condición para lograr la discriminación de los usuarios por transformador es obtener el diagrama exacto de los circuitos secundarios. Para esto se relevó completamente todos los circuitos. Cabe indicar que se identificaron transformadores banqueados y gran número de aisladores de retención entre circuitos secundarios.

En el caso de transformadores banqueados y únicamente en este caso, la demanda se obtuvo en forma proporcional a las capacidades nominales de los transformadores que se hallaban interconectados en bajo voltaje. Para esto se sumaron los consumos de todos los usuarios asociados a este grupo de transformadores y se distribuyeron los consumos proporcionalmente. Para discriminar los usuarios se contrastaron las rutas de lectura y los circuitos secundarios, identificando los consumidores en cada límite de cada circuito.

En el Cuadro 4.7 se presenta el resumen de los datos de energía consumida por los usuarios de cada transformador, potencia inicial para la corrida de flujos y porcentaje de carga a esta demanda.

Los valores de las dos últimas columnas son los que ingresan al programa para la corrida de flujos de potencia.

En la Figura 4.8 se muestran las áreas de influencia en mapa lotizado, de cada transformador.

CUADRO DE DISTRIBUCION DE CARGA Y CONSUMIDORES EN T/D

TRNF	CONS	PINST	CARGA	Pinst/F	Pin	Qin
1	15238	100	0.20	6.83	6.28	2.66
2	12130	75	0.22	5.43	5.00	2.12
3	14128	100	0.19	6.33	5.82	2.47
4	21047	75	0.38	9.43	8.68	3.68
5	15806	75	0.28	7.08	6.52	2.76
6	15925	75	0.29	7.13	6.56	2.78
7	15911	75	0.29	7.13	6.56	2.78
8	19056	113	0.23	8.54	7.85	3.33
9	1541	10	0.21	0.69	0.64	0.27
10	13676	50	0.37	6.13	5.64	2.39
11	22451	100	0.30	10.06	9.25	3.92
12	13046	75	0.23	5.84	5.38	2.28
13	8501	30	0.38	3.81	3.50	1.49
14	7206	50	0.19	3.23	2.97	1.26
15	15851	75	0.28	7.10	6.53	2.77
16	13114	75	0.24	5.88	5.41	2.29
17	28889	113	0.32	12.94	11.91	5.05
18	24434	113	0.29	10.95	10.07	4.27
19	23869	250	0.13	11.05	10.17	4.31
20	19773	250	0.11	9.15	8.42	3.57
21	23686	150	0.22	10.97	10.09	4.28
22	12719	75	0.23	5.70	5.24	2.22
23	23626	100	0.32	10.59	9.74	4.13
24	19766	75	0.35	8.86	8.15	3.45
25	21812	75	0.39	9.77	8.99	3.81
26	24144	113	0.29	10.82	9.95	4.22
27	1060	75	0.02	0.47	0.44	0.19
28	1331	10	0.18	0.60	0.55	0.23
29	12840	150	0.12	5.75	5.29	2.24
30	2144	30	0.10	0.96	0.88	0.37
31	7914	45	0.24	3.66	3.37	1.43
32	12316	75	0.22	5.52	5.08	2.15
33	6480	45	0.19	2.90	2.67	1.13
34	12986	50	0.35	5.82	5.35	2.27
35	4320	30	0.19	1.94	1.78	0.75
36	16670	100	0.22	7.47	6.87	2.91
37	3951	25	0.21	1.77	1.63	0.69
38	23780	100	0.32	10.65	9.80	4.16
39	11679	50	0.31	5.23	4.81	2.04
40	28665	250	0.16	13.27	12.21	5.18
TOTAL	593481			248	226	96

Cuadro 4.7: Distribución de Carga en Transformadores para Flujo de Potencia

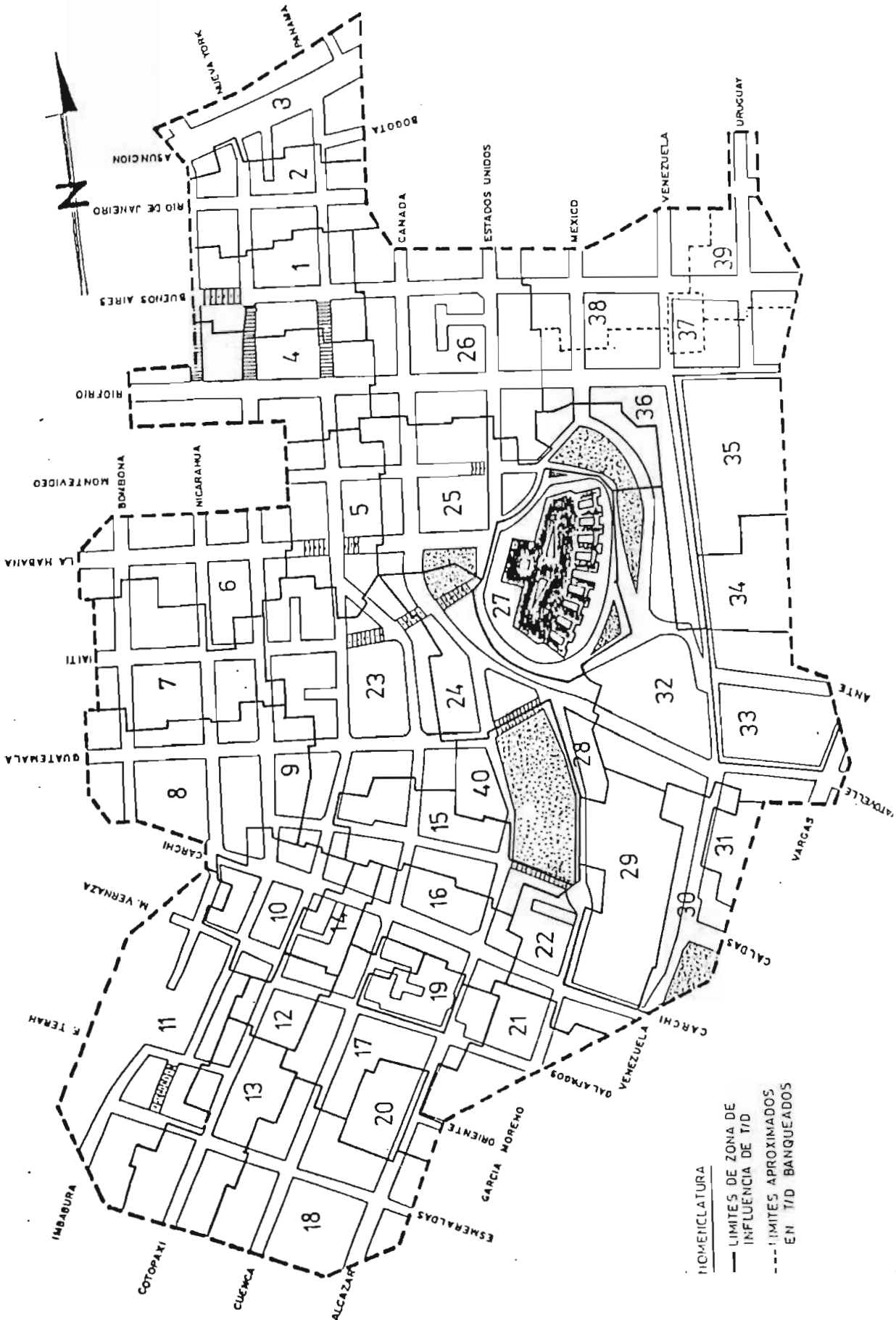


Figura 4.8: Areas de Influencia de Transformadores

4.4.1.3 FLUJO DE POTENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS

Se corrieron flujos de potencia para tres condiciones de demanda y se obtuvieron los siguientes valores:

CASO	P Suminis. [KW] P_k	Pérdidas [KW] W_{Pk}
1	$P_1=677.867$	$X=20.348$
2	$P_2=382.1$	$Y=6.375$
3	$P_3=216.735$	$Z=2.035$

Con estos valores se determinó la función cuadrática en función de la potencia de entrada al circuito primario, como lo señala la metodología. Esta función es de la forma:

$$W_{Pk}(P_k) = f(P_k) \quad (4.2)$$

donde:

$W_{Tp}(t)$: Pérdidas de potencia instantáneas en circuitos primarios, [KW]

P_k : Potencia instantánea suministrada por la subestación al alimentador a la hora k, [KW]

La función correspondiente a la ecuación (4.2) determinada para alimentadores primarios es:

$$4.6E-05 P_k^2 - 0.001 P_k + 0.11787 \quad (4.3)$$

donde los coeficientes de la ecuación se determinaron a partir de los valores correlacionados de pérdidas y potencia, empleando las ecuaciones (3.7) a (3.9).

Para determinar las pérdidas de potencia en un instante dado, se evalúa esta ecuación para cada valor horario de la potencia suministrada por al subestación. Por lo tanto, las pérdidas de energía de circuitos primarios se encontraron

aplicando la ecuación (3.10), es decir, la integral de la curva de pérdidas de potencia horaria, que por conveniencia se reproduce aquí:

$$LTP = \sum_{j=1}^{Nd} \sum_{k=1}^{24} W_{Pjk} \quad (4.4)$$

donde:

- W_{Pjk} : Pérdidas técnicas de potencia de circuitos primarios para el día j , para la hora k , [KW]
 LTP : Pérdidas técnicas de energía para el mes considerado para circuitos primarios, [KWh]
 Nd : Número de días del mes considerado
 k : Contador de horas
 j : Contador de días

En el Cuadro 4.8 se presentan las pérdidas de potencia para el día equivalente, en [KW].

Hora	Pérdidas [KW]	Hora	Pérdidas
1	46.34	13	130.32
2	30.47	14	118.23
3	27.44	15	132.25
4	26.72	16	143.34
5	33.99	17	159.21
6	59.06	18	193.98
7	115.73	19	370.60
8	136.84	20	468.20
9	148.80	21	437.33
10	132.37	22	293.87
11	132.63	23	134.26
12	132.0	24	73.27
Total Pérdidas por Fase [KWh]:		3677.38	
Total Pérdidas Trifásicas [KWh]:		11032.15	

Cuadro 4.8: Pérdidas en Circuitos Primarios

En la Figura 4.9 a) se muestran las pérdidas en circuitos primarios para el día equivalente y en la Figura 4.9 b), se muestran estas pérdidas sobre la curva de potencia entregada por la subestación para el mismo día.

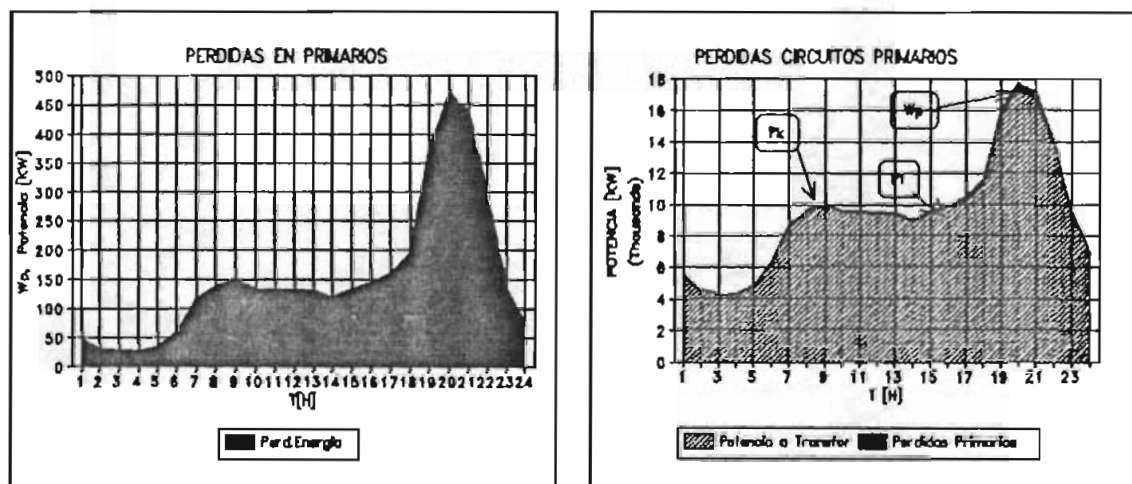


Figura 4.9: Pérdidas en Circuitos Primarios

a) Pérdidas horarias por fase

b) Distribución de pérdidas en el día equivalente

Las pérdidas de energía en circuitos primarios para el mes de noviembre son iguales a 11032.15 [KWh], que representan el 1.61% de la energía suministrada.

4.4.2 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Según la metodología desarrollada, la determinación de las pérdidas en transformadores de distribución se realiza al encontrar y evaluar la función para las pérdidas de los transformadores en función de su capacidad nominal y de la potencia instantánea en sus terminales de entrada.

En el Cuadro 4.9 se presentan los datos de transformadores proporcionados por cinco proveedores de la EEQSA, respecto a pérdidas en vacío de transformadores trifásicos.

PERDIDAS DE POTENCIA EN VACIO						
Proveedores						
Pn[KVA]	1	2	3	4	5	PROM
10	0.060	0.034		0.068	0.067	0.0573
15	0.085	0.043		0.084	0.090	0.0755
25	0.126	0.067		0.120	0.130	0.1107
38	0.165	0.096		0.166	0.178	0.1513
50	0.215	0.172		0.185	0.230	0.2005
75	0.315	0.248	0.280	0.285	0.323	0.2901
100	0.380	0.355	0.360	0.355	0.420	0.3740
113	0.400	0.397	0.375	0.381	0.467	0.4040

Cuadro 4.9: Pérdidas en Vacío de T/D

Fuente: Proveedores EEQSA

La función de función de pérdidas en vacío para transformadores de distribución se determinó relacionando la curva de pérdidas promedio con la potencia nominal. Esta función depende de la potencia nominal del transformador y resultó ser igual a:

$$W_{T^v}(P_n) = 3.41 \times 10^{-6} P_n^2 + 0.00326 P_n + 0.0244 \quad (4.5)$$

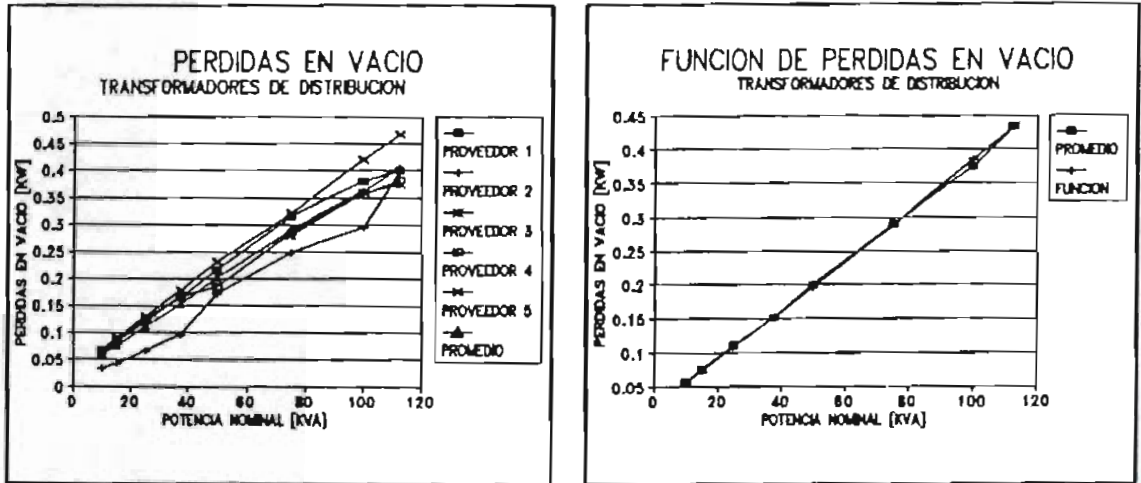
Donde:

W_{T^v} : Pérdidas en vacío de transformadores de distribución en función de la potencia nominal, [KW]

En el Cuadro 4.10 se presentan los valores de pérdidas en vacío para transformadores de distribución trifásicos que se obtienen aplicando la función de pérdidas.

PERDIDAS DE POTENCIA EN VACIO: Función Correlacionada			
Pn[KVA]	PROM	FUNCION	ERROR %
10	0.0573	0.0573	0.1595
15	0.0755	0.0741	1.8968
25	0.1107	0.1080	2.3944
37.5	0.1513	0.1514	0.1112
50	0.2005	0.1959	2.2781
75	0.2901	0.2881	0.6901
100	0.3740	0.3845	2.8155
112.5	0.4338	0.4343	0.1316

Cuadro 4.10: Función de Pérdidas en Vacío y Errores



a)

b)

Figura 4.10: Pérdidas en Vacío de Transformadores de Distribución
 a) Datos de cinco proveedores y curva promedio
 b) Función obtenida y comparación con la curva promedio

Se debe mencionar que tanto la función de pérdidas en vacío como la función de pérdidas con carga en transformadores de distribución que se obtuvo, corresponden a las pérdidas en [KW] de las tres fases.

Las pérdidas con carga dependen tanto de la potencia nominal como de la potencia instantánea. Así:

$$W_{Tc} = h(P_n, P_{Tk}) \quad (4.6)$$

donde:

W_{Tc} : Pérdidas del transformador de distribución de pendientes de la carga y de la potencia nominal, [KW].

P_{Tk} : Potencia instantánea del T/D a la hora k , [Kw].

P_n : Potencia nominal del transformadores, [KVA]

Para determinar las pérdidas con carga, se consideraron los datos de pérdidas con carga de los mismos proveedores anteriormente citado, como se muestra en el Cuadro 4.11.

a) PERDIDAS DE POTENCIA CON CARGA 50%						
Pn[[KVA]	1	2	3	4	5	PROM
10	0.038	0.063	0.074	0.032	0.034	0.0483
15	0.054	0.084	0.104	0.047	0.045	0.0668
25	0.081	0.120	0.149	0.067	0.065	0.0965
38	0.114	0.166	0.208	0.094	0.089	0.1341
50	0.181	0.235	0.299	0.108	0.115	0.1875
75	0.316	0.372	0.320	0.247	0.161	0.2834
100	0.406	0.474	0.400	0.294	0.210	0.3568
113	0.415	0.539	0.450	0.317	0.233	0.3910

b) PERDIDAS DE POTENCIA CON CARGA 75%						
Pn[KVA]	1	2	3	4	5	PROM
10	0.084	0.141	0.174	0.072	0.067	0.1077
15	0.121	0.191	0.243	0.105	0.090	0.1501
25	0.181	0.273	0.352	0.149	0.130	0.2171
38	0.256	0.376	0.488	0.209	0.178	0.3017
50	0.408	0.529	0.677	0.241	0.230	0.4171
75	0.712	0.837	0.719	0.554	0.322	0.6290
100	0.914	1.066	0.849	0.658	0.420	0.7815
113	1.015	1.181	1.012	0.711	0.467	0.8771

Cuadro 4.11: Pérdidas en el Cobre para Transformadores de Distribución

a) Pérdidas trifásicas a 50% de carga

b) Pérdidas trifásicas a 75% de carga

Se determinó la función cuadrática, para la curva promedio al 75% de carga, dependiente de la potencia nominal:

$$W_{T^{c75}} = 6 \times 10^{-6} P_n + 0.00677 P_n + 0.03941 \quad (4.7)$$

Donde:

$W_{T^{c75}}$: Función de pérdidas con carga para transformadores a 75% de la capacidad nominal, [Kw]

Las pérdidas con carga se relacionan de la siguiente manera:

$$W_{T^{ci}} = W_{T^{c75}} (P_i^2 / P_j^2) \quad (4.8)$$

donde:

$W_{T^{ci}}$: Pérdidas en el transformador de distribución cuando el porcentaje de carga es i , [KW]

- W_{Tc^j} : Pérdidas en el transformador de distribución cuando el porcentaje de carga es j , [KW]
- P_i : Potencia de carga que corresponde al porcentaje i , o potencia en el instante i , [KW]
- P_j : Potencia de carga correspondiente al porcentaje j , o potencia en el instante j , [KW]

Para comprobar que la ecuación (4.8) es correcta, se determinó la función de pérdidas promedio con carga, cuando la carga es del 50%. Según la relación (4.8), esta función es:

$$W_{Tc50} = W_{Tc75} (50\%/75\%)^2 \quad (4.9)$$

$$= 0.4444 * W_{Tc75} \quad (4.10)$$

Puesto que se conocen del Cuadro 4.12 los valores de las pérdidas promedio cuando la demanda es del 50%, se puede obtener un cuadro comparativo entre estos valores y los valores que se obtiene con la función de la ecuación (4.10). Estos valores se muestran en el Cuadro 4.12.

P_n [KVA]	PROM	FUNCION	ERROR %
10	0.0482	0.0480	0.3342
15	0.0668	0.0636	4.7172
25	0.0965	0.0955	0.9916
37.5	0.1341	0.1366	1.8540
50	0.1875	0.1791	4.4954
75	0.2834	0.2682	5.3530
100	0.3568	0.3628	1.6953
112.5	0.3910	0.4123	5.4421

Cuadro 4.12: Comparación entre la Función de Pérdidas en el Cobre calculada y los datos reales

El paso más importante es notar que la función de pérdidas a 50% de carga se ha obtenido con bastante precisión a partir de la función de pérdidas a 75%. Ambas funciones dependen de la potencia nominal y se relacionan según sus porcentajes o fracciones de carga, es decir, según la relación de la potencia en el instante k , a la potencia nominal del transfor-

mador. Por lo tanto, la función de pérdidas con carga de la forma mencionada en la ecuación (4.6) es:

$$W_{T_k} = 1.777(P_{T_k}/P_n)^2 \cdot (6 \times 10^{-6} P_n^2 + 0.006768 P_n + 0.03413) \quad (4.11)$$

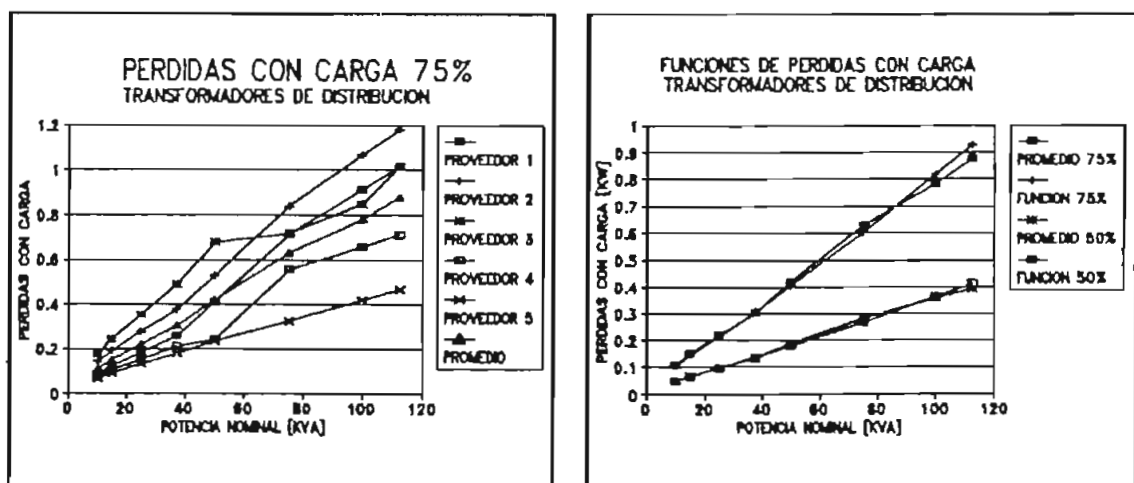
donde:

W_{T_k} : Pérdidas con carga en un transformador de distribución para el instante k, [KW]

P_{T_k} : Potencia de carga del transformador de distribución en el instante k, [KW]

P_n : Potencia nominal del transformador, [KVA]

En la Figura 4.11 a) se muestran las pérdidas de potencia en el cobre para T/D a 75% de carga, de los cinco proveedores. En la Figura 4.11 b) se muestra la curva promedio de pérdidas con carga a 75% y 50% y su comparación con las curvas obtenidas según la función determinada.



a)

b)

Figura 4.11: Pérdidas con Carga para Transformadores de Distribución
 a) Datos de cinco proveedores y curva promedio
 b) Función obtenida y comparación con la curva promedio

Las pérdidas totales en transformador son iguales a la suma de las pérdidas en vacío más las pérdidas con carga, por lo

tanto:

$$W_{TK} = W_{TK}^v + W_{TK}^c \quad (4.12)$$

es decir,

$$\begin{aligned} W_{TK} = & 3.41 \times 10^{-6} P_n^2 + 0.00326 P_n + 0.0244 \\ & + 1.777 (P_{TK}/P_n)^2 \cdot (6 \times 10^{-6} P_n^2 + 0.006768 P_n + 0.03413) \end{aligned} \quad (4.13)$$

donde:

W_{TK} : Pérdidas técnicas de potencia en un transformador de distribución para el instante k, [KW]

P_{TK} : Potencia de carga del T/D en el instante k, [KW]

La ecuación (4.13) es la ecuación de pérdidas en transformadores de distribución. Si se dispone de la curva de carga en los terminales de entrada del transformador y su potencia nominal, las pérdidas de potencia en cualquier instante se obtienen evaluando esta ecuación.

La curva de carga total de transformadores de distribución P_{TK} , se determinó restando la curva de entrada a circuitos primarios P_K , menos las pérdidas en los primarios W_{PK} , para cada instante de cada día del mes. Las curvas de carga de cada transformador se determinaron asignando una potencia proporcional a sus consumos. Se evaluó la función para cada valor instantáneo (hora) de la curva de cada transformador. Las pérdidas de energía en transformadores de distribución, se determinaron al aplicar la ecuación (3.12):

$$L_{rt} = \sum_{i=1}^{Nt} \sum_{j=1}^{Nd} \sum_{k=1}^{24} W_{TijK}$$

donde:

L_{rt} : Pérdidas técnicas de energía totales en transformadores de distribución del alimentador, [KWh]

W_{TijK} : Pérdidas técnicas de potencia en el transformador i, en el día j, a la hora k.

En el Cuadro 4.13 se presentan los valores de pérdidas de cada transformador en el mes de noviembre.

No T/D	Pn[KVA]	W _{T^v}	W _{T^{c100}}	L _{TT1}
1	100	0.385	1.379	346.57
2	75	0.288	1.032	266.19
3	100	0.385	1.379	336.78
4	75	0.288	1.032	384.38
5	75	0.288	1.032	307.22
6	75	0.288	1.032	308.73
7	75	0.288	1.032	308.55
8	112.5	0.434	1.557	410.02
9	10	0.057	0.191	51.18
10	50	0.196	0.698	254.79
11	100	0.385	1.379	428.21
12	75	0.288	1.032	275.41
13	30	0.125	0.440	167.21
14	50	0.196	0.698	172.64
15	75	0.288	1.032	307.79
16	75	0.288	1.032	276.12
17	112.5	0.434	1.557	536.36
18	112.5	0.434	1.557	472.70
19	250	1.053	3.739	832.06
20	250	1.053	3.739	808.76
21	150	0.590	2.113	539.62
22	75	0.288	1.032	272.04
23	10	0.057	0.191	444.28
24	75	0.288	1.032	363.50
25	75	0.288	1.032	397.48
26	112.5	0.434	1.557	468.92
27	75	0.288	1.032	207.88
28	10	0.057	0.191	48.67
29	150	0.590	2.113	458.50
30	30	0.125	0.440	95.09
31	45	0.178	0.633	150.93
32	75	0.288	1.032	265.38
33	45	0.178	0.633	155.49
34	50	0.196	0.698	239.14
35	30	0.125	0.440	109.21
36	100	0.385	1.379	396.30
37	25	0.108	0.377	110.47
38	100	0.385	1.379	396.18
39	50	0.196	0.698	201.52
40	250	1.053	3.739	860.24

Pérdidas de Energía en T/D [KWh]: 13432.98

Cuadro 4.13: Pérdidas en Transformadores de Distribución

En este cuadro se presentan las pérdidas en vacío para cada transformador, así como las pérdidas con carga a potencia nominal.

Los valores L_{TT1} de la última columna del Cuadro 4.13 representa la energía total trifásica perdida en cada transformador durante el mes de noviembre, que se obtuvo evaluando la ecuación de pérdidas para la potencia nominal y para los valores de potencia de cada instante e integrando las curvas de pérdidas.

El monto de las pérdidas en todos los transformadores de distribución, resultante al aplicar la fórmula (3.12), fue de 13432.98 [KWh], que corresponde al 1.96% de la energía suministrada.

En la Figura 4.12 se presentan las pérdidas horarias en Transformadores de distribución para el día equivalente.

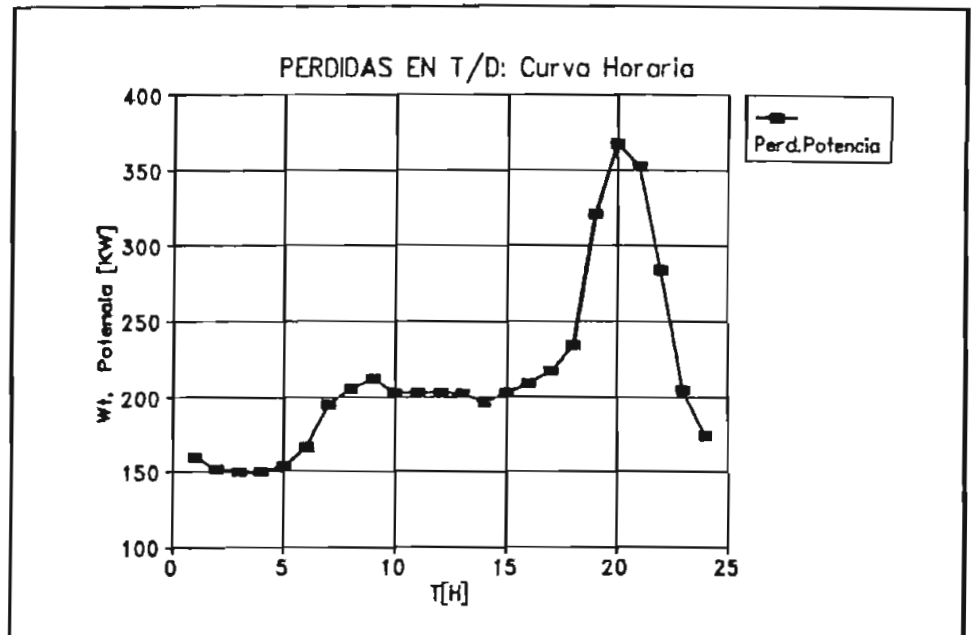


Figura 4.12: Pérdidas Horarias en Transformadores de Distribución

4.4.3 PERDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

Para evaluar las pérdidas técnicas en circuitos secundarios se procedió de forma idéntica a la determinación en circuitos primarios, con la diferencia de que en este caso, el análisis corresponde a varios circuitos, lo que requirió la corrida de muchos flujos de potencia.

Los consumos de los usuarios de cada transformador, fueron divididos para el número de postes, para simular la distribución de cargas iguales en el circuito. La información que se debió ingresar para poder correr los flujos para cada circuito, es la siguiente:

- Coordinadas del nodo fuente (del transformador de distribución)
- Número de nodos de carga del circuito, igual al número de postes en su área de influencia y coordenadas de los nodos.
- Consumo total del circuito, igual a la suma de los consumos de sus usuarios durante el mes de noviembre. Con esta información se logró determinar la potencia activa y reactiva que ingresó a cada nodo.
- Número de tramos y conexiones así como número de fases de cada tramo y calibres de los conductores.
- Voltaje fase-neutro del circuito secundario en los terminales secundarios de los T/D.

En el Cuadro 4.14 se muestra los valores importantes de potencia activa y reactiva que ingresan a los nodos, para correr flujos de potencia de circuitos secundarios.

#T i	CONS KWh	Pn KVA	Fu	Ssec KVA	Psec KW	Qsec KVAR	#Nod	PNi KW	QNi KVAR
1	15238	100	0.21	7.05	6.49	2.75	13	0.50	0.21
2	12130	75	0.22	5.62	5.17	2.19	10	0.52	0.22
3	14128	100	0.20	6.54	6.02	2.55	12	0.50	0.21
4	21047	75	0.39	9.74	8.96	3.80	17	0.53	0.22
5	15806	75	0.29	7.32	6.73	2.85	16	0.42	0.18
6	15925	75	0.29	7.37	6.78	2.88	18	0.38	0.16
7	15911	75	0.29	7.37	6.78	2.87	13	0.52	0.22
8	19056	113	0.24	8.82	8.12	3.44	21	0.39	0.16
9	1541	10	0.21	0.71	0.66	0.28	1	0.66	0.28
10	13676	50	0.38	6.33	5.82	2.47	14	0.42	0.18
11	22451	100	0.31	10.39	9.56	4.05	18	0.53	0.23
12	13046	75	0.24	6.04	5.56	2.36	7	0.79	0.34
13	8501	30	0.39	3.94	3.62	1.53	4	0.91	0.38
14	7206	50	0.20	3.34	3.07	1.30	4	0.77	0.33
15	15851	75	0.29	7.34	6.75	2.86	12	0.56	0.24
16	13114	75	0.24	6.07	5.59	2.37	10	0.56	0.24
17	28889	113	0.33	13.37	12.30	5.22	18	0.68	0.29
18	24434	113	0.30	11.31	10.41	4.41	13	0.80	0.34
19	23869	250	0.13	11.05	10.17	4.31	1	10.17	4.31
20	19773	250	0.11	9.15	8.42	3.57	1	8.42	3.57
21	13686	150	0.08	6.34	5.83	2.47	1	5.83	2.47
22	22719	75	0.42	10.52	9.68	4.10	8	1.21	0.51
23	23626	100	0.33	10.94	10.06	4.27	19	0.53	0.22
24	19766	75	0.37	9.15	8.42	3.57	15	0.56	0.24
25	21812	75	0.40	10.10	9.29	3.94	19	0.49	0.21
26	24144	113	0.30	11.18	10.28	4.36	18	0.57	0.24
27	1080	75	0.02	0.50	0.46	0.20	1	0.46	0.20
28	1331	10	0.18	0.62	0.57	0.24	1	0.57	0.24
29	12820	150	0.07	5.94	5.46	2.31	1	5.46	2.31
30	2144	30	0.10	0.99	0.91	0.39	5	0.18	0.08
31	7914	45	0.37	3.66	3.37	1.43	1	3.37	1.43
32	12316	75	0.23	5.70	5.25	2.22	15	0.35	0.15
33	6480	45	0.20	3.00	2.76	1.17	1	2.76	1.17
34	12986	50	0.36	6.01	5.53	2.34	1	5.53	2.34
35	4320	30	0.20	2.00	1.84	0.78	1	1.84	0.78
36	20393	100	0.28	9.44	8.69	3.68	17	0.51	0.22
37	5098	25	0.28	2.36	2.17	0.92	10	0.22	0.09
38	20393	100	0.28	9.44	8.69	3.68	10	0.87	0.37
39	10196	50	0.28	4.72	4.34	1.84	5	0.87	0.37
40	28665	250	0.16	13.27	12.21	5.18	1	12.21	5.18
Tot 593481 3695							373		

Cuadro 4.14: Datos de Potencias para Flujos Secundarios

En el cuadro anterior, la primera columna (#T) indica el número del transformador y del circuito secundario: la varia-

ble *CONS* indica el consumo total del mes de los usuarios asociados a cada circuito secundario y a cada transformador; la variable *P_n* es la potencia nominal del transformador; la variable *F_u* es el factor de utilización del transformador cuando a potencia constante se produce un consumo igual a *CONS*. La variable *S_{sec}* es la potencia aparente media que ingresa al circuito secundario; *P_{sec}* y *Q_{sec}*, las potencias activa y reactiva respectivas.

La variable *#Nod* es el número de nodos cargados (postes) del circuito secundarios que es diferente al número de nodos del circuito puesto que el programa requiere el ingreso de todos los nodos, incluso aquellos no cargados o cruces de conductores. Las variables *P_{Ni}* y *Q_{Ni}* son las potencias activas y reactivas que en primera aproximación ingresan como cargas distribuidas en cada poste y que se encuentran dividiendo *P_{sec}* y *Q_{sec}* para *#Nod*.

Al correr los flujos de potencia con el programa PRINDIS, se obtuvieron las pérdidas totales de cada circuito secundario. Para cada circuito, la primera corrida de flujos se realizó considerando en cada nodo potencias de carga iguales a *P_{Ni}* y *Q_{Ni}* que son iguales para todos los nodos de un circuito secundario. Posteriormente se aumentaron y disminuyeron proporcionalmente estas cargas manipulando los factores de demanda que maneja el PRINDIS. A partir de los flujos se generaron puntos de correlación entre las pérdidas y la potencia de entrada al circuito. Con esto se obtuvo las funciones cuadráticas de pérdidas, según la ecuación (3.15). Los coeficientes *s₁*, *s₂*, y *s₃* de las funciones *W_{S1JK}* se determinaron mediante las ecuaciones (3.17) a (3.19).

En el Cuadro 4.15 se muestran los coeficientes de las funciones cuadráticas de pérdidas en circuitos secundarios, para las cuales se evaluaron los puntos *P_{S1JK}*.

#C i	S1 1/KW	S2	S3 KW	LTS1 KWh
1	0.002727	0.000153	0.003831	454.3537
2	0.001757	-0.0029	0.01051	163.7663
3	0.001858	-8.2E-05	-0.00257	252.3763
4	0.002117	-0.00164	0.014531	651.8585
5	0.000802	-0.00414	0.022949	115.4966
6	0.003137	-0.00436	0.022767	529.1512
7	0.009007	-0.00151	-0.00131	1573.18
8	0.001289	-0.00248	0.019845	317.1266
9	0	0	0	0
10	0.002069	-0.00138	0.011808	276.066
11	0.002294	-0.00067	0.002944	802.7113
12	0.003524	-0.00214	0.009292	409.0913
13	0.003648	-0.00034	0.000314	182.4272
14	0.004143	-0.00083	0.001766	147.4121
15	0.001726	-0.00029	0.001162	302.2721
16	0.001255	0.000248	-0.00011	154.9536
17	0.003385	-0.00268	0.017533	1937.437
18	0.002992	-0.00047	0.002176	1247.948
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0.003373	-0.00138	0.004293	372.0746
23	0.001589	-0.00018	0.001399	621.9955
24	0.001357	0.000227	-0.0021	373.8636
25	0.003057	-0.00121	0.006608	1007.734
26	0.001781	0.002542	-0.0155	766.9373
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0.002094	-0.00118	0.000805	5.432853
31	0	0	0	0
32	0.004052	-0.00044	0.000644	407.4512
33	0	0	0	0
34	0	0	0	0
35	0	0	0	0
36	0.002287	-0.00059	0.003419	633.3244
37	0.000915	-0.00045	0.001697	17.03386
38	0.002197	-0.00063	0.003366	607.1287
39	0.00146	0.000443	-0.00038	106.2599
40	0	0	0	0

Pérdidas Totales en Secundarios [KWh]: 14557.38

Cuadro 4.15: Coeficientes de las Funciones de Pérdidas en Circuitos Secundarios y Pérdidas de Energía

En la Figura 4.13 se puede ver la dependencia de las pérdidas en circuitos primarios con la hora del día equivalente.

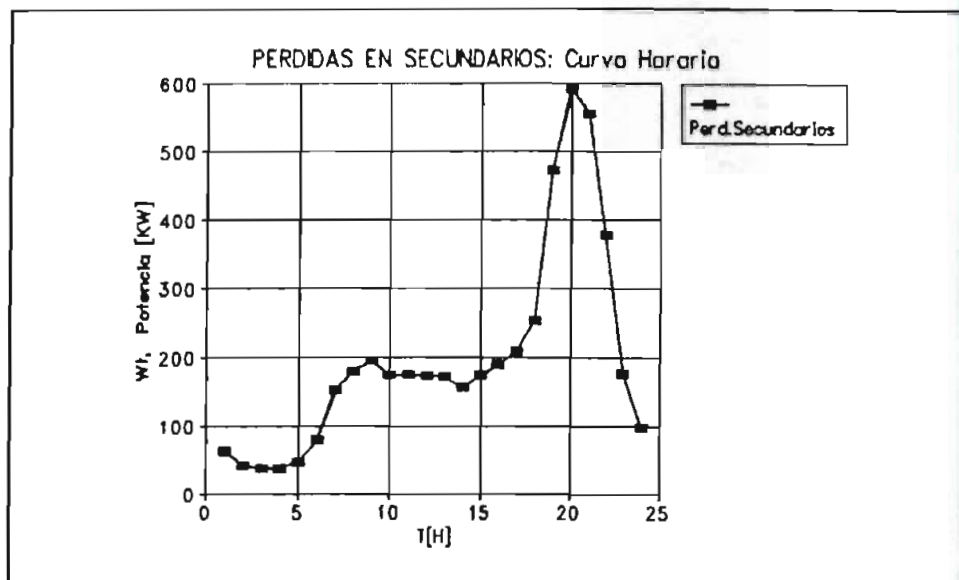


Figura 4.13: Pérdidas en Circuitos Secundarios

Para obtener las pérdidas totales de energía en todos los circuitos secundarios, se utilizó el método exacto, aplicando la ecuación (3.20):

$$L_{TS} = \sum_{i=1}^{N_s} \sum_{j=1}^{N_d} \sum_{k=1}^{24} W_{S1jk}$$

donde:

L_{TS} : Pérdidas técnicas de energía en los circuitos secundarios, [KWh]

W_{S1jk} : Pérdidas técnicas de potencia en el circuito secundario i , en el día j , en la hora k , [KW]

N_s : Número de circuitos secundarios igual a N_t .

Al evaluar esta ecuación y las funciones de pérdidas, se encuentra que el monto total de pérdidas en circuitos secundarios es de 17437.74 [KWh], que corresponde al 2.54% de la energía total suministrada por la subestación.

4.4.4 PERDIDAS EN OTROS COMPONENTES

4.4.4.1 PERDIDAS EN ACOMETIDAS

Para el cálculo de las pérdidas en acometidas se necesita determinar primeramente la longitud media de la acometida, L_{med} , que se encuentra según la ecuación (3.21) como:

$$L_{med} = 1.3 \times D = 1.3 \sqrt{(I_1 + I)^2 + (H - H_1)^2 + L_p^2}$$

donde:

- D: Distancia promedio del medidor al punto de toma, [m]
- I_1 : Distancia hacia el interior del lote desde la entrada hasta el medidor, 1 [m].
- I: Distancia perpendicular desde el poste hasta el frente del lote, 4 [m].
- H: Altura promedio a la cual están los conductores del circuito secundario, 9 [m].
- H_1 : Altura a la cual se ha montado el contador, 1.8 [m].
- L_p : Distancia a lo largo de la acera, desde el poste hasta el frente del lote, 10 [m].

Según esto, se encontró que $D=13.29$ [m], y $L_{med}=17.28$ [m].

Se conoció que para el estrato residencial considerado, se instalan en promedio conductores Al#6, por lo que la resistencia de la acometida, R_{ac} , es igual a 2.4301 [Ω /Km] {3}.

Al indexar la base de datos se puede determinar que el consumo medio fue de 112.5 [KWh/mes]. La potencia media del usuario es el valor del consumo medio, dividido para el número de horas (720). Por lo tanto, $P=156.25$ [W]. La corriente media de la acometida se calcula utilizando la ecuación (3.22). Se tiene una corriente de 1.33 [A] para un voltaje de 127 [V] y un factor de potencia promedio de 0.92 .

Para la curva de carga de potencia de entrada a otros componentes, se encuentra un factor de carga de 0.544869, y un factor de pérdidas de 0.339592. Por lo tanto, la corriente a demanda máxima es igual a:

$$I_{\max} = 1.33/0.538645 = 2.44095$$

Según la ecuación (3.23), las pérdidas totales de potencia en acometidas del circuito están dadas por:

$$W_{AC} = 0.013 \cdot F_{per} \cdot Nu \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{ac} \cdot D / F_c$$

donde:

- W_{AC} : Pérdidas técnicas de potencia en acometidas, [KW]
 Nu : Número de usuarios, 4682
 I_{\max} : Corriente máxima promedio, 2.44095 [A]
 R_{ac} : Resistencia del conductor promedio, 0.024301 [Ω/m]
 D : Distancia promedio de las acometidas, 13.19 [m]
 F_{per} : Factor de pérdidas, 0.339592.
 F_c : Factor de carga, 0.544869.

Por lo tanto, $W_{AC} = 7.9548$ KW

Las pérdidas totales de energía en acometidas del circuito se calculan según la ecuación (3.24):

$$L_{TAC} = 24 \cdot Nd \cdot W_{AC}$$

donde:

- Nd : Número de días del mes
 L_{TAC} : Pérdidas técnicas de energía en acometidas, [KWh]

Se encuentra que las pérdidas totales de energía en acometidas del alimentador son de 5727.47 [KWh], correspondientes al 0.836%. Estas pérdidas se pueden observar en la Figura 4.14, en la que se muestran las pérdidas en acometidas, dependientes de la carga.

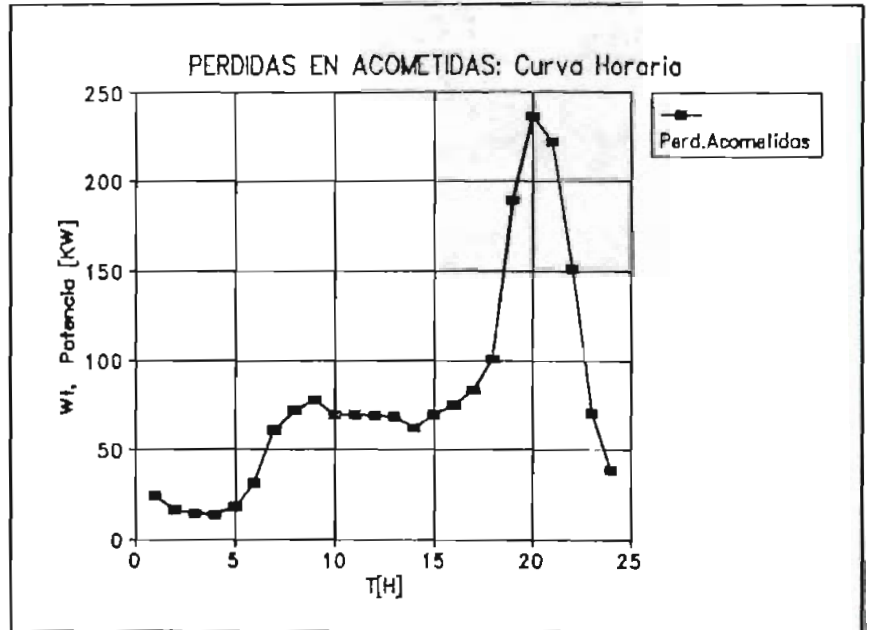


Figura 4.14: Pérdidas Horarias en Acometidas

4.4.4.2 CONSUMO O PERDIDAS EN ALUMBRADO PUBLICO

En el Cuadro 4.16 se puede observar la distribución de lámparas en los diferentes circuitos, sus potencias y tipos y la energía total correspondiente al consumo por alumbrado público. El cálculo del consumo de energía de las lámparas se reduce a la aplicación de la siguiente ecuación:

$$L_{TAP} = N_d \cdot N_h \cdot \sum_{i=1}^{N_l} P_i$$

donde:

- L_{TAP} : Pérdidas técnicas de energía en alumbrado público en el mes considerado, [Kwh]
- N_d : Número de días del mes considerado
- N_h : Número de horas de funcionamiento diario promedio de las lámparas.
- P_i : Potencia de la lámpara i [Kw]
- N_l : Número de lámparas total del circuito asociado al alimentador.

T P	Na 400W	Na 250W	Hg 175W	Hg 125W	#Lamp	#Nod	Ptotal W
1	1	0	0	10	11	13	1650
2	4	3	0	2	9	10	2600
3	1	0	0	11	12	12	1775
4	0	0	5	9	14	17	2000
5	0	0	7	6	13	16	1975
6	0	0	14	0	14	18	2450
7	0	0	12	0	12	13	2100
8	0	0	10	1	11	21	1875
9	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	2	7	9	14	1225
11	0	9	0	2	11	18	2500
12	0	5	0	0	5	7	1250
13	0	4	0	0	4	4	1000
14	0	0	0	3	3	4	375
15	0	0	0	8	8	12	1000
16	0	0	2	6	8	10	1100
17	0	5	0	6	11	18	2000
18	0	5	0	0	5	13	1250
19	0	0	0	0	0	1	0
20	0	0	0	0	0	1	0
21	0	0	0	0	0	1	0
22	0	4	0	4	8	8	1500
23	0	0	17	0	17	19	2975
24	0	0	0	11	11	15	1375
25	0	1	0	18	19	19	2500
26	0	0	0	17	17	18	2125
27	0	0	0	2	2	1	250
28	6	0	0	8	14	1	3400
29	0	0	0	0	0	1	0
30	6	0	0	4	10	5	2900
31	0	0	0	0	0	1	0
32	5	0	0	4	9	15	2500
33	0	0	0	0	0	1	0
34	0	0	0	0	0	1	0
35	0	0	0	0	0	1	0
36	0	11	0	0	11	17	2750
37	0	3	0	0	3	10	750
38	0	0	0	8	8	10	1000
39	0	0	0	5	5	5	625
40	0	0	0	0	0	1	0
Total	23	50	69	152	294	372	52775
Energía Total Alumbrado Público [KWh]:							18999

Cuadro 4.16: Distribución de Lámparas

La ecuación (3.25) proporciona el consumo total de energía de alumbrado público. Para el alimentador considerado, el consumo en alumbrado público fue de 18999 [KWh], correspondientes al 2.755% de la energía total suministrada. En la Figura 4.15 se muestra la curva de consumo por alumbrado.

En el alimentador considerado en general, no se encontraron lámparas apagadas de noche, ni encendidas de día, situación que es considerada a veces para analizar las pérdidas negras en alumbrado público.

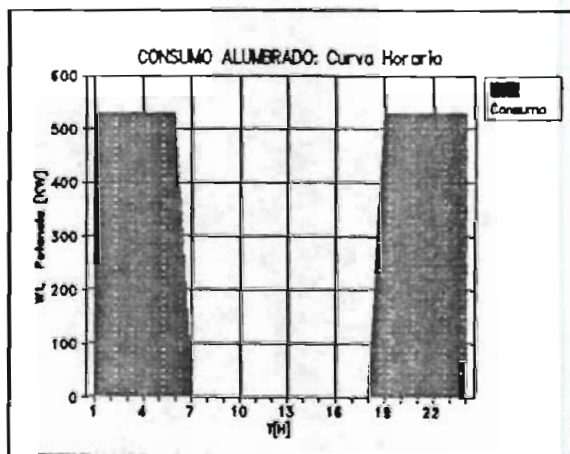


Figura 4.15: Consumo en Alumbrado Público

Un análisis de este tipo se realiza en el sentido de que una lámpara que esté encendida durante todo el día tiene un consumo que no es facturado a cliente alguno y que no produce beneficio. La zona sur del alimentador suministra energía a un sector más céntrico. En general se observó una buena iluminación y funcionamiento de las lámparas.

La distribución de luminarias sobre el alimentador C9, se muestra en la Figura 4.16.

4.4.4.3 PERDIDAS EN CONTADORES

Las pérdidas técnicas en contadores se refiere al consumo interno del contador. Algunos estudios estiman que el consumo de energía de un contador es de 58 [KWh] durante sus 15 años de vida útil [15]. Otras referencias asumen un valor de 0.5W de potencia para el consumo interno [41].

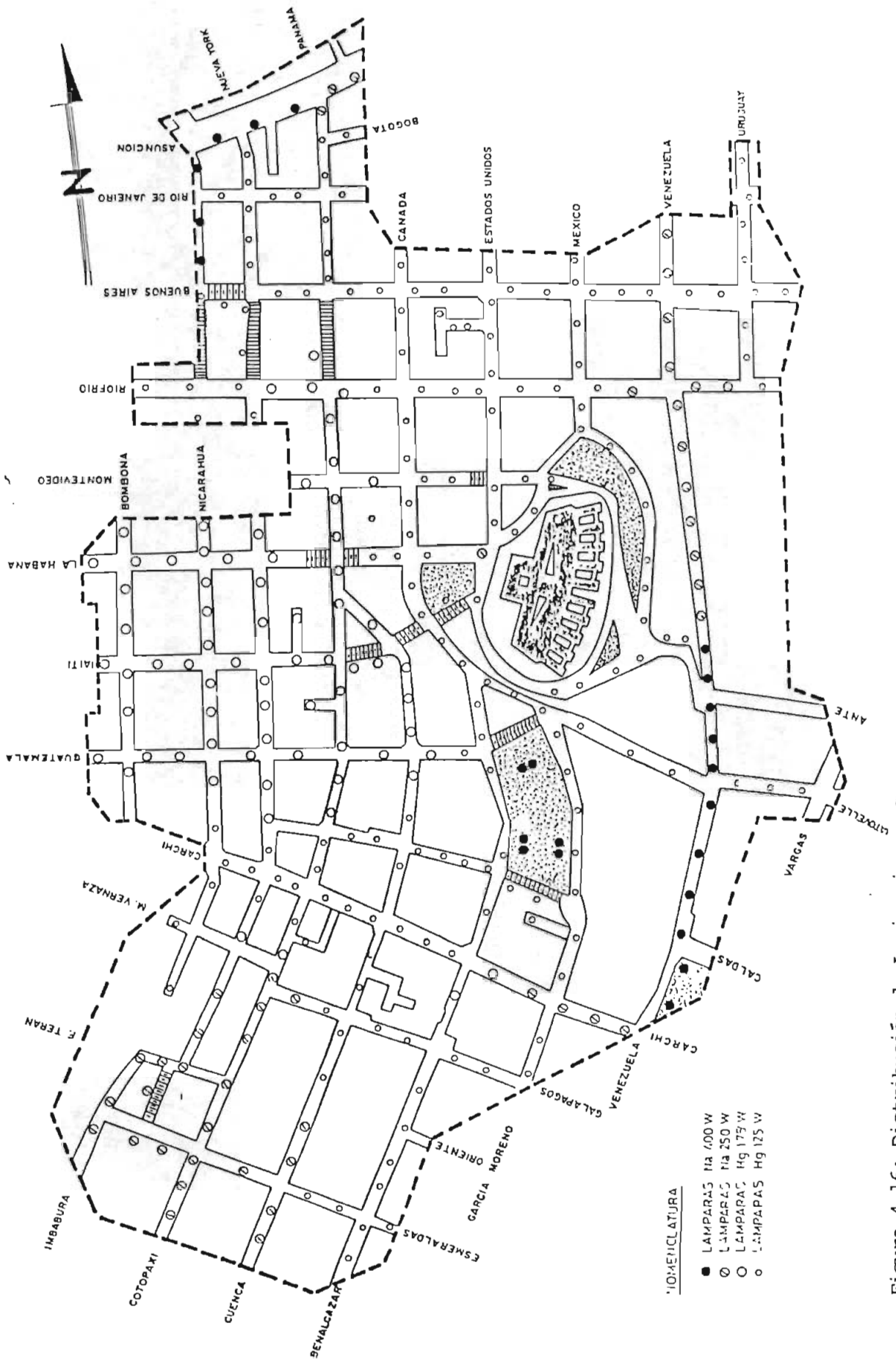


Figura 4.16: Distribución de Luminarias

En este estudio se tomó la primera referencia, proveniente del Laboratorio de Medidores de la EEQSA. Según esto, el consumo de potencia de un medidor de 15A sería de 0.4475W.

El consumo total se determina multiplicando este valor por el número de medidores existentes y por el número de horas del mes:

$$L_{TCO} = Nu * 720 * W_{CO}/1000$$

donde:

L_{TCO} : Pérdidas técnicas de energía en contadores, [KWh]

Nu : Número de usuarios totales, 4682

W_{CO} : Potencia interna del contador, 0.4475 [W]

Se obtiene que las pérdidas en contadores son iguales a 1508.64 [KWh], correspondientes al 0.22% de la energía suministrada.

4.4.5 PERDIDAS TECNICAS TOTALES

Las pérdidas técnicas totales son la suma de las pérdidas determinadas para cada componente. Dichas pérdidas se expresan por las ecuaciones (3.27) y (3.28). Estos valores se resumen en Cuadro 4.17.

COMPONENTE	Energía [KWh]	%
Acometidas	5727.47	0.8366
+ Alumbrado	18999.00	2.7753
+ Contadores	1508.64	0.2204
= Otros Componentes	26235.11	3.8323
+ Secundarios	14436.86	2.1089
+ Transformadores	13432.98	1.9622
+ Primarios	11032.15	1.6115
= Pérdidas Técnicas	65137.11	9.5150

Cuadro 4.17: Pérdidas Técnicas por Componentes

En la Figura 4.17 se puede observar la composición de las pérdidas técnicas de energía. Como se mencionó anteriormente, se incluye aquí el consumo de alumbrado público. Se podría también retirar este monto del balance y considerarlo separadamente como un consumo aparte.

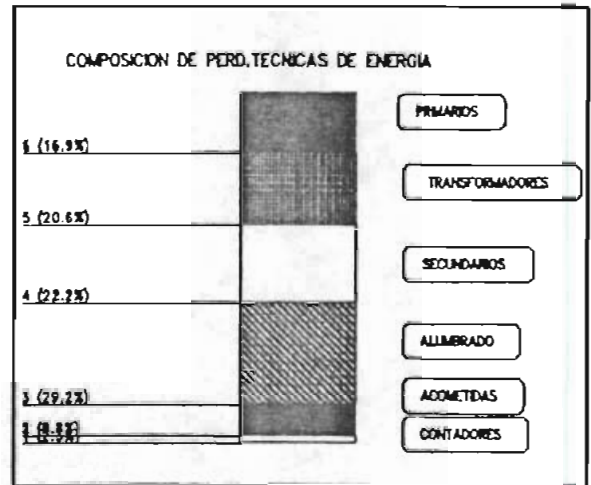


Figura 4.17: Composición de las Pérdidas Técnicas de Energía

En la Figura 4.18 se muestra la composición de las pérdidas técnicas de potencia. Se ve claramente como los diferentes componentes de las pérdidas técnicas actúan sobre el sistema dependiendo de la hora del día.

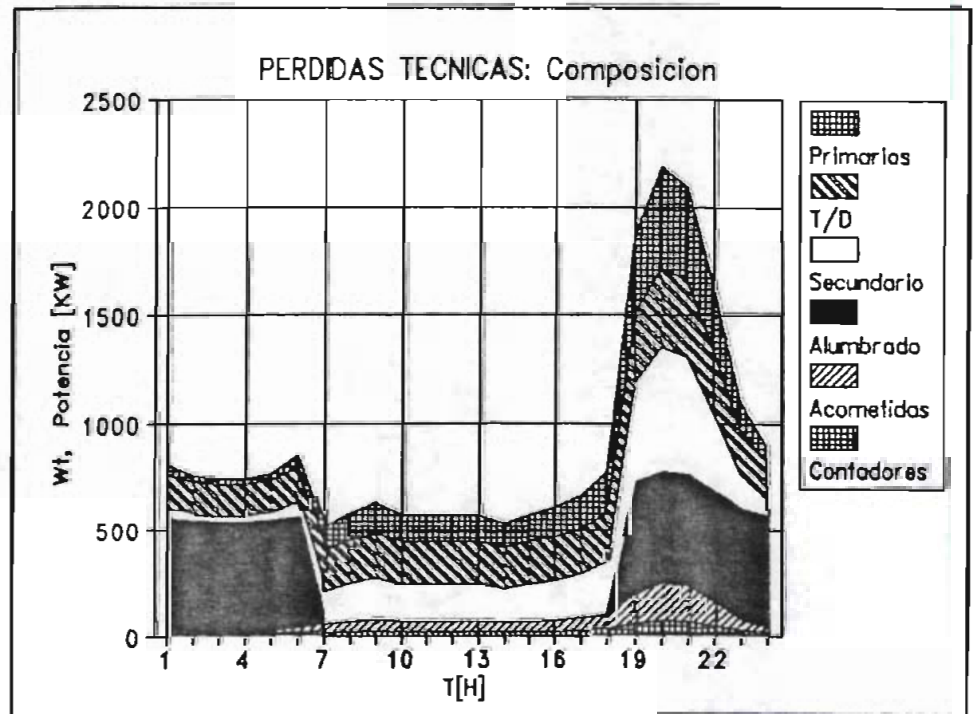


Figura 4.18: Composición de Pérdidas Técnicas de Potencia

En la Figura 4.19 se muestra la distribución de las pérdidas

técnicas sobre la curva de carga del día equivalente y la relación con la potencia que se entrega a los usuarios.

De esta forma se ha realizado la discriminación completa de las pérdidas técnicas por componente.

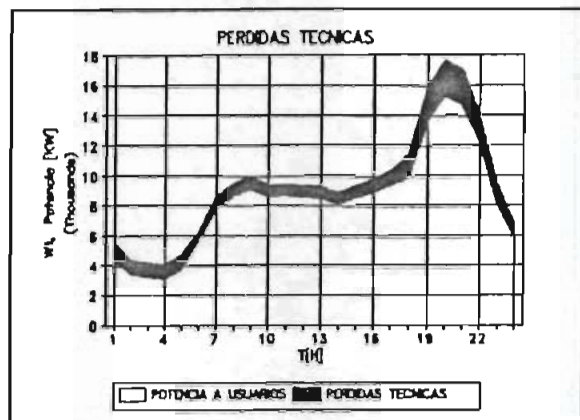


Figura 4.19: Distribución de Pérdidas Técnicas de Potencia

4.5 Evaluación de Pérdidas No Técnicas

En este apartado se muestra cómo se realizó la determinación de las pérdidas no técnicas a partir de la metodología expuesta en el capítulo anterior.

4.5.1 SELECCION DE LA MUESTRA

Como se señaló en la metodología, la estimación de las pérdidas no técnicas se basó en el análisis estadístico. El primer paso fue completar el diseño de la base de datos, lo que incluyó la estructura que se muestra en el Cuadro 4.18.

ESTRUCTURA DE LA BASE DE DATOS		
Campo	Tipo de campo	Dimensión
Ruta	Numérico	2
Trafo	Numérico	2
Utipo	Caracter	1
Ftipo	Caracter	1
Cons	Numérico	4
Direc	Caracter	20
Num	Numérico	4
Estrato	Numérico	1

Cuadro 4.18: Estructura de la Base de Datos

Esta estructura de datos requiere alguna aclaración: El campo *Ruta* indica el número de la ruta en la cual consta el usuario perteneciente al registro. Al pedir a la base un listado de aquellos usuarios que pertenezcan a una ruta, se obtiene el mismo listado del sistema de consulta de la EEQSA.

El campo *Trafo* es un número que se refiere al transformador al cual se encuentra asociado el usuario. Si se pide la suma de los consumos de los usuarios que pertenecen a un transformador, se encuentra el consumo medio de energía que éste entregó durante el mes considerado. Este valor es importante puesto que de él se deducen los valores que en primera instancia entraron a los flujos de potencia.

El campo *Utipo* se refiere al tipo de usuario. Puede ser residencial, comercial, industrial o cliente especial. Es un carácter R, C, I, o E. Este campo sirve para conocer el número de usuarios de cada tipo dentro del alimentador.

El campo *Ftipo*, es un campo alfanumérico que indica el tipo de facturación que tiene el usuario. Las facturaciones pueden ser realizadas por consumo, estimación, ratificadas, o mínimas. Debido a que muchas veces no es posible tomar la lectura de los consumidores, la Empresa estima el consumo según los promedios de meses anterior. Cuando existen convenios entre la Empresa y consumidores provisionales o habitantes en asentamientos de bajos recursos, se asigna una tarifación mínima. El registro de consumo se refiere a la tarifa que aplica la empresa según el consumo real de energía. Todas estas variables dan información al programa que realiza la asignación tarifaria a los usuarios.

El campo *Cons* guarda los valores de los consumos del mes de noviembre de todos los usuarios. Adicionalmente, los campos *Direc* y *Num* indican la dirección del usuario.

Finalmente, el campo *Estrato*, es un campo de generación automática, que indica si la variable "cons" es menor que 150 [KWh], es mayor que 150 pero menor que 500 [KWh] o si es mayor que este último valor.

Con la información que provee esta base de datos, se puede fácilmente realizar el muestreo. La selección de la muestra se realizó según los datos que presenta el Cuadro 4.19.

Estrato	Rango [KWh/mes]	POBLACION	MUESTRA
1	0-150	3527	48
2	150-500	1115	28
3	>500	40	15
Total		4682	91

Cuadro 4.19: Tamaño de la Muestra.

La definición de tamaños de las muestras estratificadas se realizó según la ecuación (3.32), utilizando los criterios sugeridos en la metodología.

Para seleccionar la muestra aleatoria, se procedió a indexar la base en 3 grupos, cada uno de los cuales se incluye los usuarios de ese estrato. Se realizó la generación de las series de números aleatorios y se identificaron los usuarios que serían investigados.

Para realizar la investigación de campo, se proporcionó al grupo de control, la información de todos los números de medidores, nombres de clientes, direcciones, etc, de tal forma que los elementos de las muestras puedan ser fácilmente identificadas en la zona de trabajo. Se proporcionó además el mapa de la zona de influencia del alimentador como el que se mostró en las figuras anteriores.

4.5.2 INSPECCION A ABONADOS

El procedimiento de inspección a los abonados incluyó los siguientes pasos, como se definió en la metodología:

1. Verificación de los datos del abonado:
 - . Responsable del medidor
 - . Fecha y hora de la inspección
 - . Actividad a la que se dedica el suscriptor
2. Datos del Inspector de Campo
3. Datos de la Inspección:
 - . Actitud del cliente hacia al personal
 - . Inspección general del medidor
 - . Registro de estado de sellos del medidor
 - . Registro del número del medidor, marca, modelo.
4. Retiro del medidor:
 - . Inspección de las conexiones del medidor, que se realiza con miras a detectar puentes externos.
 - . Toma de la lectura del medidor.

En algunos casos los medidores no pueden ser retirados por alguna de las siguientes razones:

- . Puerta de la vivienda cerrada permanentemente
- . No existe o no aparece la llave de los tableros
- . La persona que tiene la llave no aparece.
- . El usuario insiste en tener una orden directa del Gerente de la Empresa para permitir el retiro.

En el caso de este estudio no se pudieron retirar 5 medidores de la muestra de 91, es decir, el 5.49%. Se considera que este valor es bajo en comparación con los que no se han podido retirar en otros estudios anteriores (10.6%) {25}. No fue posible retirar los medidores faltantes por motivos del tiempo y los recursos que la Empresa asignó a este proyecto.

4.5.3 INVESTIGACION DE LABORATORIO

En la investigación de laboratorio se llevaron a cabo los siguientes pasos:

1. Recepción de los 86 medidores retirados
2. Revisión de los medidores: inspección de sellos, cristal, borneras, etc.
3. Chequeo de entrada del medidor: registro de marca, modelo, tipo, toma de lectura inicial.
4. Apertura del medidor y pruebas.
5. Detección de causas de error.
6. Recalibración.
7. Reparación o dada de baja al medidor.
8. Reinstalación del medidor
9. Verificación posterior del funcionamiento del medidor.

En estos procedimientos se incluyen todos los pasos que señala la metodología. Debido a que 10 medidores tenían problemas con las conexiones en las borneras (borneras quemadas, sobrecalentadas o rotas), únicamente se pudo realizar las pruebas sobre 76 medidores. Las pruebas realizadas fueron:

1. Prueba de error a corriente nominal
2. Prueba a sobrecorriente.
3. Prueba a 10% de la corriente nominal.
4. Prueba de arranque.
5. Prueba de Marcha en vacío a 90% del voltaje nominal
6. Prueba de Marcha en vacío a 110% del voltaje nominal
7. Prueba de error de energía

Se realizaron minuciosamente todas las pruebas sobre cada uno de los medidores en el TVK6. Los resultados de los errores promedio se muestran en el Cuadro 4.20.

MEDIDORES INSPECCIONADOS

a) ESTRATO 1: CONSUMO PROMEDIO <150 [KWh/mes]

#	Est	E%	Consumo	EEng	#	Est	E%	Cons	EEng
1	1	2.8	10	0.28	25	1	-0.7	43	-0.301
2	1	-0.5	48	-0.24	26	1	-0.5	138	-0.690
3	1	-1.6	80	-1.28	27	1	3.3	132	4.35
4	1	-0.2	0	0	28	1	-1.6	137	-2.192
5	1	-1.8	112	-2.016	29	1	0.3	93	0.279
6	1	-0.6	0	0	30	1	-2.1	20	-0.42
7	1	-0.9	148	-1.332	31	1	1.1	65	0.715
8	1	1.1	80	0.88	32	1	-1.8	62	-1.116
9	1	-0.1	0	0	33	1	-0.8	111	-0.888
10	1	NR	0	0	34	1	1.6	134	2.144
11	1	-0.3	28	-0.084	35	1	1.5	74	1.11
12	1	1	70	0.7	36	1	-0.7	38	-0.266
13	1	-1.6	90	-1.44	37	1	0.3	130	0.39
14	1	-0.1	63	-0.063	38	1	SP	0	0
15	1	1.1	47	0.517	39	1	-1.6	74	-1.184
16	1	1.3	135	1.755	40	1	-0.2	16	-0.032
17	1	0.1	33	0.033	41	1	-0.8	57	-0.456
18	1	-1.7	113	-1.921	42	1	-1.2	118	-1.416
19	1	7.7	31	2.387	43	1	SP	78	0
20	1	SP	30	0	44	1	-0.5	0	0
21	1	-1.3	46	-0.598	45	1	-0.3	61	-0.183
22	1	SP	44	0	46	1	NR	84	0
23	1	-1	129	-1.29	47	1	-0.8	0	0
24	1	1	44	0.44	48	1	0.4	88	0.352

b) ESTRATO 2: 150 [KWh/mes] < CONSUMO PROMEDIO < 500 [kWh/MES]

#	Est	E%	Cons	EEng	#	Est	E%	Consumo	EEng
49	2	1.1	279	3.069	63	2	-1.9	495	-9.405
50	2	-41	300	-123.6	64	2	-0.9	151	-1.359
51	2	1.6	190	3.04	65	2	-0.4	165	-0.660
52	2	-0.1	190	-0.19	66	2	0.6	214	1.284
53	2	-1.1	151	-1.661	67	2	0.1	240	0.240
54	2	-1.3	210	-2.73	68	2	SP	244	0
55	2	-0.2	154	-0.308	69	2	-1.6	189	-3.024
56	2	SP	216	0	70	2	0.7	187	1.309
57	2	-0.6	165	-0.99	71	2	-4.2	159	-6.678
58	2	-0.7	169	-1.183	72	2	-41	374	-153.3
59	2	7.2	210	15.12	73	2	-0.6	233	-1.398
60	2	-1.3	174	-2.262	74	2	-0.8	427	-3.416
61	2	NR	163	0	75	2	-0.9	390	-3.510
62	2	-1.8	189	-3.402	76	2	-1.7	240	-4.080

Cuadro 4.20: Pruebas sobre medidores

- a) Resultados del Estrato 1
b) Resultados del Estrato 2

c) ESTRATO 3: CONSUMO PROMEDIO > 500 [kWh/MES]

#	Est	E%	Cons	EEnrg	#	Est	E%	Cons	EEnrg
77	3	-0.4	536	-2.144	85	3	0.2	1112	2.224
78	3	-1.1	528	-5.808	86	3	SP	544	0
79	3	SP	1258	6.29	87	3	SP	720	0
80	3	-1.3	579	-7.527	88	3	-7.5	632	-47.4
81	3	NR	1219	0	89	3	SP	1643	0
82	3	SP	1132	-3.396	90	3	-1.4	563	-7.882
83	3	NR	1202	0	91	3	-0.8	549	-4.392
84	3	0.2	1169	0					

Cuadro 4.20: Pruebas sobre medidores

c) Resultados del Estrato 3

En este cuadro se considera la siguiente nomenclatura:

- #: Es el número asignado al medidor de la muestra.
- Est: Es el estrato al que pertenece el medidor
- E%: Es el error promedio en porcentaje que resulta de obtener el promedio de los errores de las diferentes pruebas realizadas sobre el medidor.
- Cons: Es el consumo medio del usuario considerado que se obtiene de la base de datos del sistema de consulta al promediar los consumos de los seis meses anteriores a diciembre. Este valor se considera el consumo real registrado, [KWh]
- EEnrg: Es el error en [KWh] que produce el medidor en la medición de la energía.
- NR: El medidor no fue retirado
- SP: El medidor fue retirado pero no fue posible llevar a cabo las pruebas sobre el medidor, por lo que el aparato está "Sin Protocolos".

Los errores en defecto en la medición de energía aparecen con el signo menos. Por la política adoptada por la Empresa, no es posible incluir en el cuadro los nombres de los usuarios ni los números de los medidores de la muestra estratificada. Dicha información permanece bajo el control del Grupo de Pérdidas Negras y tiene un tratamiento delicado,

sobre todo por la asignación de multas y problemas legales que se derivan de las acciones fraudulentas de los usuarios.

4.5.4 PERDIDAS POR FRAUDE

En el desarrollo de la investigación de laboratorio, se identificaron únicamente 4 usuarios que habían manipulado sus medidores con intenciones dolosas. Para determinar el monto de las pérdidas individuales y el total en cada estrato y en la población, se llevó a cabo el siguiente cálculo:

1. Se identificó el usuario fraudulento y el error que produce por fraude. Este error es igual al 100% de la energía cuando existe puenteo y es igual al promedio de las pruebas cuando no existe la situación anterior, es decir, a los errores que se muestran en el Cuadro 4.20.
2. Se determina el consumo medio del usuario reemplazando el medidor manipulado por uno adecuadamente contrastado. Se toma lectura de consumo para una semana y se determina el consumo real del usuario.
3. El error por fraude del usuario se multiplica por su consumo real para determinar la energía evadida por éste. Este proceso se realiza para todos los usuarios fraudulentos y se suman los montos de energía resultantes dentro de cada estrato. Este se divide para el consumo total de los usuarios del estrato para obtener el error medio por consumo fraudulento.
4. Se multiplica el error por el consumo medio de los usuarios del estrato y por el número de usuarios de la población de cada estrato para obtener las pérdidas totales de energía por fraude y por estrato.

Los resultados de este procedimiento se presentan en el Cuadro 4.23.

PERDIDAS POR FRAUDE						
Est	#UF	EEst p.u	Cmedio [KWh]	Emed [KWh]	N	Perdidas [KWh]
1	2	-0.0227	71	-1.61	3527	5673
2	0	0	219	0	1124	0
3	2	-0.1785	717	-128	40	5121
TOTAL PERDIDAS POR FRAUDE [KWh]						10794

Cuadro 4.21: Evaluación de Pérdidas por Fraude

La nomenclatura de este cuadro es:

- Est: Estrato al que pertenece el usuario
- #UF: Número de usuarios fraudulentos totales de cada estrato dentro de la muestra considerada.
- EEst: Error en la estimación de la energía debida al fraude inducido. Es igual a la energía total evadida por los usuarios fraudulentos del estrato muestral, sobre el consumo total de los usuarios del estrato muestral, [pu]
- Cmed: Es la media aritmética de los consumos de los usuarios del estrato (población), [KWh]
- Emed: Es el error promedio por usuario del estrato, debido al fraude (población), [KWh]
- N: Número de Usuarios del estrato (población).
- Pérdidas: Pérdidas totales de cada estrato por fraude, [KWh]

Para el alimentador C9, las pérdidas por fraude, LNF, resultaron ser iguales a 10789 [KWh], que corresponden al 1.589% de la energía total suministrada.

4.5.5 PERDIDAS POR CONEXIONES DIRECTAS

Las pérdidas por usuarios no suscriptores o conexiones directas se evalúan según la metodología, mediante análisis

estadístico. Se consideró como muestra de usuarios, para la determinación de conexiones directas, los usuarios limítrofes de los circuitos secundarios del alimentador. Estos usuarios son aquellos que fueron identificados en la determinación de los usuarios asociados a cada transformador de distribución. El Cuadro 4.22 resume el cálculo de los usuarios directos o no suscriptores y del monto de la energía perdida.

PERDIDAS POR USUARIOS NO SUSCRIPTORES

Número de Usuarios Limítrofes	304
Número de Conexiones Directas	4
Evasión, p.u	0.0132
Consumo medio, [KWh]	71
Pérdidas promedio por usuario, [KWh]	0.9342
Número de usuarios	3527
Error de estimación	4%
Intervalo de confianza	95%

TOTAL PERDIDAS DE ENERGIA USUARIOS NO SUSCRIPTORES [KWh]:	3294.92
--	---------

Cuadro 4.22: Pérdidas por Usuarios No Suscriptores

Al recorrer los límites de los circuitos secundarios, es fácil determinar los usuarios que están "colgados a la red". Generalmente, éstos poseen tipos de acometidas diferentes en el tipo de conductor y en la instalación de la misma. Se consideró que los usuarios no suscriptores identificados pertenecían al estrato 1, si bien no se tuvo oportunidad de censar su consumo; estas conexiones directas servían a lotes con áreas de construcción pequeña. Se supuso por lo tanto, que el consumo medio de estos usuarios es igual al consumo medio del estrato 1. Se determinó finalmente que las pérdidas por usuarios no suscriptores, LND, fueron de 3294.92 [KWh], que corresponde al 0.4813% de la energía total.

4.5.6 PERDIDAS POR ERROR EN EL REGISTRO

El estudio consideró dos fuentes de pérdidas de energía por error en el registro:

- Descalibración de medidores
- Lecturas no realizadas

4.5.6.1 ERROR POR DESCALIBRACION DE MEDIDORES

Cuando los medidores no marcan la energía real, sin que los usuarios hayan manipulado el aparato, las pérdidas de la medición entran a la cuenta de pérdidas por descalibración de medidores. La información para determinar esta descalibración fue obtenida de las pruebas de los medidores muestreados.

Para cada usuarios de la muestra se determinó el consumo promedio de los seis meses anteriores al mes de diciembre. Este consumo se consideró como el consumo real del usuario. Al multiplicar este consumo por el error en cada medidor, se determinó el error real en [KWh] que la Empresa dejó de asignar a cada usuario por concepto de la descalibración o daño del medidor. Posteriormente, se sumaron todos los errores de energía de los usuarios de la muestra de cada estrato y se dividió para el consumo real total de los usuarios de la muestra. El resultado fue un error promedio por descalibración para cada usuario de la población del estrato.

Para determinar las pérdidas de energía totales de la población de cada estrato, se multiplicó el error del estrato por el consumo medio y por el número de usuarios del estrato. Finalmente, se sumaron las pérdidas totales de cada estrato para obtener las pérdidas totales del alimentador. Este cálculo se muestra en el Cuadro 4.23

Est	Ctot.	ETotal	Ep.u	Cmed	Emed	N	Pérdidas
1	3134	-3.072	-0.0010	71	-0.07	3527	245.3
2	9913	-302.0	-0.0305	219	-6.67	1124	7500.0
3	13386	-70.03	-0.0052	717	-3.75	40	150.1
TOTAL PERDIDAS POR DESCALIBRACION [KWh]:							7895.4

Cuadro 4.23: Pérdidas por Descalibración

La nomenclatura de este cuadro es la siguiente:

- Est: Número del estrato
- Ctot: Consumo total de los usuarios muestreados del estrato, [KWh]
- ETotal: Error total, que es el resultado de sumar los productos de los consumos de cada usuarios del estrato, por su error promedio, [KWh]
- E p.u: Error promedio de descalibración de cada estrato, que resulta de dividir ETtotal para Constot.
- Cmed: Consumo medio de los usuarios del estrato, [KWh]
- N: Número de usuarios del estrato

Como se puede observar, las pérdidas por descalibración de medidores, son iguales a 7895.4 [KWh], que representan el 1.153% de la energía suministrada.

4.5.6.2 ERROR POR FALTA DE LECTURAS

Para el alimentador C9 se encontró una tasa anual de crecimiento del consumo de 4.2%, que representa el 0.35% mensual. Cuando por varias razones, el lector realiza la lectura del medidor, la Empresa estima su consumo como el promedio de los seis meses anteriores. En los registros del sistema de información se incluye si el registro del consumo de los usuarios se debió a una lectura ratificada del medidor. La energía estimada tiene un error igual al crecimiento mensual de la carga, debido a que éste no se considera en el programa de registro. Los valores involucrados son:

Energía total registrada [KWh]:	593481
Tasa de crecimiento mensual, pu:	0.0035
Lectura ratificada de energía:	172264
Lectura estimada de energía:	421217
Pérdidas por falta de lectura, [KWh]:	1474.26

Las pérdidas por no simultaneidad son iguales a 1474.26 [KWh], que representan el 0.2154% de la energía total suministrada.

Las pérdidas por error en el registro de consumos, LNE, son iguales a la suma de las pérdidas por falta de lectura más las pérdidas por descalibración de los medidores. Por lo tanto, para el alimentador C9, las pérdidas por error en registro fueron de 9369.66 [KWh], que representan el 1.3687% de la energía total suministrada.

4.5.7 PERDIDAS NO TECNICAS TOTALES

Las pérdidas no técnicas totales son la suma de las pérdidas determinadas para cada causa. Dichas pérdidas se presentan en el Cuadro 4.24.

CAUSA	Energía [KWh]	%
Descalibración de medidores	7895.4	1.156
+ Falta de lectura	1474.3	0.215
= Error Registro de Consumos	9369.7	1.369
+ Fraude	10794.0	1.577
+ Usuarios No Suscriptores	3294.9	0.481
= Pérdidas No Técnicas	23458.6	3.427

Cuadro 4.24: Pérdidas No Técnicas por Componentes

En este cuadro, los valores en porcentaje se calcularon respecto a la energía total entregada a la red, según la medición del analizador 3950.

4.6 Balance de Energía

El estudio de evaluación finaliza con el planteo del balance energético del subsistema, que se presenta en el Cuadro 4.25. Los valores en % que aparecen en la columna derecha representan el porcentaje de la energía correspondiente a cada rubro de la columna izquierda, respecto al valor de la energía suministrada que se obtuvo con el analizador 3950.

BALANCE DE ENERGIA PARA EL ALIMENTADOR C9, Nov.1993

COMPONENTE O CAUSA [KWh]		%
Acometidas	5727.47	0.8366
+ Alumbrado	18999.00	2.7753
+ Contadores	1508.64	0.2204
= Total Otros Componentes	26235.11	3.8323
+ Secundarios	14436.86	2.1089
+ Transformadores	13432.98	1.9622
+ Primarios	11032.15	1.6115
= Total Pérdidas Técnicas	65137.11	9.5150
Descalibración	7895.40	1.1533
+ Falta de lectura	1474.26	0.2154
= Error Registro	9369.66	1.3687
+ Fraude	10794.00	1.5767
+ Usuarios No Suscriptores	3294.92	0.6389
= Total Pérdidas No Técnicas	23458.58	3.4267
Total pérdidas	88595.69	12.9418
+ Energía registrada	593481.00	86.6941
= Total energía suministrada	682076.69	99.6360
- Total energía suministrada (medida)	684568.70	100.0000
Diferencia de estimación Enrg. suministrada	-2492.01	-0.3640

Cuadro 4.25: Balance De Energia

En este cuadro se puede apreciar la distribución de las pérdidas de energía sobre el *sistema*. Respecto al promedio de pérdidas en Empresa excluyendo subtransmisión, que bordea el 17%, el porcentaje de alrededor de 13% para las pérdidas totales en el alimentador C9 es más bien bajo; esto se debe a la presencia de un monto pequeño de pérdidas no técnicas. No convendría en primera instancia plantear programas de reducción específicos para pérdidas negras en este alimentador; estos programas deben siempre estar orientados a aquellas áreas en las que se sospecha o se conoce que existen grandes cantidades de pérdidas.

4.7 Validación de la Metodología

Para validar la metodología, es necesario plantear la matriz de confusión de la que se habló en el capítulo anterior. La matriz de confusión relaciona los valores de energía que se obtuvieron al desarrollar cada etapa de la evaluación (constantes del método), con los que se obtendrían si esa etapa no se realizara y su monto fuera determinado mediante la ecuación de balance (variables del método). Esta matriz se presenta en el Cuadro 4.26.

ETAPA q.	1 E	2 E _R	3 L _T	4 L _N
CASO 1	684568.70	593481.00	65137.11	25950.59
CASO 2	684568.70	593481.00	67629.12	23458.58
CASO 3	684568.70	595973.01	65137.11	23458.58
CASO 4	682076.69	595370.07	65137.11	23458.58

Cuadro 4.26: Matriz de Confusión

Para determinar el error del método en cada etapa, es necesario comparar las constantes con las variables. Para esta determinación se aplica la ecuación (3.37), cuyos resultados para cada etapa de la metodología de evaluación se presentan en el Cuadro 4.27.

Etapa q.	CMq	VMq	Eq[%]
1 E	684568.70	682076.69	0.3640
2 ER	593481.00	595973.01	0.4199
3 LT	65137.11	67629.12	3.8258
4 LN	23458.58	25950.59	10.6230

Cuadro 4.27: Errores del Método por Etapas

El error general del método se calcula según la ecuación (3.38), que resulta ser del 0.73%.

Capítulo 5

REDUCCION DE PERDIDAS

1. Introducción

La *reducción de pérdidas* en cualquier proyecto es una tarea interdisciplinaria que involucra a gran parte del personal de la Empresa. Los programas de reducción de pérdidas pueden incluir diversos proyectos a corto o a largo plazo para un subsistema o todo el sistema operado por la Institución, con un alcance específico o general. La reducción que logre una empresa con elevados índices de pérdidas dependerá a la final de su habilidad para poner en práctica proyectos que reflejen su nivel de ingeniería y administración.

Una vez tomada la determinación de disminuir el nivel de pérdidas, la Empresa debe proponerse metas concretas y elaborar un plan organizacional para adecuar la estructura, los métodos y los procedimientos operativos a fin de establecer un sistema de seguimiento y control de las operaciones y de las acciones humanas y físicas dentro del sistema eléctrico.

El objetivo de este capítulo es desarrollar un análisis específico de las posibilidades que tiene la Empresa para reducir los niveles de pérdidas técnicas y negras en el caso

de estudio, sin perder de vista el problema del sistema en su conjunto.

El balance de pérdidas presentado al final del capítulo anterior es el punto de partida para los mencionados proyectos de reducción. Realizada la validación de la metodología, se asume que los valores de las pérdidas encontrados corresponden a las pérdidas reales (constantes del método).

Las alternativas que se presentan en este capítulo son específicas en el sentido de que analizan su efecto sobre un componente particular del balance. El Cuadro 5.1 muestra diferentes alternativas y el componente sobre el que influyen.

PERDIDAS TECNICAS	ALTERNATIVA
Circuitos primarios	Reconfiguración del alimentador Cambio de calibre de conductores Cambio de nivel de voltaje Instalación de capacitores
Transformadores	Cambio de capacidades nominales
Circuitos secundarios	Reubicación de T/D Reconfiguración Cambio de calibre de conductores
Acometidas	Cambio de calibre de conductor
PERDIDAS NO TECNICAS	ALTERNATIVA
Fraude	Control de suscriptores
No suscriptores	Instalación de medidores
Errores en registro	Mejora del sistema de registro Mantenimiento de contadores

Cuadro 5.1: Alternativas Comunes de Reducción

Estas alternativas son las más comúnmente utilizadas en los proyectos de reducción de pérdidas {54}. Las simulaciones que se exponen en este capítulo, tienen el objetivo de determinar el monto de las pérdidas que puede ser recuperado al aplicar cada una de ellas.

5.2 Reducción de Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas en los circuitos eléctricos responden a las características físicas propias de los componentes. Para un sistema de distribución adecuadamente diseñado, las pérdidas técnicas no deberían sobrepasar el 4% y a lo mucho deberían ser del orden del 7% {49}. Claramente se observó en el balance presentado en el capítulo anterior, que las pérdidas técnicas son bastante más elevadas que las recomendadas internacionalmente, alcanzando el 9.51%.

Antes de realizar las simulaciones para cada alternativa y componente se debe considerar que una reducción en las pérdidas a niveles de bajo voltaje, como acometidas o secundarios, produce una reducción de pérdidas en el resto de etapas anteriores del proceso de distribución, es decir, en transformadores de distribución, circuitos primarios, etc. Esto se debe a que en cada etapa se reducen los requerimientos de corriente desde el nivel posterior.

Antes de entrar en el terreno de la simulación, es necesario introducir dos definiciones. Se denominará *circuito o sistema inicial* al circuito para el que se evaluaron las pérdidas en el capítulo anterior, es decir, el circuito sin modificaciones. Se denominará *circuito o sistema modificado*, a aquel que se obtiene luego de realizar una acción tendiente a reducir las pérdidas. Las variables del circuito modificado se designarán con el caracter "" (prima).

5.2.1 REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN CIRCUITOS PRIMARIOS

5.2.1.1 RECONFIGURACION DEL ALIMENTADOR

Muchas veces, por la obligación social de ofrecer el servicio eléctrico solicitado, el personal de la Empresa encargado de la construcción de redes realiza adiciones de tramos con procedimientos que están fuera de los esquemas de planeamiento de redes; a los nuevos usuarios se les suministra energía desde "el punto más cercano". Esta política tiene el inconveniente grave de que con el transcurso del tiempo desemboca en la obtención de circuitos complejos y enredados.

Teóricamente, el diseño de nuevas redes debería partir de algún conocimiento de la ubicación geográfica de la carga, de su magnitud y de sus tendencias de crecimiento, de tal forma que la planeación de ubicación de subestaciones y diseño de circuitos responda a esta distribución. La Empresa no dispone muchas veces de esta información por lo que la expansión se realiza en forma desordenada.

En este apartado se realiza el ordenamiento del circuito primario del alimentador C9. Para la determinación de la ruta óptima del circuito primario se necesitaría información exacta de la demanda en base geográfica, las posibles rutas del circuito y la simulación por *flujo en redes*, técnica perteneciente a la investigación de operaciones {30}. Ya que no se dispone de tal instrumento de simulación, se redistribuirá el alimentador según la lógica de la estructura de árbol: Cada punto de carga debe ser conectado a la fuente en la menor *distancia ponderada* posible y con la menor longitud total de conductor. En la Figura 5.1 se presenta el circuito primario original y el circuito redistribuido mejorando la estructura de árbol.

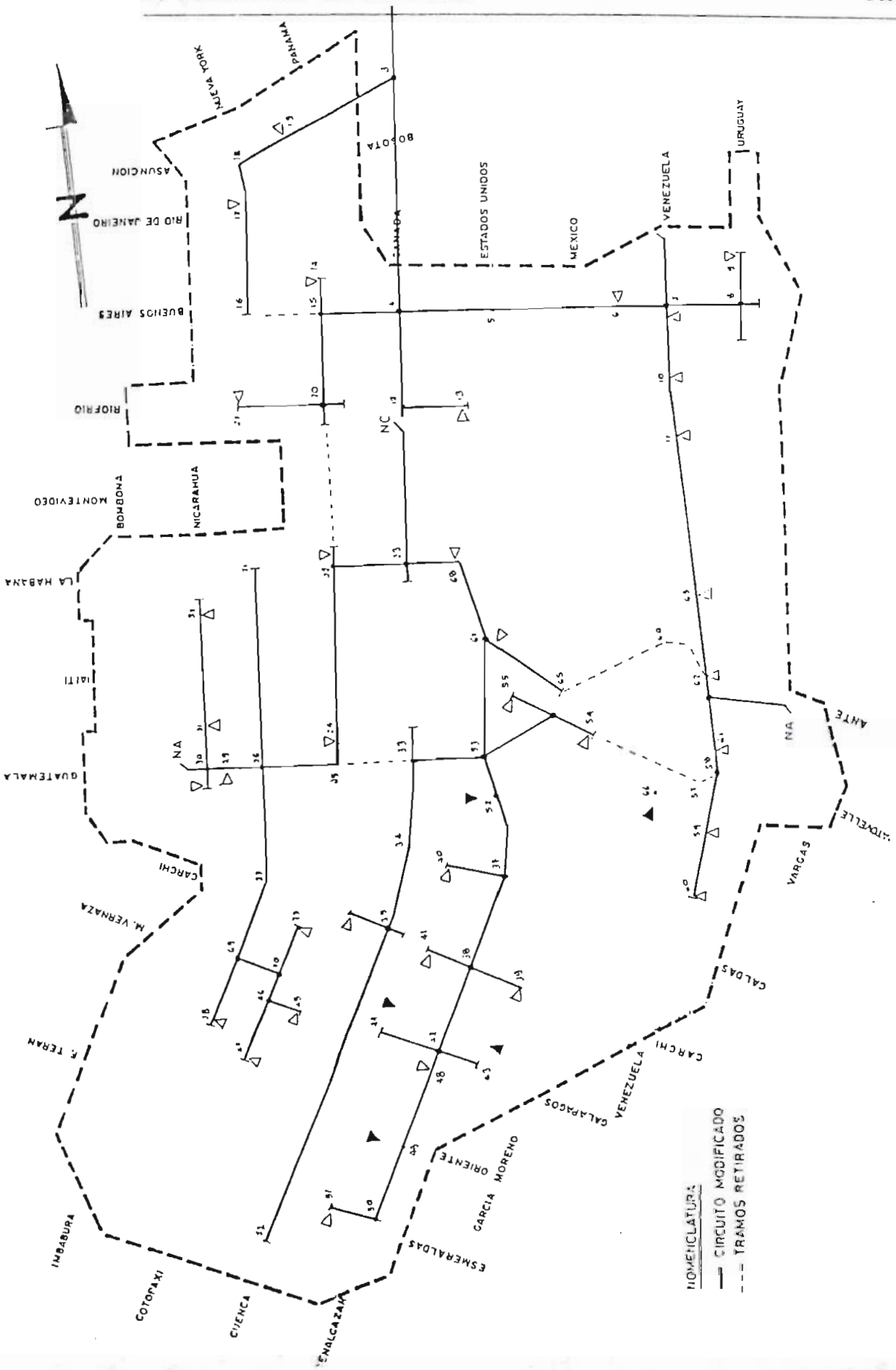


Figura 5.1: Reconfiguración del Circuito Primario

Para la redistribución de circuitos no se han creado nuevos nodos; simplemente se han añadido y retirado tramos. Los calibres utilizados en los nuevos tramos corresponden a los calibres usados originalmente dependiendo de la importancia del tramo y de la utilización de un calibre conveniente {51}. La redistribución se muestra en el Cuadro 4.2.

RECONFIGURACION		TIPO DE TRAMO
#Nod Envío	#Nod Recepción	
20	22	Retirado
57	58	Retirado
15	16	Retirado
25	33	Retirado
62	64	Retirado
67	68	Conectado
03	19	Conectado
67	53	Conectado
11	63	Conectado

Cuadro 5.2: Reconfiguración del Circuito Primario

Para determinar las pérdidas del nuevo circuito es necesario correr flujos de potencia y proceder según la misma metodología utilizada en el capítulo 4. Según esto, se debe determinar una función de pérdidas en circuitos primarios, la misma que actúa sobre los valores de la curva de demanda y que determina en última instancia una integral de pérdidas de energía.

Debido a que una reducción de pérdidas en circuito primarios altera la curva de demanda que ingresa a estos circuitos, la curva de demanda originada a nivel de subestación es desconocida y son también desconocidas las pérdidas del circuito. Debido a esto, el procedimiento que se debe seguir es el siguiente.

1. La curva de demanda total de transformadores de distribución no se ve alterada en modo alguno, debido a que no se ha llevado a cabo ninguna reducción en transfor-

madores y etapas posteriores. Por lo tanto, esta curva de demanda es idéntica a la del circuito inicial. El programa PRINDIS entrega como resultados para flujos de potencia, las pérdidas totales por fase, la potencia de carga (potencia total en los terminales de entrada de T/D) y la potencia de entrada a circuitos primarios (potencia suministrada).

2. Se deben correr varios flujos para determinar puntos de correlación, que permitan calcular la curva de carga de circuitos primarios, de la siguiente forma:

$$P_{k'} = f(P_{Tk}) = A' \cdot P_{Tk}^2 + B' \cdot P_{Tk} + C' \quad (5.1)$$

donde:

$P_{k'}$: Potencia activa de entrada a circuitos primarios, en el instante k , cuando se ha desarrollado un proceso de reducción de pérdidas en circuitos primarios, [KW].

P_{Tk} : Potencia de entrada total a T/D a la hora k , igual a la potencia del sistema inicial, [KW].

A', B', C' : Coeficientes.

La función encontrada es:

$$P_{k'} = 0.0000385 \cdot P_{Tk}^2 + 0.998126 \cdot P_{Tk} + 0.2139 \quad (5.2)$$

Esta nueva función se evaluó para cada valor de la curva P_{Tk} y se obtuvo las potencias de entrada que requeriría el sistema para suplir la demanda. Las pérdidas se determinan como la resta de las funciones:

$$W_{P_{k'}} = P_{k'} - P_{Tk} \quad (5.3)$$

donde:

W_{PK} : Pérdidas de potencia activa en circuitos primarios en la hora k , para el circuito modificado, [KW]

En la Figura 5.2 se muestra el procedimiento general de simulación de reducción de pérdidas en primarios.

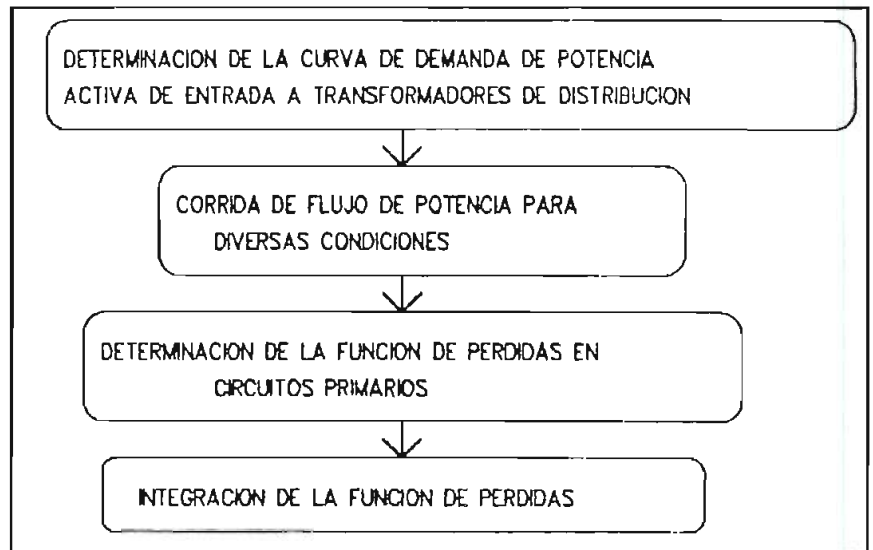


Figura 5.2: Procedimiento de Simulación de Reconfiguración

El desarrollo de este proceso es posible para cualquier simulación de reducción en circuitos primarios. Por lo tanto, en el resto de acciones sobre circuito primarios, se procederá de igual forma: se realiza la modificación del circuito, se corren flujos, se determinan las ecuaciones (5.1) y (5.2), se evalúan e integran las ecuaciones de pérdidas resultantes.

Al integrar la curva de pérdidas de potencia del circuito modificado W_{PK} , se obtiene que las pérdidas son iguales a 8557.81 [KWh] respecto a 11032 [KWh] del circuito inicial. Este valor representa una reducción de las pérdidas correspondiente al 0.3614% de la energía total.

5.2.1.2 CAMBIO DE CALIBRE DE CONDUCTORES

El cambio de calibre en conductores es una opción que en la generalidad de los casos se usa en circuitos antiguos, donde la demanda es considerablemente mayor que aquella para la cual fueron planificadas las redes, es decir, cuando las redes se encuentran saturadas. En la Empresa existe la política de efectuar cambio de conductores de cobre a aluminio por su menor costo y aumentar el calibre en los tramos en los que se mantiene un calentamiento excesivo de los conductores. Gracias a las ayudas del paquete computacional PRINDIS, se puede establecer el porcentaje de carga en los conductores en cada tramo del circuito y de esta manera determinar cuáles deberían ser reemplazados. Se seleccionaron los 5 tramos más cargados del circuito y se les aumentó el calibre a un conductor según la aplicación de conductores económicos [51]. También se reemplazó el tramo principal de conductor 4/0 por un conductor 266mm. La función de potencia de entrada a circuitos primarios es:

$$P_k = 0.0000325.P_{Tk}^2 + 0.998411.P_{Tk} + 0.182014 \quad (5.4)$$

Al integrar esta función se obtienen pérdidas de energía iguales a 7224.509 [KWh], lo que representa una reducción del 0.5562% de la energía total.

5.2.1.3 CAMBIO DEL NIVEL DE VOLTAJE

El cambio de nivel de tensión es una opción que es particularmente utilizada en los sistemas, debido al incremento de la demanda y del tamaño del sistema; los circuitos a niveles bajos no logran suplir convenientemente la transmisión de energía. La reducción por cambio de voltaje se debe a que al incrementarse éste y mantenerse constante la demanda, la corriente disminuye inversamente.

El cambio de voltaje es una decisión radical, pues involucra el cambio de elementos mecánicos de aislamiento, transformadores, equipo de seccionamiento, etc. Adicionalmente es necesario cambiar el transformador de fuerza de la subestación por uno que proporcione el nivel deseado en el secundario. El cambio de nivel de tensión, por tanto, se justifica en proyectos grandes que involucren por lo menos a todos los alimentadores de la subestación. La decisión final se realiza luego del análisis económico.

Se simuló el alimentador C9 para voltajes de 13.2 y 23 [KV], que son los otros niveles a los que operan los circuitos de la EEQSA, obteniéndose las siguientes funciones de pérdidas:

Para 13.2 [KV]:

$$P_{K'} = 0.00000924.P_{TK}^2 + 0.99989.P_{TK} + 0.011533 \quad (5.5)$$

Para 23 [KV]:

$$P_{K'} = 0.00000326.P_{TK}^2 + 0.999982.P_{TK} + 0.002615 \quad (5.6)$$

Al encontrar las funciones de pérdidas e integrarlas, se obtienen 2196.51 [KWh] y 785.48 [KWh], para 13.2 y 23KV, lo que significa una reducción de 1.29% y 1.49% de la energía total, respectivamente.

5.2.1.4 APLICACION DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores son comúnmente utilizados en los sistemas de distribución para mejorar el factor de potencia. Los capacitores tienen relación con las pérdidas técnicas debido a que al corregirse el factor de potencia, disminuye la magnitud de los vectores de corriente y por lo tanto, el I^2R de pérdidas en conductores.

Para lograr la ubicación óptima de un banco de capacitores trifásico en un solo punto del circuito primario, este debe ubicarse a 2/3 de la distancia a la fuente y debe tener una potencia igual a 2/3 de la potencia reactiva total que requiere el circuito {22}. Esta aseveración parte del supuesto de que la carga está uniformemente distribuida. La aplicación de los capacitores debe ser tal, que no produzca circuitos capacitivos en condiciones de demanda mínima.

Debido a que el PRINDIS proporciona la potencia reactiva que entrega la subestación, es fácil determinar con una buena aproximación, el valor del capacitor a ser colocado.

Para el alimentador C9, se ubicó condensadores de 100KVA (por fase) en el nodo No 25. Este valor fue determinado luego de verificar las magnitudes de potencia reactiva necesaria a demanda mínima.

La función encontrada para estas condiciones fue:

$$P_k = 0.0000496.P_{Tk}^2 + 0.994038.P_{Tk} + 0.743314 \quad (5.7)$$

La determinación de la función de pérdidas y su integración producen pérdidas, L_{TP} , de 9648.21 [KWh], lo que representa una reducción del 0.202% de la energía total.

En la Figura 5.3 a) se muestra la reducción de pérdidas de potencia para el día equivalente y en la Figura 5.3 b) se muestran los valores de pérdidas al incluir las alternativas consideradas. Como se puede observar, las diferencias entre las alternativas son significativas. Las decisiones de las alternativas posibles o de una combinación de ellas depende en última instancia de las condiciones económicas.

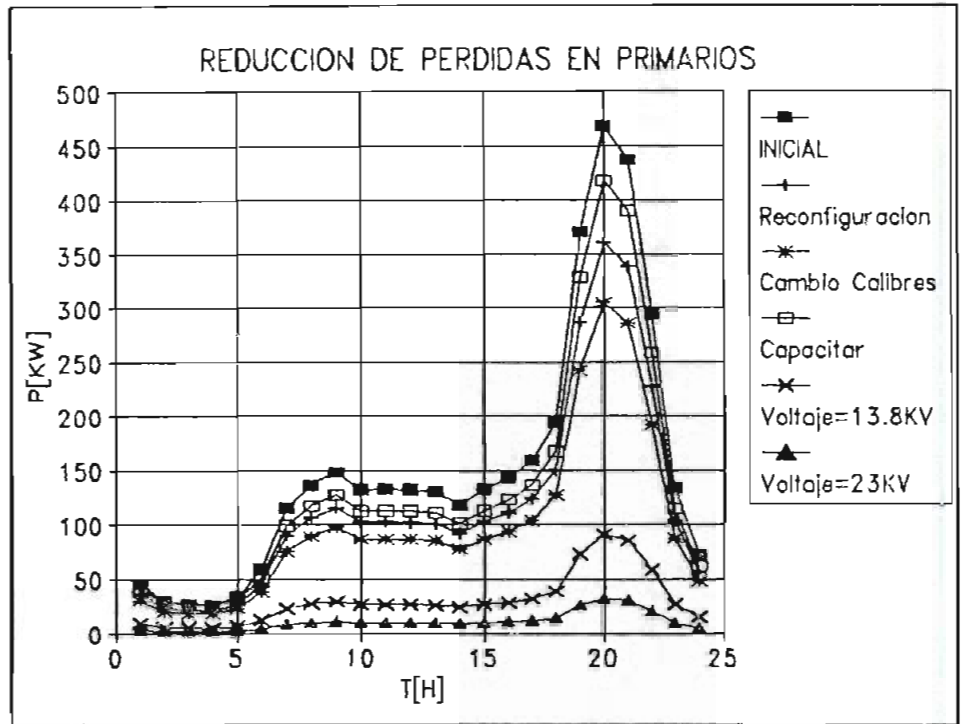


Figura 5.3 a): Reducción de Pérdidas de Potencia en Circuitos Primarios.

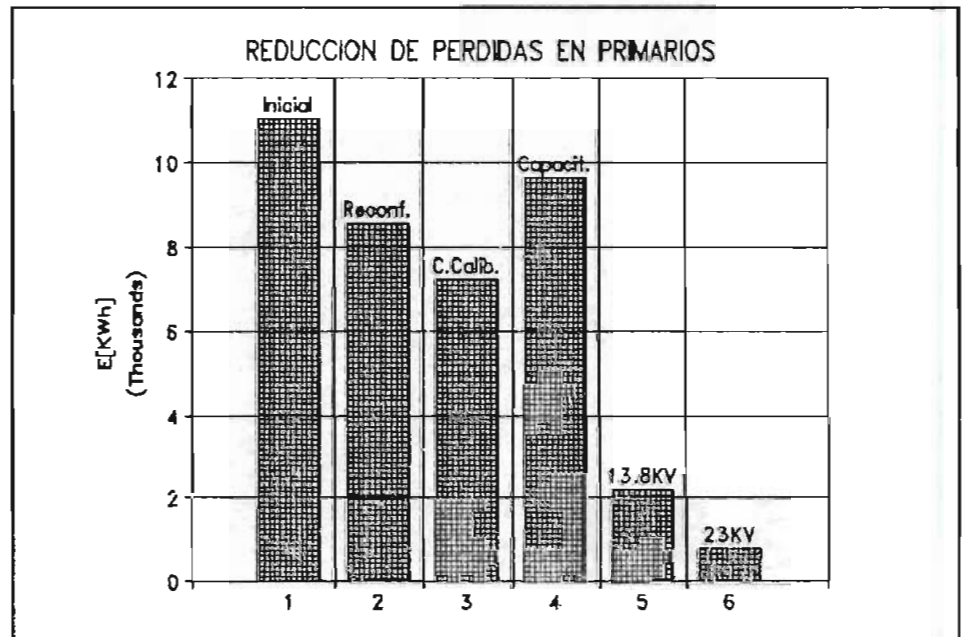


Figura 5.3 b): Reducción de Pérdidas de Energía en Circuitos Primarios

5.2.2 REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Se conoce que en general, la Empresa Eléctrica "Quito" mantiene sus transformadores de distribución sobredimensionados; a demanda máxima la utilización promedio de los transformadores es del 38% {16}. En el alimentador C9, a demanda máxima, el factor de utilización total:

$$F_{ur} = \frac{\text{Potencia Máxima}}{\text{KVA Instalados}} \quad (5.8)$$

es igual al 55% y ningún transformador está sobrecargado.

El sobredimensionamiento de T/D se debe en gran parte a que los diseñadores no tienen muchas veces un conocimiento adecuado de la demanda existente en una zona determinada y más bien, el diseño y los remplazos de transformadores y circuitos se realizan de acuerdo con la experiencia del ingeniero. Adicionalmente y como un problema tradicional, están las exigencias que de acuerdo a las Normas de la EEQSA {14} deben seguir los diseñadores. Dichas normas presentan cálculos que sobredimensionan considerablemente el equipo en lo referente a transformadores de distribución.

En la presente simulación se realiza un remplazo que considera los siguientes aspectos:

- a) En el alimentador C9, las capacidades de los T/D están sobredimensionadas. Al remplazar los transformadores por equipo de menor capacidad, sus pérdidas en vacío disminuyen. Por lo tanto, el beneficio que se considera por remplazo se debe a la reducción de pérdidas y a la disponibilidad adicional de KVAs.

- b) Se asume, hipotéticamente que la Empresa realiza administración de los transformadores, de tal forma que el remplazo es económico; es decir, que los transformadores a ser instalados provienen de un inventario o banco a donde ingresan y de donde salen transformadores para ser reubicados en la red. El costo de este remplazo es igual al costo de retirar un transformador, más el costo de ubicar otro y más la diferencia entre el costo de los KVAs de equipo nuevo menos el de los KVAs de equipo antiguo.
- c) Se considera aquí que los transformadores tienen una vida útil de 30 años y que en promedio, un transformador permanece ubicado en un determinado punto durante 6 años en promedio, luego de lo cual debe ser reubicado.
- d) En todos los casos, los costos involucrados se consideran anuales, se asume una tasa de descuento del 12% a precios constantes y para el análisis del beneficio se consideran los costos marginales de la energía. Los valores referentes a costos que se utilizan en este desarrollo se presentan en el Apéndice 5.

Existen excelentes modelos para la administración de transformadores que incluyen costos de energía y potencia dependientes de la curva de carga y del tipo de central de generación que se utiliza, precios marginales y tarifarios de la energía, costo de restricción de la energía, etc. Un análisis de este tipo está fuera del alcance de este estudio, por lo que se ha optado por un análisis más sencillo y referencial. Las curvas de reemplazo que se obtuvieron al analizar los costos según las consideraciones anteriores, se presentan en la Figura 5.4.

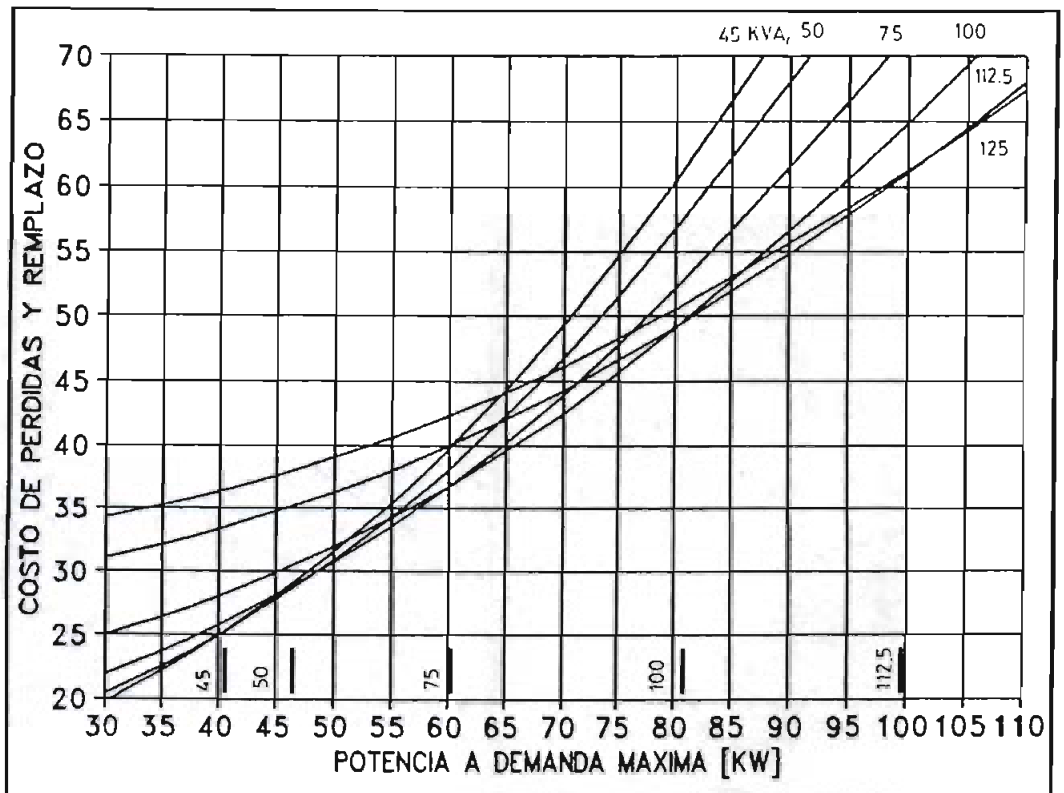
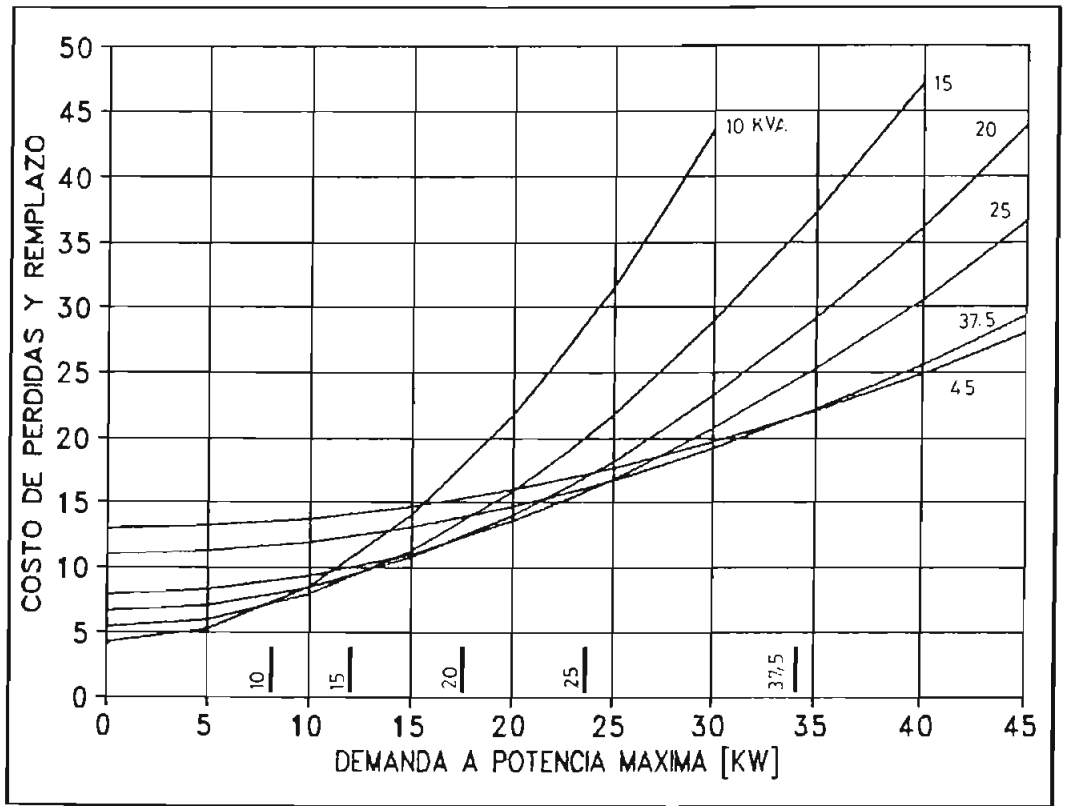


Figura 5.4: Reemplazo de Transformadores de Distribución

La información importante de este análisis proporciona en última instancia la capacidad nominal que debe tener un transformador de distribución para que su operación sea la más adecuada, conociendo la curva de potencia activa en sus terminales de entrada. En el Cuadro 5.3 se presentan las capacidades nominales de los transformadores que deben ser instalados para un rango de potencia máxima requerida por sus usuarios.

REPLAZO DE TRANSFORMADORES Rango de Potencia Máxima [KW]	Potencia Nominal a instalarse [KVA]
0.0 - 7.5	10
7.5 - 12.5	15
12.5 - 17.0	20
17.0 - 23.5	25
23.5 - 34.0	37.5
34.0 - 40.0	45
40.0 - 46.0	50
46.0 - 60.0	75
60.0 - 82.0	100
82.0 -100.0	112.5

Cuadro 5.3: Valores de Reemplazo de Transformadores de Distribución

Debido a que la gran mayoría de transformadores del alimentador C9 se hallan sobredimensionados, es posible realizar un reemplazo que proporciona beneficio por reducción de pérdidas y una correcta utilización del activo fijo.

En el Cuadro 5.4 se muestran las potencias máximas de los transformadores de distribución del alimentador, la simulación de los reemplazos y las pérdidas para los nuevos transformadores durante el mes de noviembre.

TRNF	Pn KVA	Pmax KW	Pn' KVA	L _{TT1} - KWh
1	100	44.32	50	176.13
2	75	34.97	45	163.30
3	100	40.73	50	170.68
4	75	60.68	75	384.38
5	75	45.57	50	206.96
6	75	45.91	50	207.95
7	75	45.87	50	207.84
8	112.5	54.94	75	270.63
9	10	4.44	10	51.18
10	50	39.43	45	228.65
11	100	64.73	100	428.21
12	75	37.61	45	168.80
13	30	24.51	37.5	200.15
14	50	20.77	25	94.25
15	75	45.70	50	207.33
16	75	37.81	45	169.23
17	112.5	83.29	112.5	536.36
18	112.5	70.44	100	416.06
19	250	68.81	100	303.74
20	250	57.01	75	221.20
21	150	39.46	45	132.19
22	75	65.50	100	547.66
23	100	68.11	100	444.28
24	75	56.99	75	363.50
25	75	62.88	100	526.47
26	112.5	69.61	100	412.78
27	75	3.11	10	41.37
28	10	3.84	10	48.67
29	150	36.96	45	131.70
30	30	6.18	10	43.29
31	45	22.82	25	132.95
32	75	35.51	45	164.38
33	45	18.68	25	94.22
34	50	37.44	45	218.76
35	30	12.45	15	64.20
36	100	58.79	75	299.04
37	25	14.70	20	92.86
38	100	58.79	75	299.04
39	50	29.40	37.5	156.22
40	250	82.64	112.5	356.56
	3500	1711.40	2260.0	9393.20

TOTAL PERDIDAS EN T/D, L_{TT}-, [KWh]: 9393.20

Cuadro 5.4: Pérdidas en T/D, Sistema Modificado

Como se había mencionado anteriormente, el hecho de reducir las pérdidas en T/D, representa una reducción de los requerimientos de corriente en circuitos primarios. Para considerar esto, se debe hacer el siguiente razonamiento:

- a) La energía total entregada a circuitos secundarios en el sistema inicial fue de 660103.6 [KWh]. El circuito inicial tenía pérdidas en T/D iguales a 13432.98 [KWh], lo que representa que la energía total entregada a transformadores de distribución por los circuitos primarios fue de 673536.6 [KWh], es decir, la suma de los dos valores anteriores.
- b) Al modificar el circuito, las pérdidas son de 9383.20 [KWh], lo que significa que la energía total entregada a transformadores de distribución, sería de 669486.8 [KWh].
- c) Las pérdidas en circuitos primarios resultan ser proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por sus tramos, por lo que para pequeños cambios se puede plantear que:

$$L_{TP}' / L_{TP} = (E_{TT}' / E_{TT})^2 \quad (5.17)$$

donde:

- L_{TP}' : Pérdidas de energía en circuitos primarios para el sistema modificado en transformadores de distribución, [KWh]
- L_{TP} : Pérdidas de energía en circuitos primarios del sistema inicial, [KWh]
- E_{TT}' : Energía total entregada a T/D para el sistema modificado, [KWh]
- E_{TT} : Energía total entregada a T/D para el sistema inicial, [KWh]

Ya que las pérdidas iniciales en primarios fueron de 11032 [Kwh], las pérdidas del sistema modificado son de:

$$L_{TP} = (669486.9/673536.6)^2 \cdot 11032.15 = 10899.73$$

Por lo tanto, la recuperación total de pérdidas es igual a la reducción en transformadores de distribución más la reducción en circuitos primarios:

$$(13432.98 - 9383.2) + (11032.15 - 10899.73) = 4182.19 \text{ [KWh]}$$

correspondiente al 0.611% de la energía total.

El remplazo adecuado de T/D es posible cuando se tiene conocimiento de los niveles de carga del transformador y cuando se maneja un sistema de administración de carga y de planeamiento de inversiones. En este caso, el remplazo ha sido posible debido a que el proyecto ha partido de la información sobre los consumos de los usuarios de cada transformador y de la curva de carga en la subestación, lo que ha permitido una aproximación bastante buena de las curvas de carga de transformadores de distribución.

El conocimiento de los factores de utilización de T/D permite plantear los reemplazos, de manera conveniente, por equipo que puede ser utilizado de una forma más adecuada. También se debe notar la gran reducción en capacidad instalada, que suele producir considerables disminuciones de los requerimientos de inversión en el sistema de distribución, con la consecuente liberación de recursos financieros para la Empresa.

5.2.3 REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

5.2.3.1 REUBICACION DE TRANSFORMADORES

La simulación de la reubicación de los transformadores, se realiza suponiendo que la carga de los transformadores está uniformemente distribuida y desplazando a los transformadores hacia el centro de carga de su circuito secundario. Ya que se han simulado cargas distribuidas uniformemente en cada poste, basta con desplazar el transformador, hasta el centro de carga del circuito.

Esta simulación, obviamente cambia las funciones de pérdidas en los circuitos secundarios ya que por cada tramo de cada circuito, circula la menor corriente, es decir, la corriente óptima. Al disminuir las pérdidas en circuitos secundarios, se reduce la potencia que debe suministrar el transformador de distribución y por lo tanto sus pérdidas y adicionalmente las pérdidas en circuitos primarios.

La realización de esta simulación es exactamente como la evaluación de pérdidas en circuitos secundarios realizada en el capítulo 4. Las pérdidas totales de energía, Lts-, en este caso son iguales a 9207.59 [KWh], respecto a pérdidas iniciales de 14436.86 [KWh]. La reducción de pérdidas producida es de 5229.27 [KWh], es decir, del 0.764%.

Al considerar que las pérdidas en transformadores y en primarios también se reducen, es necesario realizar el siguiente razonamiento.

- a) Las pérdidas totales en T/D en el sistema inicial fueron de 13432.98 [KWh], de los cuales 9747.49 [KWh] correspondían a pérdidas en vacío y 3685.49 [KWh] a

pérdidas con carga.

- b) La energía total entregada por los circuitos secundarios a otros componentes fue de 645666.71 [KWh], energía que es la misma para los sistemas inicial y modificado. Por lo tanto, la energía entregada a secundarios en el sistema inicial fue de 660103.57 [KWh] y en el sistema modificado es de 654874.3 [KWh].
- c) Las pérdidas con carga en T/D serían iguales a:

$$L_{T/D} = (654874.3/660103.57)^2 * 3685.49 = 3627.33 \text{ [KWh]}$$

lo que produciría pérdidas totales en T/D de 13374.81 [KWh]. Por lo tanto, la energía que sería entregada por los circuitos primarios a transformadores de distribución sería igual a:

$$13374.81 + 654874.3 = 668249.12 \text{ [KWh]}$$

- d) Las pérdidas técnicas en circuitos primarios serían iguales a:

$$(668249.12/673536.6)^2 * 11032.15 = 10859.62 \text{ [KWh]},$$

lo que produce una energía suministrada por la subestación a circuitos primarios igual a 679108.74 [KWh] respecto a una energía inicial de 684568.70 [KWh].

La reducción final que se produce es por tanto igual a 5459.96 [KWh], correspondiente al 0.7976% de la energía total suministrada, reducción que es bastante significativa.

5.2.3.2 RECONFIGURACION DE CIRCUITOS SECUNDARIOS

La reconfiguración de circuitos se refiere al cambio de los tramos entre circuitos secundarios y a su optimización.

Para realizar esta simulación, se ubicaron los puntos de carga (postes) con los valores iniciales de potencia encontrados en el capítulo 4. Puesto que el PRINDIS permite el enlace entre varios circuitos mientras se conserven los circuitos radiales, se procedió a ubicar las cargas hacia los transformadores más cercanos con el calibre de conductor predominante del circuito considerado. De igual forma que en circuitos primarios, no se crearon nuevos nodos, sino que las cargas pasaron a depender de otros transformadores.

Una vez distribuidas las cargas, se corrieron flujos para varias condiciones para cada circuito y se encontraron valores de correlación entre pérdidas y las potencias que ingresan a los circuitos. De esta forma se construyeron las funciones cuadráticas de pérdidas, que fueron evaluadas a lo largo de las curvas de carga diarias.

La integración de estas curvas produjo pérdidas totales de energía, Lts-, iguales a 11729.94 [KWh], que corresponden a una reducción del 0.395% de la energía total.

Al considerar la reducción adicional que se produce en transformadores de distribución y primarios, como en el caso del numeral 5.2.3.1, se obtiene que la energía que debe suministrar la subestación es igual a 681742.13 [KWh], lo que significa que la reducción total de pérdidas es de 2826.57 [KWh], es decir, el 0.413%.

5.2.3.3 CAMBIO DE CALIBRE DE CONDUCTORES

El cambio de calibre responde a la necesidad de reducir la resistencia por unidad de longitud de los conductores al incrementar su diámetro. Ya que un incremento del calibre produce un costo adicional por el material, existe siempre un punto óptimo denominado *conductor económico* para pérdidas que minimiza el costo total de inversión y el asociado con las pérdidas de energía.

Para circuitos trifásicos de bajo voltaje a 210V, los conductores tradicionalmente utilizados son el Cu #2 que es económico en el rango de 28 a 68KVA y el conductor Cu #1/0 que es económico hasta 105KVA {27}. Para potencias menores el conductor óptimo es el Cu #4.

Casi en su totalidad, los conductores en el alimentador C9 responden a esta distribución. Se asumirá que esta es la opción óptima y que no es posible lograr una reducción de pérdidas de energía sin incurrir en costos adicionales.

5.2.4 REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN OTROS COMPONENTES

5.2.4.1 ACOMETIDAS

Las pérdidas en acometidas se deben a la resistencia del calibre de los conductores utilizado. La única posibilidad de reducir las pérdidas es cambiar el conductor #6 por el conductor #4, ya que no es posible físicamente reducir la longitud de las acometidas.

Por otro lado, se considera que el conductor #6 soporta con soltura los requerimientos de corriente de los usuarios residenciales y un cambio al conductor #8 provocaría mayores

pérdidas. Se considera por lo tanto que no es posible en general reducir las pérdidas técnicas en acometidas y que la aplicación del conductor #6 es adecuada.

5.2.4.2 CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

El consumo de alumbrado público representó el 2.77% de la energía suministrada por la subestación o, lo que es lo mismo, el 3.20% de la energía registrada. Se considera que los costos de inversión y mantenimiento en alumbrado público no superan el valor de la energía entregada {18}, por lo que el valor máximo que se puede asignar al consumo de alumbrado público sería aproximadamente del 6.4%.

La Empresa asigna a sus usuarios un monto igual al 10% de su energía registrada por concepto de alumbrado público. Esto significa que la Empresa no tiene pérdidas *financieras* en alumbrado público sino al contrario, una ganancia o recuperación considerable.

Esta afirmación se realiza considerando el servicio de alumbrado en el área de influencia del alimentador C9, que corresponde a un sector más bien céntrico, que dispone de un nivel de iluminación que supera considerablemente los niveles promedio del resto de la ciudad.

5.2.4.3 CONTADORES

Las pérdidas técnicas en contadores se producen por los fenómenos electromagnéticos durante el funcionamiento del equipo que están dados principalmente por el paso de corriente por las bobinas y debido a efectos magnéticos en el freno. La única alternativa de reducción de pérdidas es por tanto la mejora de los aparatos de medición, alternativa que por el momento es descartada.

5.3 Reducción de Pérdidas No Técnicas

La reducción de pérdidas no técnicas requiere de dos actividades específicas:

- Investigación de los usuarios en campo
- Control y auditoría del sistema de registro.

La dificultad fundamental para realizar la primera actividad es el gran área de concesión en la que están distribuidos los usuarios y la característica dinámica en el tiempo de las acciones dolosas. Esta actividad puede tener un tratamiento específico, es decir, usuario por usuario.

La segunda actividad, por el contrario, se refiere al control de la descalibración propia de los medidores de energía y del sistema de registro. Ambos aspectos dependen de una política organizacional de eficiencia administrativa.

En el alimentador C9, el monto de las pérdidas bordea el 3.5% que respecto al 10% de la referencia del sistema de la EEQSA {3}, es bastante bajo. El porcentaje acumulado correspondiente a los usuarios no suscriptores, al fraude y a la descalibración de los medidores (3.24%) puede ser reducido en su totalidad si se realiza sobre todos los usuarios de la población, una investigación como la que se realizó sobre los usuarios de la muestra.

En el capítulo 6 se analiza la conveniencia de un programa hipotético de investigación a todos los usuarios del alimentador C9, para determinar la conveniencia o no de tal operativo. Esta actividad reduciría prácticamente a cero el valor de las pérdidas por estos rubros al localizar todos los usuarios fraudulentos, los conectados directamente y al calibrar adecuadamente los medidores existentes.

Por otro lado, los ingenieros de la EEQSA han calculado informalmente, que el error por falta de lectura puede reducirse a una semana, lo que provocaría una reducción de este error en unas tres cuartas partes aproximadamente.

Al llevar a cabo todas estas actividades, se produciría una reducción de pérdidas de 20185 [KWh], es decir, del 2.94%.

En necesario de todas maneras considerar que la investigación de un gran número de usuarios requiere mayores recursos de personal y equipamiento; con el grupo de pérdidas actual, el contrastador y el sistema de base de datos, es difícil pensar en la investigación de más de 1000 usuarios en menos de 3 meses.

5.4 Control de Pérdidas

Finalmente, se van a comentar los procedimientos generales que la Empresa debe tomar en cuenta para lograr la reducción de pérdidas, al hacer uso de los conceptos sobre *control de pérdidas*.

Como se había mencionado anteriormente, el *control* se refiere a las acciones que la Empresa debe realizar, con el fin de mantener determinados niveles en los parámetros de su sistema, en este caso de las pérdidas. Estas acciones son importantes pues permiten evaluar los métodos y procedimientos que lleva a cabo la Empresa en sus actividades cotidianas.

El control es una de las actividades más importantes de la gestión técnica y administrativa, que enlaza en este caso a la Institución con la sociedad.

5.4.1 CONTROL DE PERDIDAS TECNICAS

Sin duda alguna, la mejor estrategia para el control de las pérdidas eléctricas es el adecuado planeamiento de la operación y de la expansión del sistema eléctrico.

El control de pérdidas técnicas se debe realizar en todos los niveles del sistema, es decir, en la generación, transmisión y distribución. Fundamentalmente, la problemática se da en los sistemas de distribución, que es donde se presentan los altos índices de pérdidas.

El objetivo del planeamiento en los sistemas de distribución es asegurar que el crecimiento de la demanda de electricidad se satisfaga de manera óptima por medio de la adición técnica y económica de componentes al sistema, tomando en cuenta su dinámica de espacio y tiempo.

La característica de la carga de los usuarios es la que define los requerimientos del subsistema de distribución como son los circuitos secundarios, primarios, transformadores y subestaciones. Es por esto que debe insistirse en la importancia que debe darse a la demanda del usuario y a la adquisición de información respecto a ésta.

El planeamiento de los sistemas de distribución conduce a la toma de decisiones de aspectos relacionados con:

1. Niveles de tensión en los diferentes circuitos de distribución primaria y secundaria.
2. Localización, capacidad y área de servicio de las subestaciones.
3. Configuraciones y longitudes convenientes de alimentadores primarios y redes secundarias.
4. Materiales y calibres de los conductores utilizados

5. Tipo, potencia nominal y ubicación de los transformadores de distribución.
6. Aplicación de reguladores de tensión y capacitores
7. Niveles de cargabilidad de los elementos

Estas decisiones deben considerar criterios de calidad de servicio, seguridad y economía. Dentro del ámbito del control de pérdidas técnicas deben considerarse las siguientes actividades:

1. Realización de estudios de diagnóstico del estado de operación del sistema, con opciones de actualización que incluyan el monitoreo.
2. Predicción de la carga en el espacio y el tiempo.
3. Identificación y actualización del inventario de componentes del sistema.
4. Revisión de normas de diseño, que incluye la definición de estándares de utilización y calidad.
5. Actualización del software para estudios de simulación.
6. Implantación de alternativas técnicas de mejoras en operación, como son la mejora del factor de potencia, mejora del balance de las fases, etc.
7. Análisis de costos y beneficios de elementos, operaciones y proyectos.
8. Manejo de demanda e incentivos tarifarios.
9. Administración de carga en los transformadores.

Estas actividades permiten lograr un mayor control sobre el sistema eléctrico, que parte del conocimiento y de la interacción del equipo de profesionales sobre el mismo. Las acciones deben tener un carácter sistémico y organizacional, en el cual participe el personal con empeño, comprometiéndose y tomando en cuenta la importancia de una prestación eficiente del servicio y dentro de esta, de la reducción de pérdidas técnicas.

5.4.2 CONTROL DE PERDIDAS NO TECNICAS

El control de las pérdidas no técnicas se refiere al soporte humano, técnico, físico y legal que posibilita las acciones tendientes a la disminución del hurto de energía y de los errores en los procedimientos de cobro.

5.4.2.1 CONTROL DEL FRAUDE

La actividad más importante en el control de las pérdidas debidas al fraude es la detección de los infractores. La medida principal debe ser un programa de inspección a los abonados en campo y en sus registros dentro del sistema de información.

La inspección de registros es parte de la auditoría de facturación, que consiste en detectar cambios bruscos y sostenidos en los consumos de los usuarios. En el caso de los consumidores grandes, se debe realizar una inspección inmediata de las instalaciones. La auditoría de facturación consiste en un sistema de información que proporciona reportes al discriminar los siguientes casos:

1. Variaciones bruscas en los consumos respecto a los datos históricos.
2. Lecturas fuera del rango, con respecto al estrato de consumo.
3. Consumo de suscriptores que deberían estar desconectados.

Las inspecciones en campo deben realizarse periódicamente a los usuarios que han sido detectados. Por lo tanto, en la Empresa será necesario en poco tiempo, disponer de un sistema de información interactivo con el sistema central, en donde se incluya información sobre pérdidas negras.

Los programas de control de fraudes deben incluir sanciones económicas y morales a los infractores detectados. Esto es, la exposición pública de los usuarios que incurren en fraude mediante publicaciones de prensa, especialmente en el caso de grandes consumidores con capacidad de pago y cuya imagen pública es importante. En el caso de pequeños consumidores, se pueden incluir cortes de servicio temporales. Los cortes deben ser realizados por unidades especializadas, con vehículos en donde se anuncie claramente que se trata de una unidad de corte de servicio a usuarios fraudulentos.

Las sanciones económicas deben tener el soporte de una legislación fuerte que permita la aplicación de multas crecientes con la capacidad instalada y con la reincidencia. Es importante que la aplicación de multas se haga lo más rápidamente posible después de detectarse al infractor, con el objeto de mostrar la capacidad técnica de la Empresa para el control de fraudes y reducir la conciencia de impunidad.

Existen dos tipos de medidas preventivas contra el fraude. La primera se refiere a las instalaciones técnicas como: acometidas protegidas, cajas especiales para medidores, sellos especiales, instalaciones de contadores en la parte externa de las viviendas, protecciones de transformadores de medida, disminución del uso de instalaciones subterráneas, etc.

Un segundo grupo de medidas, se refiere a proporcionar educación al usuario respecto al uso adecuado de energía y al riesgo de incurrir en el fraude, como campañas educativas en los colegios, campañas publicitarias sobre las multas y penalizaciones y sobre los peligros que entraña el contacto con equipo eléctrico por personal no calificado, etc.

5.4.2.2. CONTROL DE USUARIOS NO SUSCRIPTORES

El control de los usuarios no suscriptores consiste en incorporar estos clientes a la categoría de suscriptores regulares. Cuando la empresa tarda demasiado tiempo en la instalación de redes, en sectores de nuevas urbanizaciones o asentamientos, es común que los usuarios se "cuelguen a la red" más cercana, provocando problemas a la Empresa al presentarse daños por instalaciones deficientes, baja calidad del servicio para los suscriptores en las cercanías y problemas para la detección de clientes ilegales.

Es conveniente que la Empresa efectúe el suministro a las comunidades mediante una alimentación única, lo que debe ir acompañado de una administración comunitaria para la recolección de las cuentas de electricidad. Generalmente en estos casos se asigna una tarifa fija y es conveniente que el personal de la Empresa instruya a la comunidad sobre las ventajas de este procedimiento.

En el caso del alimentador C9, no se presentó un número significativo de usuarios no suscriptores. Sin embargo, dentro de la ciudad, es bastante fácil determinar este tipo de usuarios en redes aéreas por las características típicas de estas conexiones. La posibilidad de realizar operativos sencillos con miras a determinar usuarios no suscriptores es adecuada y generalmente produce recuperaciones atractivas.

5.4.2.3 CONTROL DE DESCALIBRACION

El remplazo de medidores defectuosos o su recalibración es posible únicamente cuando se los ha detectado. Los programas de revisión de medidores se deben efectuar con criterios técnicos determinados y se debe actuar en forma específica. La revisión de los medidores tiene el siguiente orden de

prioridad dentro de la Empresa:

1. Centrales de Generación
2. Puntos de ventas en bloque
3. Subestaciones
4. Grandes consumidores
5. Clientela masiva

En cada categoría, siempre se debe procurar revisar los medidores más antiguos primero. Adicionalmente, las Empresas deben mantener políticas rigurosas de control de calidad en la fabricación de medidores.

La Empresa debe estudiar la posibilidad de introducir poco a poco un sistema de administración de contadores, incluyendo campos en su sistema de información para el registro de la fecha de instalación de los contadores y/o fechas de remplazo.

5.4.2.4 CONTROL DEL PROCESO DE REGISTRO

Los programas de control de los procesos de registro suelen presentar algunas de las siguientes sugerencias:

1. Rotación de los lectores en diferentes rutas, con el fin de evitar fraudes con la complicidad de éstos.
2. Supervisión de los procesos de lectura para asegurar que los lectores anoten los registros reales de los medidores.
3. Instalación de los medidores en lugares visibles fuera de las instalaciones del cliente.
4. Implantación de métodos de lectura automatizada.
5. Estímulo a lectores que descubren irregularidades, mediante premios, comisiones y otros incentivos.

■ ■ ■ ■

En este capítulo se han analizado las posibilidades técnicas y logísticas de reducción de pérdidas en el alimentador C9 y se han planteado recomendaciones generales sobre los mecanismos de control de pérdidas.

Es muy importante considerar que el análisis desarrollado sobre el alimentador C9 ha sido posible gracias al conocimiento del diagnóstico completo de pérdidas sobre el circuito. Poco a poco, la Empresa debe ingresar en un proceso de sistematización, que incluya un mayor conocimiento sobre la ubicación y el nivel de demanda de los usuarios, las características de los circuitos y el diagnóstico de pérdidas técnicas y negras de todo su sistema, como se ha conseguido determinar en este proyecto. Sin esta información, la definición de acciones acertadas respecto al control y al planeamiento se complica.

Capítulo 6

Evaluación Económica y Financiera

6.1 Introducción

En el capítulo anterior se analizaron las posibles alternativas que la Empresa puede considerar para lograr la reducción de pérdidas, en términos de acciones específicas. Dichas alternativas señalaron únicamente las posibilidades técnicas sin tomar en cuenta su costo.

Previa la toma de decisiones por parte de los ejecutivos, la Empresa debe seleccionar las alternativas que satisfagan los requerimientos tecnológicos y que produzcan los mayores beneficios económicos.

En este capítulo se realiza el análisis económico y financiero para determinar la conveniencia de las alternativas que se plantearon en el capítulo anterior y que fueron consideradas individualmente. Este análisis es una condición necesaria para poder establecer conclusiones y recomendaciones objetivas en lo referente a la temática de pérdidas y al caso en consideración.

Aunque en general el análisis económico y financiero puede emprenderse con mucha profundidad y precisión, en este estudio se desarrollará de forma simplificada, debido a que no se dispone de información completa y exacta sobre los costos que se involucran en el análisis. En el capítulo se presentan los indicadores referenciales sobre la conveniencia de tomar acciones al interior de la Empresa, respecto a las pérdidas eléctricas del alimentador C9.

Primeramente se exponen ciertas herramientas y criterios de ingeniería económica que son usados con frecuencia en el análisis económico y financiero. Posteriormente se realiza un breve estudio de las alternativas de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas del alimentador.

6.2 Elementos de Análisis

6.2.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La mayor parte de decisiones en los negocios se toman mediante la selección de la que se crea la mejor de varias alternativas posibles de acción. Los problemas de este tipo se denominan por consiguiente "*Problemas de selección de alternativas*". En una gran cantidad de estos problemas, se llega a la decisión en forma intuitiva; esto es, no existe un esfuerzo sistemático para definir, medir y pesar las ventajas o los inconvenientes de las alternativas posibles. Muchas veces, en el ámbito del sector eléctrico, los ejecutivos toman decisiones intuitivas porque posiblemente no están al tanto de otra forma de llegar a ellas, o también, por la muy buena razón de que el problema es de aquellos en los cuales no es posible realizar el intento sistemático de pesar las alternativas, bien sea porque el procedimiento no es útil o porque no es posible.

En otras situaciones, por otro lado, es posible reducir a términos cualitativos algunas de las consecuencias de las alternativas y pesar esas consecuencias de una manera más o menos sistemática. Usualmente este proceso involucra la consideración de *costos*.

La evaluación económica se refiere a identificar los costos y beneficios que representa un flujo neto para la sociedad y de esta manera, medir el rendimiento del proyecto en términos de recursos para las entidades e individuos en conjunto.

La evaluación financiera por el contrario, procura estimar el rendimiento de un proyecto según los recursos monetarios para la empresa, dependiendo de su entorno financiero. En la evaluación financiera, la evaluación de los costos y beneficios se realiza utilizando los precios de mercado establecidos para cada proyecto en particular.

En el presente estudio se emplea el método de evaluación según la relación beneficio/costo. La utilización de esta metodología responde a las recomendaciones de los organismos internacionales de crédito, que son los que financian una proporción considerable de los proyectos dentro del sector eléctrico {48}{49}.

Un proyecto se considera atractivo, cuando los beneficios derivados de su implantación exceden a los costos asociados. Por lo tanto, el primer paso en el análisis beneficio/costo es determinar qué elementos constituyen beneficios y cuáles costos. Los *beneficios* son ventajas en términos de dinero que recibe la Empresa. Los *costos* son los gastos anticipados para construcción, operación, mantenimiento, etc, menos cualquier valor de salvamento del equipo.

En algunas ocasiones, no es posible asignar un valor a todos

los beneficios o costos que están presentes. Estas consideraciones no cuantificables deben incluirse en la decisión final como se hace en otros métodos de análisis. De todas maneras, los resultados de un análisis beneficio/costo correcto deben coincidir con los resultados proporcionados por otros métodos de análisis como valor presente, valor anual equivalente, o tasa de retorno sobre la inversión incremental.

Previo el cálculo de la relación B/C, todos los beneficios y costos que se utilizarán en el cálculo deben convertirse a una unidad monetaria común.

Al calcular la relación beneficio/costo para una alternativa dada, es importante darse cuenta que los beneficios y los costos utilizados en el cálculo representan los incrementos o las diferencias entre dos alternativas. Este caso siempre se dará, puesto que no hacer nada es a veces una alternativa aceptable.

Cuando debe seleccionarse una alternativa de entre varias mutuamente excluyentes, se requiere una evaluación de alternativas múltiples. En este caso, es necesario llevar a cabo un análisis de beneficio/costo incremental {4}.

6.2.2 COSTOS DE LOS PROYECTOS

Los costos de los proyecto son de dos tipos:

- Costos de inversión
- Costos de operación y mantenimiento

Los costos de inversión dependen del proyecto en particular y deben ser presentados en precios constantes del año base. Es conveniente desglosar los costos de inversión en las siguientes categorías:

- Materiales y equipos
- Mano de obra
- Imprevistos
- Subsidios e impuestos

En este estudio se considerará el costo anual equivalente de cada alternativa específica.

6.2.3 BENEFICIOS DE LOS PROYECTOS

6.2.3.1 BENEFICIOS POR REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS

La reducción de pérdidas técnicas está determinada por la diferencia entre el monto de estas pérdidas con y sin proyecto. Debe realizarse un análisis por separado de cada obra o proyecto que podría ser implementado, procedimiento que se ha adoptado en este análisis. Adicionalmente se debe considerar que las alternativas pueden recibir un tratamiento diferente si se considera que son excluyentes o no.

El primer paso es la determinación de la recuperación de pérdidas de potencia y energía en [KW] y [Kwh]. Posteriormente se valorar dicha recuperación en unidades monetarias constantes a precios sociales. Se evalúa cuánto cuesta a la sociedad como tal producir un [KWh] de energía, o disponer de un [KW] de potencia. Estos beneficios representan la reducción de los requerimientos de potencia y energía en la expansión del sistema para un horizonte de tiempo dado.

En este sentido, de una manera amplia, se recomienda el uso del concepto de *costo marginal de largo plazo*, que es el costo incremental de los ajustes requeridos en el plan de expansión y en la operación del sistema eléctrico para efectos de atender el incremento futuro de la demanda.

Se entiende como *costo marginal* al cambio en los costos totales cuando se presenta un cambio pequeño en la demanda y son costos que pueden cambiar de acuerdo con las circunstancias sociales y en el tiempo. En el caso de la energía eléctrica, se deben diferenciar los costos marginales a corto y largo plazo. Los costos a corto plazo dependen del sistema de generación dada, ya que cambios en la demanda son atendidos mediante los esquemas de despacho de carga. Por el contrario, a largo plazo, los costos marginales dependen de adiciones secuenciales en la oferta de potencia y energía, lo que involucra nuevas obras de expansión en generación, transmisión y distribución. Se suele considerar indistintamente los términos "marginal" e "incremental", debido a que ambos representan las variaciones en los costos respecto a variaciones en la demanda.

Para la valoración de las pérdidas técnicas en términos económicos, se introduce el concepto de *costo marginal relevante*, que es el costo marginal acumulado en términos de costo incremental promedio de largo plazo. Este se toma como el costo que debe ser aplicado al proyecto y es igual al costo hasta el nivel de tensión superior al proyecto. Por ejemplo, si el proyecto se realiza a 6.3 [KV], el costo marginal debe ser considerado a 46 [KV], que es el costo de entregar energía a la red de 6.3 [KV].

Para el presente proyecto se considerarán los siguientes costos marginales para el sistema de distribución {3}:

Ahorro de Potencia: 134 [US\$/KWh-año]

Ahorro de Energía: 3.6 [USc/KWh-año]

Los beneficios por la reducción de pérdidas técnicas son iguales a aquellos producidos por la reducción de energía más los producidos por la reducción de potencia:

$$BRT = CMRe.Se + CMRp.Sp \quad (6.1)$$

donde:

BRT: Beneficio por reducción de pérdidas técnicas [S/.]

CMRe: Costo marginal relevante de energía [S/./KWh]

Se: Ahorro de energía [KWh]

CMRp: Costo marginal relevante de potencia [S/./KW]

Sp: de potencia [KW]

6.2.3.2 BENEFICIOS POR REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS

Los beneficios por reducción de pérdidas no técnicas que se analizan en el presente estudio hipotéticamente, se obtienen planteando una alternativa que considera:

- Conexión de usuarios no suscriptores colgados a la red
- Recalibración de contadores y reemplazo de equipos a usuarios suscriptores.
- Reparación de medidores de usuarios fraudulentos

Los usuarios que quedan legalmente conectados tienen un consumo elástico, por lo que disminuyen su consumo. Dicha disminución se traduce en un ahorro que se valora en términos de costo marginal, considerando los costos incrementales.

Las inversiones que involucra la reducción de pérdidas no técnicas dependen del programa de inversiones, el cual es catalogado generalmente por estratos y clases de consumidores. La reducción del consumo será mayor para estratos de más alto consumo y es posible que estos estratos sean en los cuales los proyectos son más rentables {48}{49}.

Cuando se plantean proyectos globales de pérdidas, es decir proyectos de pérdidas técnicas y no técnicas sobre un circuito dado, es conveniente analizar los programas en forma secuencial. Primeramente se analiza el programa de reducción

de pérdidas no técnicas y el programa de pérdidas técnicas se evalúa considerando la reducción obtenida en pérdidas no técnicas. Esta alternativa es consistente cuando se diseñan dos proyectos de simultánea aplicabilidad. Sin embargo, cuando se quiere analizar la conveniencia de varias alternativas de reducción de pérdidas técnicas, y otras de pérdidas no técnicas (caso de este estudio), se prefiere analizar las alternativas independientemente [26]. Nótese que los beneficios de un proyecto que contemple varias alternativas no son iguales a la suma de los beneficios de cada proyecto particular.

Los beneficios económicos que se obtienen en la reducción de pérdidas no técnicas pueden ser divididos en dos componentes:

- a) El beneficio producido por la reducción del componente técnico, que se cuantifica multiplicando la reducción de los [KWh] por su costo marginal calculado a nivel de tensión del usuario.
- b) El beneficio por la reducción de pérdidas no técnicas, que constituye el aumento de los ingresos monetarios por el cobro de la energía que antes era evadida.

6.3 Esquema de Análisis

El proceso global de evaluación económico-financiera incluye los siguientes pasos, suponiendo de que se dispone del balance total de pérdidas del sistema y de las reducciones producidas por cada alternativa:

1. Recopilación de información sobre costos. Consiste en la determinación de los costos de energía que son utilizados en las diferentes operaciones de la Empresa.

Incluye las cuentas y presupuestos de costos de inversión de materiales y equipos, costos indirectos, así como los pliegos tarifarios y costos energéticos de generación, compra y de venta de energía.

Los datos referentes a costos se muestran en el apéndice 5.

2. Cálculo de los costos. Se refiere a la evaluación de los costos que intervienen en los proyectos específicos, en moneda constante.
3. Determinación de los beneficios por reducción de pérdidas negras. Se realiza considerando la diferencia entre los montos de las pérdidas con y sin proyecto, asignando un valor monetario a esta diferencia de energía. Este beneficio incluye el aumento de la recaudación de la energía consumida, más el beneficio por la disminución del consumo de los usuarios legalizados.
4. El cálculo de indicadores para los proyectos de pérdidas no técnicas, que significa obtener los valores y las relaciones financieras que muestran la conveniencia o no del proyecto.
5. Cálculo de los beneficios por reducción de pérdidas técnicas, que se realiza para el sistema una vez incluido el proyecto de reducción de pérdidas negras.
6. Cálculo de los indicadores para los proyectos de pérdidas técnicas.

Existen estudios más completos que incluyen dos aspectos adicionales:

- a) Análisis distributivo. Significa determinar los sectores de la sociedad que se beneficiarían con la implementación del proyecto.
- b) Análisis de sensibilidad y riesgo. Se refiere a determinar la variación que se tendría en los indicadores cuando se producen cambios de las variables supuestas.

6.4 Evaluación Económica

6.4.1 PERDIDAS NO TECNICAS

La alternativa que este estudio analiza respecto a pérdidas negras, consiste en la investigación en campo de todos los usuarios del alimentador C9, lo que anularía las pérdidas por descalibración de medidores, fraude y usuarios no suscriptores.

Al realizar esta investigación, la reducción de pérdidas que se produciría es de 3.21% de la energía total. En el Cuadro 5.1 se muestra el análisis económico correspondiente:

Alternat.	Rec.Energía		Rec.Potencia		Benef.anual	Costo Tot.	Costo anual	B/C	
	Z	[KWh/año]	[S./año]	[KW]					[S./año]
Investig.	3.24	266788.5	19208775	88.5	5931703	25140479	83269200	14737316	1.71

Cuadro 6.1: Análisis Económico de Pérdidas No-Técnicas

En este cuadro se observa la conveniencia de esta alternativa de reducción al encontrar una relación beneficio/costo mayor que uno. Para determinar la recuperación anual de energía se parte de la reducción desarrollada en el capítulo 5, que indicaba el monto mensual de energía que se podía reducir. Al multiplicar por 12 y asignar el costo marginal anteriormente mencionado, se encuentra la recuperación anual en sucres.

Para determinar el beneficio por potencia, las referencias indican que la *elasticidad precio* de la energía fraudulenta es de 0.25 {3}, lo que quiere decir que los usuarios a los que se les legaliza, o a los que se les corrige fraudes considerables, dejan de consumir un 25% de la energía que consumían. Por lo tanto, se produce una reducción en el pico de carga, lo que representa un beneficio por potencia. Este beneficio se traduce a sucres al aplicar el costo del KW.año que se indicó anteriormente.

Para determinar el costo anual de la alternativa, se calcula en primera instancia el costo total del proyecto, según los valores que se indican en el Apéndice 5. Para todas las alternativas que se van a considerar, se calcula el costo equivalente anual del proyecto mediante la expresión:

$$VA: VP \frac{i}{1 - (1-i)^{-n}} \quad (6.2)$$

donde:

VA: Valor anual equivalente del proyecto, [S/.]

VP: Valor del proyecto, igual al costo de inversión, ya que los proyectos no consideran egresos por operación y mantenimiento, [S/.]

i: Tasa de descuento, 12%

n: Tiempo de duración del proyecto. En todos los casos se considerará un valor de 10 años.

El cálculo de los costos involucrados en las alternativas, se realiza a partir de la información disponible sobre costos a precios de septiembre de 1993 {35-40}, y se considera una tasa de cambio de 2000 sucres por dólar {48}.

A pesar de que la alternativa planteada es conveniente, no es realizable debido sobre todo a la disponibilidad de personal y de equipo en la Empresa. Al hacer una reflexión

sobre las estadísticas de tiempo mostradas en el apéndice 4, se puede observar que con el único contrastador de la Empresa, sería imposible investigar los 4700 medidores de los usuarios del alimentador; esto se debe en parte, a que el uso fundamental del equipo se usa fundamentalmente para el control de calidad de los medidores nuevos que van a ser instalados en el sistema.

Adicionalmente, la Empresa no cuenta con el personal para esta actividad. El personal del Laboratorio puede dedicar a las actividades sobre pérdidas únicamente en las tardes y esporádicamente.

6.4.2 PERDIDAS TECNICAS

En el Cuadro 6.2 se muestra la evaluación económica de las pérdidas técnicas. Para el análisis de cada alternativa se han conservado los criterios expuestos anteriormente. Los valores de costos utilizados corresponden a las referencias citadas anteriormente, considerando cada alternativa individualmente.

Alternat.		Rec.Energia	Rec.Potencia	Benef.anual	Costo Tot.	Costo anual	B/C		
	X	[KWh/año]	[KW]	[\$/año]	[\$/.]	[\$/.año]			
CIRCUITOS PRIMARIOS									
Reconf.	0.361	29758.4	2142608	9.88	2646564	4789173	14563111	2577438	1.858
CCalib.	0.556	45798.7	3297506	15.2	4073103	7370609	39211016	6939723	1.069
Capac.	0.202	16633.1	1197584	5.52	1479264	2676848	17928274	3173018	0.843
CV23	1.4	122689.8	8833665	40.7	10911405	19745070	502794407	88986565	0.221
CV13	1.2	106221.4	7647938	35.2	9446787	17094725	377095805	66739924	0.256
TRANSFORMADORES									
CKVA	0.61	50311.0	3622396	16.7	4474408	8096804	36950400	6539630	1.238
CIRCUITOS SECUNDARIOS									
Reub.T/D	0.797	65676.1	4728679	21.8	5840897	10569576	37525606	6641432	1.591
Reconfig.	0.413	34007.3	2448526	11.3	3024436	5472962	7622672	1349091	4.056

Cuadro 6.2: Análisis Económico de Pérdidas Técnicas

Se puede observar que no todas las alternativas son atractivas. Por ejemplo, no convendría realizar el cambio de voltaje; esto es lógico, debido a que esta opción se aplica generalmente en redes demasiado viejas que deben ser prácticamente reconstruidas y en áreas con gran demanda. Se puede ver que tampoco conviene la instalación del banco de capacitores.

6.5 Sistema Modificado

Para finalizar este estudio, se calculan las pérdidas del sistema modificado considerando los resultados del Cuadro 6.2, aplicando diversas alternativas de reducción simultáneamente. Se requiere efectuar primeramente ciertas consideraciones.

- a) Para que una alternativa sea considerada, es necesario que su relación beneficio/costo sea mayor que uno.
- b) No es posible aplicar la alternativa de pérdidas negras sobre el alimentador C9, por razones de disponibilidad de personal y equipo. Por lo tanto, las pérdidas negras quedan inalteradas y todos los usuarios consumen la misma cantidad de energía que en el sistema inicial.
- c) Las alternativas que hacen referencia a etapas diferentes del proceso de distribución de energía no son excluyentes; se pueden realizar simultáneamente. Por ejemplo, se pueden cambiar los calibres de los conductores en los primarios, cambiar las capacidades nominales de los transformadores y reconfigurar los circuitos secundarios.
- d) Las dos alternativas factibles para circuitos primarios no son excluyentes.
- e) Las alternativas para circuitos secundarios son excluyentes debido a que se refieren a lo mismo. En el primer caso, la reubicación de T/D pretende llevar estos

al centro de carga de los circuitos sin alterar los tramos de los conductores. En el segundo, la reconfiguración se refiere a modificar la disposición de tramos de conductores para que los transformadores estén en el centro de carga sin moverlos.

Por lo tanto, la alternativa final que se simulará incluye los siguientes pasos:

- Reconfiguración del alimentador
- Cambio de calibre en primarios
- Cambio de capacidades nominales de los T/D
- Reconfiguración de circuitos secundarios

Para realizar la simulación, se parte de las etapas más lejanas del proceso, es decir, desde los secundarios.

6.5.1 REDUCCION EN SECUNDARIOS

La energía que los circuitos secundarios entregaron a otros componentes en el sistema inicial fue igual a 643174.69 [KWh]. En el sistema modificado esta energía es la misma, pues no se ha producido ninguna reducción en las etapas posteriores. Al reconfigurar los circuitos secundario, se obtiene una reducción de pérdidas de 2833.94 [KWh] respecto a pérdidas iniciales de 14436.86 [KWh], lo que significaría que las pérdidas son de 11602 [KWh]. Por lo tanto, la energía que entregan los transformadores de distribución a circuitos secundarios es de 654777.6 [KWh].

6.5.2 REDUCCION EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Al cambiar las capacidades nominales de los transformadores de distribución, las pérdidas obtenidas eran del 1.351% de la energía total entregada por la subestación al sistema i-

nicial, respecto a pérdidas de 1.962%. Esto significa que las pérdidas en transformadores de distribución del sistema modificado son del 1.401 de la energía que estos entregan a los secundarios; puesto que este valor ya es conocido debido al cálculo realizado en el apartado anterior, se encuentra que las pérdidas en T/D del sistema modificado son ahora de 9173.9 [KWh] y la energía que los primarios entregan a los transformadores de distribución es igual a 663951.5 [KWh].

6.5.3 REDUCCION EN CIRCUITOS PRIMARIOS

Para determinar la reducción de pérdidas que se produce en circuitos primarios, es necesario reconfigurar el circuito y cambiar los calibres simultáneamente. Para ello se utilizó nuevamente el programa PRINDIS.

Al simular el circuito, se encuentra que la reducción de pérdidas en primarios es igual a 0.7955% de energía total suministrada por la subestación a primarios en el sistema inicial. Esto significa que las pérdidas serían del 0.816% de la energía total, o lo que es lo mismo, del 0.829% de la energía que los primarios entregan a los transformadores de distribución. Puesto que este valor ya se calculó para el sistema modificado, las pérdidas en circuitos primarios son de 5504.16 [KWh] y la energía que la subestación debe entregar a los circuitos primarios es igual a 669455.66 [KWh], respecto a 684568.7 [KWh] del sistema no modificado.

La reducción total de pérdidas es igual a 15113.04 [KWh], es decir, el 2.2% de la energía total del sistema inicial.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones Generales

- a) Las pérdidas de energía son un componente intrínseco de los sistemas eléctricos que debe ser considerado como un indicador de su eficiencia operativa.
- b) Es posible reducir las pérdidas de energía si previamente se desarrollan estudios de diagnóstico para cuantificarlas. La reducción de pérdidas representa beneficios económicos para las empresas distribuidoras y para la sociedad como conjunto.
- c) La implementación de programas de control de pérdidas es una prioridad dentro del sector eléctrico por la necesidad de realizar la prestación del servicio en una forma eficiente. Para esto, toda empresa eléctrica debe tomar conciencia de la importancia del control de pérdidas y brindar el apoyo necesario al personal encargado de esta actividad.
- d) La reducción de pérdidas técnicas en sistemas de distribución debe centrar su atención en las causas de di-

chas pérdidas: el diseño inadecuado de las redes y sobre todo, la deficiente administración operativa del sistema.

7.2 Conclusiones Específicas

El desarrollo del presente estudio demuestra que:

- a) Es posible realizar la evaluación y discriminación de las pérdidas técnicas por componentes y de las pérdidas negras por causas en alimentadores primarios aéreos, lo que significa el poder plantear balances energéticos completos para estos subsistemas.
- b) La toma de decisiones acertadas respecto al funcionamiento óptimo del sistema, depende de la disponibilidad de información sobre su estado de operación y sobre las características de la demanda de sus consumidores. La metodología contempla este proceso y es por esto que su aplicación proporciona información valiosa para el control y planeamiento.
- c) La metodología permite plantear alternativas específicas de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas y evaluar su conveniencia económica.
- d) Debido a la característica dinámica del sistema eléctrico, se requiere actualizar sistemáticamente los datos sobre los usuarios y sobre las redes, con el objeto de desarrollar estudios y evaluaciones en forma rutinaria y confiable.
- e) La metodología de evaluación diseñada puede ser aplicada a otros alimentadores aéreos del sistema de la EEQSA con un error general del método del 0.76%.

- f) Al aplicar la metodología sobre otro alimentador sin evaluar las pérdidas no técnicas, se puede calcular su monto global con un error menor al 10.6%. De igual forma, si se aplica la metodología y no se evalúan pérdidas técnicas, su monto global puede ser calculado con un error cercano al 4%.
- g) Las pérdidas técnicas y no técnicas globales en un alimentador pueden diferir considerablemente de los promedios de pérdidas del sistema, lo que muestra la importancia del estudio específico a este nivel.
- h) Desde el punto de vista económico, no es conveniente implementar acciones de reducción de pérdidas negras sobre los usuarios del alimentador C9, debido a su monto reducido (3.6%) y a las limitaciones de personal y equipo de la Empresa. En este alimentador es preferible realizar acciones tendientes a reducir las pérdidas técnicas.
- i) Para el alimentador C9 no es conveniente la aplicación de capacitores ni la realización del cambio de voltaje en circuitos primarios.

7.3 Recomendaciones

Para la reducción de pérdidas en el caso de estudio, se recomienda:

- a) Realizar la reconfiguración del alimentador en los tramos señalados y el cambio de calibres en los conductores.
- b) Estudiar las posibilidades logísticas de realizar la reconfiguración de los circuitos secundarios, así como

los cambios de las capacidades nominales de los transformadores.

- c) Instalar medidores a los clientes que la investigación de la muestra encontró como usuarios no suscriptores, así como cobrar las multas correspondientes y realizar un seguimiento a los usuarios fraudulentos detectados.

Para el manejo de las pérdidas dentro de la Empresa se recomienda:

- a) Realizar estudios similares en otros alimentadores del sistema, preferentemente, en los que se sospecha tienen altos niveles de pérdidas.
- b) Brindar todo el apoyo que requiera el Grupo de Pérdidas Negras para la optimización del desempeño en sus actividades.
- c) Patrocinar la modificación de la legislación existente sobre el hurto de energía, con sanciones ejemplarizadoras que desincentiven estas actividades.
- d) Brindar incentivos al personal que identifique contrabandos de energía.
- e) Realizar campañas de educación a la ciudadanía sobre los peligros que entrañan las acciones fraudulentas y la manipulación de las instalaciones eléctricas por personal no calificado.
- g) Apoyar los programas que incluyan el manejo sistemático de la información que generan las operaciones de la Empresa, para lograr la adecuada administración del sistema eléctrico.

Apéndice 1
EL ANALIZADOR AEMC 3950

Este analizador es un dispositivo electrónico portátil, completamente programable, de gran exactitud, que realiza mediciones de variables eléctricas en sistemas monofásicos y trifásicos. Los datos de las mediciones realizadas son presentados en una pantalla alfanumérica LCD y almacenados en una memoria RAM para obtener salidas a impresora o a un computador a través de un puerto serial, mediante la interfase RS232-C.

El modelo 3950 mide las siguientes variables instantáneas por fase:

- Voltaje rms [V]
- Corriente rms [A]
- Potencia aparente [VA]
- Potencia activa [W]
- Potencia reactiva [VAR]
- Factor de potencia, 0 a 100% en adelanto o atraso
- Frecuencia, 0 a 100 [Hz]

Las mediciones pueden realizarse por fase o para el sistema total. Factores de escala permiten al instrumento medir y almacenar los valores presentes en los primarios de los transformadores de corriente y potencial. Las mediciones de energía activa [Wh] y reactiva [VARh] pueden ser realizadas mediante una integración definida por el usuario, con períodos determinados de tiempo o según pulsos externos.

Una memoria interna RAM permite al 3950 almacenar más de 3560 valores de mediciones. La memoria es conservada mediante una batería de litio y pueden obtenerse 8 valores máximos y mínimos derivados de cada función; la salida provee adicionalmente del dato de tiempo al cual se realizó la medición. El 3950 puede ser programado para almacenar valores en la RAM con un intervalo de tiempo de 1, 5, o 10 minutos y puede ser conectado a la red de 110-220V, o puede operar con batería recargable para más de 24 horas. En el Cuadro A1.1 se presentan las especificaciones fundamentales del aparato {1}.

FUNCION	RANGO	PRECIS.
Voltaje	10-99.99V	±0.5%
	100-600V	±0.2%
Corriente	2-19.99A	±0.5%
	20-1999A	±0.2%
Potencia activa	0-999.9MW	±0.3%
Frecuencia	25-999.9Hz	±0.1%
Potencia aparente	0-999.9MVA	±0.3%
Potencia reactiva	0-999.9MVAR	±0.3%
Factor de potencia	0-0.5 ad. o atr.	±0.001%
Energía activa	0-999.9MWh	±0.3%
Energía reactiva	0-999.9MVARh	±0.3%

Cuadro A1.1: Especificaciones del analizador 3950.

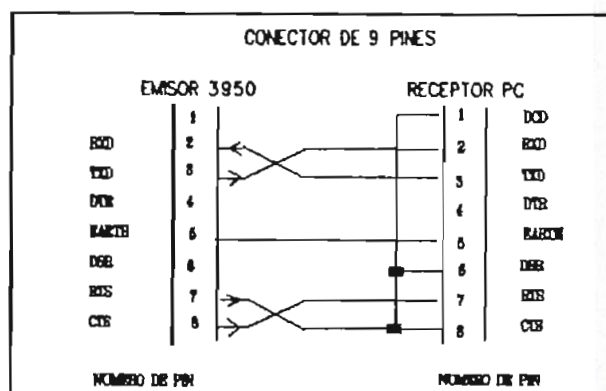
Apéndice 2 EL PROGRAMA DE ADQUISICION APS

El 3950 posee la opción de lectura de la memoria RAM, mediante la cual se descarga los datos almacenados a través del pórtico RS232C de 9 pines. Para recibir los datos, se requiere la interfase RS232 que se conecta al pórtico serial del computador.

Como parte del proyecto, se construyó la interfase y se diseñó el programa Administrador de Pórticos Seriales, APS. Dicho programa fue elaborado en Lenguaje C, y es un paquete amigable que presente varias opciones de transmisión.

La interfase RS232 se diseñó para transmisión por cable de 9 hilos, según el estándar EIA. El protocolo de comunicaciones considera un bit de inicio, 7 bits de datos, un bit de paridad y un bit de parada. La conexión utilizada se presenta en la Figura A2.1

#	Símbolo	Descripción
2	RXD	Receptor de datos
3	TXD	Transmisor de datos
4	DTR	Terminal preparado
5	Earth	Retorno común
6	DRS	Datos preparados
7	RTS	Pide envío de datos
8	cts	Reset para envío



Cuadro A2.1: Asignación de Pines de la Interfase

Figura A2.1: Conexión Estándar de la Interfase RS232-C

La pantalla del APS presenta opciones configuración, transmisión y archivo. La configuración utilizada se presenta en el Cuadro A2.2

VARIABLE	ESTADO
Paridad	Par
Bit de datos	7
Bit de Inicio	1
Bit de Parada	1
Velocidad	1200 baudios
Estado	Recepción

Cuadro A2.2: Configuración del APS

El APS tiene la opción se grabar los datos en archivos diferentes. Estos archivos se graban como genéricos en código ASCII, lo que permite su captura mediante hojas electrónicas.

Apéndice 3 EL PROGRAMA PRINDIS

A3.1 CARACTERISTICAS GENERALES

El programa permite manejar redes aéreas de distribución de forma sistemática tanto para la etapa de diseño, como en la operativa. El programa escrito en lenguaje C, es de tipo amigable e interactivo.

En el proceso interactivo que maneja el programa, se tienen las siguientes funciones:

- a) Funciones de mantenimiento. Son las rutinas que administran la información de cada una de las entidades de la base de datos, borra información, o modifica la información existente mediante edición.
- b) Funciones de consulta. Son las rutinas que permiten obtener la información de la base de datos así como los resultados de los programas de aplicación, pero que no tienen la opción de modificarla.
- c) Funciones de operación. Son rutinas que utilizan la información de algunos registros de la base de datos. En esta opción se copian los datos de una empresa o sistema particular para simular su operación en diferentes condiciones, sin alterar los datos de la base.
- d) Funciones de reportes. Permiten obtener información sobre el sistema en análisis en pantalla o impresora, así como grabar esta información en archivos de texto.
- e) Funciones específicas. Son programas para el cálculo de flujos radiales trifásicos de carga, y el perfil de voltaje de un alimentador. También incluye el programa de Carson que calcula los valores de la matriz de impedancias de Carson y la matriz de impedancias de secuencia para una determinada configuración de conductores.
- f) Funciones operacionales. Son menús y submenús que presentan una gran cantidad de opciones, las mismas que pueden ser escogidas de una manera sencilla; también son los mensajes de rutina y ayudas que orientan al usuario a la utilización eficiente de los programas.

A3.2 SETEO DEL PROGRAMA PARA EL ESTUDIO DE PERDIDAS

Datos de la Opción Sistemas:

- . Nombre de la Empresa: Se denominará EEQSA
- . Número máximo de iteraciones: es el número de iteraciones que realiza el programa de flujos como máximo. Debe ser un valor entre 1 y 50, y se escogerá el valor de 50.
- . Potencia Base (MVA): es un valor entre 0.01 y 1000.0 MVA, y debe ser monofásica. Se escogerá el valor de 100MVA.
- . Criterio de convergencia : es el criterio utilizado por el programa de flujos, para saber si se ha alcanzado la convergencia, y es un valor comprendido entre 0.001 y 0.000001. Se escogerá el valor de 0.0001.

Datos de la Opción Subestaciones:

- . Voltaje nominal S/E (kV) fase neutro: Se ingresará el valor en kV del voltaje nominal fase neutro del alimentador escogido. 6.3KV.
- . Voltaje máximo permitido en pu: es el valor máximo del módulo de voltaje en pu, que se utiliza para determinar si un Nodo está con sobrevoltaje. Puede variar entre 0.9 pu y 1.1 pu. Se escogerá el valor de 1.05.
- . Voltaje mínimo permitido en pu : es el valor mínimo del módulo de voltaje en pu, que se utiliza para determinar si un Nodo está con bajo voltaje. El valor puede estar entre 0.9 pu a 1.1 pu. Se escogerá el valor de 0.95.

Datos de la Opción Alimentadores:

- . Tasa de crecimiento del alimentador (%): Debido a que el estudio es en corte transversal en el tiempo, se considerará la tasa con datos actuales a 0%.
- . Código del Nodo de la Subestación:
- . Tiempo de estudio en años: Se ingresará el valor de 0.
- . Factor para demanda mínima: valor entre 0.1 y 1.0 Se utilizará un factor tal que la potencia resultante del flujo sea igual a la potencia indicada por las corrientes o potencias de la curva de carga.

Datos de la opción Nodos:

- . Código del Nodo: Código de las coordenadas en la base geográfica.
- . Descripción del Nodo: Se ingresará un nombre.
- . Fases del Nodo (ABC). Siempre se considerarán circuitos trifásicos cuando las fases de la energía suministrada sean lo suficientemente balanceadas.
- . Potencias activas de carga de las fases A, B y C en kW: Depende de las potencias obtenidas en el estudio de estimación de demanda en los nodos de transformadores de distribución.
- . Potencias reactivas de carga de las fases A, B y C en kVAR: El factor de potencia asumido depende del tipo de usuario.

Datos de la opción Líneas:

- . Código del nodo de envío.
- . Código del nodo de recepción.
- . Tipo de Sección: Indica un código que representa el tipo y calibre de conductor en cada tramo.
- . Estado de conexión (0/1): 0 si la sección está desconectada y 1 si está conectada, opción que es importante para las actividades de simulación.

Apéndice 4
TIEMPOS DE OPERACIONES

Durante este estudio se llevan a cabo varios procesos que involucran un tiempo determinado. A continuación se presentan los datos fundamentales:

PROCESO	#PERSONAS	CANT.	UNIDAD
Levantamiento de Circuitos Primarios	1	10	h/Km
Trazado de rutas			
Calibres y número de fases			
Características de T/D			
Equipo de Seccionamiento			
Levantamiento de Circuitos Secundarios	1	20	h/Km ²
Trazado de rutas			
Calibres y número de fases			
Definición de terminales y nodos			
Identificación de Límites del Alimentador	1	18	h
Discriminación de Usuarios en cada T/D	1	1	h/TD
Ingreso de datos de usuarios a la base	1	30	seg/usuario
Número de medidor			
Nombre del usuario			
Dirección			
Ruta de lectura			
Transformador asociado			
Consumo de noviembre			
Tipo de consumo			
Evaluación de pérdidas en primarios	1	8	h
Calculo de datos			
Ingreso de datos			
Simulaciones			
Integraciones			
Evaluación de pérdidas en secundarios	1	1	h
Cálculo de datos			
Ingreso de datos			
Simulaciones			
Integraciones			
Retiro de medidores (50 primeros)	3	7	días/50 medidores
Retiro de medidores (50 últimos)	3	21	días/50 medidores
Pruebas sobre medidores	3	2	h/10 medidores
Verificación de protocolos	1	2	días/100 medidores

Cuadro A4.1 Tiempos de Operaciones

Apéndice 5
DATOS DE COSTOS

PRESUPUESTO, Valores a sures constantes de septiembre de 1993

PERDIDAS NO TECNICAS

1. INVESTIGACION DE USUARIOS

COSTOS		Tiempo=6 meses		
RUBRO	Cantidad	Uni.	COSTO UNITARIO	TOTAL
Dep. Contrastador	6 mes		2700000	16200000
Contratista	6 mes		3000000	18000000
Personal Laboratorio	24 mes		800000	19200000
Ingenieros	12 mes		1500000	18000000
Dep. Computador	12 mes		84000	1008000
Varios				10861200
COSTO TOTAL				83269200

PERDIDAS TECNICAS

1. RECONFIGURACION DE PRIMARIOS

RUBRO	Cantidad	Uni..	COSTO UNITARIO	TOTAL
Directos				
Materiales				
Conductor 4-0	500 m		11352	5676000
Tensores y anclaje	4		250000	1000000
Estructuras Trifásicas	14		246361	3449054
Pernos	42		11717	492114
Indirectos				
Tendido Cond.4-0	500 m		1702.8	851400
Ubicación tensores	4		37500	150000
Instala.Estructuras	14		36954.15	517358.1
Subtotal Costos				12135926.1
Otros				
5% Imprevistos				606796.305
5% Impuestos				606796.305
10% Utilidad				1213592.61
COSTO TOTAL				14563111.32

2. CAMBIO DE CALIBRE PRIMARIOS

RUBRO	Cantidad	Uni.	COSTO UNITARIO	TOTAL
Directos				
Materiales				
Conductor 266	1500 m		17023	25534500
Conductor 4/0	120 m		11352	1362240
Conductor 3/0	180 m		8428	1517040
Indirectos				
Tendido Cond. 266	1500 m		2553.45	3830175
Tendido Cond. 4/0	120 m		1702.8	204336
Tendido Cond. 3/0	180 m		1264.2	227556
Subtotal Costos				32675847
Otros				
5% Imprevistos				1633792.35
5% Impuestos				1633792.35

10% Utilidad 3267584.7
 COSTO TOTAL 39211016.4

3. INSTALACION DE CAPACITOR

RUBRO	Cantidad	Uni.	COSTO UNITARIO	TOTAL
Directos				
Materiales				
Capacitores 50KVAR	6		1705000	10230000
Seccionador Fusible	3		920501	2761503
Indirectos				
Instal. Capacit	6		255750	1534500
Instal. Sección	3		138075.15	414225.45
Subtotal Costos				14940228.45
Otros				
5% Imprevistos				747011.4225
5% Impuestos				747011.4225
10% Utilidad				1494022.845
COSTO TOTAL				17928274.14

4. CAMBIO DE NIVEL DE TENSION 23kv

RUBRO	Cantidad	Uni.	COSTO UNITARIO	TOTAL
Directos				
Materiales				
Trafo de Fuerza, 46/23KV	0.2		886000000	177200000
Aisladores	210		39882	8375220
Transformadores	40		7793060	311722400
Seccionadores	5		895951	4479755
Estructuras Trifásicas	70		246361	17245270
Pernos	210		25376	5328960
Indirectos				0
Inst Trafo de fuerza	0.2		132900000	26580000
Inst trafos de distribución	40		779306	31172240
Inst Estructuras	70		36954.15	2586790.5
Subtotal Costos				65667990.5
Otros				
5% Imprevistos				3283399.525
5% Impuestos				3283399.525
10% Utilidad				6566799.05
INVERSION TOTAL				663492224.1
VALOR ACTUAL DEL ALIMENTADOR		0.2422	0.2422	160697816.7
COSTO TOTAL				502794407.4

TRANSFORMADORES DE DSITRIBUCION

1. CAMBIO DE CAPACIDADES NOMINALES

RUBRO	Cantidad	Uni.	COSTO UNITARIO	TOTAL
Directos				
Materiales				
Transformadores	0		5132000	0
Indirectos				
Retiro Trafos	30		513200	15396000
Inst. Trafos	30		513200	15396000
Subtotal Costos				30792000
Otros				

5% Imprevistos	1539600
5% Impuestos	1539600
10% Utilidad	3079200
COSTO TOTAL	36950400

SECUNDARIOS

1. REUBICACION DE TRANSFORMADORES

RUBRO	Cantidad	Uni. COSTO UNITARIO	TOTAL
Indirectos			0
Retiro de postes 11m	15	126000	1890000
Parada de postes 11m	15	126000	1890000
Retiro de transformadores	15	513200	7698000
Inst. transformadores	15	513200	7698000
Retiro de Seccionadores	45	134392.65	6047669.25
Inst. Seccionadores	45	134392.65	6047669.25
Subtotal Costos			31271338.5
Otros			
5% Imprevistos			1563566.925
5% Impuestos			1563566.925
10% Utilidad			3127133.85
COSTO TOTAL			37525606.2

2. RECONFIGURACION DE SECUNDARIOS

RUBRO	Cantidad	Uni. COSTO UNITARIO	TOTAL
Directos			
Materiales			
Conductor 1-0	150 m	4090	613500
Conductor 2	360 m	2704	973440
Conductor 4	360 m	1715	617400
Conductor 6	210 m	1432	300720
Indirectos			0
Tendido Conductores	2580 m	1491.15	3847167
Subtotal Costos			6352227
Otros			
5% Imprevistos			317611.35
5% Impuestos			317611.35
10% Utilidad			635222.7
COSTO TOTAL			7622672.4

REFERENCIAS

1. AEMC, "TRMS 3950 Power & Demand Analyzer", User's Manual.
2. Anthony R. N., "La Contabilidad en la Administración de Empresas", Ed. Hispano Americana, 1966.
3. 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 la Electricidad", República del Ecuador, 1992.
4. Blanck L., Tarquin A., "Ingeniería Económica", McGraw-Hill, 1992.
5. Calabrese J.L., "Metodologías de Evaluación de Pérdidas No Técnicas", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
6. Céspedes R., "Pérdidas en Sistemas Eléctricos. Clasificación y Definiciones", OLADE, Documento presentado al Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
7. Cruz G., "Estudio para el mejoramiento del sector ecuatoriano de energía eléctrica, Programa ESMAP", EEQSA, 1991.
8. Davis B., "Electrical Measurements and Instrumentation", Allyn and Bacon Inc., Boston, 1963.
9. Doulliez P., "Preparation of data for use with the Dimensionnement Model", Société de Traction et d'Electricité, Belgique, 1980.
10. Doulliez P., Stubbe M., "Research of Optimal Size of Equipments for an Electric Network with Multivoltage Levels: its Application in a Study on the Effect of Lost Energy Cost", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Belgium, 1980.
11. Downie N. M., Heath R. W., "Métodos Estadísticos Aplicados", Editorial Harper & Row Publishers Inc., México D.F. 1973
12. EERB, "Programa de Reducción de Pérdidas Período 1987-1992: Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá", Simposio Latinoamerica sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogota, D.E., Octubre 1988.
13. EEQSA, "Empresa Eléctrica Quito S.A. Gestión 1984-1991", Div. Asesoría y Planificación. Departamento de Relaciones Públicas, 1992.
14. EEQSA, "Normas de la EEQSA. Guía de Diseño", Quito, 1972!
15. EEQSA, Laboratorio de Medidores.
16. EEQSA, Departamento de Sistemas de Potencia.
17. EEROSA, "Procedimientos de Inspección a Abonados Especiales", Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., Machala, Ecuador, 1993.
18. ELECTRANTA, "Estadísticas de Energía", Barranquilla, Colombia, Junio, 1989
19. EMELESA "Programa de Control de Pérdidas No Técnicas de Energía", Enero 1993.
20. ESMAP, Energy Sector Management Assistance Program, "Reducción de Pérdidas en la Distribución de Electricidad: Ecuador", Mayo 1992.
21. Freund J. E., "Estadística para la Administración", Ed. Prentice-Hall, México, 1990.
22. Gönen T., "Electric Power Distribution System Engineering", Ed. McGraw-Hill, 1986.
23. González G., "Métodos Estadísticos y Principios de Diseño Experimental", Quito, 1985.
24. Graça G., "Pérdidas por uso no racional de la Energía Eléctrica", Instituto de Electrotécnica da Universidade de Sao Paulo, Simposio

- Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre 1988.
25. Guadalupe S., Moreano B., "Implementación del Programa de Control de Pérdidas Negras, EEQSA", XI Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, Abril 1994.
 26. Gutierrez L., "Criterios y Procedimientos para el Análisis Económico de los Proyectos de Reducción de Pérdidas", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
 27. Herrera C.A., "Programa de Reducción de Pérdidas Técnicas de Energía de la Eléctricadora del Atlántico S.A.", Barranquilla, Colombia, 1989.
 28. Herrera C.A., "Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía de la Eléctricadora del Atlántico S.A.", Barranquilla, Colombia, 1989.
 29. Hicok H.N. "Electric Energy Losses in Power Systems", IEEE Transaction on Industry Applications, Vol 1A-14, no 5, 1978.
 30. Hillier F., Lieberman G., "Introducción a la Investigación de Operaciones", 5ta Edición, Ed. McGraw-Hill, 1991.
 31. HINELIN, EEQSA, "Diagnóstico de las Condiciones Actuales de Operación", 1984.
 32. INECEL, EEQSA, "Diagnóstico de Control de Pérdidas No Técnicas de Energía", Quito, Diciembre 1993.
 33. INECEL, "Informe WET-PET-04-88", Quito, 1988.
 34. LANDIS & GYR, "ETALOGYR 6061. Operating Instructions", Landis & Gyr Energy Management, Belgium, 1985.
 35. Levín S.A., "EEQ: Análisis de Costos Directos e Indirectos, Red de Distribución Aérea", Quito, Abril 1994.
 36. Levín S.A., "EEQ: Certificado de Valuación: Cuadro de Valores", Quito, Abril 1994.
 37. Levín S.A., "EEQ: Detalle de Cuentas Contables del Sistema de Distribución", Quito, Abril 1994.
 38. Levín S.A., "EEQ: Metodología de Valuación de Instalaciones Concentradas e Instalaciones Generales", Quito, Abril 1994.
 39. Levín S.A., "EEQ: Metodología de Valuación de Instalaciones Distribuidas", Quito, Abril 1994.
 40. Levín S.A., "EEQ: Proyecto de Inventario y Avaluo. Fase Inventario de Redes de Distribución", Septiembre 1993.
 41. López G., "Discriminación Global de Pérdidas de Energía", Empresas Públicas de Medellín, Colombia, 1988.
 42. Manzano J., "Estrategia Organizacional de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. para Atacar el Hurto de Energía Eléctrica", Chile, Agosto 1989.
 43. Mayorga J.C., "Aspectos Jurídicos de las Relaciones Laborales en las Entidades Eléctricas", Machala, Ecuador, Mayo 1989.
 44. Mazzacán L., "Metodologías de Evaluación y Reducción de Pérdidas Técnicas en un Sistema Eléctrico", CADAFE-VENEZUELA, Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, octubre de 1988.
 44. Medina M., "Programa Interactivo para el Diseño y Operación de Sistemas Radiales de Distribución", Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, E.P.N., Quito, 1992.
 45. Munasinghe M., "Economic Principles and Policy Electricity Loss

- Reduction", Documento presentado al Simposio Latinoamericano sobre control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre 1988.
46. Munasinghe M., "The Economics of Power System Reliability and Planning", John Hopkins University Press, Baltimore, MD, 1979.
 47. OLADE. "Empresas Públicas de Medellín: Medidas Remediales para el Control y Recuperación de Pérdidas Negras en el Sistema de EE.PP.M. en el período 1987-1990", Simposio Latinoamericano sobre el control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre 1988.
 48. OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 1, Diciembre 1993.
 49. OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 2, Diciembre 1993.
 50. Orbe P., "Ingeniería Económica", Quito, Febrero 1993.
 51. Orejuela V., "Optimización del Diseño Eléctrico de las Redes de Distribución de Media Tensión", 1993.
 52. Penagos J.G., "Recuperación de Pérdidas de Energía", Empresas Públicas de Medellín, Medellín, Colombia, Abril 1989.
 53. Posada A., "Pérdidas en Sistemas Eléctricos: Desarrollo de la Problemática en Colombia", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre 1988.
 54. Romo L.A., "Métodos de Experimentación Científica", Quito, 1973.
 55. Rosero R., "Evaluación de las Pérdidas Técnicas en Sistemas Eléctricos de Distribución. Aplicación al Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.", Enero 1994.
 56. Samuelson P., "Economía", 13era Edición, Ed. McGraw-Hill, 1990
 57. Sánchez G., "Contexto Macroeconómico de las Pérdidas en Sistemas Eléctricos", Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
 58. Soria G., INECEL, "Programa de Control de Pérdidas Negras", Informe No 5, Mayo de 1992.
 59. Veintimilla J., "Evaluación de Pérdidas Negras de Energía", Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, Cuenca-Ecuador, 1989.
 60. Villegas M., "Discriminación Global de Pérdidas de Energía", Empresas Públicas de Medellín, Medellín Colombia, 1988.
 61. WESTINGHOUSE, "Electric Engineering Reference Book: Distribution Systems", Pittsburg, 1965
 62. WESTINGHOUSE, "Replacement Economics for Distribution Transformers", 1985
 63. Yurasseck J., "Experiencia de Chilectra Metropolitana S.A. en el Control del Hurto de Energía", Simposio Latinoamericano sobre el Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.