

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**Pérdidas de energía en el sistema eléctrico de la ciudad  
de Tingo María**

**TESIS**

**Para Optar el Título Profesional de:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**Ricardo Nazario Rodríguez Mori**

**Promoción 91-1**

**LIMA - PERU**

**1994**

## SUMARIO

La preocupación originada por el excesivo nivel de pérdidas en las redes de distribución eléctrica de la ciudad de Tingo María, condujo a efectuar los estudios de diagnóstico y remodelación de dichas redes, con la finalidad de poner en marcha un programa de control y reducción de pérdidas, tanto técnicas como no-técnicas.

El presente trabajo se enfoca principalmente en la determinación del nivel de pérdidas eléctricas y en la elaboración de un programa de actividades destinado a controlar y reducir tales pérdidas.

Conocido el nivel de pérdidas y donde se originan, se plantearon varias posibles soluciones; tanto para la red primaria y subestaciones de distribución como para las redes secundarias y acometidas domiciliarias. Seleccionada la mejor alternativa se pasó a analizar económicamente cada caso.

El análisis económico emplea "la metodología para la evaluación económica y técnica de los proyectos", establecida por el BID, y en los resultados se puede observar la bondad que tienen los proyectos de reducción de pérdidas.

**PERDIDAS DE ENERGIA EN EL SISTEMA  
ELECTRICO DE LA CIUDAD DE TINGO MARIA**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA  
Pérdidas de energía en el sistema eléctrico de la  
ciudad de Tingo María

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Ricardo Nazario Rodríguez Mori

Promoción 91-1

LIMA - PERU

1994

EXTRACTO

En la presente tesis se presentan varios métodos, aparte de los empleados en el capítulo III, para el cálculo de las pérdidas técnicas y no-técnicas, con la intención de ampliar los criterios que se puedan tener en este tema.

También se ha tratado con minucioso interés la problemática del control y reducción de las pérdidas de energía, debido a que originan ahorros importantes; producto de la disminución de la energía que se requiere generar, quemando combustible en horas punta, y además por la disminución del piso de demanda.

También se ha hecho hincapié en tres aspectos que se consideran claves para el control y reducción de pérdidas, estos son: la motivación y capacitación de los recursos humanos, el soporte legal que debe tener la empresa para el control de las pérdidas no-técnicas y un sistema de información ágil y eficiente.

El presente trabajo no efectúa el proceso de selección de alternativas, sino que asume las alternativas que resultaron ganadoras de dicho proceso efectuado con el método del mínimo costo total. Estas alternativas están diseñadas para **cubrir** las necesidades de carga de la ciudad de Tingo María hasta el año 2008, y se desarrollan con inversiones progresivas durante este periodo.

En la evaluación económica se han considerado los costos de inversión directa y salvamento, costos por operación y mantenimiento, valor residual, asimismo se consideran beneficios por energía marginal debido a la mejor regulación de tensión y al sector industrial, también los beneficios por reducción de las pérdidas técnicas y no-técnicas.

## CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION.....	1
<b>CAPITULO I.- DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA CIUDAD DE TINGO MARIA.....</b>	<b>4</b>
1.1 Subestación de transformación Tingo María.....	5
1.2 Planta térmica Tingo María.....	6
1.3 Sistema de distribución.....	6
1.3.1 Subsistema de distribución primaria.....	6
1.3.1.1 Red de distribución primaria.....	7
1.3.1.2 Subestaciones de distribución.....	16
1.3.2 Subsistema de distribución secundaria.....	24
1.4 Sistema de utilización.....	27
1.5 Demanda eléctrica actual.....	27
1.5.1 Demanda por sectores de consumo.....	28
1.5.2 Demanda por zonas.....	30
<b>CAPITULO II.- METODOLOGIAS PARA LA DETERMINACION DE PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION..</b>	<b>46</b>
2.1 Generalidades.....	47
2.2 Pérdidas técnicas.....	48
2.2.1 Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas.....	49
2.2.1.1 Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas.....	50

2.2.1.2	Información requerida para la estimación de pérdidas.....	51
2.2.1.3	Demanda.....	52
2.2.2	Metodologías de estimación.....	53
2.2.2.1	Propuesta del manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas de la OLADE.....	54
2.2.2.2	Metodología ELECTROPERU S.A.-CENERGIA.....	62
2.3	Pérdidas no-técnicas.....	72
2.3.1	Presentación de la problemática.....	72
2.3.2	Metodología general de estimación.....	74
2.3.3	Proceso de mediciones y cálculos.....	78
2.3.3.1	Balance de energía en la red secundaria....	78
2.3.3.2	Instalación de contadores en usuarios a pensión fija.....	82
2.3.3.3	Reporte del contraste de medidores.....	83
2.3.3.4	Consumo propio.....	84
2.3.3.5	Otros.....	85
<b>CAPITULO III.- NIVEL DE PERDIDAS EN EL SISTEMA</b>		
	<b>ELECTRICO DE LA CIUDAD DE TINGO MARIA.</b>	86
3.1	Pérdidas técnicas.....	87
3.1.1	Red de distribución primaria.....	87
3.1.2	Pérdidas en subestaciones de distribución....	152
3.1.3	Pérdidas en la red de distribución secundaria.	174
3.1.4	Resumen de pérdidas técnicas.....	193
3.1.4.1	Resumen de pérdidas técnicas diarias.....	193
3.1.4.2	Pérdidas técnicas anuales.....	193
3.1.5	Evaluación económica de las pérdidas técnicas.	201

3.2	Pérdidas no-técnicas anuales.....	202
3.2.1	Conexiones clandestinas.....	202
3.2.2	Usuarios fraudulentos.....	205
3.2.3	Administración o de gestión.....	206
3.3	Nivel óptimo de pérdidas.....	213
<b>CAPITULO IV.- REDUCCION DE PERDIDAS EN SISTEMAS</b>		
	<b>DE DISTRIBUCION.....</b>	<b>215</b>
4.1	Reducción de pérdidas técnicas.....	216
4.1.1	Red de distribución primaria.....	218
4.1.1.1	Reducción de demanda por circuito.....	218
4.1.1.2	Conductor económico.....	219
4.1.1.3	Instalación de capacitores.....	221
4.1.1.4	Aumento del nivel de tensión.....	222
4.1.1.5	Incremento de la confiabilidad.....	223
4.1.2	Subestaciones de distribución.....	224
4.1.2.1	Cambio de capacidad en transformadores de distribución.....	224
4.1.2.2	Transformador económico.....	226
4.1.2.3	Rotación de transformadores.....	228
4.1.2.4	Instalación de transformadores para acortar y dividir circuitos secundarios....	229
4.1.3	Red de distribución secundaria.....	233
4.1.3.1	Reducción de longitud de circuito.....	233
4.1.3.2	Conductor económico.....	234
4.1.3.3	Balanceo de cargas en subestaciones.....	234
4.1.4	Consideraciones sobre beneficio-costo de las alternativas.....	238
4.2	Reducción de las pérdidas no-técnicas.....	239

4.2.1	Contraste de medidores.....	242
4.2.2	Clientes a pensión fija.....	243
4.2.3	Alumbrado público.....	244
4.2.4	Usuarios fraudulentos.....	244
4.2.5	Conexiones clandestinas.....	249
4.2.6	Administrativas o de gestión.....	253
4.2.6.1	Pérdidas en el proceso de registro.....	253
4.2.6.2	Pérdidas en facturación.....	254
4.3	Infraestructura para el control y reducción de pérdidas de energía.....	255
4.3.1	Los recursos humanos.....	255
4.3.2	El soporte legal.....	256
4.3.3	El sistema de utilización.....	257
4.4	Orientaciones para definir un programa de reducción de pérdidas.....	258
4.4.1	Para las pérdidas no-técnicas.....	258
4.4.2	Para las pérdidas técnicas.....	261
<b>CAPITULO V.- EVALUACION ECONOMICA.....</b>		<b>264</b>
5.1	Fundamentos.....	265
5.2	Metodología general.....	269
5.3	Red de distribución primaria.....	272
5.3.1	Alternativa ganadora.....	272
5.3.2	Evaluación económica.....	273
5.4	Subestaciones de distribución.....	287
5.4.1	Optimización del diseño propuesto.....	287
5.4.2	Evaluación económica.....	287
5.5	Red de distribución secundaria.....	300
5.5.1	Alternativa ganadora.....	300

5.5.2 Evaluación económica.....	300
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>313</b>
<b>ANEXOS</b>	
Anexo I.....	322
Anexo II.....	324
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>325</b>
<b>PLANO</b>	

## INTRODUCCION

La energía puesta en la red de distribución de Electrocentro S.A. en el año 1991 fué de 465325 MWh. Las pérdidas en la red de distribución, en el mismo año, fueron aproximadamente de 19,62%.

Estas cifras permiten resaltar la importancia que las pérdidas tienen en la distribución y la necesidad de la empresa de tomar medidas para reducir de alguna manera esta cantidad.

En este sentido y teniendo presente que en la ciudad de Tingo María, como otras del ámbito de Electrocentro S.A., las pérdidas eléctricas, técnicas y no técnicas, superan largamente lo recomendado desde el punto de vista técnico, a tal punto que en su actual estado no pueden atender eficientemente el servicio y las proyecciones de incremento de la demanda aun en el corto plazo, Electrocentro S.A. suscribió con la FIEE-UNI el "Convenio de Investigaciones Aplicadas al Estudio de Remodelación de Redes", del cual nacen la idea y los lineamientos de la presente tesis.

El propósito de la tesis es establecer un programa para la gestión de pérdidas en la ciudad de Tingo María, y concede particular importancia no sólo a la descripción de las metodologías de determinación y control de las

pérdidas técnicas y no-técnicas, sino también a la implantación de medidas tendientes a lograr la desaparición o atenuación de sus causas, incluyendo la evaluación económica de los proyectos asociados y recomendaciones para abordar de manera técnica y sistemática el problema de las pérdidas de energía en esta ciudad.

La disminución de las pérdidas eléctricas se traduce en menores gastos de operación, mejoramiento en la calidad del servicio y en una reducción del pico de carga, cuya consecuencia es una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y un diferimiento substancial de inversiones

Por estas razones, en la actualidad, la eficiencia productiva en la gestión de distribución es el resultado de adecuadas políticas de expansión y operación de sus redes eléctricas. El programa de reducción de pérdidas se puede enmarcar dentro de la concepción moderna de planeamiento energético, el cual considera tan importante las medidas de conservación de la energía como la búsqueda de nuevos recursos energéticos.

Sea la oportunidad para destacar que la experiencia vivida en el mencionado convenio constituye un aporte técnico valioso en mi formación profesional, que se consagra con la realización de la presente tesis.

Por ello agradezco a la FIEE-UNI, a Electrocentro S.A., al Ing. Guillermo Vilela M., al Ing. Rafael Ocaña

V. y al resto de compañeros de trabajo, con cuyo aporte y contribución han hecho posible este propósito.

## C A P I T U L O DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA CIUDAD DE TINGO MARIA

El abastecimiento de energía eléctrica a la ciudad de Tingo María incluyendo a Castillo Grande, Naranjillo, Santa Rosa, Supte y Afilador que conforman el sistema en estudio, se efectúa desde la subestación de transformación Tingo María, complementado con la planta térmica ubicada en la misma ciudad.

La subestación de transformación es alimentada por una línea de transmisión en 138 KV, que consta de 2 tramos importantes: El primero de 85 Km, parte de la subestación proyectada PARAGSHA II en Cerro de Pasco, donde se conecta al sistema eléctrico de Centromín-Perú y termina en Huánuco, y el de Huánuco hasta Tingo María, de 89 Km de longitud.

La línea es de simple terna. Los primeros 51 Km con conductor de AA de 550 MCM y los 123 Km restantes con conductor de AA de 400 MCM.

El sistema eléctrico de la ciudad de Tingo María está compuesto por:

Subestación de transformación Tingo María.

Planta térmica "Skoda" Tingo María.

Sistema de distribución.

. Sub-sistema de distribución primaria.

. Sub-sistema de distribución secundaria.

Sistema de utilización.

### 1.1 **Subestación de transformación Tingo María**

Está ubicada en la zona norte de esta ciudad, tiene una potencia instalada de 10 MVA y transforma la energía que recibe en 138 KV. del Sistema Interconectado Multirregional Centro para entregar al sistema de distribución en 10 KV. durante las 24 horas, cuando no está sometida a racionamiento. Esta S.E. satisface el 100 % de la demanda actual, que en horas de punta alcanza a 3,53 MW.

La subestación ha sido diseñada para que en la etapa final cubra dos campos de transformación con transformadores de 10 MVA (ONAF).

El equipamiento de un sistema de barra simple cuenta con :

- Un campo de llegada en 138 KV.
- Un campo de transformación 138/10 KV - 10 MVA (ONAF)
- Dos campos futuros para 220 KV de llegada.
- Una casa de mando con una celda de llegada en 10 KV y 05 celdas de salida en 10 KV, de las cuales una es para el servicio auxiliar y el banco de condensadores, y otra para la ciudad de Aucayacu.

Este equipamiento incluye la respectiva protección, mando, medición, telecomunicaciones y SS.AA.

## **1.2 Planta térmica Tingo María**

Ubicada en un terreno aledaño a la subestación de transformación Tingo María, tiene una potencia instalada de 3570 KVA, formada por :

2 grupos Skoda de 9 cilindros (1380 KVA c/u.)

2 grupos Skoda de 6 cilindros (405 KVA c/u.)

Actualmente tiene una potencia disponible efectiva de 1,6 MW, constituida por los 2 grupos Skoda de 9 cilindros que entregan 700 KW c/u. y 1 grupo Skoda de 6 cilindros que entrega 200 KW.

Esta planta entra en operación sólo cuando hay restricción ó emergencia en el suministro de energía del Sistema Interconectado Multirregional Centro.

## **1.3 Sistema de distribución**

La energía distribuida en la ciudad de Tingo María a través del subsistema de distribución primaria se realiza por redes aéreas y casi en su totalidad (95%), en 10 KV, el resto a la tensión de 2,3 KV.

La energía distribuida en el subsistema de distribución secundaria se realiza a la tensión de 220V. trifásica y también por redes aéreas, seguido detallaremos los subsistemas en mención.

### **1.3.1 Subsistema de distribución primaria**

Está constituido por la red de distribución primaria y subestaciones de

distribución y tienen en general las características siguientes:

#### **1.3.1.1 Red de distribución primaria**

La distribución de la energía eléctrica se efectúa a través de 3 salidas aéreas en configuración radial, trifásicas, conexión delta y neutro aislado, denominadas terna 10.2, terna 10.3 y terna 10.5, ternas A, B y C respectivamente.

Existen 0.5 Km. de red a 2,3 KV. y 40,8 Km a 10 KV, la totalidad de conductores son de cobre desnudo, con calibres que varían entre 13,3 mm<sup>2</sup> y 53,51 mm<sup>2</sup>, tal como puede apreciarse en el plano 01.

A continuación se describen las ternas de salida (10 KV.) de la S.E. Tingo María :

##### **Terna 10.2**

Abastece gran parte del casco urbano (sectores residencial y comercial), además de los pueblos jóvenes más extensos y alejados como Castillo Grande y Afilador. El factor de utilización a la salida de esta terna es alto (74,50 %), quedando poco margen para atender tanto la

demanda insatisfecha como las futuras ampliaciones de carga.

La terna 10.2 parte de la S.E. Tingo María con conductor desnudo de 33,6 mm<sup>2</sup>, en una sola postera con la 10.3 (doble terna), atravieza la planta térmica y los cerros aledaños hasta llegar, por la Av. Ucayali, a la intersección con el Jr. Julio Burga, a partir de este punto cambia de sección a 53,51 mm<sup>2</sup> y recorre en terna simple el Jr. Julio Burga, continúa por la Av. Tito Jaime hasta la Av. La Bandera, luego en la intersección de ésta última con la Av. Enrique Pimentel se abren dos ramales para alimentar Castillo Grande y Afilador. Ambas con conductor de cobre; la que va a Afilador continúa con 53,51 mm<sup>2</sup> hasta la SAB 15A, donde cambia a 13,3 mm<sup>2</sup> hasta terminar en la SAB 20A. La que lleva Castillo Grande cambia a 21,15 mm<sup>2</sup>, recorre el Jr. Jorge Chávez, luego las Avs. Mariátegui y Unión hasta finalizar en la SAB 33A.

Tanto el ramal que alimenta al P.J. Los Laureles, derivado de la

terna que va a Castillo Grande, como el que atiende a los PP.JJ. Túpac Amaru y Brisas del Huallaga, derivado de la terna que lleva a Afilador son con conductor de 13,3 mm<sup>2</sup>.

Entre la cuadra 2 de la Av. Tito Jaime y el cruce del Jr. José Olaya con la Av. La Bandera, todavía existe la antigua terna en 33,6 mm<sup>2</sup> que no ha sido desmantelada y continúa alimentando a las SAB 6A, 7A y 8A.

Las actuales condiciones de operación de esta terna son:

Demanda máxima	2800	kVA
- Sección del conductor		
a la salida	33,63	mm <sup>2</sup>
- Capacidad nominal	3758,5	kVA
- Factor de utilización		
a la salida	74,50	%
- Caída de tensión	5,91	%
- Pérdidas de energía	14,57	%
- Poten. instalada		
en SS.EE	4336	KVA
- Factor de util.promedio		
de transformadores	64,58	%
- Transfor. alimentados	36	
- Pot. instalada promedio		
por transformadores	120,44	kVA

Cabe resaltar que esta terna ha superado la caída de tensión permisible, fijada en el CNE.

### **Terna 10.3**

Complementa a la terna 10.2 en la atención del casco urbano y asimismo sirve a los pueblos jóvenes circundantes de la ciudad, como Haya de la Torre, A. Páez, 5 de Noviembre, Mercedes Alto y Bella Durmiente. En la actualidad el factor de utilización de esta terna es 34,59 %, lo cual nos indica que existen posibilidades para transferirle algunas de las cargas que atiende la terna 10.2.

En esta terna se cuelga un tramo de red en 2,3 kV que debe ser reemplazado para uniformizar la tensión de distribución primaria de toda la ciudad a 10 kV.

La terna 10.3 (B), parte de la S.E. Tingo María haciendo el mismo recorrido que hace la terna 10.2 hasta la intersección de los Jrs. Ucayali y Aguaytía, aquí se divide en dos ramales; el primero con conductor de 33,6 mm<sup>2</sup> continúa por la Av.

Ucayali y luego con el mismo calibre por el Jr. José Olaya hasta la SAB 13B. El otro ramal sigue por Aguaytía con conductor de  $53,51 \text{ mm}^2$ , continúa por la Av. Amazonas hasta el Jr. Callao, luego por la Av. Agricultura hasta concluir en la SAB 9B.

Los ramales que alimentan a los PP.JJ. Haya de la Torre, 5 de Noviembre, San Martín y Bella Durmiente lo hacen con conductor de  $\text{Cu-3x13,3 mm}^2$ .

Las actuales condiciones de operación de esta terna son:

Demanda máxima	1300	kVA
- Sección del conductor		
a la salida	33,63	mm <sup>2</sup>
- Capacidad nominal	3758,5	kVA
- Factor de utilización		
a la salida	34,59	%
- Caída de tensión	1,50	%
- Pérdidas de energía	17,56	%
- Potencia instalada		
en SS.EE.	1665	kVA
- Factor de util.promedio		
de transformadores	78,08	%
- Transfor. alimentados	12	

- Pot. instalada promedio

por transformadores 138,75 kVA

Como se aprecia, la caída de tensión en esta terna es baja debido a que la longitud de la red es corta (no más de 3 Km) y el factor de utilización del conductor está en el orden del 35%. En consecuencia, puede extenderse para atender demanda insatisfecha en sus zonas periféricas.

#### **Terna 10.5**

Esta terna sólo cubre un pequeño sector de la amplia zona norte de la ciudad conformada por Supte San Jorge, Mapresa, Santa Martha, Naranjillo, El Luchador, Santa Rosa y 9 de Octubre.

El factor de utilización de esta salida es bastante bajo (6,2 %), lo cual indica que en el futuro esta terna estará en capacidad de cubrir el incremento de la demanda de esta parte de la ciudad geográficamente amplia y que actualmente tiene una baja densidad poblacional.

La terna 10.5 (C) nace en la planta térmica y se dirige hacia el norte bordeando la carretera Marginal con conductor de Cu-3x13,3 mm<sup>2</sup> hasta la derivación que alimenta a Naranjillo, en donde cambia a 21,15 mm<sup>2</sup> y finaliza en el P.J. Santa Rosa.

Los ramales que alimentan a los PP.JJ. 9 de Octubre, Mapresa y Naranjillo lo hacen con conductor de Cu-3x13,3 mm<sup>2</sup>. La línea que se dirige a Supte está soportada en postes de madera sin tratar y recorre con conductor de Cu-3x13,3 mm<sup>2</sup>.

En esta terna existe un alto porcentaje de postes deteriorados que deberán ser remplazados en la próxima remodelación.

Las actuales condiciones de operación de esta terna son:

Demanda máxima	312,5 kVA
- Sección del conductor	
a la salida	53,51 mm <sup>2</sup>
- Capacidad nominal	5040,3 kVA
- Factor de utilización	
a la salida	6,20

- Caída de tensión	1,63	%
- Pérdidas de energía	15,42	%
- Potencia instalada en SS.EE.	1292,5	kVA
- Factor de util.promedio de transformadores	24,18	%
- Transfor. alimentados	15	
- Pot. instalada promedio por transformadores	86,17	kVA

Esta terna presenta una reducida caída de tensión, no obstante tener una longitud considerable (7,5 Km), esto debido al bajo factor de utilización del conductor, alrededor de 6,20 %.

Se observa también un reducido factor de utilización promedio de los transformadores (24,18%) que permite concluir que existe un notorio sobredimensionamiento de éstos frente a una carga residencial e industrial muy reducida.

El cuadro 1.1 muestra las demandas máximas registradas y además resume las condiciones de operación de cada terna

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
CONDICIONES DE OPERACION

CARACTERISTICAS	TERNA		
	10.2	10.3	10.5
- DEMANDA MAXIMA (KVA)	2800	1300	312.5
- SECCION DEL CONDUCTOR A LA SALIDA (mm <sup>2</sup> )	33.63	33.63	53.48
- CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	3753.55	3753.55	5040.26
- FACTOR DE UTILIZACION A LA SALIDA (%)	74.50	34.59	6.20
CAIDA DE TENSION (%)	5.91	1.50	1.63
- PERDIDAS DE ENERGIA (%)	14.57	17.56	15.42
- POTENCIA INSTALADA EN SS.EE. (KVA)	4336	1665	1292.5
- FACTOR DE UTILIZACION PROMEDIO DE TRANSFORMADORES (%)	64.58	78.06	24.18
- No. DE TRANSFORMADORES ALIMENTADOS	36	12	15
- POTENCIA INSTALADA PROMEDIO POR TRANSFORMADOR (KVA)	120.44	138.75	86.17

CUADRO 1.1

En las figuras del 1.1 al 1.4 se presentan los diagramas de carga diario de cada terna y el diagrama de carga diario de la S.E. Tingo María, en estos se muestran los valores de potencia hora a hora y la energía diaria en MWh, asimismo se indica el valor de la máxima demanda registrada y el factor de carga en cada caso.

#### **1.3.1.2 Subestaciones de distribución**

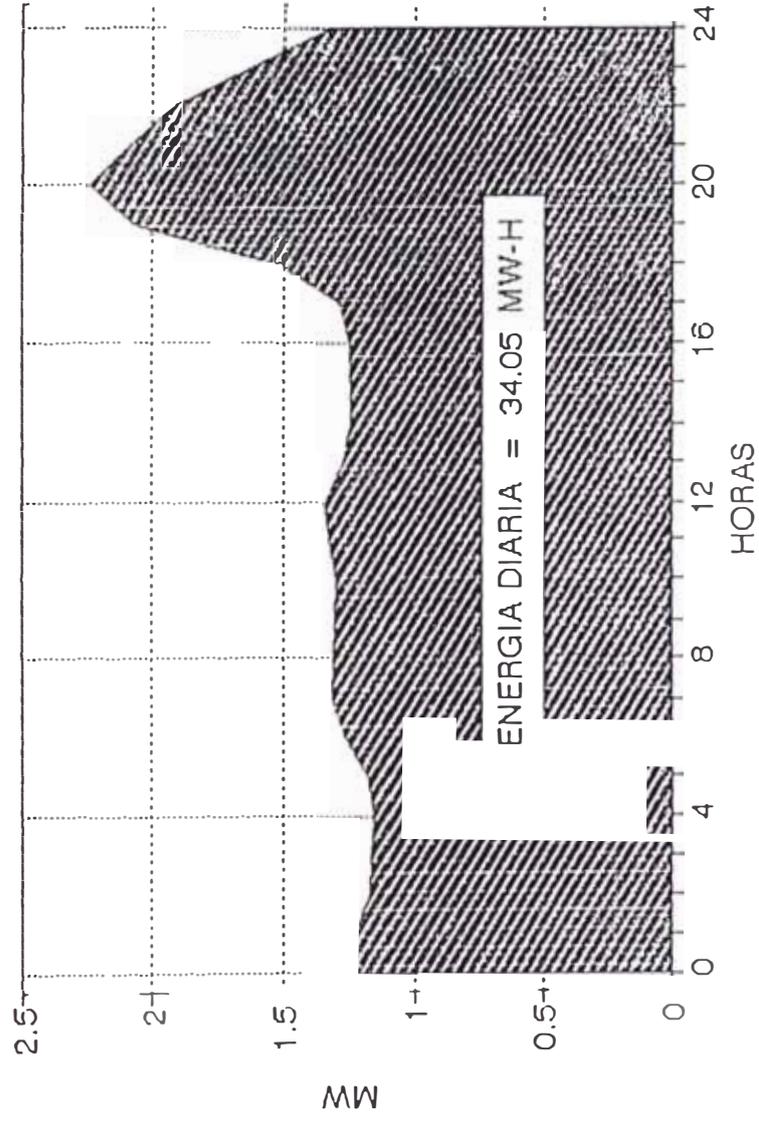
Las subestaciones instaladas en la ciudad de Tingo María son fundamentalmente del tipo aéreo. El nivel de tensión primaria es 10 KV a excepción de 3 SS.EE. cuya tensión primaria es 2,3 KV.

##### **Subestaciones de 2,3 KV**

Existen 2 SS.EE. aéreas y 1 S.E. de superficie, con relación de transformación 2,3/0,23 KV. Son alimentadas por una S.E. de superficie de 500 KVA y relación de transformación 10/2,3 KV.

Como se mencionó anteriormente las SS.EE. en 2,3 KV serán reemplazadas por otras en 10 KV.

# DIAGRAMA DE CARGA TERNA 10.2



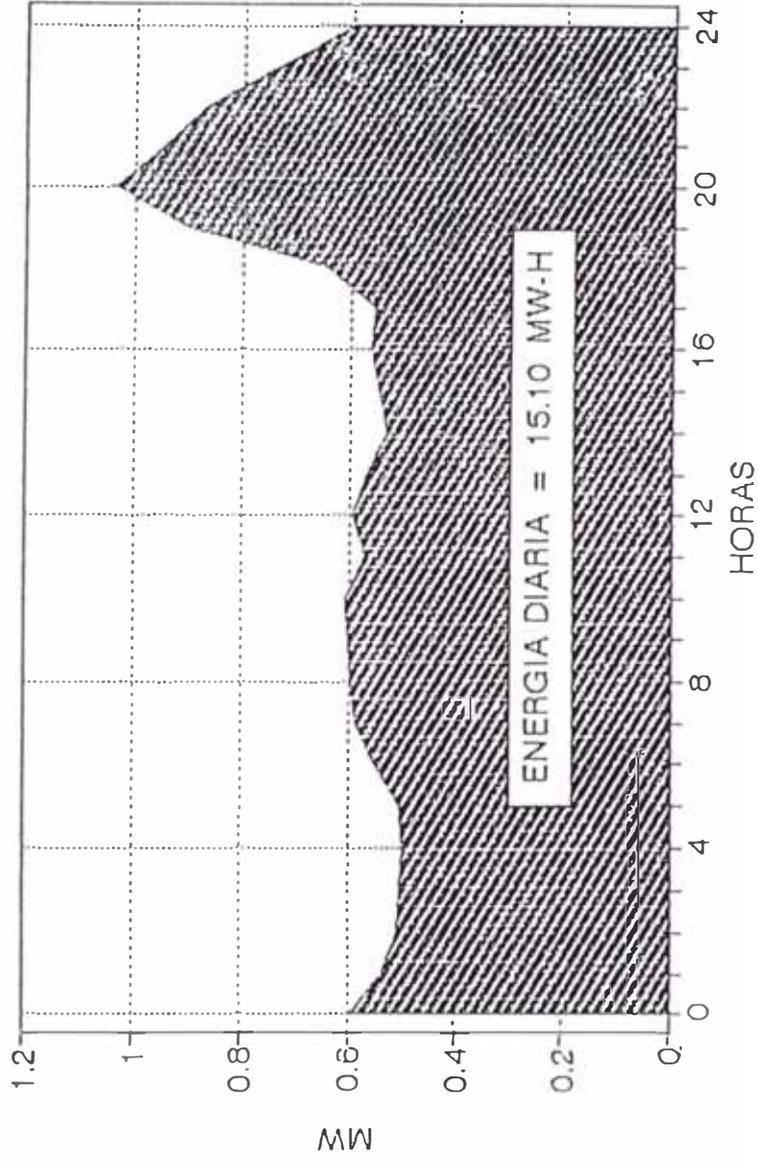
DEMANDA REGISTRADA      2.24 MW      FACTOR DE CARGA      0.63

HORA	DCT-A MW)
0	1.32
1	1.22
2	1.17
3	1.16
4	1.15
5	1.17
6	1.26
7	1.31
8	1.30
9	1.30
10	1.29
11	1.32
12	1.34
13	1.27
14	1.24
15	1.24
16	1.24
17	1.28
18	1.51
19	2.07
20	2.24
21	2.09
22	1.92
23	1.63
24	1.32

FIGURA 1.1

# DIAGRAMA DE CARGA TERNA 10.3

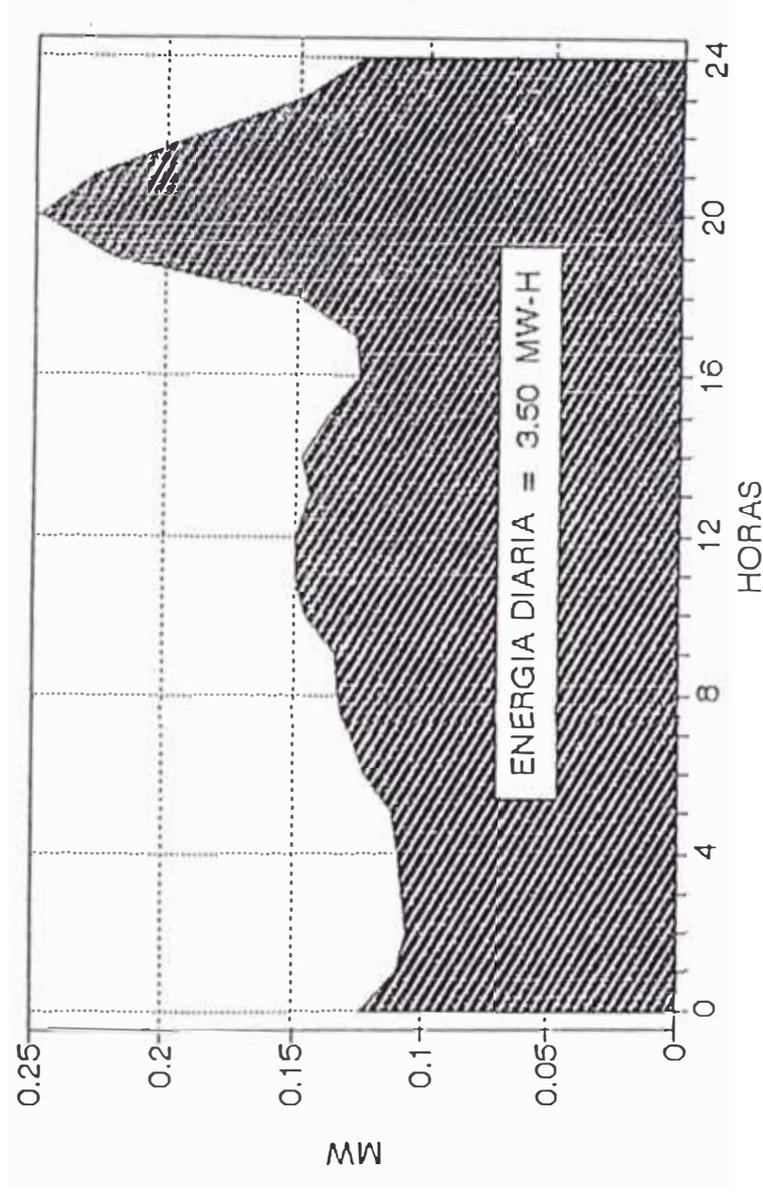
HORA	DCT-B (MW)
0	0.59
1	0.53
2	0.51
3	0.50
4	0.50
5	0.50
6	0.55
7	0.58
8	0.59
9	0.60
10	0.61
11	0.57
12	0.59
13	0.57
14	0.53
15	0.54
16	0.56
17	0.55
18	0.64
19	0.90
20	1.04
21	0.94
22	0.87
23	0.73
24	0.59



DEMANDA REGISTRADA      1.04 MW      FACTOR DE CARGA      0.61

FIGURA 1.2

# DIAGRAMA DE CARGA TERNA 10.5

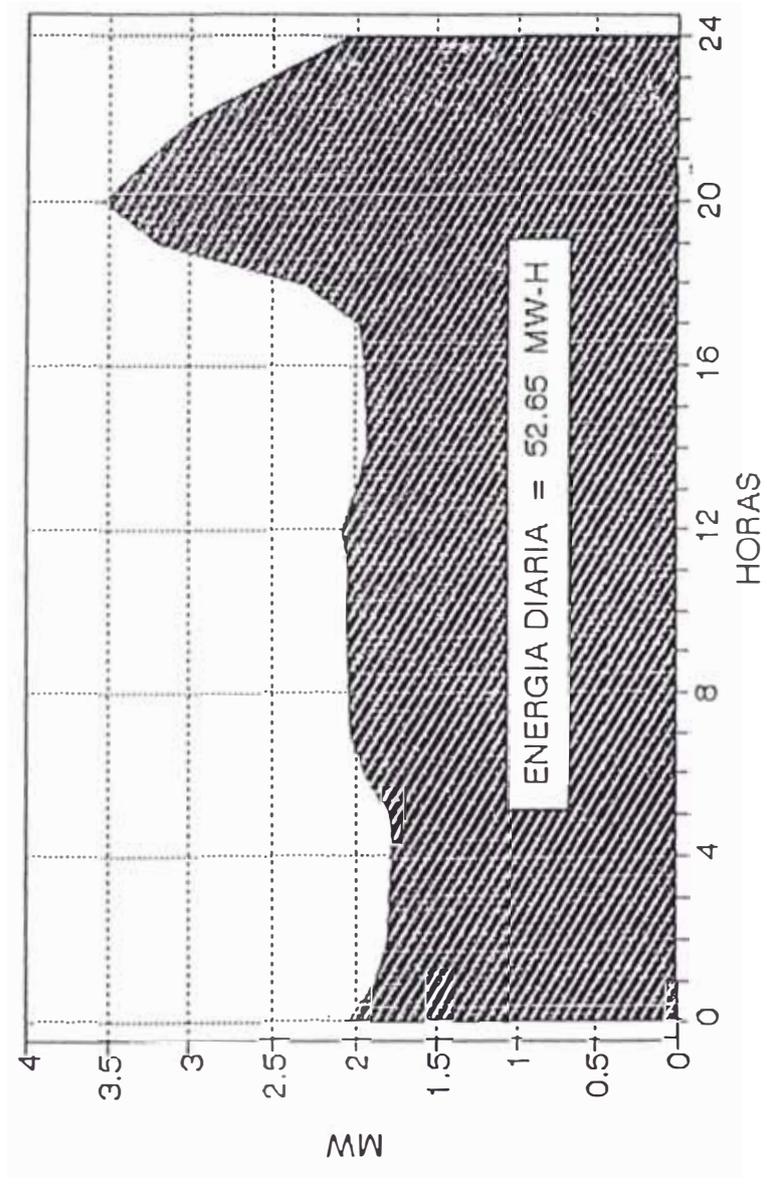


HORA	DCT-C (MW)
0	0.12
1	0.11
2	0.11
3	0.11
4	0.11
5	0.11
6	0.12
7	0.13
8	0.13
9	0.13
10	0.15
11	0.15
12	0.15
13	0.14
14	0.15
15	0.14
16	0.13
17	0.13
18	0.15
19	0.22
20	0.25
21	0.23
22	0.19
23	0.15
24	0.12

DEMANDA REGISTRADA      0.25 MW      FACTOR DE CARGA      0.59

FIGURA 1.3

# DIAGRAMA DE CARGA S.E. TINGO MARIA



DEMANDA REGISTRADA 3.53 MW FACTOR DE CARGA 0.62

HORA	DCT-S.E. (MW)
0	2.04
1	1.86
2	1.78
3	1.77
4	1.75
5	1.78
6	1.93
7	2.02
8	2.03
9	2.03
10	2.05
11	2.04
12	2.08
13	1.98
14	1.91
15	1.92
16	1.93
17	1.96
18	2.31
19	3.19
20	3.53
21	3.26
22	2.98
23	2.51
24	2.04

FIGURA 1.4

### **Subestaciones de 10 KV**

Existen 62 SS.EE. de distribución en este nivel de tensión, de las cuales 54 son del tipo aéreo y 8 del tipo superficie. Algunas de éstas SS.EE. serán reubicadas y reequipadas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

Se estima que no hay mayores dificultades para la reubicación de las SS.EE. por ser en su mayoría del tipo aéreo y con una antigüedad de los transformadores, en promedio, de 8 a 10 años.

### **Equipamiento de las subestaciones**

Se observa que no ha existido un criterio común ni en la disposición constructiva ni en el equipamiento de las subestaciones.

En general, los elementos que constituyen las actuales SS.EE. aéreas, son los siguientes:

La estructura de soporte está constituida por dos postes de concreto armado centrifugado, una plataforma de concreto o soporte de ángulo ranurado y crucetas de

concreto. Algunas pocas son monoposte.

La protección primaria consiste de seccionadores fusibles unipolares de porcelana (CUT OUTS), en su mayoría sobredimensionados. Para la protección contra sobretensiones por perturbaciones atmosféricas cuentan con pararrayos tipo autoválvula.

Los transformadores son trifásicos (excepto 3 que son monofásicos), con potencias que varían entre 15 y 500 KVA, y de las siguientes características; tipo intemperie, en baño de aceite, refrigeración natural.

Los tableros de distribución secundaria están cubiertos por una caja de madera forrada con latón y constan de un juego trifásico de barras de cobre, salidas protegidas con fusibles NH para los circuitos de servicio particular y alumbrado público. El circuito de alumbrado público incluye un contactor trifásico y

una celda fotoeléctrica para control.

Las puestas a tierra, en su mayoría, están formadas por un conductor de cobre que baja por el poste y se conecta a la varilla de dispersión enterrada junto al mismo.

En general, el estado de las SS.EE. es regular, con excepción de algunas cuyo tablero de distribución secundaria presentan las siguientes deficiencias:

Tablero con la madera podrida debido a las continuas lluvias y por no tener puerta o estar deteriorada.

Sustitución de los elementos fusibles "quemados" por alambre galvanizado.

Con respecto a las 4 SS.EE. tipo superficie de servicio público; sólo la S.E. 13C cuenta con adecuada protección contra la intemperie, además la disposición y equipamiento de éstas SS.EE. es inadecuado y sus

transformadores están siendo sub utilizados.

Finalmente, ninguna subestación cuenta con aparatos de medida que proporcionen información sobre las condiciones de explotación, y la mayoría carece de equipos de protección básicos que provoquen la desconexión de la subestación en casos de sobrecargas y cortocircuito.

#### 1.3.2 **Subsistema de distribución secundaria**

La red secundaria de la ciudad de Tingo María es del tipo aéreo en su totalidad y opera a un nivel de tensión de 220 V, la configuración es trifásica y mayormente de cinco conductores, tres para el servicio particular y dos para el alumbrado público.

Para una mejor descripción del subsistema de distribución secundaria la ciudad de Tingo María se ha agrupado de la siguiente forma: Casco urbano, PP.JJ. con redes definitivas y PP.JJ. con redes provisionales.

##### **Casco urbano**

Además de las características generales mencionadas en el párrafo anterior, en el casco urbano las redes presentan las siguientes particularidades:

Debido a que tienen una antigüedad de 25 años y por el escaso mantenimiento recibido; la mayoría de instalaciones se encuentran en mal estado de conservación y sus conductores sobrecargados.

Los soportes son predominantemente de concreto armado ~~con el tipo~~ (CA) y muchos de ellos se encuentran deteriorados.

Existe una gran diversidad de armados, algunos de ellos inadecuados.

Los aisladores son del tipo carrete (ANSI 53-1) y están en buen estado.

Los conductores son de cobre forrado tipo intemperie (WF), un gran porcentaje debe ser reemplazado por encontrarse en mal estado o por ser de calibre inadecuado, hecho que provoca una excesiva caída de tensión y ocasiona importantes pérdidas de energía.

- La iluminación es a base de lámparas de vapor de mercurio HPLN-125W y de luz mixta ML-160W. Recientemente se han instalado lámparas de vapor de sodio SON/T-400W en la Av. Enrique Pimentel. En términos generales, el nivel de iluminación en el casco urbano es bajo.

Las luminarias están instaladas predominantemente en pastorales tipo SUCRE C siendo su estado de conservación deficiente, se observa que la tendencia es de reemplazarlos por tipo UNIFIX-1,50.

La mayoría de acometidas están instaladas con conductor tipo TW y se encuentran en mal estado por lo que serán reemplazadas por conductores tipo concéntrico.

Las cajas portamedidor en su mayoría tienen tapas deterioradas ó no tienen, por lo tanto se propondrá su reemplazo.

#### **PP.JJ. con redes definitivas**

Por ser relativamente nuevas, en general se encuentran en buen estado de conservación, exceptuándose las ampliaciones que son realizadas con carácter provisional, entre sus principales características tenemos:

Con respecto a la iluminación al igual que en el casco urbano, es deficiente.

La mayoría de conexiones domiciliarias, sean acometidas ó cajas portamedidor se encuentran en buen estado.

#### **PP.JJ. con redes provisionales**

Las redes de distribución secundaria son en general precarias y emplean soportes piezados de madera sin tratar, bambú, etc.

Los conductores son de calibres inapropiados y han sido ensambladas sin mayor técnica, además se caracterizan porque:

El escaso alumbrado público existente, se realiza mediante lámparas incandescentes.

Existen PP.JJ. que tienen estudios de redes aprobados y otros en proceso de elaboración.

#### **1.4 Sistema de Utilización**

El sistema de utilización está constituido por el conjunto de instalaciones destinadas a llevar la energía eléctrica a cada usuario, y sus características se han descrito en el subcapítulo anterior.

El suministro de energía se realiza tanto en media como en baja tensión, y para el propósito los usuarios se clasifican por sectores y la ciudad por zonas de consumo homogéneo.

#### **1.5 Demanda eléctrica actual**

El diagnóstico efectuado al sistema de distribución eléctrica de la ciudad de Tingo María, elaborado por la FIEE-UNI y las estadísticas del Plan Maestro de Electricidad 1992, elaborado por ELECTROPERU S.A. nos permiten hacer un análisis de la demanda actual.

La información relativa al consumo de energía por sectores y máxima demanda para el período 1978-1992

se muestra en los cuadros 1.2 y 1.3 respectivamente.

#### **1.5.1 Demanda por sectores de consumo**

El análisis de la información disponible y con la ayuda de técnicas de estudio cuantitativo y estadístico se deduce el número de usuarios y el consumo de energía por sectores, así también el consumo específico anual por usuario (KWh/usuar-año) para cada sector de consumo que describimos a continuación :

##### **Sector residencial**

Es el más importante en la ciudad de Tingo María, su consumo de energía ha crecido exponencialmente desde 1978, tal como se aprecia en el cuadro 1.2.

Constituye el 77,02% de los usuarios y consume el 52,53% del consumo total de energía. El consumo específico de este sector es 1121,36 KWh/usuar-año.

##### **Sector comercial**

El movimiento comercial es intenso en la ciudad de Tingo María por ser una ciudad que se desarrolla al margen del Río Huallaga y de la carretera Marginal de la Selva.

Está constituida por centros comerciales, restaurantes, farmacias, discotecas, empresas de transporte, agencias bancarias, etc., la

participación de este sector en el consumo total ha disminuido en los últimos años, tal como se muestra en el cuadro 1.2, a consecuencia de la fuerte recesión y el racionamiento de energía.

Representa el 15,61% del total de usuarios de la ciudad y consume el 10,8% del consumo total de energía de Tingo María. El consumo específico de este sector es 1136,59 KWh/usuar-año.

#### **Sector industrial**

Conformado por hoteles, estaciones de radio y televisión, y un número reducido de pequeñas industrias alimentarias y metalmecánicas, ha tenido una pequeña reducción de su consumo de energía respecto del año pasado, ver cuadro 1.2

Representa el 1,0% del total de usuarios y el 6,74% del consumo total de energía de la ciudad. Su consumo específico es 11071,08 KWh/usuar-año.

#### **Sector de uso general**

Está constituido por hospitales, ministerios, municipio, colegios, instituciones públicas y servicios en general, incluyendo instalaciones de electrobombas.

Este sector tiene una participación de 17,39% en el consumo total de energía,

representa el 6,36% del total de usuarios de la ciudad, y su consumo específico actual es 4493,94 KWh/usuar-año.

#### **Sector de alumbrado público**

Este sector tiene una participación en el total de la energía consumida del orden del 12,55% y está constituido casi exclusivamente por lámparas de vapor de mercurio y luz mixta.

En el cuadro 1.4 se resume las características mas importantes de cada sector.

#### **1.5.2 Demanda por zonas**

El análisis de la demanda por areas geográficas se realizó teniendo en cuenta la facturación, tipo de usuario, ubicación geográfica y similitud en la demanda unitaria por subestaciones. Se definieron 6 zonas y se describen a continuación :

##### **Zona A**

Se caracteriza porque en ella se alberga a casi todo el sector comercial, esto es, el 70,22% del total de usuarios de dicho sector. El sector residencial involucrado en ella, es el 7,08% del total de usuarios residenciales de la ciudad. Absorve al 20,58% de los consumidores del sector de uso general y al 35,38% del sector industrial.

## ENERGIA POR SECTORES - HISTORICO

ANO	RESIDENCIAL (GWH)	INDUSTRIAL (GWH)	COMERCIAL GWH	A.P. (GWH)	VENTAS (GWH) <sup>1</sup>
1978	1.10	0.30	1.40	0.20	3.00
1979	1.40	0.30	1.60	0.30	3.60
1980	1.60	0.30	1.80	0.40	4.10
1981	2.00	0.30	2.20	0.60	5.10
1982	2.40	0.40	2.60	0.90	6.30
1983	2.70	0.40	2.20	1.70	7.00
1984	2.80	0.70	1.80	0.80	6.10
1985	3.30	0.30	2.00	1.60	7.20
1986	4.10	0.50	2.60	2.10	9.30
1987	3.90	1.00	2.70	1.30	8.90
1988	4.90	0.70	4.00	1.30	10.90
1989	5.20	0.70	4.20	1.40	11.50
1990	5.60	0.80	3.90	1.40	11.70
1991	6.20	0.90	3.90	1.30	12.30
1992	6.63	0.85	3.56	1.58	12.62

CUADRO 1.2

## MAXIMA DEMANDA - HISTORICO

ANO	MAXIMA DEMANDA (MW)
1978	1.00
1979	1.30
1980	1.50
1981	1.70
1982	1.90
1983	1.80
1984	2.00
1985	2.30
1986	2.40
1987	2.40
1988	2.80
1989	3.00
1990	3.10
1991	3.30
1992	3.53

CUADRO 1.3

### DEMANDA POR SECTORES DE CONSUMO

SECTOR	USUARIOS %	ENERGIA %	CONSUMO ESPECIFICO (KWh/USUAR-ANO)
RESIDENCIAL	77.02	52.53	1121.36
COMERCIAL	15.62	10.80	1136.59
INDUSTRIAL	1.00	6.74	11071.08
USO GENERAL	6.36	17.39	4493.94
ALUMBRADO PUBLICO	--	12.55	--

CUADRO 1.4

### DEMANDA POR ZONAS

ZONA	DENSIDAD W/m2)	ENERGIA (KWh)	ENERGIA <sup>1</sup> (%)
A	2.451	9519.01	19.06
B	1.925	5195.49	10.40
C	1.437	14958.85	29.96
D	1.254	3749.29	7.51
E	0.497	9080.29	18.18
F	0.152	7430.75	14.88

CUADRO 1.5

Esta zona está totalmente atendida y consume el 19,06% de la energía total consumida por Tingo María, apesar que las limitaciones de la red de distribución actual imponen restricciones al servicio. Su densidad eléctrica es 2,451 W/m<sup>2</sup>.

#### **Zona B**

En su extensión geográfica alberga al 10,69% de los usuarios de Tingo María. En términos relativos los usuarios tienen la siguiente representatividad: residenciales 9,94% comerciales 10,75% industriales 18,46% y de uso general 18,40%.

La zona está atendida casi en su totalidad, siendo su densidad eléctrica de 1,925% W/m<sup>2</sup>. Su consumo alcanza al 10,40% de la energía total consumida por Tingo María. Cabe destacar que el 71,61% de usuarios son de tipo Residencial.

#### **Zona C**

Casi la totalidad de esta zona se ubica en la región este del casco urbano y es mayoritariamente residencial, con un 85,33% de usuarios de este tipo.

La participación de cada sector referida al total de usuarios de la ciudad, es como sigue: residencial 30,93%, comercial 14,10%, industrial 20,00% y de uso general 26,63%.

Esta zona tiene muchas instalaciones precarias y provisionales, por lo tanto, falta ser atendida, siendo su densidad eléctrica de  $1,437 \text{ W/m}^2$ . Su consumo diario de energía es  $14958,85 \text{ KWh}$  y representa el 29,96% del total de energía consumida en la ciudad.

#### **Zona D**

Se caracteriza porque en ella se ubican esencialmente pueblos jóvenes de la periferia de la ciudad.

Su consumo es básicamente residencial, con un 94,61% de usuarios de este tipo.

La participación porcentual de los sectores referida al total de usuarios de la ciudad, demuestra la poca presencia de los mismos, y es la siguiente: residencial 15,10%, comercial 1,54% e industrial 1,28%.

La demanda máxima por usuario varía entre  $0,305-0,383 \text{ KW}$ , con una densidad de  $1,254 \text{ W/m}^2$  y un consumo diario de  $3749,29 \text{ KWh}$  que representa el 7,51% del total de Tingo María.

#### **Zona E**

Es eminentemente una zona residencial (92,24%) y en ella se ubican pueblos jóvenes de la periferia y anexos al casco urbano, con agrupaciones de vivienda organizadas, como es el caso de Castillo Grande. Entre las características de esta zona, además de su

extensión, tenemos que en ella existen varios parques y núcleos de recreación; que hacen que su densidad sea reducida, llegando a ser de 0,497 W/m<sup>2</sup>.

Su consumo diario de energía es 9080,28 KWh y representa el 18,18% del total de energía consumida en la ciudad. La participación de cada sector en el total de usuarios de Tingo María es: residencial 27,79%, comercial 2,17%, industrial 12,31% y de uso general 21,07%.

#### **Zona F**

Esta constituida principalmente por pueblos jóvenes y usuarios ubicados en las márgenes de la carretera Marginal, y se caracteriza por las extensas áreas o lotes a servir.

Los usuarios de esta zona y que están ubicados al norte de la ciudad, es decir, los alimentados por la terna 10.5, son en su mayoría rurales y cuentan con redes de distribución secundaria provisionales.

Esta zona alberga al 7,56% de usuarios de la ciudad, los que en su mayoría son residenciales (93,28% del total de la zona). Los sectores de consumo de esta zona tienen una participación en el total de usuarios de Tingo María, de la siguiente forma: residencial 9,16%, comercial 0,99%, industrial 1,54% y de uso general 5,33%.

extensión, tenemos que en ella existen varios parques y núcleos de recreación; que hacen que su densidad sea reducida, llegando a ser de  $0,497 \text{ W/m}^2$ .

Su consumo diario de energía es 9080,28 KWh y representa el 18,18% del total de energía consumida en la ciudad. La participación de cada sector en el total de usuarios de Tingo María es: residencial 27,79%, comercial 2,17%, industrial 12,31% y de uso general 21,07%.

#### **Zona F**

Esta constituida principalmente por pueblos jóvenes y usuarios ubicados en las márgenes de la carretera Marginal, y se caracteriza por las extensas áreas o lotes a servir.

Los usuarios de esta zona y que están ubicados al norte de la ciudad, es decir, los alimentados por la terna 10.5, son en su mayoría rurales y cuentan con redes de distribución secundaria provisionales.

Esta zona alberga al 7,56% de usuarios de la ciudad, los que en su mayoría son residenciales (93,28% del total de la zona). Los sectores de consumo de esta zona tienen una participación en el total de usuarios de Tingo María, de la siguiente forma: residencial 9,16%, comercial 0,99%, industrial 1,54% y de uso general 5,33%.

Su consumo representa el 14,88% de la energía total consumida en la ciudad, esto es 7430,75 KWh. Su densidad es 0,152 W/m<sup>2</sup>.

El cuadro 1.5 resume las principales características de cada una de las zonas descritas y el cuadro 1.6 resume la participación que los sectores de consumo tienen en cada zona geográfica, dicha participación es respecto al total de usuarios de Tingo María.

El cuadro 1.7 muestra por zonas la relación de subestaciones existentes en la ciudad de Tingo María. Luego en la figuras del 1.5 al 1.10 se presentan los diagramas de carga típicos por zonas en p.u., asimismo se muestra el factor de carga en cada caso.

**PARTICIPACION DE LOS SECTORES DE CONSUMO  
POR ZONA GEOGRAFICA**

SECTOR	ZONA A %	B %	C %	D %	E %	F %
RESIDENCIAL	7.08	9.94	30.93	15.10	27.79	9.16
COMERCIAL	70.22	10.75	14.10	1.54	2.17	0.99
INDUSTRIAL	35.38	18.46	20.00	1.28	12.31	1.54
USO GENERAL	20.58	18.40	26.63	- -	21.07	5.33

CUADRO 1.6

RELACION DE SUBESTACIONES POR ZONAS

ZONA	SUBESTACION
A	5 A , 6 A , 6 A1 7 A , 8 A , 21 A
B	2 A , 3 A , 4 A , 9 A
C	1 A , 10 A , 13 A , 22 A , 23 A 3 B , 4 B , 4 B1 , 7 B , 9 B 10 B , 11 B , 11 B1 , 12 B , 13 B
D	11 A , 12 A , 2 B , 5 B , 6 B
E	11 A1 , 24 A , 25 A , 26 A , 27 A 28 A , 29 A , 30 A , 31 A , 32 A 33 A , 1 B , 8 B , 1 C , 1 C1
F	14 A , 15 A , 16 A , 17 A , 18 A 18 A1 , 19 A , 20 A , 2 C , 2 C1 3 C , 4 C , 5 C , 6 C , 7 C , 8 C 9 C , 10 C , 11 C , 12 C , 13 C

CUADRO 1.7

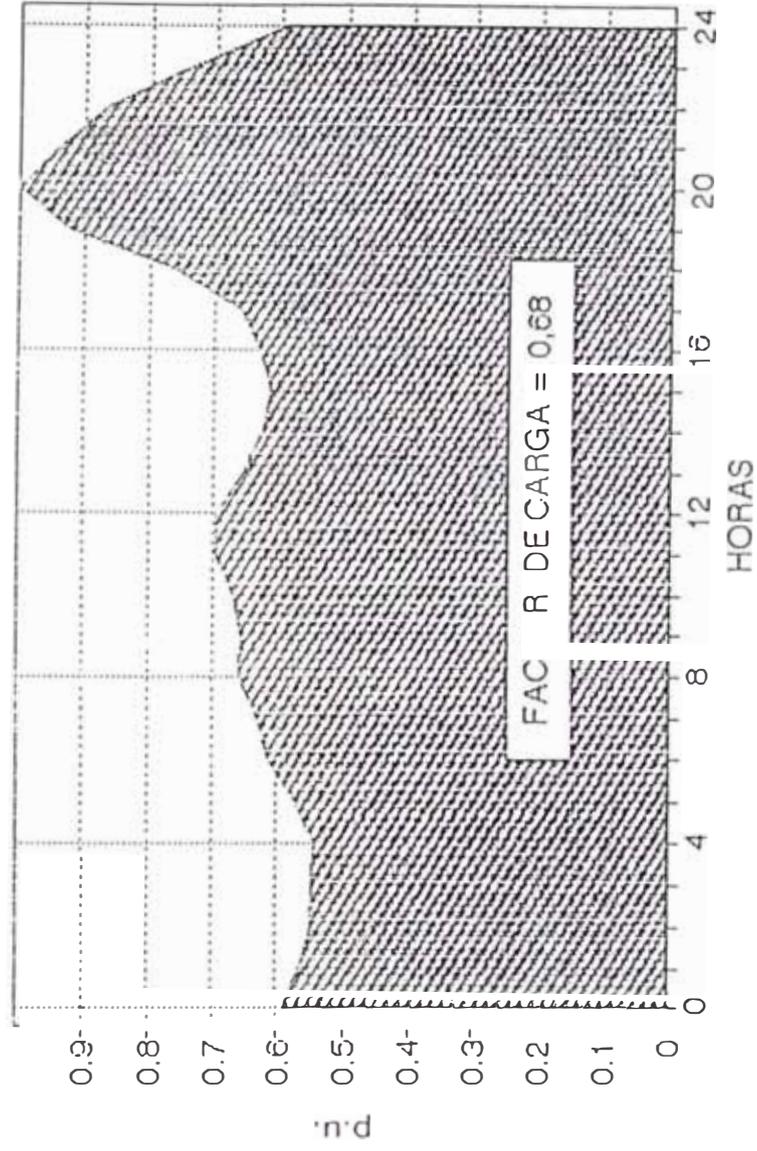
HORA

ZONA A

(p.u.)

0	0.59
1	0.57
2	0.55
3	0.54
4	0.54
5	0.57
6	0.62
7	0.63
8	0.66
9	0.66
10	0.67
11	0.70
12	0.70
13	0.66
14	0.63
15	0.61
16	0.63
17	0.66
18	0.76
19	0.92
20	1.00
21	0.94
22	0.87
23	0.74
24	0.59

# D AGR MA DE CARGA TP 30 ZONA A



FIGU 1.5

HORA	ZONA B (p.u.)
0	0.55
1	0.51
2	0.49
3	0.48
4	0.48
5	0.48
6	0.53
7	0.56
8	0.56
9	0.55
10	0.58
11	0.61
12	0.62
13	0.62
14	0.59
15	0.58
16	0.57
17	0.49
18	0.64
19	0.94
20	1.00
21	0.92
22	0.63
23	0.70
24	0.55

# DIAGRAMA DE CARGA TIPICO ZONA B

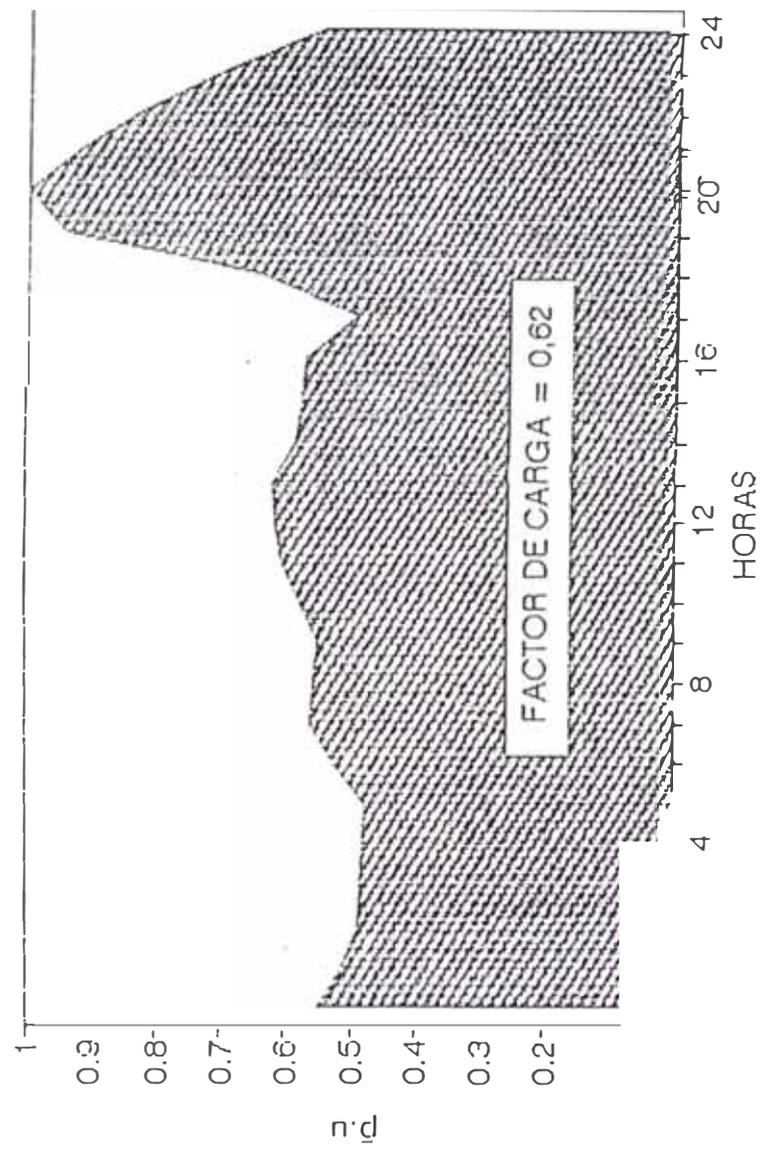


FIGURA 1.6

HORA	ZONA C (p.u.)
0	0.61
1	0.54
2	0.52
3	0.51
4	0.51
5	0.51
6	0.56
7	0.59
8	0.60
9	0.61
10	0.62
11	0.61
12	0.62
13	0.59
14	0.55
15	0.57
16	0.59
17	0.60
18	0.69
19	0.89
20	1.00
21	0.90
22	0.85
23	0.74
24	0.61

## DIAGRAMA DE CARGA TÍPICO ZONA C

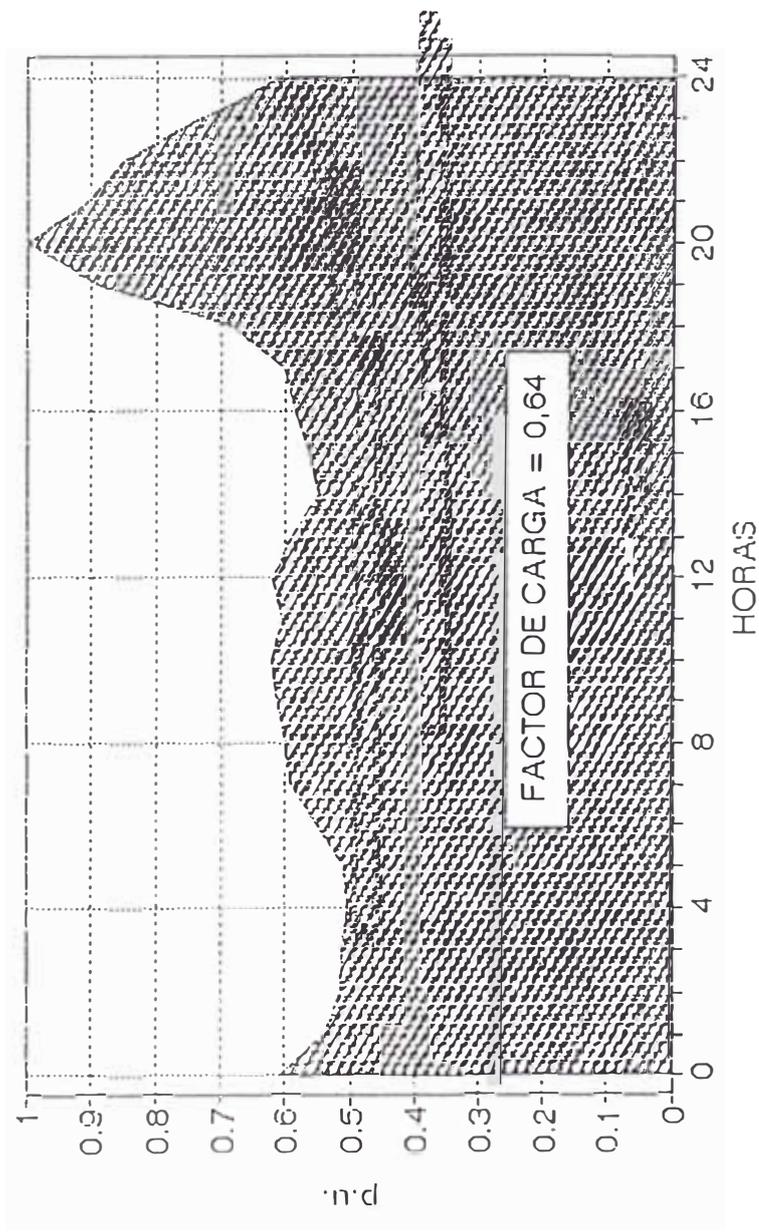


FIGURA 1.7

HORA	ZONA D (p.u.)
0	0.55
1	0.51
2	0.49
3	0.48
4	0.48
5	0.48
6	0.53
7	0.55
8	0.54
9	0.55
10	0.52
11	0.49
12	0.51
13	0.47
14	0.46
15	0.48
16	0.49
17	0.49
18	0.57
19	0.90
20	1.00
21	0.92
22	0.82
23	0.70
24	0.55

# DIAGRAMA DE CARGA TIPICO ZONA D

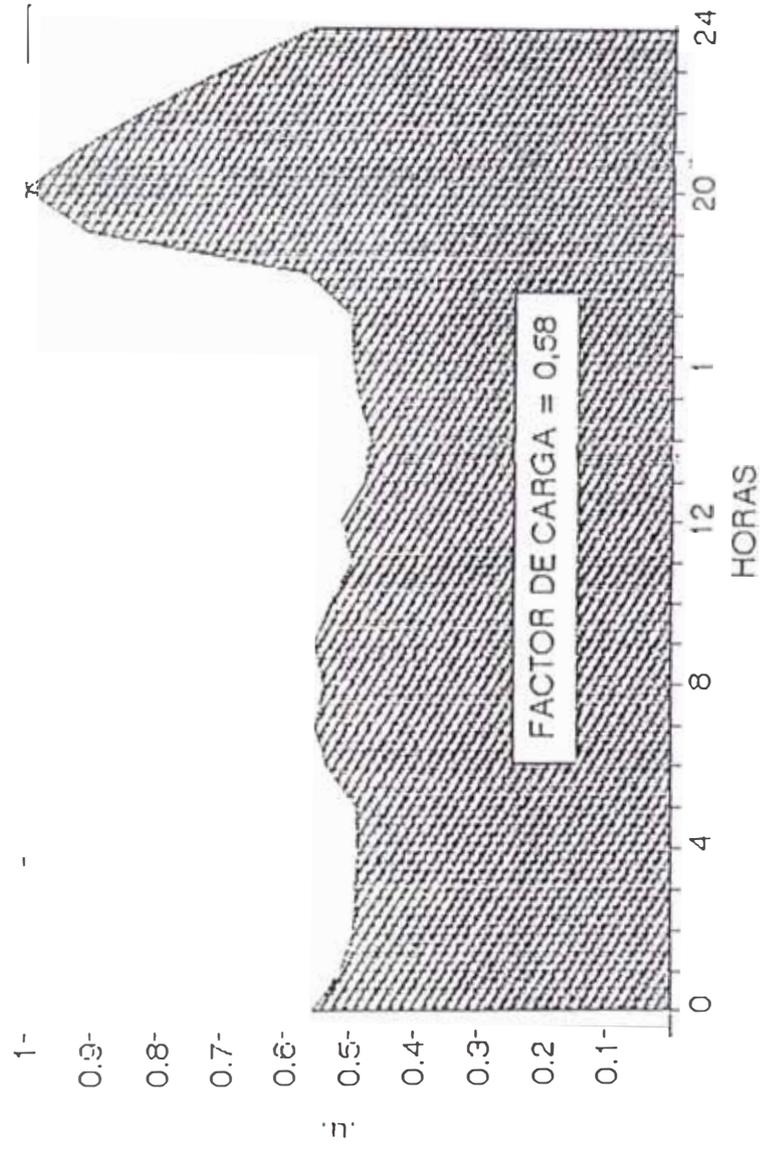


FIGURA 1.8

HORA	ZONA E (p.u.)
0	0.60
1	0.54
2	0.50
3	0.50
4	0.49
5	0.50
6	0.54
7	0.55
8	0.51
9	0.49
10	0.48
11	0.48
12	0.48
13	0.46
14	0.48
15	0.48
16	0.47
17	0.48
18	0.58
19	0.90
20	1.00
21	0.98
22	0.88
23	0.72
24	0.60

## DIAGRAMA DE CARGA TIPICO ZONA E

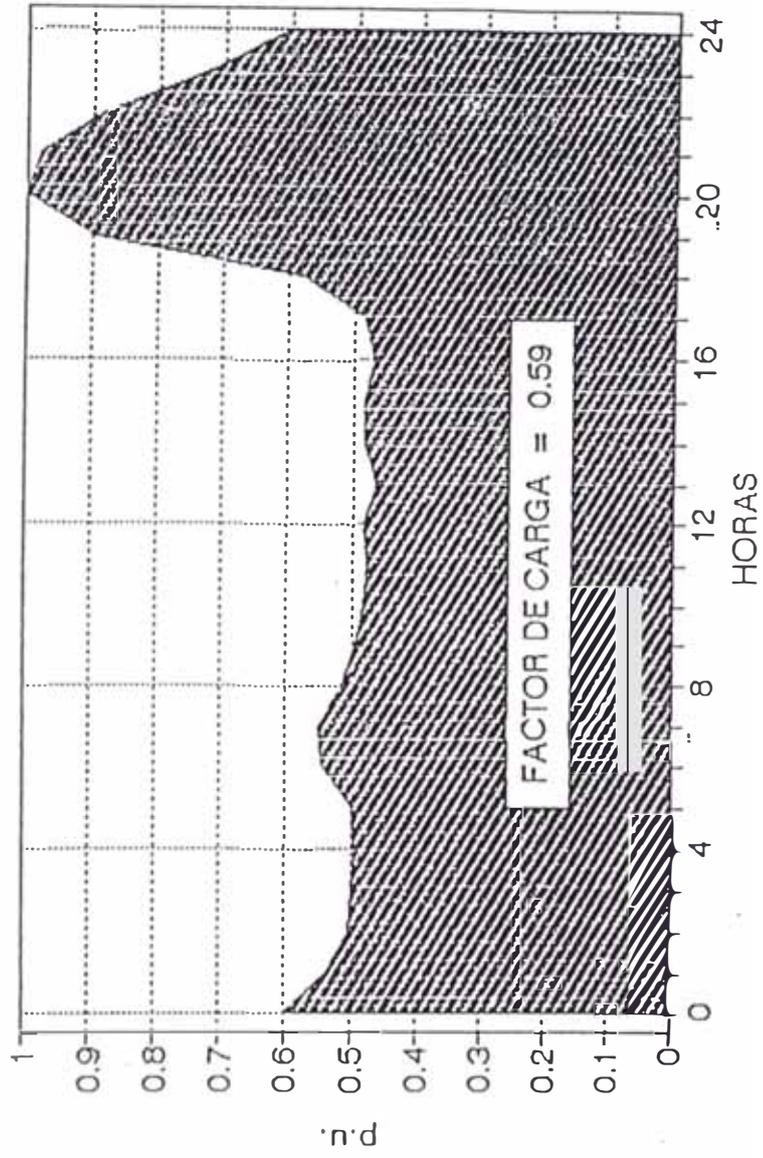


FIGURA 1.9

HORA	ZONA F (p.u.)
0	0.56
1	0.51
2	0.49
3	0.52
4	0.50
5	0.51
6	0.53
7	0.56
8	0.59
9	0.60
10	0.61
11	0.61
12	0.64
13	0.60
14	0.58
15	0.57
16	0.57
17	0.61
18	0.71
19	0.94
20	1.00
21	0.88
22	0.80
23	0.66
24	0.56

# DIAGRAMA DE CARGA T F CO ZONA F

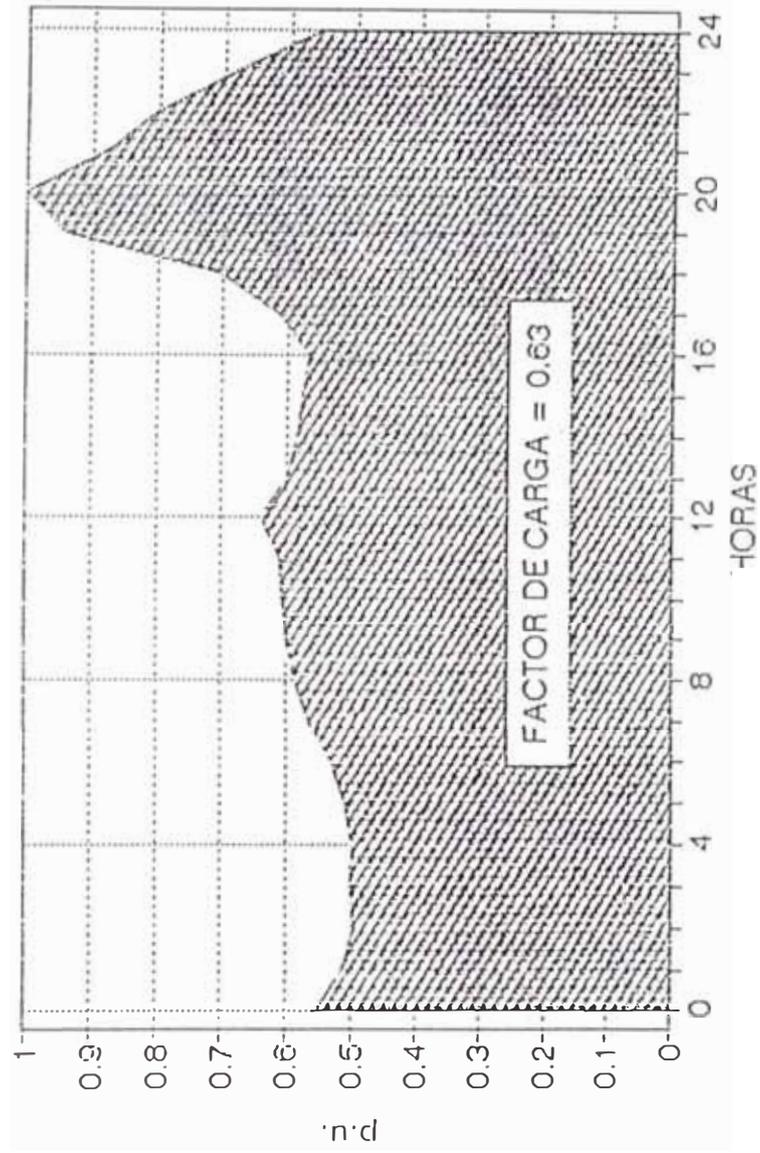


FIGURA 1.10

## C A P I T U L O    I I M E T O D O L O G I A S   P A R A   L A   D E T E R M I N A C I O N E   P E R D I D A S   E N S I S T E M A S   D E   D I S T R I B U C I O N

En este capítulo se presentan las diferentes metodologías para estimar las pérdidas técnicas y no-técnicas de un sistema de distribución eléctrica.

En la sección siguiente se presentan, brevemente, algunas definiciones y las bases teóricas requeridas para comprender los métodos de cuantificación de las pérdidas de energía.

Luego se describen las metodologías más utilizadas para la estimación de pérdidas de potencia que constituyen la base para estimar las pérdidas de energía ya sea mediante un proceso de integración de las pérdidas de potencia en un período de tiempo o mediante la utilización de ciertos factores que representan el comportamiento del sistema (factor de carga, factor de pérdidas).

En la última sección se describen los métodos de estimación de pérdidas no-técnicas. Y en el capítulo siguiente se determina el nivel de pérdidas de energía en la ciudad de Tingo María.

## 2.1 Generalidades

Un programa de reducción de pérdidas comprende fundamentalmente dos procesos; estimación y control de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico. La exactitud del balance de energía y por consiguiente del valor global de las pérdidas de energía, está determinada por:

La **precisión** en las mediciones de energía, tanto de la que se factura a los clientes como de las de producción e intercambio (compra y venta mayorista).

- La **simultaneidad** de las lecturas y formas de evaluación de la energía pendiente de facturación.
- La **perioricidad** de las lecturas y correcta contabilización de la energía facturada.

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina **pérdidas técnicas**. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

Las pérdidas no-técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema

eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Existen distintos criterios para clasificar éstas pérdidas, uno de ellos es según su origen y se agrupan en; por robo o hurto, por fraude y por administración. Las pérdidas en general también se pueden clasificar en fijas y variables.

## 2.2 Pérdidas técnicas

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

- La magnitud de los sistemas y la gran diversidad de elementos a considerar.
- La gran cantidad de información a manejar.
- La incertidumbre sobre la información obtenida, la falta parcial o carencia de la misma.
- La naturaleza variable de la carga tanto en el sistema como en cada elemento que lo compone.
- La imposibilidad práctica de conocer con total precisión el estado de mantenimiento y la condición de operación del sistema en cada intervalo de tiempo a considerar.
- La imposibilidad práctica de efectuar a costos razonables las mediciones necesarias para obtener el estado de cargas en cada uno de los componentes

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

### 2.2.1 Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas

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

$$\text{Pérd.de Energía} - \text{Energ. suministrada} - \text{Energ.facturada}$$

Esta metodología tiene asociada dos fuentes de error :

1. La diferencia entre la energía suministrada y la energía vendida incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada como puede ser: robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc; es decir, incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no-técnicas.
2. Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistema, no son hechas simultáneamente, presentándose desfasaje de tiempo entre ellas de 1 ó 2 meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

Aún en caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar donde ocurren las pérdidas para poder tomar medidas correctivas, ya que en ese caso se tiene muy poca información a este respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia para uno (generalmente la demanda máxima) o varios puntos de demanda del sistema y con base en los resultados se evalúan las pérdidas de energía.

#### 2.2.1.1 Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas

La exactitud de los resultados de las estimaciones de pérdidas de potencia y energía depende principalmente de:

La calidad y cantidad de la información utilizada.

El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible.

La solución del problema, en general requiere de utilización de un computador digital, dado el volumen

de información que se debe procesar y el gran número de ecuaciones a resolver.

La estimación de pérdidas de potencia utiliza alguna de las siguientes herramientas de acuerdo con la información disponible:

- Flujo de carga.
- Estimación de estado.
- Correlación con circuitos o sistemas similares.

#### 2.2.1.2 **Información requerida para la estimación de pérdidas**

En todo estudio de pérdidas es aconsejable empezar el análisis con un conocimiento adecuado del sistema a estudiar. La información necesaria está relacionada con :

##### 1. Características técnicas:

- Diagrama unifilar.
- Longitud de conductores.
- Clase de conductores
- Características eléctricas de los conductores
- Configuración geométrica de las estructuras

- Fases por circuito.
- Ruta de los circuitos.
- U b i c a c i ó n d e l o s transformadores.
- Ubicación de generadores.
- Características eléctricas de los transformadores.
- Ubicación de otros equipos (condensadores por ejemplo).

## 2. Información de la carga.

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

### 2.2.1.3 **Demanda**

Las pérdidas de potencia y energía de un sistema de distribución, dependen de la demanda que deben suplir, por eso un conocimiento adecuado de estos valores permitiría

que el estudio de pérdidas del sistema sea preciso.

En caso de no disponer de la información necesaria de demanda, se puede utilizar una serie de medidas que se efectúan en los diferentes puntos del sistema y datos comúnmente conocidos como son: factor de carga, factor de pérdidas, factor de coincidencia, capacidad nominal instalada, energía consumida, corrientes máximas, numeros de usuarios, características de la carga, por ejemplo: demanda individual y promedio por grupos de usuarios, y para días laborales y/o feriados, etc.

### **2.2.2 Metodologías de estimación**

Del análisis de la información existente, se observa que dentro de los lineamientos definidos anteriormente, las empresas utilizan para la determinación de las pérdidas técnicas distintas metodologías, algunas mas o menos sofisticadas y otras más simplificadas.

Entre las primeras se encuentra la que está desarrollada en el manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas de la OLADE, y que requiere de una

base amplia de datos característicos para definir el flujo de carga, y de información detallada de estadísticas técnicas para la estimación de los estados, como asimismo una correcta determinación de la situación de la demanda y un eficiente relevamiento de la información sobre las instalaciones y componentes del sistema.

Entre las segundas podemos citar la metodología que fué empleada en el cálculo de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución de Tingo María, en el marco del Convenio ELECTROCENTRO S.A. - UNI-FIEE.

#### **2.2.2.1 Propuesta del manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas de la OLADE**

Para realizar el estudio de pérdidas en los subsistemas de distribución consideran tres niveles, como sigue:

##### **Pérdidas en los circuitos primarios**

En esta metodología se considera que se conoce el valor de demanda máxima de la subestación o por alimentador (lo cual es muy frecuente)

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

Los siguientes pasos muestran cómo se pueden estimar las pérdidas.

1. Realizar un levantamiento de información sobre el sistema que se va a estudiar. La información mínima corresponde a :
  - Información sobre las líneas (resistencia, reactancia).
  - Fases del sistema.
  - Transformadores (pérdidas hierro, resistencia, reactancia)
  - Condensadores (pérdidas, capacidad, etc.).
2. Obtener las demandas activas y reactivas (kW, kVAR) para cada

alimentador en la subestación en el instante de demanda máxima.

3. Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema de acuerdo con :

$$P_{oi}^{max} = f(E_i, C_i, I_i^{max}, U_i)$$

Donde:

$P_{oi}^{max}$  = Potencia demanda máxima en el punto i (W)

= Energía consumida en el punto i en cierto intervalo de tiempo (Wh).

$C_i$  = Capacidad nominal de los elementos instalados en el punto i (VA).

$I_i^{max}$  - Corriente máxima en el punto i (A).

$U_i$  - Clase de usuarios en el punto i.

Estos puntos generalmente son los transformadores de distribución

4. Efectuar un flujo de carga para encontrar, las tensiones y pérdidas del sistema.
5. Si la suma de la demanda de los diferentes puntos del sistema más las pérdidas del sistema es igual a la demanda de cada alimentador en la subestación (dentro de cierto margen de error) entonces ir al paso (6), en caso contrario modificar la demanda de cada punto del sistema proporcionalmente al error y volver al paso (3).
6. El valor de pérdida de energía está dado por :

$$L = F_L * P_L^o * T$$

Donde:

L	Pérdidas de energía (Wh).
	Factor de pérdidas.
$P_L^o$	Pérdidas de potencia (W) a demanda máxima.
T	Período de estudio (h)

### Pérdidas en los transformadores

Para la estimación de estas pérdidas se puede utilizar la energía facturada a cada consumidor de la siguiente forma:

1. Cada usuario se asocia al transformador que le suministra el servicio.
2. La energía total suministrada por cada transformador durante un período de tiempo se obtiene a partir del consumo de los usuarios.
3. La demanda del transformador se calcula de acuerdo con la energía consumida, el número de usuarios y las clases de usuarios.

$$P_{oi}^{**} = f(E_i, N_i, U_i)$$

Donde:

$E_i$  : Energía suministrada por el transformador  $i$  (Wh).

$N_i$  : Número de usuarios del transformador  $i$ .

$U_i$  : Clases de usuarios del transformador  $i$ .

4. Conocido el valor de demanda máxima y el valor de las pérdidas del cobre a potencia nominal se tiene

$$P_{L_{max}} = P_L (S_{p_{max}} / S_p)^2$$

Donde:

$P_{L_{max}}$  : Pérdidas del transformador (W) en la demanda máxima  $S_{p_{max}}$  (kVA)

$P_L$  : Pérdidas del transformador (W) en la demanda nominal  $S_p$  (kVA).

5. Cálculo de pérdidas de energía de acuerdo con factor de pérdidas del transformador.

$$L = F_L * P_{L_{max}} * T + P_v * T$$

Donde:

$P_v$  : Pérdidas en vacío del transformador (W).

T : Intervalo de tiempo de estudio considerado (h).

### **Pérdidas en los circuitos secundarios**

Se puede utilizar la misma metodología mencionada para el cálculo de las pérdidas en los subsistemas primarios; es decir, con base en los consumos facturados de energía en los diferentes puntos del sistema estimar la demanda máxima para cada punto de manera similar a como se describió para los circuitos primarios, así :

1. Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario el cual incluya los parámetros eléctricos (líneas, fases, etc.).
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 de acuerdo con la relación;

$$P_{oi}^{max} = f(E_i, U, N_u, C_i)$$

Donde:

$P_{oi}^{max}$  : Demanda máxima del punto  $i$  (W).

$E_i$  : Energía facturada (Wh) en el punto  $i$  en un intervalo de tiempo.

$U_i$  : Clase de usuario.

$N$  : Número de usuarios.

$C_i$  : Capacidad instalada (VA).

4. Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito (utilizar un flujo de carga).
5. Comparar la suma de las demandas de los diferentes puntos más las pérdidas con el valor de demanda máxima del transformador.

$$P_o^{max} = ( P_L + \sum_{i=1}^N P_{oi}^{max} )$$

Si este valor es menor que un cierto error ir la paso (6). En caso contrario repartir esta diferencia proporcionalmente entre las cargas y volver al paso (3).

6. Se calculan las pérdidas de energía mediante

$$L = F_L * P_L^{**} * T$$

#### 2.2.2.2 Metodología ELECTROPERU S.A.-CENERGIA

La siguiente metodología fué empleada por la UNI-FIEE para realizar el estudio de pérdidas en el subsistema de distribución de la Ciudad de Tingo María y considera tres niveles, como sigue:

##### Red de distribución primaria

La metodología planteada es la siguiente :

1. Se define el esquema topológico de cada radial (troncal).
2. Se calculan los parámetros eléctricos (resistencia y reactancia) de los cables y líneas aéreas de cada radial (troncal).
3. Se instalan analizadores de redes a la salida de cada radial y registradores en el secundario de cada subestación de distribución, seleccionado previamente con el

criterio de subestación representativa por tipo de carga.

4. Si no fuera posible instalar registradores en algunas subestaciones, se hacen mediciones puntuales en horas cercanas a la máxima demanda y se le asigna un diagrama de carga típico, aplicando los factores de corrección correspondientes.
5. Después de obtener la carga de los tramos de la radial, a partir de la carga de las subestaciones involucradas, se calcula la potencia total entregada y la potencia de pérdidas en cada troncal, a la hora de máxima demanda, empleando los flujos de potencia respectivos, con el software especializado FDC ó una hoja de cálculo electrónica.
6. La potencia total entregada por cada radial y calculada según el paso "5" debe ser contrastada con los registros obtenidos del analizador de redes y comparando con los planillones correspondientes

7. Posteriormente, se calculan las pérdidas de energía en cada radial, para un día útil, empleando la siguiente fórmula :

$$E_p = \Sigma p_i * f_p * T$$

Donde :

$E_p$  = Energía diaria de pérdidas.

$\Sigma p_i$  = Suma de las potencias de pérdidas de los tramos y radiales en estudio, en horas de máxima demanda.

$f_p$  = Factor de pérdidas evaluado para cada troncal, obtenido de los valores registrados por el analizador de redes.

$T$  = 24 Horas.

8. A partir de los resultados registrados para un día útil, se calculan los factores de corrección para obtener los valores de las pérdidas

correspondientes a un día sábado ( $E_{s,}$ ) ó domingo ( $E_{d,}$ ).

Los valores mencionados se dan a nivel de patio de llaves (tableros subestaciones de potencia), puesto que para efectos de cálculo se requiere conocer, como varía el diagrama de carga de un día útil, sábado o domingo, ya que normalmente no se dispone de esos datos para todas las radicales.

9. Las pérdidas de energía del mes base, viene expresado por :

$$E_{p,} = N_{du} * E_{pu} + N_{ds} * E_{ps} + N_{dd} * E_{pd}$$

Donde

$N_{du}, N_{ds}, N_{dd}$  = Días útiles, sábados y domingos o feriados respectivamente, que tiene el mes  $j$ -ésimo.

$E_{du}, E_{ds}, E_{dd}$  = Energía de pérdidas para un día útil, sábado, domingos o feriados respectivamente.

$E_{p_j}$  = Energía mensual de pérdidas en el mes j-ésimo.

En la evaluación de  $E_{p_j}$  se debe tomar en cuenta el número de días por mes del año base

10 Finalmente, la energía de pérdidas del año viene dada por :

$$E_p = \sum_{j=1}^{12} E_{p_j}$$

En esta última fórmula, también se debe tomar en cuenta los factores de corrección, debido a la variación de la carga durante los meses del año (factor del mes por patio de llaves), los cuales deben ser reflejados a todas las radiales que pertenecen al tablero, tomando en cuenta las variaciones de las pérdidas de cada mes (se considera 1.00 como valor del mes básico); es decir, al esquema con que se ejecutan los cálculos según "5".

Estos factores se obtienen de la relación:

$$\text{Factor del Mes } i = \left( \frac{\text{MD del mes } j}{\text{MD del mes básico}} \right)^2$$

### Subestaciones de distribución

Para evaluar las pérdidas en los transformadores de distribución, se parte de los datos del fabricante que aparecen en los catálogos correspondientes y los verificados durante el trabajo de campo.

En cuanto a los factores de utilización por subestación y número de subestaciones en servicio, estos valores deben obtenerse del inventario de subestaciones y deben certificarse durante la etapa de mediciones de campo, radial por radial.

De esta manera, tanto las pérdidas en el hierro como en el cobre, son evaluadas una por una, utilizando las siguientes fórmulas :

$$P_{Fe} = \sum_{i=1}^n P_{Fe}$$

$$P_{Cu} = \sum_{i=1}^n (PCu_i * fu_i^2)$$

Donde :

n = Número de transformadores de la radial.

- $P_{Fe}$  = Pérdidas en el hierro ocasionada por todos los transformadores de distribución de la radial.
- $P_{Cu}$  - Igual que el anterior para el cobre.
- $P_{Fe_1}$  = Pérdidas en el hierro, en condiciones nominales del transformador "" de la radial.
- $P_{Cu_1}$  = Igual que el anterior, para el cobre.
- $f_u$  - Factor de utilización (cociente entre la máxima demanda y la potencia instalada) de cada transformador perteneciente a la radial.

Las pérdidas de energía se calculan con la siguiente relación:

$$E_{pt} = N_h * P_{Fe} + N_h * f_p * P_{Cu}$$

Donde :

$N_h$  = Número de horas anuales.

$f_p$  = Factor de pérdidas (asumido igual al de la radial).

$P_{Fe}$  = Pérdidas en el Fe de los transformadores de la radial.

$P_{Cu}$  = Pérdidas en el Cu de los transformadores de la radial.

### **Redes de distribución secundaria**

Para evaluar las pérdidas en las redes de distribución secundaria, se plantea utilizar el método de caída de tensión, por las dificultades operativas que representan los sistemas de distribución de las ciudades del país, para lo cual se deben realizar las siguientes actividades :

1. Medir el voltaje al inicio, media y final de línea de los circuitos de cada subestación, a fin de determinar la caída de tensión en el circuito seleccionado, de acuerdo al criterio del mas sobrecargado y de mayor longitud.
2. Determinar el diagrama de carga típico para cada subestación de acuerdo a la calificación por tipo de usuario, tomando como referencia el diagrama de carga obtenido por los registradores gráficos de potencia.

3. Calcular las pérdidas porcentuales de potencia en horas punta (6:30 a 9:30 pm) y luego calcular las pérdidas de energía, este valor porcentual se aplica a la energía total que pasa por la subestación y así se obtienen los KWh de pérdidas físicas en cada subestación.
4. Los cálculos mencionados en "3" se obtuvieron con las siguientes fórmulas :

$$P_e = E_r * \%E$$

$$\%E = \%P * \frac{F_p}{F_c}$$

$$\%P = \left(1 - \left(1 - \frac{V_m}{V}\right)^2\right) * 100$$

$$F_p = \frac{\sum P_{ui}^2 * t}{T}$$

$$F_c = \frac{\sum P_{ui} * t}{T}$$

$$P_{ui} = \frac{P_i}{P_{...}}$$

Donde:

$P_e$	=	Pérdidas de energía (KWh)
%E	=	Porcentaje de pérdidas de energía.
%p	=	Porcentaje de pérdidas de potencia de punta.
Fp	=	factor de pérdidas.
Fc	=	factor de carga.
V	=	tensión nominal (V)
DV	=	caída de tensión (V)
Vm	=	DV/2
$P_{ui}$	=	Potencia en por unidad.
Pi	=	Potencia instantánea
$P_{max}$	=	Potencia máxima
t	=	1 hora
T	=	24 horas.

## 2.3 Pérdidas no-técnicas

En esta sección se presentan metodologías para la estimación de las pérdidas no-técnicas.

En diversos estudios se ha determinado que existe una fuerte correlación entre la capacidad administrativa de una empresa y su nivel de pérdidas. Esta relación es aún más estrecha si se considera separadamente el nivel de pérdidas no-técnicas, puesto que, como veremos a continuación, éstas pérdidas están íntimamente relacionadas con los procesos administrativos.

### 2.3.1 Presentación de la problemática

A continuación se hacen algunas precisiones con respecto al problema de las pérdidas de energía en un sistema eléctrico de potencia. Se aclara la relación existente entre las pérdidas técnicas las no-técnicas y la importancia de éstas últimas para la operación de una empresa.

A lo largo del proceso de producción, transporte y venta de energía eléctrica no es posible entregar a los consumidores toda la energía que se tiene disponible, debido a que existen restricciones físicas fundamentales de los materiales usados para el transporte de la energía. La energía que se **pierde por** este concepto se denomina PERDIDAS TECNICAS; cuya magnitud puede reducirse a valores aceptables

con la metodología explicada anteriormente; en cambio es muy difícil que la empresa logre recaudar el pago de toda la energía entregada; 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 PERDIDAS NO TECNICAS.

Apesar de la estrecha relación existente entre las pérdidas técnicas y no-técnicas, existe una diferencia fundamental entre ellas:

Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducir esta pérdida representa un beneficio para la empresa y para la economía en general.

Las pérdidas no-técnicas, por otra parte, representan energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno. Desde un punto de vista macroeconómico esto no representa una pérdida real; sin embargo, para las finanzas de la empresa conlleva una carga real, la cual generalmente tiene que ser transferida a los clientes que sí

pagan por el servicio de energía eléctrica.

Las diferencias existentes entre los tipos de pérdidas implican medidas diferentes para su control. La más efectiva forma de reducir las pérdidas no-técnicas es por medio de una organización administrativa adecuada y eficiente de la empresa. Actualmente se considera al nivel de pérdidas como uno de los indicadores más significativos del desempeño de una empresa.

### **2.3.2 Metodología general de estimación**

En primer lugar se considera el problema de estimar las pérdidas no-técnicas en forma global. A partir de este dato se puede llevar a cabo un proceso de desagregación para estimar las pérdidas atribuibles a diversas causas.

Es preciso resaltar la importancia que tiene la estimación de pérdidas no-técnicas, tanto a nivel global, como de partes o subsistemas, para el éxito de un programa de control de pérdidas. No sólo permite la orientación eficiente de los esfuerzos de una empresa, atacando el problema en las áreas donde es más provechosa la acción, usando la desagregación geográfica de las pérdidas, sino que, cuando su cálculo se efectúa en forma

periódica, sirve como elemento de diagnóstico acerca de la efectividad de las medidas que se están implantando.

La forma usual de estimar las pérdidas no-técnicas consiste en efectuar un balance energético para la parte del sistema a la cual se le quiere estimar sus pérdidas. El proceso puede ser efectuado para el sistema total o para alimentadores, circuitos individuales, etc.

El método compara la energía distribuida con la facturada y se puede calcular de la siguiente manera.

La energía ( $E_t$ ) que suministra un transformador de distribución durante un periodo "t" de tiempo, puede en general desglosarse de la siguiente manera:

$$E_t = E_f + E_{c.a.p} + E_{p.t} + E_{n.t} \quad \dots(1)$$

Donde :

$E_t$  = Energía total entregada por el transformador de distribución.

$E_f$  = Energía facturada a los clientes.

$E_{c.a.p}$  = Energía consumida por el alumbrado público.

$E_{p.t}$  = Energía debida a pérdidas técnicas.

$E_{n.t}$  = Energía no facturada.

Además la energía facturada es igual a:

$$E_f = E_{f_{ccm}} + E_{f_{cpf}} + E_{f_{ap}} \quad \dots(2)$$

Donde:

$E_{f_{ccm}}$  = Energía facturada a clientes con medidor.

$E_{f_{cpf}}$  = Energía facturada a clientes a pensión fija.

$E_{f_{ap}}$  = Energía facturada por alumbrado público.

La energía no facturada ( $E_{nf}$ ) es aquella que no se recauda por alguna de las siguientes causas:

Clientes sin contador, con acometida directa (hurto).

Clientes con contador, con derivaciones o adulteración de contadores (fraude).

Descalibración y utilización inadecuada de contadores.

Subestimación del consumo de usuarios a pensión fija.

Subestimación del consumo de clientes con medidores dañados, etc.

Para determinar la energía no facturada en forma global, la fórmula (1) se puede expresar como:

$$E_{nt} = E_t - (E_{cp} + E_{ccm} + E_{pt}) \quad \dots(3)$$

A su vez la  $E_{nt}$ , ya sea por deficiencias o errores en el proceso de facturación se puede desagregar de la siguiente manera:

$$E_{nt} = \delta 1 + \delta 2 + \delta 3 + \delta 4 \quad \dots(4)$$

Donde:

$\delta 1$  = Pérdidas en clientes con medidor.

$$\delta 1 = E_{c_{ccm}} - E_{f_{ccm}}$$

$E_{c_{ccm}}$  = Energía consumida por clientes con medidor.

$\delta 2$  = Pérdidas en clientes a pensión fija.

$E_{c_{cp}}$  = Energía consumida por clientes a pensión fija.

$\delta 3$  = Pérdidas por alumbrado público.

$$\delta 3 = E_{c_{ap}} - E_{f_{ap}}$$

$E_{c_{ap}}$  = Energía consumida por el alumbrado público.

$\delta 4$  = Pérdidas por fraude, clandestinaje, descalibración de medidores, consumo propio y otros.

$$\delta 4 = E_{nt} - (\delta 1 + \delta 2 + \delta 3) \quad \dots(5)$$

### 2.3.3 Proceso de mediciones y cálculos

Mediante el desarrollo de las siguientes actividades es posible determinar los términos de la ecuación (3), con el propósito de estimar  $E_n$ ; y luego pasar a determinar los términos de la ecuación (4), de esta manera se habrán desagregado las pérdidas no-técnicas de energía.

#### 2.3.3.1 Balance de energía en la red secundaria

a) Seleccionar, por ejemplo, cinco (5) subestaciones de distribución secundaria en los siguientes números y tipos:

- 2 Sector residencial
- 1 Sector comercial
- 2 Pueblos jóvenes.

b) Obtener de los archivos, los planos de la red secundaria que abastece la subestación ó de lo contrario efectuar el levantamiento detallado de la red secundaria, incluyendo la topología de la red, los calibres y longitudes de tramos, cantidad y tipo de luminarias (y semáforos), identificación exacta de las

acometidas y usuarios conectados en cada poste o punto de derivación, especificando el número del contador, el código de facturación del cliente y/o usuario.

- c) Instalar en el lado secundario de los transformadores de distribución por el lapso promedio de una semana los siguientes equipos de medida: un contador trifásico de energía activa con indicación de máxima demanda y/o un registrador de potencia activa, con sus respectivos transformadores de corriente.

El procedimiento para la medición con el equipo antes mencionado, debe ser el siguiente:

1. Desenergizar el transformador abriendo los cortacircuitos (cut out) en el lado de 10 kV del transformador.
2. Instalar los equipos de medida antes mencionados, en el secundario del transformador.

3. Llenar en una ficha los datos de placa de los equipos de medida, indicando la lectura inicial del contador trifásico, la fecha y hora de instalación.
4. Tomar el dato de lectura inicial ( $L_0$ ) del contador de cada uno de los clientes atendidos por el transformador de distribución.
5. Energizar nuevamente el transformador conectando los cortacircuitos de 10 kV. El equipo debe quedar instalado aproximadamente durante una semana y luego proceder a su retiro, según la siguiente rutina:
6. Desenergizar el transformador (lado de 10 kV).
7. Tomar el dato de lectura final ( $L_f$ ) de todos los contadores de los clientes servidos por el transformador.
8. Tomar el dato de lectura final del contador trifásico, el valor de demanda máxima y la fecha y hora de lectura.

9. Desconectar y bajar los equipos de medida y energizar el transformador.

La energía  $E_t$ , que entrega el transformador será lo registrado por el contador trifásico de energía o por el registrador de potencia según sea el caso.

La energía facturada  $E_f$ , será proporcionada por el departamento de comercialización o área encargada de la facturación.

La energía debida a las pérdidas técnicas ( $E_{p,t}$ ), o pérdidas por efecto joule en los conductores de la red, se calculan en base a las pérdidas de potencia, ya sea mediante el uso de software especializado como el Flujo de Carga Radial ó manualmente mediante el método de caída de tensión.

La energía que consume el alumbrado público ( $E_{c,p}$ ), es posible determinarla conociendo el número de luminarias, su capacidad y el tiempo que permanecen encendidas durante el período de medición.

La energía que consumen los clientes con medidor ( $E_{c_{cm}}$ ) sera entonces:

$$E_{c_{cm}} = \sum_{i=1}^n (L_{e1} - L_{o1})$$

Donde:

n = número de usuarios con medidor

### 2.3.3.2 Instalación de contadores en usuarios a pensión fija

La energía consumida por los clientes a pensión fija ( $E_{c_p}$ ), se calculará mediante muestreos o si es posible en forma total instalando contadores de energía, durante el tiempo que duren las mediciones, anotando los valores de lectura inicial y final, de la siguiente manera:

CANTIDAD	TARIFA
4	11
20	22
20	41
20	51

La Empresa Regional de Electricidad además deberá proporcionar la siguiente información:

Nombre y dirección de los usuarios, donde se instalaron los contadores.

Potencia contratada (rangos al azar) y monto facturado (consumo equivalente en KWh, en el caso que la ERE estime su consumo) de los usuarios en forma mensual durante los últimos 12 meses (en el peor de los casos de los 6 últimos meses)

Pliego tarifario anterior y el actual.

#### **2.3.3.3 Reporte del contraste de medidores**

La ERE preparará el reporte anual de los contrastes de medidores por rangos de error y número de medidores contrastados.

Indicar las posibles causas de estos errores (medidor viejo, adulterado, dañado, etc.).

Las mediciones y datos se deberán registrar de la siguiente manera:

ERROR (%)	N° MEDIDORES
0 - <1	
1 - <2	
2 - <5	
5 - <15	
15 - <30	
>30	
T O T A L	

Es recomendable para las ERE contrastar por lo menos 15 medidores al día, por muestreos al azar; tomando como criterio de selección las diferentes zonas de consumo de la ciudad.

#### 2.3.3.4 Consumo propio

La ERE debe cuantificar su consumo propio mensual en KWh, debido a que este no se factura, por ejemplo los siguientes:

Servicios auxiliares de subestaciones centros de generación, etc.

Oficinas, almacenes, etc.

Consumo de los trabajadores de la ERE (en el caso que los trabajadores no paguen su consumo)

Otros, si los hubiere.

**2.3.3.5 Otros**

Entidades del estado,  
instituciones benéficas religiosas u  
otras, que no paguen su consumo de  
energía

### C A P I T U L O    I I I

#### NIVEL DE PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE LA CIUDAD DE TINGO MARIA

En los últimos años se ha puesto en evidencia que la falta de inversión en los sistemas eléctricos, no sólo conduce a un deterioro en la calidad del servicio que se presta, si no, que se constituye en uno de los factores que contribuye al incremento de las pérdidas, tanto técnicas como no técnicas.

No solo por el elevado costo de producción de la energía eléctrica, sino porque al disminuir las pérdidas se dispone de mayor oferta, resulta imprescindible reducirlas a niveles técnico y económicamente aceptables, en los diferentes componentes del sistema.

El presente capítulo tiene por finalidad estimar los niveles de pérdidas de energía. En la primera parte se determina las pérdidas técnicas en los sub-sistemas de distribución primaria y secundaria y subestaciones de distribución. Y en la segunda parte se hace lo propio para las pérdidas no-técnicas.

En los acápites 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3 se explica la metodología empleada en la estimación de las pérdidas en la red de distribución primaria, subestaciones de distribución y red de distribución secundaria respectivamente. En el acápite 3.1.4 se explica el

procedimiento para la elaboración del resumen de pérdidas técnicas diarias y anuales. Y en el acápite 3.1.5, se hace una evaluación económica de éstas pérdidas.

En los acápites 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3 se evalúan las pérdidas no-técnicas debidas a conexiones clandestinas, usuarios fraudulentos y a deficiencias administrativas ó de gestión respectivamente.

### **3.1 Pérdidas técnicas**

Las metodologías empleadas en el cálculo de éstas pérdidas se basan en las explicadas en el acápite 2.2.2.2 y son las propuestas por la Unidad de Distribución de la Gerencia de Operaciones de ELECTROPERU S.A Y CENERGIA.

#### **3.1.1 Red de distribución primaria**

El método para calcular las pérdidas de **potencia** en las redes de distribución primaria, utiliza un análisis de flujo de potencia en cada uno de los alimentadores del sistema.

Posteriormente se determinan las pérdidas de energía y por comparación con la energía total que se entrega al alimentador se encuentran los porcentajes de pérdida de **energía**.

La metodología utilizada, se explica a través de un ejemplo de aplicación para un tramo de pequeña longitud (P.J. Los Laureles)

perteneciente a la terna 10.2 y de tres subestaciones de distribución: 24A, 25A y 26A.

La información disponible y los cálculos efectuados son los siguientes:

- Obtención de los diagramas de carga (P) de las subestaciones 24A, 25A, 26A, mediante el registrador de potencia y/o tomando lecturas horarias de tensión y corriente. Ver cuadro N° 3.1
- La topología de la red, para el caso del P.J. Los Laureles, así como la nomenclatura empleada, se muestran en las Figuras N° 3.1 y 3.2.
- Las pérdidas de potencia (PS) en las SS.EE. tienen la forma:

$$PS = P_{r_e} + P_{c_u} \left[ \frac{P}{DN} \right]^2$$

donde los valores de  $P_{r_e}$  y  $P_{c_u}$  a condiciones nominales se muestran en el Cuadro 3.2.

Asimismo en los cuadros 3.3 y 3.4 se muestra, por ternas, la relación de subestaciones con sus demandas nominales.

- Los resultados de PS para las SS.EE. 24A, 25A y 26A, se muestran en el Cuadro 3.5.
- El diagrama total (PT) para una S.E. es:

$$PT = P + PS$$

Los valores de PT para las SS.EE. 24A, 25A y 26A, se muestran en el Cuadro 3.6.

- Las pérdidas de potencia en la red (PE), se calculan por la fórmula general :

$$PE = 3I^2 r$$

donde :

$$I = \frac{\text{Potencia en el tramo}}{\sqrt{3} V \cos \phi}$$

$$PE = \frac{R \times L \times 10^{-3}}{(V \cos \phi)^2} \times (\text{Pot. en el tramo})^2$$

Para el tramo 1 :

$$SUM_{26} = PT_{26}$$

$$PE_{26} = \frac{R \times L \times 10^{-3}}{(V \times \cos \phi)^2} * (SUM_{26})^2$$

Con los datos del Cuadro 3.7

$$PE_{26} = 9.18 \times 10^{-6} (SUM_{26})^2$$

Para el tramo 2 :

$$SUM_{25} = SUM_{26} + PE_{26} + PT_{25}$$

$$PE_{25} = \frac{R \times L \times 10^3}{(V \cos \phi)^2} \times (SUM_{25})^2$$

$$PE_{25} = 4.9 \times 10^{-6} (SUM_{25})^2$$

Para el tramo 3 :

$$SUM_{24} = SUM_{25} + PE_{25} + PT_{24}$$

$$PE_{24} = \frac{R \times L \times 10^{-3}}{(V \cos \phi)^2} \times (SUM_{24})^2$$

$$PE_{24} = 12.72 \times 10^{-6} (SUM_{24})^2$$

El diagrama de carga parcial para la zona de Los Laureles (DP-LL) sera :

$$DP-LL = SUM_{24} + PE_{24}$$

Las pérdidas en el tramo de red será la suma de:

$$PE = PE_{26} + PE_{25} + PE_{24}$$

Los resultados de las pérdidas y del diagrama de carga parcial se muestran en los cuadros 3.8 y 3.9.

El procedimiento anterior se efectuó para toda la red de distribución primaria y subestaciones del sistema eléctrico de la ciudad de Tingo María. Los cálculos se realizaron para cada una de las tres ternas individualmente, obteniéndose al final las pérdidas totales como una suma de las pérdidas de las tres ternas.

- Los diagramas de carga de las subestaciones se muestran en los siguientes cuadros:

Terna 10.2; del 3.10 al 3.15.

Terna 10.3; del 3.16 al 3.18.

Terna 10.5; del 3.19 al 3.21.

- Los diagramas topológicos de las ternas 10.2, 10.3 y 10.5 se muestran en las figuras 3.10, 3.11 y 3.12.

- Los valores de las pérdidas de potencia (PS) de las subestaciones se muestran en los cuadros:

Terna 10.2; del 3.48 al 3.55.

Terna 10.3; del 3.56 al 3.58.

Terna 10.3; del 3.59 al 3.62.

- Los diagramas totales de las subestaciones (PT), se muestran en los cuadros:

Terna 10.2; del 3.22 al 3.29.

Terna 10.3; del 3.30 al 3.32.

Terna 10.5; del 3.33 al 3.36.

Los resultados parciales y el diagrama total (DCT) por terna se muestran en los cuadros:

Terna 10.2; del 3.37 al 3.39.

Terna 10.3; el 3.40 y 3.41.

Terna 10.5; el 3.42 y 3.43.

También se muestran los diagramas topológicos indicando la ubicación de los diagramas parciales y total de las ternas, en las figuras 3.3, 3.4 y 3.5 .

- Los diagramas de carga total por terna, DCT-A, DCT-B y DCT-C, se muestran en las figuras 3.6, 3.7 y 3.8; y el diagrama de carga total (DCT) de la S.E. Tingo María en la fig. 3.9.
- Las pérdidas en la red de distribución primaria se hallan por diferencia entre el diagrama de carga total (DCT) menos los diagramas totales (PT) de las SS.EE. , es decir:

$$P_{RED} = DCT - PT$$

- Los valores de las pérdidas en la red de distribución primaria por terna se muestran en los cuadros 3.44, 3.45 y 3.46 y los resultados de las pérdidas totales diarias en el cuadro 3.47 .

Del cuadro anterior, se observa que las mayores pérdidas de energía en la red se encuentran en las ternas 10.2 y 10.3, que son las que tienen mayor carga.

La terna 10.2 presenta una pérdida de 2,04%, éste valor es menor que el de la terna 10.3, que tiene una pérdida de 3,37% . La terna 10.5 tiene un porcentaje bajo de pérdidas, de 0,89%, debido a la poca concentración de carga que tienen sus subestaciones.

Las pérdidas de energía total en la red de distribución **primaria**, ascienden a 1233,99 kWh/día, lo que representa 2,34% del despacho de energía diario, éste valor representa un costo importante para la empresa por lo que es necesario reducirlo.

DIAGRAMAS DE CARGA DE S.E.  
P.J. LOS LAURELES

HORA	24 A (KW)	25 A (KW)	26 A (KW)
1	31.2	6.5	14.9
2	29.3	6.0	12.1
3	29.3	6.0	11.2
4	27.3	5.5	11.2
5	27.3	5.5	10.2
6	30.1	5.9	10.2
7	32.2	5.8	11.0
8	32.0	6.6	10.9
9	31.6	6.4	12.2
10	30.7	6.2	11.9
11	29.9	6.4	11.6
12	30.8	6.5	11.9
13	28.0	6.5	12.1
14	27.8	7.0	12.1
15	30.1	7.0	13.0
16	29.5	7.5	13.0
17	27.3	8.0	14.0
18	31.2	14.0	14.9
19	39.0	18.0	26.1
20	41.0	16.0	33.5
21	39.0	14.5	29.8
22	39.0	14.0	27.0
23	37.1	11.0	26.1
24	35.1	8.0	20.5
M.D.(KW)	41.0	18.0	33.5
Sn (KVA)	80.0	75.0	37.5
Dn (KW)	64.0	60.0	30.0

CUADRO 3.1

DIAGRAMA TOPOLOGICO LOS LAURELES

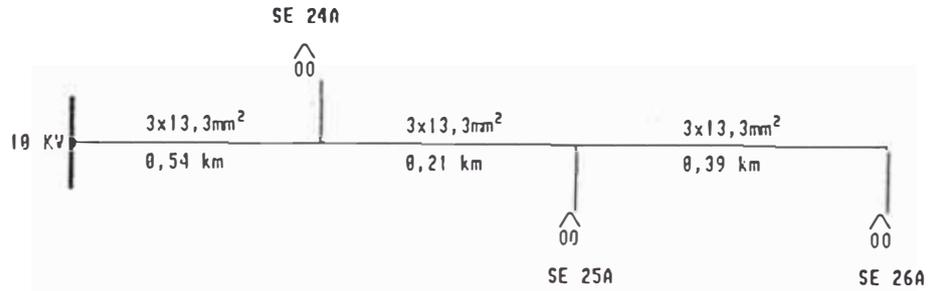
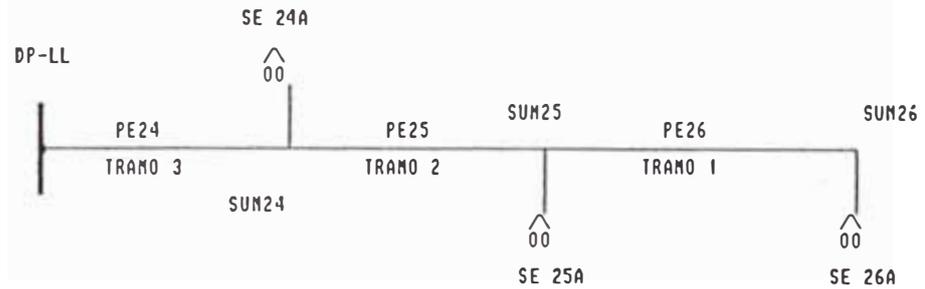


FIGURA 3.1

ESQUEMA DIAGRAMA PARCIAL - LOS LAURELES



NOMENCLATURA .-

- P24 == DIAGRAMA DE CARGA DE LA S.E. 24A
- P25 == DIAGRAMA DE CARGA DE LA S.E. 25A
- P26 == DIAGRAMA DE CARGA DE LA S.E. 26A
- PS24 == DIAGRAMA DE PERDIDAS DE POTENCIA DE LA S.E. 24A
- PS25 == DIAGRAMA DE PERDIDAS DE POTENCIA DE LA S.E. 25A
- PS26 == DIAGRAMA DE PERDIDAS DE POTENCIA DE LA S.E. 26A
- PT24 == DIAGRAMA DE CARGA TOTAL DE LA S.E. 24A
- PT25 == DIAGRAMA DE CARGA TOTAL DE LA S.E. 25A
- PT26 == DIAGRAMA DE CARGA TOTAL DE LA S.E. 26A
- PE24 == DIAGRAMA DE PERDIDAS DE POTENCIA EN EL TRAMO 3
- PE25 == DIAGRAMA DE PERDIDAS DE POTENCIA EN EL TRAMO 2
- PE26 == DIAGRAMA DE PERDIDAS DE POTENCIA EN EL TRAMO 1
- SUM24 == DIAGRAMA DE CARGA TOTAL A LA ENTRADA DE S.E. 24
- SUM25 == DIAGRAMA DE CARGA TOTAL A LA ENTRADA DE S.E. 25
- SUM26 == DIAGRAMA DE CARGA TOTAL A LA ENTRADA DE S.E. 26
- DP-LL == DIAGRAMA DE CARGA PARCIAL - LOS LAURELES

FIGURA 3.2

PERDIDAS EN CONDICIONES NOMINALES PARA  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

POTENCIA NOMINAL (KVA)	PERDIDAS Fe (KW)	PERDIDAS Cu (KW)
15.0	0.194	0.920
25.0	0.220	1.050
32.0	0.236	1.160
37.5	0.253	1.250
50.0	0.265	1.400
64.0	0.321	1.680
75.0	0.350	1.900
80.0	0.363	1.930
100.0	0.415	2.300
110.0	0.466	2.426
125.0	0.530	2.670
150.0	0.624	3.050
160.0	0.690	3.200
200.0	0.797	3.600
250.0	0.930	4.500
320.0	1.093	5.400
400.0	1.260	6.400
500.0	1.505	6.598
630.0	1.600	7.200

CUADRO 3.2

RELACION DE SUBESTACIONES Y DEMANDAS NOMINALES  
TERNA A

S.E.	POTENCIA DEMANDA		S.E.	POTENCIA DEMANDA	
	NOMINAL (KVA)	NOMINAL (KW)		NOMINAL (KVA)	NOMINAL (KW)
1A	64	51.2	17A	100	80
2A	125	100	18A	100	80
3A	160	128	18A1	250	200
4A	160	128	19A	50	40
5A	160	128	20A	37.5	30
6A	160	128	21A	320	256
6A1	100	80	22A	100	80
7A	160	128	23A	160	128
8A	160	128	24A	80	64
9A	25	20	25A	75	60
10A	160	128	26A	37.5	30
11A	160	128	27A	100	80
11A1	100	80	28A	32	25.6
12A	100	80	29A	100	80
13A	150	120	30A	100	80
14A	50	40	31A	100	80
15A	100	80	32A	100	80
16A	200	160	33A	100	80

CUADRO 3.3

RELACION DE SUBESTACIONES Y DEMANDAS NOMINALES

TERMINA B			TERMINA C		
S.E.	POTENCIA DEMANDA		S.E.	POTENCIA DEMANDA	
	NOMINAL (KVA)	NOMINAL (KW)		NOMINAL (KVA)	NOMINAL (KW)
1B	100	80	1C	100	80
2B	80	64	1C1	75	60
3B	200	160	2C	15	12
4B	200	160	2C1	37.5	30
4B1	100	80	3C	15	12
5B	100	80	4C	15	12
6B	100	80	5C	160	128
7B	50	40	6C	100	80
8B	75	60	7C	15	12
9B	100	80	8C	80	64
10B	160	128	9C	80	64
11B	100	80	10C	50	40
11B1	500	400	11C	50	40
12B	110	88	12C	250	200
13B	37.5	30	13C	250	200

CUADRO 3.4

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
P.J. LOS LAURELES

HORA	PS24A (kW)	PS25A (kW)	PS26A (kW)
1	0.82	0.37	0.56
2	0.77	0.37	0.46
3	0.77	0.37	0.43
4	0.71	0.37	0.43
5	0.71	0.37	0.40
6	0.79	0.37	0.40
7	0.65	0.37	0.42
8	0.65	0.37	0.42
9	0.63	0.37	0.46
10	0.61	0.37	0.45
11	0.76	0.37	0.44
12	0.81	0.37	0.45
13	0.73	0.37	0.46
14	0.73	0.38	0.45
15	0.79	0.38	0.49
16	0.77	0.38	0.49
17	0.71	0.38	0.52
18	0.62	0.45	0.56
19	1.06	0.52	1.20
20	1.15	0.49	1.82
21	1.08	0.46	1.49
22	1.08	0.45	1.27
23	1.01	0.41	1.20
24	0.94	0.38	0.84
Pfe(kWH)	8.71	8.40	6.07
Pcu(kWH)	11.70	1.10	10.01
PS (kWH)	20.41	9.50	16.08

CUADRO 3.5

DIAGRAMAS TOTALES  
P.J. LOS LAURELES

HORA	PT24A (KW)	PT25A (KW)	PT26A (KW)
1	32.03	6.87	15.47
2	30.02	6.37	12.57
3	30.02	6.37	11.61
4	28.02	5.87	11.61
5	27.97	5.87	10.65
6	30.88	6.25	10.65
7	33.02	6.21	11.38
8	32.63	6.94	11.31
9	32.44	6.74	12.69
10	31.47	6.58	12.31
11	30.69	6.78	12.01
12	31.66	6.89	12.39
13	28.74	6.84	12.60
14	28.55	7.38	12.51
15	30.88	7.38	13.53
16	30.30	7.88	13.53
17	28.02	8.58	14.50
18	32.03	14.45	15.47
19	40.09	18.52	27.28
20	42.11	16.49	35.35
21	40.09	14.96	31.30
22	40.09	14.45	28.28
23	38.07	11.41	27.28
24	36.05	8.38	21.33

CUADRO 3.6

CAPACIDAD DE CORRIENTE Y PARAMETROS PARA CONDUCTORES  
DE COBRE DESNUDO - TEMPLE SEMIDURO

AWG	SECCION (mm )	CAPACIDAD (A)	RESISTENCIA ( $\Omega$ /Km)	REACTANCIA ( $\Omega$ /Km)
6	13.30	119	1.5612	0.4841
4	21.15	161	0.9836	0.4664
2	33.63	217	0.6189	0.6189
1/0	53.48	291	0.3892	0.4282

CUADRO 3.7

Temp. Max. Conductor	75 C
Temp. Ambiente	30 C
Cos $\phi$	0.8
Disposicion Triangular	

DIAGRAMA DE CARGA PARCIAL  
P.J. LOS LAURELES

HORA	PT26 (KW)	PE26 (KW)	PT25 (KW)	SUM25 (KW)	PE25 (KW)
1	15.47	0.0022	6.87	22.34	0.0024
2	12.57	0.0015	6.37	18.94	0.0018
3	11.61	0.0012	6.37	17.98	0.0016
4	11.61	0.0012	5.87	17.47	0.0015
5	10.65	0.0010	5.87	16.51	0.0013
6	10.65	0.0010	6.25	16.90	0.0014
7	11.38	0.0012	6.21	17.59	0.0015
8	11.31	0.0012	6.94	18.25	0.0016
9	12.69	0.0015	6.74	19.43	0.0018
10	12.31	0.0014	6.58	18.90	0.0017
11	12.01	0.0013	6.78	18.79	0.0017
12	12.39	0.0014	6.89	19.28	0.0018
13	12.60	0.0015	6.84	19.44	0.0019
14	12.51	0.0014	7.33	19.89	0.0019
15	13.53	0.0017	7.33	20.91	0.0021
16	13.53	0.0017	7.88	21.41	0.0022
17	14.50	0.0019	8.38	22.88	0.0026
18	15.47	0.0022	14.45	29.92	0.0044
19	27.28	0.0068	18.52	45.81	0.0103
20	35.35	0.0115	16.49	51.85	0.0132
21	31.30	0.0090	14.96	46.27	0.0105
22	28.28	0.0073	14.45	42.74	0.0089
23	27.28	0.0068	11.41	38.70	0.0073
24	21.33	0.0042	8.38	29.72	0.0043

CUADRO 3.8

DIAGRAMA DE CARGA PARCIAL  
PP.JJ. LOS LAURELES

HORA	PT24A (KW)	SUM24 (KW)	PE24 (KW)	DP-LL (KW)
1	32.03	54.37	0.0376	54.41
2	30.02	48.96	0.0305	48.99
3	30.02	48.00	0.0293	48.03
4	28.02	45.50	0.0263	45.52
5	27.97	44.48	0.0252	44.51
6	30.88	47.78	0.0290	47.81
7	33.02	50.62	0.0326	50.65
8	32.83	51.08	0.0332	51.11
9	32.44	51.87	0.0342	51.91
10	31.47	50.36	0.0323	50.39
11	30.69	49.48	0.0311	49.51
12	31.66	50.94	0.0330	50.97
13	28.74	48.19	0.0295	48.22
14	28.55	48.44	0.0298	48.47
15	30.88	51.79	0.0341	51.83
16	30.30	51.71	0.0340	51.75
17	28.02	50.91	0.0330	50.94
18	32.03	61.96	0.0488	62.01
19	40.09	85.91	0.0938	86.00
20	42.11	93.98	0.1123	94.09
21	40.09	86.37	0.0948	86.46
22	40.09	82.84	0.0873	82.93
23	38.07	76.78	0.0750	76.85
24	36.05	65.78	0.0550	65.83

CUADRO 3.9

DIAGRAMA DE CARGA DE S.E. - TERNA A

HORA	1 A (KW)	2 A (KW)	3 A (KW)	4 A (KW)	5 A (KW)	6 A (KW)
1	10.6	52.6	70.7	52.0	75.7	96.4
2	10.5	50.5	67.9	46.8	72.8	95.7
3	10.4	50.2	67.5	46.4	72.3	95.1
4	11.5	49.8	67.0	46.1	71.8	94.4
5	12.3	49.5	66.5	45.8	71.3	104.2
6	12.2	54.6	73.5	50.6	78.7	111.4
7	12.1	58.4	78.5	54.1	84.2	110.8
8	11.7	58.1	78.1	53.8	83.7	109.5
9	12.0	57.4	77.2	53.1	82.7	106.2
10	17.0	55.7	90.0	51.5	80.2	103.6
11	17.7	57.0	100.0	50.3	90.0	112.5
12	15.1	81.0	72.0	57.6	92.5	110.0
13	15.1	84.0	70.0	58.0	85.0	95.0
14	13.3	72.0	77.5	50.0	80.0	85.0
15	12.0	72.0	80.0	44.8	77.5	90.0
16	15.8	63.0	90.0	41.6	77.5	95.0
17	23.4	57.0	65.0	44.8	77.5	97.5
18	24.6	75.0	92.0	51.2	90.0	115.0
19	22.7	111.0	135.0	74.0	125.0	150.0
20	21.5	117.0	140.0	82.0	150.0	142.5
21	16.4	108.0	130.0	76.0	135.0	135.0
22	12.6	102.0	110.0	70.4	122.5	127.5
23	11.1	78.0	95.0	64.0	100.0	112.5
24	10.6	60.0	70.0	57.6	80.0	95.0
M.D.(KW)	24.6	117.0	140.0	82.0	150.0	150.0
Sn (KVA)	64.0	125.0	160.0	160.0	160.0	160.0
DH (KW)	51.2	100.0	128.0	128.0	128.0	128.0

CUADRO 3.10

DIAGRAMA DE CARGA DE S.E. - TERMA A

HORA	6 A 1 (KW)	7 A (KW)	8 A (KW)	9 A (KW)	10 A (KW)	11 A (KW)
1	8.3	57.6	58.0	4.0	10.0	26.0
2	8.3	57.3	52.4	4.4	11.0	25.0
3	8.3	56.9	52.0	4.6	11.6	24.6
4	8.4	56.5	51.7	4.6	11.5	24.7
5	8.7	62.4	51.3	4.6	11.4	24.5
6	9.1	66.7	56.7	5.0	12.6	27.0
7	9.2	66.3	60.6	5.4	13.5	27.6
8	10.0	82.0	60.2	4.8	12.0	25.8
9	11.0	79.5	59.5	5.3	13.2	28.4
10	10.7	77.5	74.9	5.1	12.8	25.8
11	10.0	80.0	73.1	4.8	12.0	26.9
12	10.6	80.0	70.0	5.1	12.8	25.8
13	11.2	77.5	68.5	5.4	13.5	22.1
14	11.9	72.5	68.0	5.7	14.3	22.1
15	10.6	67.5	70.0	5.1	12.8	23.9
16	11.2	70.0	68.0	5.4	13.5	25.8
17	11.9	75.0	76.0	5.7	14.3	27.6
18	13.1	95.0	80.0	6.3	15.8	27.6
19	15.0	105.0	84.0	6.4	21.0	48.3
20	16.0	102.5	108.0	9.6	24.0	54.1
21	15.0	95.0	106.0	7.8	19.5	50.2
22	14.0	85.0	100.0	7.5	18.8	42.5
23	13.0	72.5	80.0	7.2	18.0	36.7
24	8.7	60.0	66.0	4.2	10.5	29.0
M.D.(KW)	16.0	105.0	108.0	9.6	24.0	54.1
Sn (KVA)	100.0	160.0	160.0	25.0	160.0	160.0
DII (KW)	80.0	128.0	128.0	20.0	128.0	128.0

CUADRO 3.11

DIAGRAMA DE CARGA DE S.E. - TERNA A

HORA	11 A1 (KW)	12 A (KW)	13 A   (KW)	14 A   (KW)	15 A (KW)	16 A    (KW)
1	24.0	14.1	24.0	14.2	17.1	20.5
2	23.1	13.6	23.0	13.6	16.4	19.6
3	22.9	13.5	24.0	14.2	17.1	20.5
4	22.8	13.4	25.0	14.8	17.8	21.3
5	22.6	13.3	25.7	15.2	18.2	21.9
6	25.0	14.7	24.0	14.2	17.1	20.5
7	25.5	15.0	26.0	15.4	18.5	22.2
8	23.8	14.0	28.0	16.6	19.9	23.9
9	26.2	15.4	29.8	17.6	21.2	25.4
10	23.8	14.0	28.9	17.1	20.5	24.6
11	24.8	14.6	30.0	17.8	21.3	25.6
12	23.8	14.0	33.0	19.6	23.5	28.2
13	20.4	12.0	30.0	17.8	21.3	25.6
14	20.4	12.0	29.0	17.2	20.6	24.7
15	22.1	13.0	27.0	16.0	19.2	23.0
16	23.8	14.0	27.0	16.0	19.2	23.0
17	25.5	15.0	36.0	21.3	25.6	30.7
18	25.5	15.0	42.0	24.9	29.9	35.8
19	42.5	25.0	54.0	32.0	38.4	46.1
20	47.6	28.0	54.0	32.0	38.4	46.1
21	44.2	26.0	42.0	24.9	29.9	35.8
22	37.4	22.0	42.0	24.9	29.9	35.8
23	32.3	19.0	36.0	21.3	25.6	30.7
24	25.5	15.0	24.0	14.2	17.1	20.5
M.D.(KW)	47.6	28.0	54.0	32.0	38.4	46.1
Sn (KVA)	100.0	100.0	150.0	50.0	100.0	200.0
DIJ (KW)	80.0	80.0	120.0	40.0	80.0	160.0

CUADRO 3.12

DIAGRAMA DE CARGA DE S.E. - TERNA A

HORA	17 A (KW)	18 A (KW)	18 A1 (KW)	19 A (KW)	20 A (KW)	21 A (KW)
1	17.1	19.8	73.4	7.8	4.9	32.0
2	16.4	19.8	68.8	7.8	4.9	31.7
3	17.1	19.8	68.8	7.8	4.9	31.7
4	17.8	19.1	64.3	7.5	4.7	32.3
5	18.2	19.1	64.1	7.5	4.7	33.4
6	17.1	19.6	70.8	7.7	4.8	34.9
7	18.5	20.9	75.7	8.2	5.1	35.2
8	19.9	21.4	75.3	8.4	5.2	36.4
9	21.2	22.7	74.4	8.9	5.6	42.3
10	20.5	22.0	72.1	8.7	5.4	41.0
11	21.3	21.5	70.4	8.4	5.3	38.4
12	23.5	22.2	72.6	8.7	5.4	40.8
13	21.3	21.6	65.9	8.5	5.3	43.2
14	20.6	21.9	65.5	8.6	5.4	45.6
15	19.2	22.4	70.8	8.8	5.5	40.8
16	19.2	23.4	69.5	9.2	5.7	43.2
17	25.6	24.4	64.3	9.6	6.0	45.6
18	29.9	26.4	73.4	10.4	6.5	50.4
19	33.4	36.6	91.8	14.4	9.0	57.6
20	38.4	41.2	96.4	16.2	10.1	61.4
21	29.9	37.4	91.8	14.7	9.2	57.6
22	29.9	32.0	91.8	12.6	7.9	53.8
23	25.6	26.7	87.2	10.5	6.5	49.9
24	17.1	21.4	82.6	8.4	5.2	33.6
M.D.(KW)	38.4	41.2	96.4	16.2	10.1	61.4
Sn (KVA)	100.0	100.0	250.0	50.0	37.5	320.0
DN (KW) <sub>1</sub>	60.0	60.0	200.0	40.0	30.0	256.0

CUADRO 3.13

DIAGRAMA DE CARGA DE S.E. - TERNA A

HORA	22 A (KW)	23 A (KW)	24 A (KW)	25 A (KW)	26 A (KW)	27 A (KW)
1	48.0	39.0	31.2	6.5	14.9	34.4
2	45.0	36.6	29.3	6.0	12.1	31.3
3	45.0	36.6	29.3	6.0	11.2	31.0
4	42.0	34.1	27.3	5.5	11.2	30.8
5	41.9	34.1	27.3	5.5	10.2	30.6
6	46.3	37.6	30.1	5.9	10.2	33.8
7	49.5	40.2	32.2	5.8	11.0	36.2
8	49.2	40.0	32.0	6.6	10.9	34.1
9	48.6	39.5	31.6	6.4	12.2	30.3
10	47.2	38.3	30.7	6.2	11.9	29.4
11	46.0	37.4	29.9	6.4	11.6	28.7
12	47.4	38.6	30.8	6.5	11.9	29.6
13	43.1	35.0	28.0	6.5	12.1	28.4
14	42.8	34.8	27.8	7.0	12.1	29.6
15	46.3	37.6	30.1	7.0	13.0	29.6
16	45.4	36.9	29.5	7.5	13.0	28.4
17	42.0	34.1	27.3	8.0	14.0	29.6
18	48.0	39.0	31.2	14.0	14.9	31.8
19	60.0	48.8	39.0	18.0	26.1	43.6
20	63.0	51.2	41.0	16.0	33.5	64.4
21	60.0	48.8	39.0	14.5	29.8	62.5
22	60.0	48.8	39.0	14.0	27.0	59.7
23	57.0	46.3	37.1	11.0	26.1	45.5
24	54.0	43.9	35.1	8.0	20.5	37.9
M.D.(KW)	63.0	51.2	41.0	18.0	33.5	64.4
Sn (KVA)	100.0	160.0	80.0	75.0	37.5	100.0
DN (KW)	80.0	128.0	64.0	60.0	30.0	80.0

CUADRO 3.14

DIAGRAMA DE CARGA DE S.E. - TERNA A

HORA	28 A (KW)	29 A (KW)	30 A (KW)	31 A (KW)	32 A (KW)	33 A (KW)	9 B (KW)
1	5.1	29.9	50.7	23.0	29.0	27.3	39.0
2	5.6	27.2	50.4	20.9	26.4	24.6	39.0
3	5.9	27.0	50.1	20.8	26.2	24.7	35.4
4	5.9	26.8	49.7	20.6	26.0	24.5	35.2
5	5.8	26.6	54.9	20.5	25.9	24.3	34.9
6	6.4	29.4	58.7	22.6	28.5	26.8	38.6
7	6.9	31.4	46.1	24.2	30.5	28.7	41.2
8	6.1	34.6	41.0	19.0	24.0	22.6	41.0
9	6.8	30.7	39.7	16.9	21.3	20.0	40.5
10	6.6	29.8	38.8	16.4	20.7	19.4	39.3
11	6.1	29.1	40.0	16.0	20.2	19.0	38.3
12	6.5	30.0	38.5	16.5	20.8	19.6	34.5
13	6.9	28.8	40.0	15.8	20.0	18.8	33.0
14	7.3	30.0	40.0	16.5	20.8	19.6	33.0
15	6.5	30.0	38.5	16.5	20.8	19.6	36.0
16	6.9	28.8	40.0	15.8	20.0	18.8	30.0
17	7.3	30.0	43.1	16.5	20.8	19.6	28.5
18	8.1	32.3	70.8	17.7	22.4	21.1	37.5
19	10.8	53.1	104.6	29.1	36.8	41.5	60.0
20	12.3	56.0	76.1	43.1	54.4	51.2	73.5
21	10.0	54.4	96.9	41.8	52.8	49.7	72.0
22	9.6	51.9	73.8	39.9	50.4	47.4	66.0
23	9.2	39.5	61.5	30.4	38.4	36.1	54.0
24	5.4	33.0	55.8	25.3	32.0	30.1	42.0
M.D.(KW)	12.3	56.0	104.6	43.1	54.4	51.2	73.5
Sn (KVA)	32.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
DN (KW)	25.6	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0

CUADRO 3.15

DIAGRAMA DE CARGA - TERNA B

HORA	1B (KW)	2B (KW)	3B (KW)	4B (KW)	4B1 (KW)
1	16.3	29.0	92.9	53.0	19.7
2	15.1	27.0	89.3	50.9	19.5
3	15.0	26.8	88.7	50.6	19.4
4	14.9	26.6	88.1	50.2	19.3
5	15.7	28.0	87.4	49.9	21.3
6	16.8	30.0	96.6	55.1	22.7
7	16.3	29.0	103.2	58.9	22.6
8	16.3	29.0	102.6	58.6	22.3
9	16.8	29.9	101.4	57.9	21.7
10	16.4	29.2	98.4	56.1	21.1
11	16.9	30.1	95.9	54.8	20.3
12	19.1	34.0	99.0	55.5	18.6
13	20.2	36.0	92.0	52.5	17.7
14	20.2	36.0	87.4	45.0	16.9
15	20.2	36.0	92.0	48.0	18.6
16	20.2	36.0	87.4	52.5	23.6
17	20.2	36.0	87.4	42.0	27.0
18	22.4	40.0	92.0	58.5	37.2
19	31.4	56.0	149.5	84.0	40.5
20	29.2	52.0	184.0	105.0	39.7
21	24.7	44.0	163.3	102.0	38.9
22	21.3	38.0	154.1	96.0	33.8
23	20.2	36.0	124.2	78.0	27.0
24	17.9	32.0	96.6	60.0	20.5
MD (KW)	31.4	56.0	184.0	105.0	40.5
Sn (KVA)	100.0	80.0	200.0	200.0	100.0
<u>DNJ (KW)</u>	80.0	64.0	160.0	160.0	80.0

CUADRO 3.16

DIAGRAMA DE CARGA - TEPHA B

HORA	5B (KW)	6B (KW)	7B (KW)	8B (KW)	10B (KW)
0			32.0	29.9	69.0
1	47.0	20.6	24.2	27.6	60.0
2	45.1	19.8	23.3	26.5	54.0
3	44.8	19.7	23.1	26.3	52.5
4	44.5	19.6	23.0	26.1	50.0
5	44.2	19.4	22.8	25.9	54.0
6	48.8	21.4	25.2	28.7	58.0
7	52.2	22.9	26.9	30.6	62.0
8	51.9	22.8	26.8	30.5	62.0
9	51.3	22.5	26.5	30.1	65.0
10	49.7	21.8	25.7	29.2	67.0
11	42.0	18.5	25.0	24.7	67.3
12	43.5	19.1	24.0	25.5	65.0
13	39.0	17.1	22.0	22.9	63.0
14	37.5	16.5	21.0	22.0	62.6
15	39.0	17.1	20.0	22.9	67.7
16	39.0	17.1	22.0	22.9	66.4
17	37.5	16.5	28.0	22.0	70.0
18	46.0	21.1	32.0	28.2	81.0
19	78.0	34.3	44.0	45.8	96.0
20	93.0	40.9	48.0	54.6	129.0
21	87.0	38.2	47.0	51.1	120.0
22	81.0	35.6	46.0	47.6	106.0
23	66.0	29.0	40.0	38.8	90.0
24	51.0	22.4	32.0	29.9	69.0
MD (KW)	93.0	40.9	48.0	54.6	129.0
Sn (KVA)	100.0	100.0	50.0	75.0	160.0
DN (KW)	80.0	80.0	40.0	60.0	128.0

CUADRO 3.17

DIAGRAMA DE CARGA - TERNA B

HORA	11B (KW)	11B1 (KW)	12B (KW)	13B (KW)
0	65.0	105.1	49.5	16.9
1	54.0	87.4	41.1	14.0
2	51.9	83.9	39.5	13.5
3	51.6	83.4	39.3	13.4
4	51.2	82.8	39.0	13.3
5	50.9	82.2	38.7	13.2
6	56.2	90.8	42.7	14.6
7	60.1	97.1	45.7	15.6
8	59.7	106.3	54.5	18.6
9	64.0	113.0	58.5	18.8
10	70.0	122.5	63.9	19.2
11	65.0	114.7	59.4	19.0
12	70.0	122.7	63.9	19.4
13	70.0	122.0	63.9	18.6
14	60.0	106.1	54.8	17.8
15	65.0	105.1	49.5	16.9
16	70.0	113.2	53.3	18.2
17	70.0	113.2	53.3	18.2
18	75.0	121.2	57.1	19.5
19	90.0	145.5	68.5	23.4
20	92.5	149.5	70.4	24.0
21	80.0	129.3	60.9	20.8
22	75.0	121.2	57.1	19.5
23	70.0	113.2	53.3	18.2
24	65.0	105.1	49.5	16.9
MD (KW)	92.5	149.5	70.4	24.0
Sn (KVA)	100.0	500.0	110.0	37.5
DN (KW)	80.0	400.0	88.0	30.0

CUADRO 3.18

DIAGRAMA DE CARGA - TERNA C

HORA	1C (KW)	1C1 (KW)	2C (KW)	2C1 (KW)	3C (KW)
1	12.5	13.5	4.1	1.8	4.5
2	12.0	13.0	3.9	1.7	4.3
3	11.9	12.9	3.9	1.7	4.3
4	11.8	12.8	3.8	1.7	4.2
5	11.7	12.7	3.8	1.7	4.2
6	13.0	14.0	4.2	1.8	4.6
7	13.9	15.0	4.5	2.0	5.0
8	13.8	14.9	6.3	1.9	4.9
9	13.6	14.7	6.2	1.9	4.9
10	15.0	16.2	6.8	2.1	5.4
11	16.0	17.3	6.7	2.3	5.7
12	15.0	16.2	6.8	2.1	5.4
13	14.0	15.1	6.4	2.0	5.0
14	16.0	19.5	7.0	2.5	6.4
15	16.0	17.3	7.3	2.3	5.7
16	12.0	13.0	6.7	1.7	5.4
17	13.0	14.1	6.5	1.8	5.0
18	15.0	16.2	6.8	2.1	5.4
19	26.0	28.1	8.5	3.3	8.4
20	31.0	33.5	9.7	4.0	9.6
21	28.0	30.3	9.1	3.6	9.1
22	24.0	26.0	7.8	3.1	7.8
23	19.0	20.6	6.2	2.4	6.2
24	15.0	16.2	4.9	1.9	4.9
MD (KW)	31.0	33.5	9.7	4.0	9.6
Sn (KVA)	100.0	75.0	15.0	37.5	15.0
DN (KW)	60.0	60.0	12.0	30.0	12.0

CUADRO 3.19

DIAGRAMA DE CARGA - TERNA C

HORA	4C (KW)	5C (KW)	6C (KW)	7C (KW)	8C (KW)
1	3.7	9.9	2.6	4.0	12.0
2	3.6	9.9	2.6	3.7	11.0
3	3.5	9.9	2.6	3.7	11.0
4	3.5	9.9	2.6	4.1	12.4
5	3.5	11.0	2.6	4.1	12.4
6	3.9	12.1	2.9	4.5	13.6
7	4.1	12.9	3.2	4.8	14.6
8	4.1	15.7	3.4	4.8	14.5
9	4.1	15.2	4.1	4.8	14.3
10	4.5	17.1	4.0	5.0	15.0
11	4.8	17.1	4.5	6.0	18.0
12	4.5	22.7	4.5	5.3	16.0
13	4.2	15.2	6.0	5.3	16.0
14	5.4	13.3	4.0	6.0	18.0
15	4.8	20.8	3.5	4.7	14.0
16	4.5	20.8	5.5	4.0	12.0
17	4.2	17.1	5.5	3.3	10.0
18	4.5	15.2	4.5	4.7	14.0
19	7.0	24.2	4.0	6.0	18.0
20	8.0	20.8	7.5	8.6	26.0
21	7.6	18.9	5.5	8.0	24.0
22	6.5	13.3	5.0	7.3	22.0
23	5.1	11.4	3.5	5.3	16.0
24	4.1	10.6	3.0	4.0	12.0
MD (KW)	8.0	24.2	7.5	8.6	26.0
Sn (KVA)	15.0	160.0	100.0	15.0	80.0
DN (KW)	12.0	128.0	80.0	12.0	64.0

CUADRO 3.20

DIAGRAMA DE CARGA - TERIIA C

HORA	9C (KW)	10C (KW)	11C (KW)	12C (KW)	13C (KW)
1	5.6	8.9	4.3	7.7	7.4
2	5.6	8.9	4.1	7.4	7.4
3	6.4	10.1	4.1	7.4	7.3
4	6.3	10.0	4.1	7.3	7.3
5	7.0	11.0	4.0	7.3	8.0
6	7.5	11.8	4.4	8.1	8.6
7	7.4	11.7	4.8	8.6	8.5
8	7.3	11.6	4.7	8.6	8.4
9	7.7	12.1	4.7	8.5	9.3
10	9.2	14.5	4.5	8.2	9.9
11	8.2	12.9	4.4	8.0	9.3
12	8.2	12.9	4.5	8.2	8.7
13	9.2	14.5	4.4	7.9	11.2
14	7.2	11.3	3.8	6.8	9.9
15	6.2	9.7	3.8	6.8	7.4
16	5.1	8.1	3.9	7.0	8.1
17	7.2	11.3	4.1	7.4	9.3
18	9.2	14.5	4.6	8.4	16.1
19	13.3	21.0	7.7	14.0	19.2
20	12.3	19.4	9.9	18.0	17.4
21	11.3	17.8	9.8	17.8	14.9
22	8.2	12.9	7.9	14.4	11.8
23	6.2	9.7	7.0	12.6	9.3
24	6.2	9.7	6.0	10.8	7.7
MD (KW)	13.3	21.0	9.9	18.0	19.2
Sn (KVA)	80.0	50.0	50.0	250.0	250.0
DH (KW)	64.0	40.0	40.0	200.0	200.0

CUADRO 3.21

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA A

HORA	PT1A (KW)	PT2A (KW)	PT3A (KW)	PT4A (KW)	PT5A (KW)
1	10.94	53.83	72.36	53.22	77.55
2	10.87	51.71	69.51	47.88	74.50
3	10.80	51.36	69.04	47.56	73.99
4	11.90	51.01	68.56	47.23	73.48
5	12.70	50.65	68.09	46.91	72.97
6	12.63	55.95	75.21	51.77	80.61
7	12.48	59.84	80.44	55.34	86.23
8	12.12	59.49	79.97	55.02	85.72
9	12.40	58.78	79.01	54.37	84.70
10	17.55	57.01	92.27	52.74	82.14
11	18.19	58.40	102.64	51.45	92.27
12	15.61	83.28	73.70	58.94	94.86
13	15.61	86.41	71.65	59.35	87.10
14	13.69	73.91	79.36	51.18	81.94
15	12.40	73.91	81.94	45.88	79.36
16	16.26	64.59	92.27	42.63	79.36
17	24.02	58.40	66.52	45.88	79.36
18	25.32	77.03	94.34	52.40	92.27
19	23.37	114.82	139.25	75.76	128.74
20	22.07	121.18	144.52	84.00	155.08
21	16.90	111.64	133.99	77.82	139.25
22	13.05	105.31	113.05	72.06	126.12
23	11.46	80.15	97.45	65.49	102.64
24	11.02	61.49	71.65	58.94	81.94

CUADRO 3.22

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNIA A

HORA	PT6A (KW)	PT6A1 (KW)	PT7A (KW)	PT8A (KW)	PT9A (KW)
1	98.87	8.77	58.99	59.35	4.26
2	96.19	8.69	58.59	53.62	4.67
3	97.51	8.69	58.18	53.26	4.90
4	96.83	8.84	57.78	52.89	4.87
5	107.04	9.14	63.80	52.53	4.84
6	114.56	9.54	68.22	57.99	5.32
7	113.68	9.60	67.82	62.00	5.68
8	112.51	10.44	63.97	61.64	5.06
9	109.09	11.47	61.43	60.91	5.58
10	106.36	11.14	79.41	76.73	5.42
11	115.66	10.44	61.94	74.82	5.06
12	113.05	11.07	61.94	71.65	5.39
13	97.45	11.70	79.36	70.07	5.70
14	67.10	12.33	74.22	69.59	6.01
15	92.27	11.07	69.08	71.65	5.39
16	97.45	11.70	71.65	69.59	5.70
17	100.05	12.33	76.79	77.82	6.01
18	118.27	13.59	97.45	61.94	6.62
19	155.08	15.50	107.84	86.07	8.81
20	147.16	16.51	105.24	110.97	10.06
21	139.25	15.50	97.45	108.88	8.18
22	131.37	14.49	67.10	102.64	7.87
23	115.66	13.48	74.22	61.94	7.56
24	97.45	9.18	61.39	67.54	4.47

CUADRO 3.23

DIAGRAMA DE CAPGA DE SE + PERDIDAS - TERNA A

HORA	PT10A (KW)	PT11A (KW)	PT11A1 (KW)	PT12A (KW)	PT13A (KW)
1	10.71	26.84	24.66	14.63	24.75
2	11.71	25.81	23.70	14.07	23.74
3	12.28	25.64	23.54	13.97	24.75
4	12.20	25.46	23.33	13.88	25.76
5	12.12	25.29	23.22	13.79	26.43
6	13.32	27.87	25.62	15.19	24.75
7	14.19	28.44	26.15	15.50	26.77
8	12.72	26.58	24.42	14.49	28.79
9	13.95	29.24	26.90	15.93	30.57
10	13.55	26.58	24.42	14.49	29.67
11	12.72	27.70	25.46	15.09	30.81
12	13.47	26.58	24.42	14.49	33.85
13	14.23	22.87	20.96	12.47	30.81
14	14.98	22.87	20.96	12.47	29.80
15	13.47	24.72	22.69	13.48	27.78
16	14.23	26.58	24.42	14.49	27.78
17	14.98	28.44	26.15	15.50	36.90
18	16.49	28.44	26.15	15.50	43.00
19	21.78	49.45	43.56	25.64	55.24
20	24.80	55.36	48.83	28.70	55.24
21	20.26	51.41	45.32	26.66	43.00
22	19.51	43.55	38.32	22.59	43.00
23	18.75	37.66	33.09	19.54	36.90
24	11.21	29.83	26.15	15.50	24.75

CUADRO 3.24

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA A

HORA	PT14A (KW)	PT15A (KW)	PT16A (KW)	PT17A (KW)	PT18A (KW)
1	14.68	17.59	21.34	17.59	20.39
2	14.08	16.87	20.48	16.87	20.39
3	14.68	17.59	21.34	17.59	20.39
4	15.29	18.31	22.20	18.31	19.62
5	15.70	18.78	22.77	18.78	19.62
6	14.68	17.59	21.34	17.59	20.14
7	15.90	19.03	23.06	19.03	21.43
8	17.12	20.47	24.78	20.47	21.94
9	18.19	21.74	26.29	21.74	23.31
10	17.65	21.10	25.52	21.10	22.62
11	18.34	21.91	26.49	21.91	22.06
12	20.18	24.08	29.07	24.08	22.76
13	18.34	21.91	26.49	21.91	22.20
14	17.73	21.19	25.63	21.19	22.46
15	16.51	19.75	23.92	19.75	22.98
16	16.51	19.75	23.92	19.75	24.01
17	22.02	26.25	31.66	26.25	25.04
18	25.72	30.60	36.83	30.60	27.12
19	33.18	39.34	47.19	39.34	37.52
20	33.18	39.34	47.19	39.34	42.23
21	25.72	30.60	36.83	30.60	38.30
22	25.72	30.60	36.83	30.60	32.83
23	22.02	26.25	31.66	26.25	27.37
24	14.68	17.59	21.34	17.59	21.94

CUADRO 3.25

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA A

HORA	PT18A1 (KW)	PT19A (KW)	PT20A (KW)	PT21A (KW)	PT22A (KW)
1	74.97	8.14	5.15	33.15	49.24
2	70.30	8.14	5.15	32.86	46.14
3	70.30	8.14	5.15	32.86	46.14
4	65.65	7.83	4.96	33.43	43.05
5	65.52	7.83	4.96	34.59	42.96
6	72.30	8.04	5.09	36.14	47.47
7	77.28	8.54	5.40	36.36	50.78
8	76.82	8.75	5.53	39.58	50.48
9	75.92	9.28	5.86	43.53	49.88
10	73.65	9.01	5.69	42.25	48.37
11	71.84	8.79	5.56	39.58	47.17
12	74.11	9.07	5.73	41.99	48.67
13	67.32	8.85	5.59	44.40	44.16
14	66.87	8.95	5.65	46.82	43.86
15	72.30	9.15	5.78	41.99	47.47
16	70.94	9.56	6.03	44.40	46.57
17	65.65	9.97	6.29	46.82	43.05
18	74.97	10.78	6.80	51.65	49.24
19	93.66	14.87	9.34	58.97	61.71
20	98.35	16.71	10.49	62.84	64.84
21	93.66	15.17	9.53	58.97	61.71
22	93.66	13.02	8.19	55.09	61.71
23	88.98	10.88	6.86	51.22	58.58
24	84.31	8.75	5.53	34.75	55.46

CUADRO 3.26

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERMA A

HORA	PT23A (KW)	PT24A (KW)	PT25A (KW)	PT26A (KW)	PT27A (KW)
1	40.00	32.03	6.37	15.47	35.19
2	37.52	30.02	6.37	12.57	32.03
3	37.52	30.02	6.37	11.61	31.81
4	35.05	28.02	5.87	11.61	31.59
5	34.98	27.97	5.87	10.65	31.38
6	38.58	30.88	6.25	10.65	34.64
7	41.22	33.02	6.21	11.38	37.04
8	40.98	32.83	6.94	11.31	34.95
9	40.50	32.44	6.74	12.69	31.04
10	39.30	31.47	6.58	12.31	30.11
11	38.34	30.69	6.78	12.01	29.37
12	39.54	31.66	6.69	12.39	30.29
13	35.94	28.74	6.64	12.60	29.13
14	35.70	28.55	7.38	12.51	30.29
15	38.58	30.88	7.38	13.53	30.29
16	37.86	30.30	7.88	13.53	29.13
17	35.05	28.02	8.38	14.50	30.29
18	40.00	32.03	14.45	15.47	32.62
19	49.92	40.09	18.52	27.28	44.69
20	52.40	42.11	16.49	35.35	66.35
21	49.92	40.09	14.96	31.30	64.36
22	49.92	40.09	14.45	28.28	61.40
23	47.43	38.07	11.41	27.28	46.64
24	44.95	36.05	8.38	21.33	38.84

CUADRO 3.27

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNIA A

HORA	PT28A (KW)	PT29A (KW)	PT30A (KW)	PT31A (KW)	PT32A (KW)
1	5.40	30.60	52.08	23.56	29.72
2	5.93	27.86	51.72	21.47	27.06
3	6.22	27.67	51.37	21.32	26.87
4	6.18	27.48	51.01	21.18	26.69
5	6.14	27.29	56.38	21.03	26.51
6	6.76	30.12	60.33	23.20	29.25
7	7.22	32.20	47.32	24.79	31.27
8	6.45	35.45	41.99	19.54	24.62
9	7.09	31.48	40.73	17.39	21.89
10	6.88	30.54	39.72	16.88	21.24
11	6.45	29.79	40.98	16.47	20.72
12	6.84	30.72	39.40	16.98	21.37
13	7.23	29.55	40.98	16.34	20.56
14	7.63	30.72	40.98	16.98	21.37
15	6.84	30.72	39.40	16.98	21.37
16	7.23	29.55	40.98	16.34	20.56
17	7.63	30.72	44.15	16.98	21.37
18	8.42	33.08	72.97	18.26	23.00
19	11.19	54.48	108.94	29.85	37.70
20	12.79	57.56	78.63	44.15	55.88
21	10.40	55.85	100.69	42.84	54.22
22	10.00	53.28	76.20	40.89	51.73
23	9.60	40.52	63.30	31.15	39.34
24	5.67	33.76	57.29	25.98	32.78

CUADRO 3.28

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA A

HORA	PT33A (KW)	PT9B (KW)	PT-TOTAL (KW)
1	27.96	40.43	1201.24
2	25.46	40.43	1146.95
3	25.29	36.67	1142.37
4	25.11	36.41	1128.92
5	24.94	36.16	1150.34
6	27.52	39.97	1237.06
7	29.42	42.78	1265.04
8	23.17	42.53	1279.61
9	20.60	42.02	1274.69
10	19.99	40.74	1272.21
11	19.51	39.72	1297.16
12	20.11	35.71	1313.94
13	19.35	34.14	1248.34
14	20.11	34.14	1217.14
15	20.11	37.28	1218.05
16	19.35	31.01	1223.85
17	20.11	29.46	1258.78
18	21.64	36.85	1463.90
19	42.57	62.81	2014.08
20	52.52	77.51	2176.00
21	50.96	75.86	2028.06
22	46.62	69.31	1872.44
23	37.00	56.35	1594.18
24	30.64	43.59	1293.89

CUADRO 3.29

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA B

HORA	PT1B (KW)	PT2B (KW)	PT3B (KW)	PT4B (KW)	PT4B1 (KW)
1	16.77	29.76	94.99	54.23	20.22
2	15.63	27.69	91.25	52.12	20.09
3	15.52	27.50	90.62	51.77	19.95
4	15.42	27.31	90.00	51.42	19.82
5	16.21	28.73	89.38	51.07	21.85
6	17.34	30.79	98.74	56.35	23.35
7	16.77	29.76	105.61	60.22	23.21
8	16.77	29.76	104.99	59.87	22.94
9	17.31	30.73	103.74	59.17	22.26
10	16.89	29.97	100.61	57.40	21.72
11	17.41	30.92	98.11	55.99	20.83
12	19.61	34.91	101.23	56.75	19.12
13	20.75	36.97	94.05	53.71	18.26
14	20.75	36.97	89.33	46.10	17.41
15	20.75	36.97	94.05	49.14	19.12
16	20.75	36.97	89.33	53.71	24.26
17	20.75	36.97	89.33	43.06	27.70
18	23.03	41.12	94.05	59.80	38.07
19	32.17	57.84	153.61	85.84	41.55
20	29.88	53.64	169.82	107.43	40.68
21	25.31	45.28	168.06	104.34	39.81
22	21.89	39.04	158.42	98.17	34.61
23	20.75	36.97	127.29	79.70	27.70
24	18.48	32.85	98.78	61.33	21.04

CUADRO 3.30

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA B

HORA	PT5B (KW)	PT6B (KW)	PT7B (KW)	PT8B (KW)	PT10B (KW)
1	48.17	21.20	25.04	28.32	61.39
2	46.27	20.38	24.05	27.21	55.26
3	45.95	20.24	23.88	27.03	53.73
4	45.63	20.11	23.72	26.84	51.18
5	45.32	19.97	23.55	26.65	55.26
6	50.07	22.02	26.03	29.44	59.35
7	53.57	23.53	27.85	31.48	63.44
8	53.25	23.39	27.68	31.29	63.44
9	52.62	23.12	27.35	30.92	66.52
10	51.03	22.43	26.52	29.99	68.57
11	43.05	18.99	25.86	25.33	68.84
12	44.60	19.66	24.79	26.23	66.52
13	39.96	17.66	22.71	23.52	64.48
14	38.42	16.99	21.67	22.62	64.04
15	39.96	17.66	20.64	23.52	69.28
16	39.96	17.66	22.71	23.52	67.97
17	38.42	16.99	28.97	22.62	71.65
18	49.24	21.67	33.18	28.95	82.97
19	80.60	35.11	45.98	47.25	98.49
20	96.52	41.88	50.30	56.53	132.94
21	90.14	39.17	49.22	52.81	123.50
22	83.77	36.46	48.14	49.10	110.97
23	67.96	29.72	41.69	39.89	92.27
24	52.35	23.00	33.18	30.11	70.62

CUADRO 3.31

DIAGRAMA DE CARGA DE SE + PERDIDAS - TERNA B

HORA	PS11B1 (KW)	PT11B (KW)	PT12B (KW)	PT13B (KW)	PT-TOTA (KW)
1	0.5247	55.51	42.13	14.55	512.82
2	0.5163	53.31	40.48	13.98	488.23
3	0.5149	52.95	40.20	13.88	483.75
4	0.5135	52.58	39.93	13.79	478.25
5	0.5122	52.21	39.65	13.69	484.06
6	0.5335	57.72	43.79	15.12	530.63
7	0.5505	61.77	46.83	16.17	560.77
8	0.5773	61.40	55.92	19.32	570.61
9	0.5986	65.89	59.99	19.54	579.74
10	0.6307	72.18	65.68	19.97	583.58
11	0.6041	66.93	60.94	19.75	553.57
12	0.6313	72.18	65.68	20.18	572.09
13	0.6290	72.18	65.68	19.33	549.89
14	0.5768	61.71	56.21	18.49	511.29
15	0.5737	66.93	50.71	17.51	526.82
16	0.5990	72.18	54.63	18.87	543.13
17	0.5990	72.18	54.63	18.87	542.75
18	0.6263	77.44	58.57	20.24	628.96
19	0.7192	93.33	70.44	24.36	867.30
20	0.7364	95.99	72.42	25.05	993.62
21	0.6554	82.72	62.52	21.61	905.11
22	0.6263	77.44	58.57	20.24	837.44
23	0.5990	72.18	54.63	18.87	710.24
24	0.5737	66.93	50.71	17.51	578.12

CUADRO 3.32

DIAGRAMAS DE CARGA DE S.E. + PERDIDAS - TERNA C

HORA	PT1C (KW)	PT1C1 (KW)	PT2C (KW)	PT2C1 (KW)
1	12.94	13.94	4.35	2.02
2	12.45	13.40	4.19	1.95
3	12.37	13.31	4.16	1.94
4	12.29	13.22	4.13	1.93
5	12.20	13.13	4.10	1.92
6	13.44	14.47	4.52	2.09
7	14.34	15.46	4.83	2.22
8	14.26	15.37	6.72	2.21
9	14.10	15.19	6.64	2.18
10	15.50	16.71	7.32	2.38
11	16.51	17.81	7.20	2.52
12	15.50	16.71	7.32	2.38
13	14.49	15.61	6.83	2.24
14	18.53	20.02	7.46	2.81
15	16.51	17.81	7.82	2.52
16	12.47	13.42	7.20	1.95
17	13.48	14.52	6.94	2.10
18	15.50	16.71	7.32	2.38
19	26.66	28.89	9.11	3.61
20	31.76	34.47	10.52	4.26
21	28.70	31.12	9.83	3.87
22	24.62	26.66	8.39	3.35
23	19.54	21.12	6.62	2.70
24	15.50	16.71	5.22	2.19

CUADRO 3.33

DIAGRAMAS DE CARGA DE S.E. + PERDIDAS - TERNA C

HORA	PT3C (KW)	PT4C (KW)	PT5C (KW)	PT6C (KW)
1	4.46	4.00	10.56	3.22
2	4.28	3.84	10.56	3.02
3	4.25	3.82	10.56	3.02
4	4.22	3.79	10.56	3.02
5	4.19	3.77	11.70	3.02
6	4.63	4.15	12.84	3.32
7	4.95	4.43	13.60	3.62
8	4.92	4.40	16.40	3.62
9	4.86	4.35	15.93	4.55
10	5.36	4.79	17.80	4.43
11	5.72	5.10	17.80	4.92
12	5.36	4.79	23.52	4.92
13	5.00	4.47	15.69	6.43
14	6.43	5.74	13.99	4.42
15	5.72	5.10	21.61	3.92
16	5.40	4.82	21.61	5.93
17	5.04	4.51	17.80	5.93
18	5.36	4.79	15.69	4.92
19	8.45	7.55	25.00	4.42
20	9.60	8.60	21.61	7.94
21	9.09	8.14	19.70	5.93
22	7.80	6.96	13.99	5.42
23	6.17	5.51	12.06	3.92
24	4.87	4.36	11.32	3.42

CUADRO 3.34

DIAGRAMAS DE CARGA DE S.E. + PERDIDAS - TERNA C

HORA	PT7C (KW)	PT8C (KW)	PT9C (KW)	PT10C (KW)
1	4.28	12.43	6.02	9.24
2	3.93	11.42	6.02	9.24
3	3.93	11.42	6.76	10.43
4	4.44	12.68	6.72	10.36
5	4.41	12.79	7.38	11.42
6	4.86	14.09	7.87	12.20
7	5.19	15.05	7.83	12.12
8	5.16	14.96	7.74	11.98
9	5.10	14.79	8.08	12.54
10	5.34	15.47	9.63	15.02
11	6.40	18.52	8.60	13.36
12	5.69	16.48	8.60	13.36
13	5.69	16.48	9.63	15.02
14	6.40	18.52	7.57	11.71
15	4.98	14.46	6.53	10.06
16	4.28	12.43	5.50	8.42
17	3.59	10.41	7.57	11.71
18	4.98	14.46	9.63	15.02
19	6.40	18.52	13.78	21.68
20	9.31	26.68	12.74	20.01
21	8.58	24.63	11.70	18.34
22	7.85	22.59	8.60	13.36
23	5.69	16.48	6.53	10.06
24	4.28	12.43	6.53	10.06

CUADRO 3.35

DIAGRAMAS DE CARGA DE S.E. + PERDIDAS - TERNA C

HORA	PT11C (KW)	PT12C (KW)	PT13C (KW)	PT-TOTA] (KW)
1	4.58	8.68	8.37	109.09
2	4.41	8.38	8.32	105.42
3	4.38	8.33	8.27	106.95
4	4.35	8.28	8.22	106.40
5	4.32	8.23	8.96	111.57
6	4.75	8.99	9.54	121.75
7	5.05	9.55	9.49	127.73
8	5.03	9.50	9.38	131.85
9	4.97	9.39	10.25	132.92
10	4.83	9.14	10.87	144.58
11	4.72	8.94	10.25	148.37
12	4.83	9.14	9.62	148.23
13	4.66	8.84	12.11	143.39
14	4.05	7.74	10.87	146.25
15	4.05	7.74	8.38	137.22
16	4.16	7.94	9.00	124.54
17	4.38	8.34	10.25	126.54
18	4.94	9.34	17.09	148.33
19	8.06	14.95	20.20	217.28
20	10.30	18.97	18.34	245.11
21	10.19	18.77	15.84	224.44
22	8.29	15.35	12.73	185.96
23	7.28	13.55	10.25	147.52
24	6.28	11.74	8.67	123.60

CUADRO 3.36

DIAGRAMAS PARCIALES - TERNA A

HORA	DP-CG (KW)	DP-LL (KW)	DP-EPICK (KW)	DP-I (KW)	DP-AFIL (KW)
1	205.13	54.41	349.63	332.78	180.61
2	192.06	48.99	325.45	358.31	172.98
3	191.08	48.03	323.51	356.37	175.89
4	189.77	45.52	314.09	347.53	172.81
5	194.23	44.51	317.39	351.98	174.61
6	212.49	47.81	347.19	333.34	177.48
7	209.89	50.65	353.41	389.78	190.49
8	186.64	51.11	329.96	369.54	196.72
9	170.60	51.91	313.55	357.09	203.22
10	165.73	50.39	304.42	346.69	197.18
11	163.65	49.51	299.27	338.85	197.73
12	166.10	50.97	305.91	347.91	209.94
13	163.51	48.22	292.41	336.83	193.37
14	168.48	48.47	297.12	343.95	190.42
15	166.10	51.83	304.60	346.60	190.93
16	163.51	51.75	300.29	344.71	191.27
17	171.66	50.94	301.33	348.16	213.95
18	210.60	62.01	362.77	414.44	244.47
19	331.03	86.00	530.70	589.69	316.24
20	369.85	94.09	583.68	646.55	328.87
21	331.44	86.46	532.04	641.02	282.06
22	343.84	82.93	540.52	595.63	272.97
23	268.60	76.85	452.93	504.16	241.50
24	225.89	65.83	393.22	427.97	192.64

CUADRO 3.37

DIAGRAMAS PARCIALES - TERNA A

HORA	DP-MTC (KW)	DP-TUP (KW)	DP-II (KW)	DP(I+II) (KW)	DP6 (KW)
1	245.89	66.16	327.19	709.98	928.91
2	237.24	63.61	317.39	675.71	887.67
3	237.40	63.18	317.93	674.30	884.81
4	235.08	62.76	315.06	662.59	871.60
5	237.30	62.33	316.75	668.73	893.65
6	242.31	68.71	329.83	713.17	955.69
7	260.16	70.13	350.36	740.14	965.72
8	268.17	65.52	351.69	721.23	981.14
9	275.95	72.12	367.82	724.91	978.16
10	267.72	65.52	352.41	699.10	963.30
11	268.39	68.29	354.68	693.53	967.64
12	279.65	65.52	364.24	712.15	980.56
13	258.45	56.32	334.87	671.70	920.16
14	254.48	56.32	331.97	675.92	908.41
15	256.11	60.92	336.07	662.67	917.29
16	250.18	65.52	335.80	680.51	920.81
17	280.45	70.13	371.79	719.95	976.40
18	326.51	70.13	420.04	834.47	1134.56
19	434.64	118.77	584.54	1174.23	1527.95
20	462.01	133.04	630.55	1277.09	1646.07
21	401.24	123.53	553.70	1194.72	1545.22
22	385.55	104.55	517.90	1113.53	1438.91
23	334.96	90.37	451.96	956.12	1231.08
24	261.10	71.52	348.49	776.47	1004.93

CUADRO 3.38

DIAGRAMAS PARCIALES Y TOTAL - TERNIA A

HORA	DP2 (KW)	DP1 (KW)	DP(1+2) (KW)	DCT-A (KW)
1	1201.06	10.94	1212.01	1222.28
2	1145.62	10.87	1156.69	1166.05
3	1141.25	10.80	1152.05	1161.33
4	1126.33	11.90	1138.28	1147.34
5	1147.32	12.70	1160.02	1169.43
6	1235.58	12.63	1248.21	1259.11
7	1264.46	12.48	1296.96	1308.72
8	1279.02	12.12	1291.13	1302.79
9	1273.69	12.40	1286.09	1297.65
10	1265.63	17.55	1283.18	1294.69
11	1290.05	18.19	1308.24	1320.20
12	1309.79	15.61	1325.41	1337.69
13	1242.91	15.61	1258.53	1269.60
14	1213.45	13.69	1227.14	1237.67
15	1215.81	12.40	1228.21	1233.76
16	1217.77	16.26	1234.03	1244.67
17	1245.90	24.02	1269.92	1281.20
18	1473.75	25.32	1499.07	1514.78
19	2019.57	23.37	2042.94	2072.12
20	2188.02	22.07	2210.09	2244.24
21	2041.47	16.90	2058.37	2087.99
22	1835.45	13.05	1898.49	1923.69
23	1601.61	11.46	1613.06	1631.26
24	1295.62	11.02	1306.63	1318.57

CUADRO 3.39

DIAGRAMAS PARCIALES - TERNA B

HORA	DP-2.3 (KW)	DP-I (KW)	DP-7-8 (KW)	DP-5-6 (KW)	DP-II (KW)
1	112.29	175.90	53.37	69.40	308.42
2	107.85	165.28	51.27	66.67	296.97
3	107.12	163.00	50.92	66.22	294.95
4	106.38	159.70	50.57	65.76	292.93
5	105.64	163.04	50.22	65.31	293.08
6	116.72	178.34	55.47	72.12	322.88
7	124.88	190.70	59.34	77.13	343.54
8	136.80	202.79	58.99	76.68	341.38
9	145.60	214.80	58.29	75.77	336.91
10	158.03	229.48	56.53	73.49	326.91
11	147.81	219.37	51.20	62.06	299.22
12	158.24	227.64	51.03	64.28	305.83
13	157.40	224.74	46.24	57.64	281.43
14	136.56	203.15	44.30	55.43	263.81
15	135.28	207.10	44.17	57.64	277.72
16	145.83	216.49	46.24	57.64	282.72
17	145.63	220.18	51.60	55.43	271.08
18	156.42	242.28	62.14	70.94	334.03
19	188.37	290.37	93.26	115.78	513.09
20	193.73	330.38	106.87	138.51	615.67
21	167.03	293.71	102.06	129.39	571.64
22	156.42	270.34	97.27	120.31	532.37
23	145.83	240.85	81.60	97.75	430.55
24	135.28	208.44	63.96	75.39	332.14

CUADRO 3.40

DIAGRAMAS PARCIALES Y TOTAL - TERNA B

HORA	DP(I+II) (KW)	DP2B (KW)	DP1B (KW)	DCT-B (KW)
1	484.32	514.35	531.92	532.79
2	462.24	490.17	506.53	507.32
3	457.94	485.68	501.91	502.69
4	452.62	480.16	496.28	497.04
5	456.12	485.08	502.00	502.78
6	501.22	532.29	550.49	551.43
7	534.24	564.32	582.06	583.10
8	544.16	574.26	592.02	593.11
9	551.71	582.78	601.11	602.23
10	556.40	586.71	604.63	605.77
11	518.59	549.81	568.13	569.13
12	533.47	568.70	589.29	590.36
13	506.17	543.44	565.08	566.07
14	466.96	504.19	525.70	526.56
15	454.82	522.06	543.63	544.54
16	499.21	536.47	558.09	559.05
17	491.26	528.51	550.10	551.04
18	576.31	617.80	641.98	643.26
19	603.46	662.04	696.46	698.94
20	946.05	1000.70	1033.60	1036.91
21	865.35	911.46	939.27	942.01
22	802.71	842.48	866.51	868.83
23	671.40	708.88	731.14	732.80
24	540.58	573.75	593.22	594.31

CUADRO 3.41

DIAGRAMAS PARCIALES - TERNA C

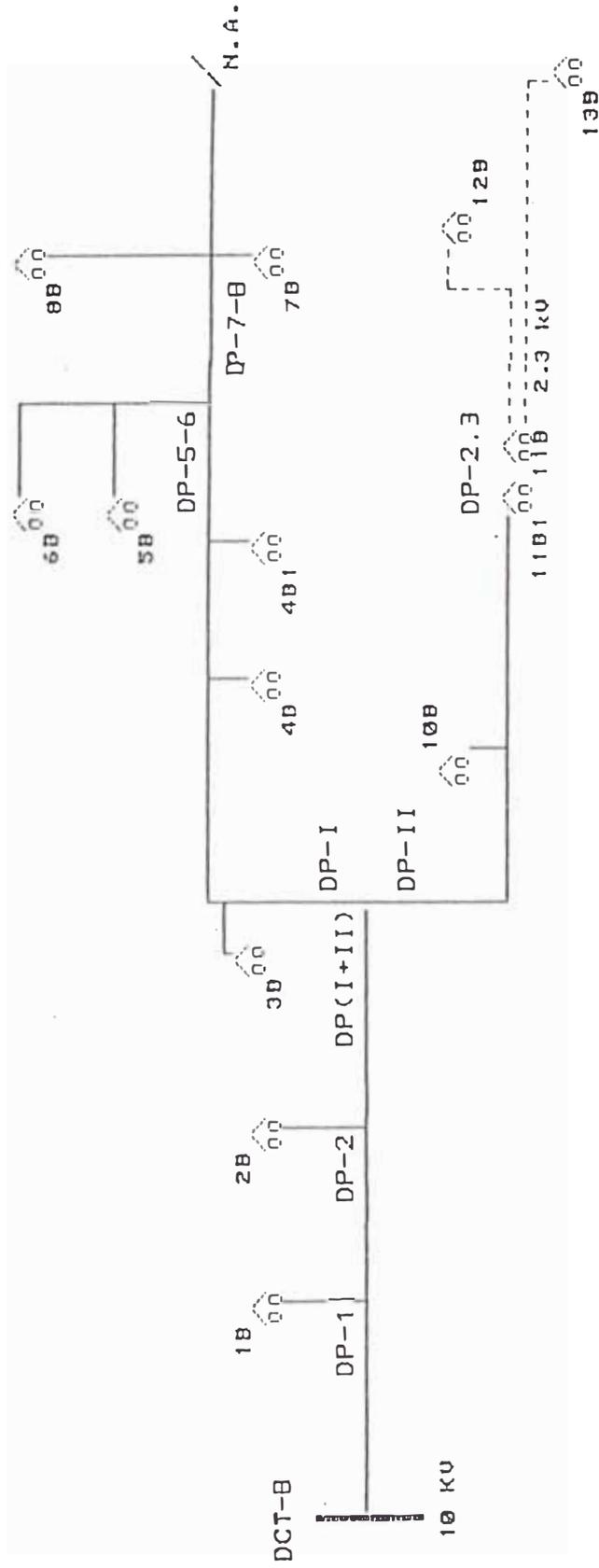
HORA	DP-I (KW)	DP-II (KW)	DP(I+II) (KW)	DP-MAP (KW)
1	13.27	27.70	40.96	59.10
2	12.79	26.69	39.48	57.06
3	12.71	28.62	41.33	58.92
4	12.63	29.96	42.59	60.69
5	12.56	31.60	44.15	63.37
6	13.74	34.17	47.90	69.03
7	14.61	35.01	49.62	72.14
8	14.53	34.69	49.22	74.71
9	14.37	35.42	49.79	75.48
10	13.98	40.13	54.10	81.80
11	13.66	40.49	54.15	83.41
12	13.97	38.45	52.42	86.69
13	13.50	41.14	54.65	82.80
14	11.79	37.80	49.59	74.52
15	11.79	31.06	42.85	73.46
16	12.10	26.36	38.46	70.36
17	12.72	29.69	42.42	69.81
18	14.28	39.11	53.40	79.33
19	23.03	54.00	77.03	113.12
20	29.30	59.45	88.75	127.97
21	28.99	54.70	83.68	118.20
22	23.66	44.56	68.22	95.69
23	20.84	33.09	53.93	75.76
24	18.03	29.03	47.06	66.19

CUADRO 3.42

DIAGRAMAS PARCIALES Y TOTAL - TERNA C

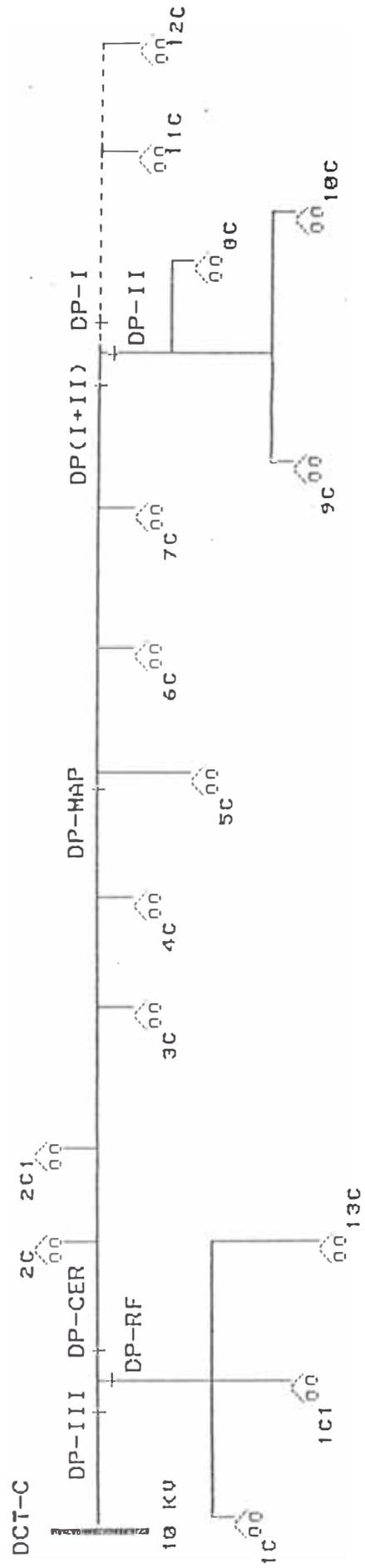
HORA	DP-CER (KW)	DF-RF (KW)	DP-III (KW)	DCT-C (KW)
1	74.55	35.26	109.80	109.90
2	71.91	34.18	106.09	106.18
3	73.69	33.95	107.64	107.73
4	75.38	33.73	109.11	109.21
5	77.99	34.32	112.31	112.41
6	85.15	37.45	122.60	122.72
7	89.35	39.29	128.65	128.78
8	93.77	39.02	132.79	132.93
9	94.34	39.54	133.88	134.01
10	102.58	43.09	145.67	145.83
11	104.93	44.58	149.51	149.68
12	107.53	41.84	149.37	149.55
13	102.25	42.22	144.47	144.63
14	97.90	49.43	147.33	147.50
15	95.48	42.71	138.19	138.34
16	90.54	34.89	125.44	125.56
17	89.17	38.25	127.41	127.54
18	100.07	49.32	149.39	149.56
19	143.57	75.78	219.35	219.72
20	163.13	84.60	247.73	248.21
21	151.06	75.69	226.74	227.14
22	123.56	64.04	187.60	187.87
23	97.69	50.93	148.61	148.78
24	83.54	40.89	124.44	124.56

CUADRO 3.43



UBICACION DE DIAGRAMAS PARCIALES Y TOTAL  
TERNA "B"

FIGURA 3.4



UBICACION DE DIAGRAMAS PARCIALES Y TOTAL TIERNA "C"

FIGURA 3.5

# DIAGRAMA DE CARGA

## TERNA A

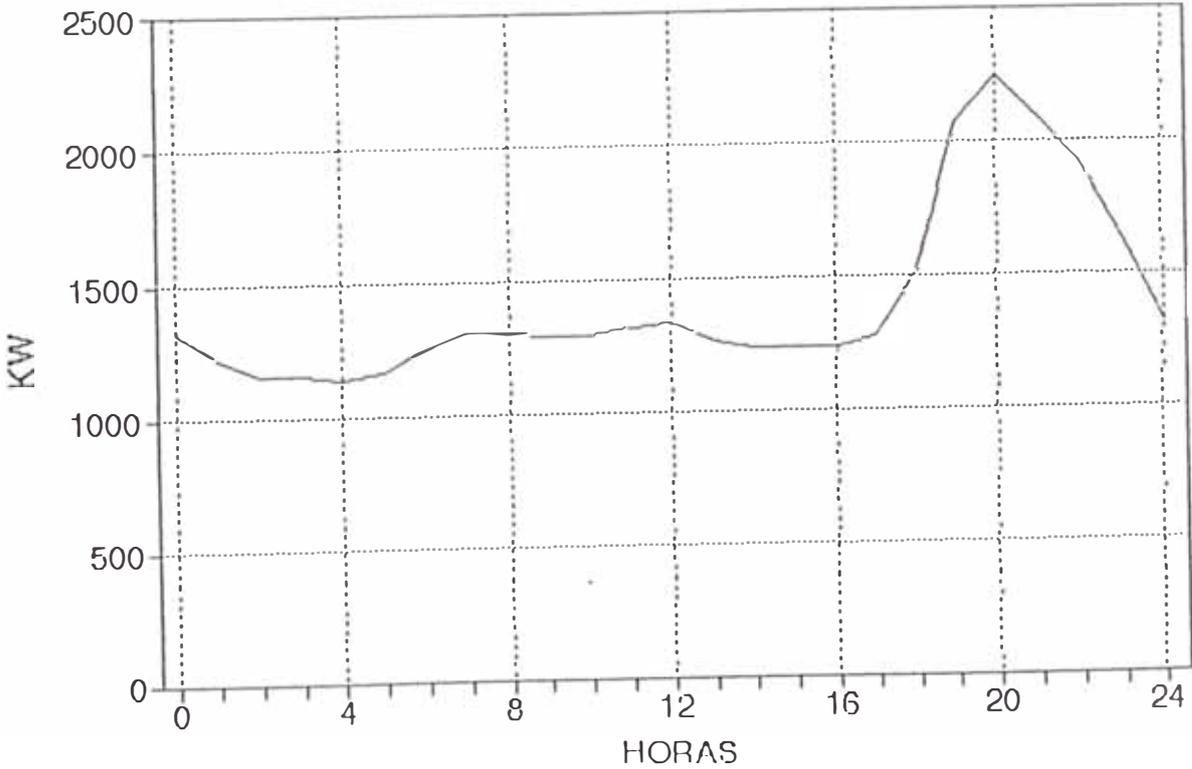


FIGURA 3.6

# DIAGRAMA DE CARGA TERNA B

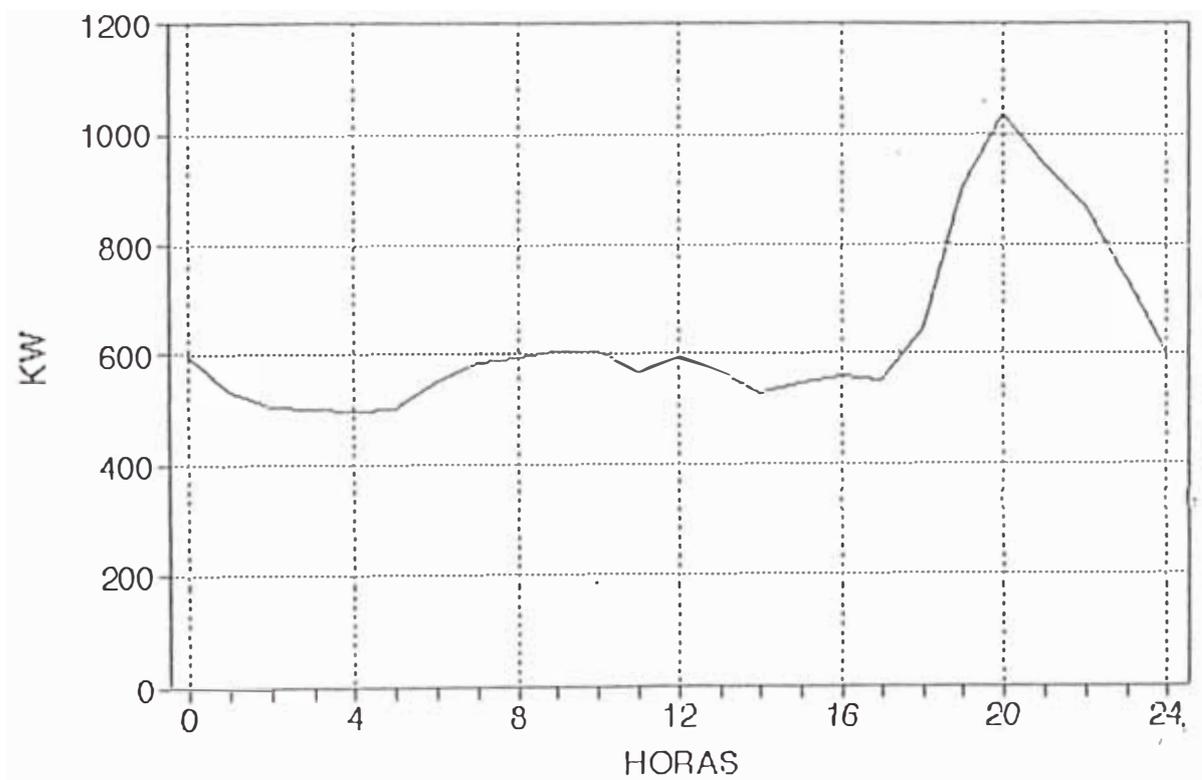


FIGURA 3.7

# DIAGRAMA DE CARGA

## TERNA C

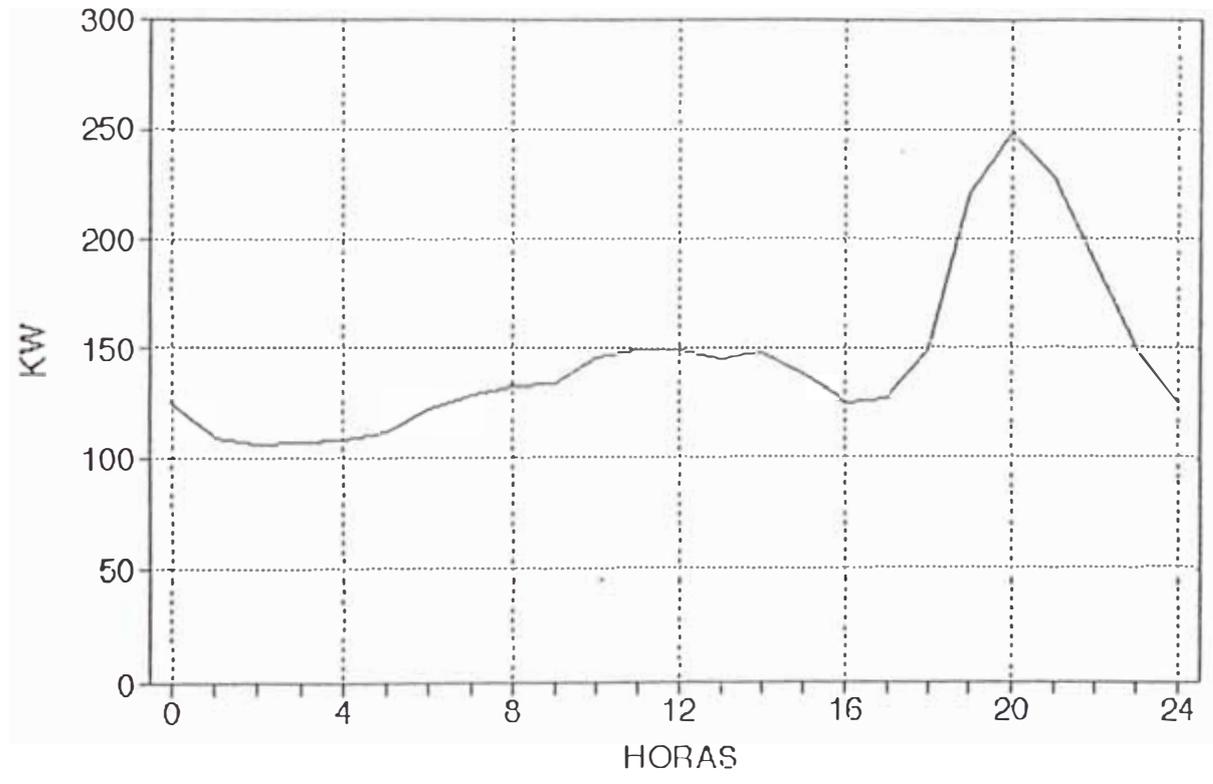


FIGURA 3.8

# DIAGRAMA DE CARGA

## S.E. TINGO MARIA

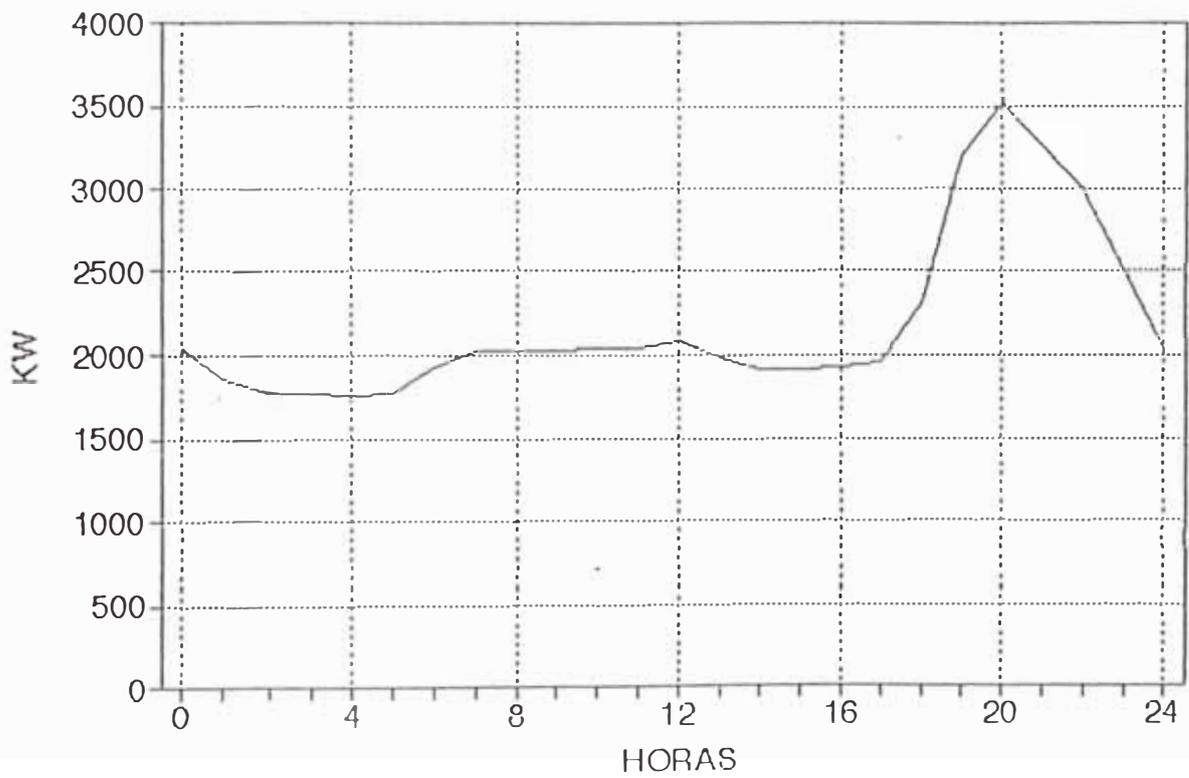


FIGURA 3.9

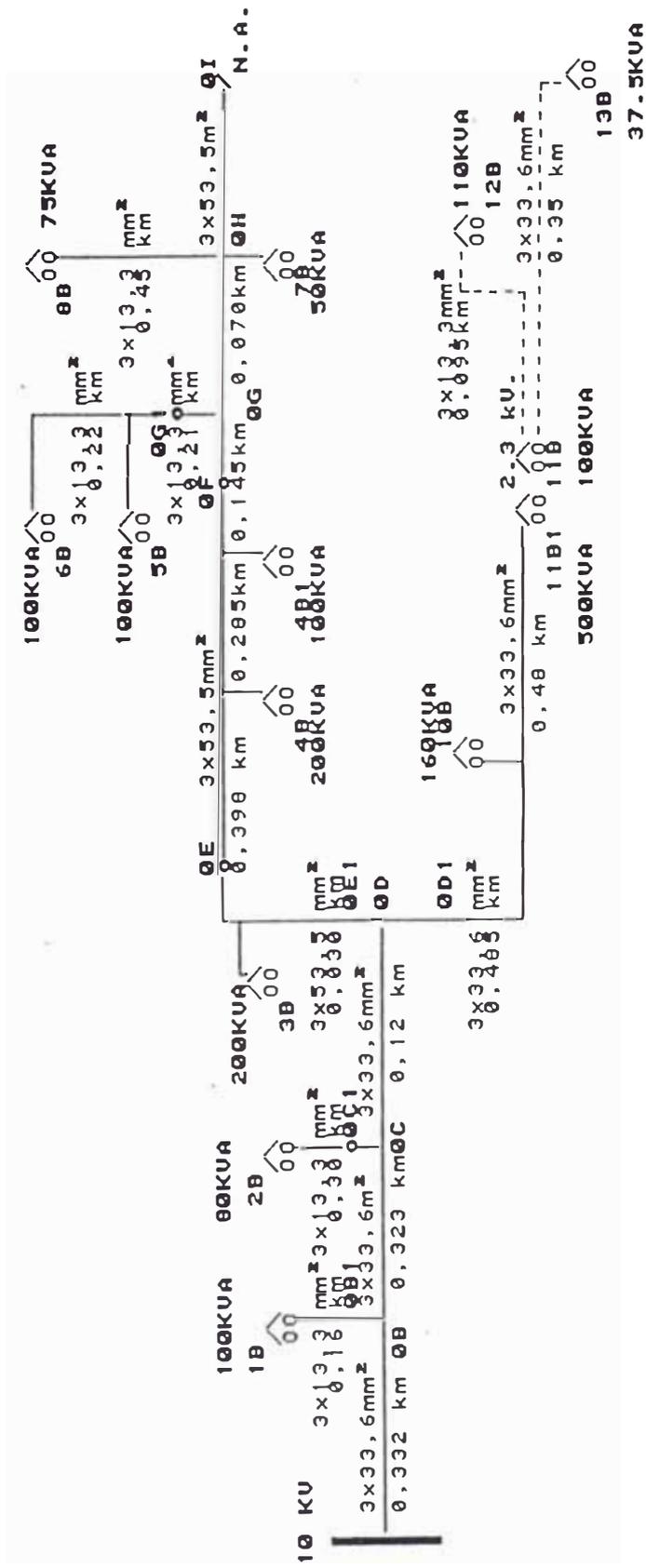


DIAGRAMA TOPOLOGICO - TERNA 10.3 (B)

- o : PUNTO DE SECCIONAMIENTO
- 0A : CODIGO DE UBICACION
- N.A. : SECCIONADOR NORMALMENTE ABIERTO

FIGURA 3.11

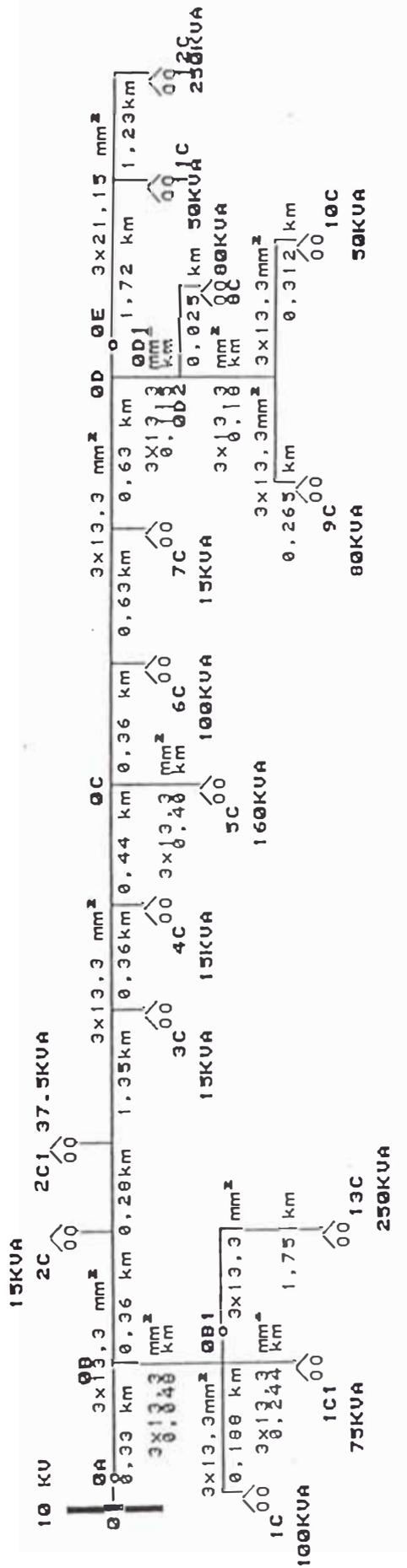


DIAGRAMA TOPOLOGICO - TERNA 10.5 ( C )

o : PUNTO DE SECCIONAMIENTO  
 OA : CODIGO DE UBICACION

FIGURA 3.12

RESULTADOS DE PERDIDAS DIARIAS EN LA RED PRIMARIA  
TERNA A

HORA	DCT-A (KW)	PT-TOTAL (KW)	P-RED (KW)
1	1222.28	1201.24	21.03
2	1166.05	1146.95	19.10
3	1161.33	1142.37	18.96
4	1147.34	1128.92	18.42
5	1169.43	1150.34	19.09
6	1259.11	1237.06	22.04
7	1306.72	1285.04	23.69
8	1302.79	1279.61	23.18
9	1297.65	1274.69	22.96
10	1294.69	1272.21	22.48
11	1320.20	1297.16	23.05
12	1337.69	1313.94	23.75
13	1269.60	1248.34	21.26
14	1237.67	1217.14	20.53
15	1233.76	1218.05	20.70
16	1244.67	1223.85	20.83
17	1281.20	1258.78	22.41
18	1514.78	1483.90	30.88
19	2072.12	2014.08	58.04
20	2244.24	2176.00	68.24
21	2087.99	2028.06	59.93
22	1923.69	1872.44	51.25
23	1631.26	1594.18	37.08
24	1318.57	1293.89	24.68
TOTAL (KWH)	34051.83	33358.25	693.58
%	100.00	97.96	2.04

CUADRO 3.44

RESULTADOS DE PERDIDAS DIARIAS EN LA RED PRIMARIA  
TERNA B

HORA	DCT-B (KW)	PT-TOTAL (KW)	P-RED (KW)
1	532.79	512.62	19.97
2	507.32	468.23	19.09
3	502.69	463.75	18.94
4	497.04	478.25	18.79
5	502.78	464.06	18.72
6	551.43	530.63	20.80
7	563.10	560.77	22.34
8	593.11	570.61	22.49
9	602.23	579.74	22.49
10	605.77	563.58	22.19
11	569.13	553.57	15.56
12	590.36	572.09	18.28
13	566.07	549.89	16.18
14	526.56	511.29	15.27
15	544.54	526.82	17.73
16	559.05	543.13	15.93
17	551.04	542.75	8.29
18	643.26	628.96	14.30
19	696.94	667.30	31.65
20	1036.91	993.62	43.08
21	942.01	905.11	36.89
22	666.63	637.44	31.39
23	732.60	710.24	22.56
24	594.31	578.12	16.19
TOTAL (KWH)	15102.08	14592.96	509.11
%	100.00	96.63	3.37

CUADRO 3.45

RESULTADOS DE PERDIDAS DIARIAS EN LA RED PRIMARIA  
TERNA C

HORA	DCT-C (KW)	PT-TOTAL (KW)	P-RED (KW)
1	109.90	109.09	0.8031
2	106.18	105.42	0.7601
3	107.73	106.95	0.7834
4	109.21	108.40	0.8052
5	112.41	111.57	0.8401
6	122.72	121.75	0.9651
7	128.78	127.73	1.0445
8	132.93	131.85	1.0803
9	134.01	132.92	1.0900
10	145.83	144.58	1.2549
11	149.68	148.37	1.3182
12	149.55	148.23	1.3179
13	144.63	143.39	1.2363
14	147.50	146.25	1.2550
15	138.34	137.22	1.1216
16	125.56	124.54	1.0142
17	127.54	126.54	0.9968
18	149.56	148.33	1.2375
19	219.72	217.28	2.4402
20	248.21	245.11	3.0953
21	227.14	224.44	2.7036
22	187.87	185.96	1.9090
23	148.78	147.52	1.2687
24	124.56	123.60	0.9577
TOTAL (KWH)	3498.35	3467.05	31.30
%	100.00	99.11	0.89

CUADRO 3.46

### 3.1.2 Pérdidas en sub-estaciones de distribución

Se calculan las pérdidas de potencia para cada una de las 24 horas del día. Se emplea una hoja de cálculo, con la cual se obtiene el diagrama de pérdidas de potencia de cada subestación, utilizando la siguiente fórmula:

$$PS_n = P_{fe} + P_{cu} \left[ \frac{P}{DN} \right]^2$$

Donde :

n : Número de la subestación.

PS<sub>n</sub> : Diagrama de pérdidas de potencia.

P<sub>fe</sub> : Pérdidas en el fierro a condiciones nominales en kW.

P<sub>cu</sub> : Pérdidas en el cobre a condiciones nominales en kW.

P : Diagrama de carga de la S.E.

DN : Potencia nominal de la S.E. en kW.

Los valores de P<sub>fe</sub> y P<sub>cu</sub> a condiciones nominales se obtienen del Cuadro 3.2

Los valores de DN se obtienen de los cuadros 3.3 y 3.4

Luego de calcular las pérdidas en el fierro y cobre de cada subestación, totalizamos estas **pérdidas por** terna, usando la siguiente fórmula:

PS-A - PS1A + PS2A + .....+ PS33A      Terna 10.2  
 PS-B - PS1B + PS2B + .....+ PS13B    - Terna 10.3  
 PS-C - PS1C + PS1C1+ .....+ PS13C      Terna 10.5

Los resultados se muestran en los cuadros 3.48 al 3.55; 3.56 al 3.58 y 3.59 al 3.62. En estos cuadros se presentan para cada día y por S.E. las pérdidas en el Fe y Cu. Se puede observar que algunas presentan mayores P<sub>fe</sub> por estar trabajando con cargas pequeñas.

Los cuadros 3.63, 3.64 y 3.65 muestran por día y para cada terna el total de P<sub>fe</sub> + P<sub>cu</sub>. En la primera columna de estos cuadros se muestra el diagrama de carga total de la terna y en la última fila los porcentajes de pérdidas de energía respecto al DCT.

Podemos apreciar que las pérdidas en las subestaciones de la terna A se encuentran en márgenes razonables; en la terna B las P<sub>fe</sub> están un poco elevadas y las P<sub>cu</sub> son bajas; y finalmente para la terna C las P<sub>fe</sub> están muy elevadas y las P<sub>cu</sub> son bajas, lo cual se debe a que en esta terna existen varias subestaciones sobredimensionadas, como es el caso de la SE 5C, SE 12C y SE 13C.

Finalmente, presentamos un resumen de las pérdidas totales en el Fe y Cu, para todas las SS.EE. (Cuadro 3.66). En éste

podemos observar que las pérdidas PS-TOTAL son 1528,66 kWh/día y corresponde a 2,9 % del despacho de energía diario.

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA A

HORA	PS1A (kW)	PS2A (kW)	PS3A (kW)	PS4A (kW)	PS5A (kW)
1	0.39	1.27	1.67	1.22	1.81
2	0.39	1.21	1.59	1.12	1.72
3	0.39	1.20	1.58	1.11	1.71
4	0.41	1.19	1.57	1.11	1.70
5	0.42	1.18	1.55	1.10	1.68
6	0.42	1.33	1.74	1.19	1.90
7	0.41	1.44	1.90	1.26	2.07
8	0.41	1.43	1.88	1.25	2.06
9	0.41	1.41	1.85	1.24	2.02
10	0.51	1.36	2.27	1.21	1.95
11	0.52	1.40	2.64	1.18	2.27
12	0.47	2.28	1.70	1.34	2.36
13	0.47	2.41	1.65	1.35	2.10
14	0.43	1.91	1.66	1.18	1.94
15	0.41	1.91	1.94	1.08	1.86
16	0.48	1.59	2.27	1.03	1.86
17	0.67	1.40	1.52	1.08	1.86
18	0.71	2.03	2.34	1.20	2.27
19	0.65	3.82	4.25	1.76	3.74
20	0.62	4.18	4.52	2.00	5.08
21	0.49	3.64	3.99	1.82	4.25
22	0.42	3.31	3.05	1.66	3.62
23	0.40	2.15	2.45	1.49	2.64
24	0.39	1.49	1.65	1.34	1.94
Pfe(kWH)	7.70	12.72	16.56	16.56	16.56
Pcu(kWH)	3.59	33.84	36.88	14.76	39.88
PS (kWH)	11.30	46.56	53.44	31.32	56.44

CUADRO 3.48

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA A

HORA	PS6A (kW)	PS6A1 (kW)	PS7A (kW)	PS8A (kW)	PS9A (kW)
1	2.50	0.44	1.34	1.35	0.26
2	2.48	0.44	1.33	1.23	0.27
3	2.45	0.44	1.32	1.22	0.26
4	2.43	0.44	1.31	1.21	0.28
5	2.81	0.44	1.45	1.20	0.27
6	3.12	0.44	1.56	1.32	0.29
7	3.09	0.45	1.55	1.41	0.30
8	3.03	0.45	2.00	1.40	0.26
9	2.89	0.46	1.92	1.38	0.29
10	2.79	0.46	1.86	1.79	0.29
11	3.16	0.45	1.94	1.73	0.28
12	3.05	0.46	1.94	1.65	0.29
13	2.45	0.46	1.86	1.61	0.30
14	2.10	0.47	1.72	1.59	0.31
15	2.27	0.46	1.58	1.65	0.29
16	2.45	0.46	1.65	1.59	0.30
17	2.55	0.47	1.79	1.82	0.31
18	3.27	0.48	2.45	1.94	0.32
19	5.08	0.50	2.84	2.07	0.41
20	4.66	0.51	2.74	2.97	0.46
21	4.25	0.50	2.45	2.88	0.38
22	3.87	0.49	2.10	2.64	0.37
23	3.16	0.48	1.72	1.94	0.36
24	2.45	0.44	1.39	1.54	0.27
Pfe(kWH)	16.56	9.96	16.56	16.56	5.28
Pcu(kWH)	55.82	1.09	27.27	24.56	2.15
PS (kWH)	72.38	11.05	43.83	41.12	7.43

CUADRO 3.49

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)

TERNA A:

HORA	PS10A (kW)	PS11A (kW)	PS11A1 (kW)	PS12A (kW)	PS13A (kW)
1	0.71	0.82	0.62	0.49	0.75
2	0.71	0.81	0.61	0.48	0.74
3	0.72	0.81	0.60	0.48	0.75
4	0.72	0.81	0.60	0.48	0.76
5	0.72	0.81	0.60	0.48	0.76
6	0.72	0.83	0.64	0.49	0.75
7	0.73	0.84	0.65	0.50	0.77
8	0.72	0.82	0.62	0.49	0.79
9	0.72	0.85	0.66	0.50	0.81
10	0.72	0.82	0.62	0.49	0.80
11	0.72	0.83	0.64	0.49	0.81
12	0.72	0.82	0.62	0.49	0.85
13	0.73	0.79	0.56	0.47	0.81
14	0.73	0.79	0.56	0.47	0.80
15	0.72	0.80	0.59	0.48	0.78
16	0.73	0.82	0.62	0.49	0.78
17	0.73	0.84	0.65	0.50	0.90
18	0.74	0.84	0.65	0.50	1.00
19	0.78	1.15	1.06	0.64	1.24
20	0.80	1.26	1.23	0.70	1.24
21	0.76	1.18	1.12	0.66	1.00
22	0.76	1.04	0.92	0.59	1.00
23	0.75	0.95	0.79	0.54	0.90
24	0.71	0.85	0.65	0.50	0.75
Pfe(kWH)	16.56	16.56	9.96	9.96	14.98
Pcu(kWH)	1.00	4.62	6.92	2.39	5.55
PS (kWH)	17.56	21.18	16.88	12.35	20.53

CUADRO 3.50

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA A

HORA	PS14A (kW)	PS15A (kW)	PS16A (kW)	PS17A (kW)	PS18A (kW)
1	0.46	0.52	0.86	0.52	0.56
2	0.45	0.51	0.85	0.51	0.56
3	0.46	0.52	0.86	0.52	0.56
4	0.48	0.53	0.86	0.53	0.55
5	0.49	0.53	0.87	0.53	0.55
6	0.46	0.52	0.86	0.52	0.55
7	0.49	0.54	0.87	0.54	0.57
8	0.53	0.56	0.88	0.56	0.58
9	0.56	0.58	0.89	0.58	0.60
10	0.54	0.57	0.89	0.57	0.59
11	0.56	0.58	0.89	0.58	0.58
12	0.62	0.61	0.91	0.61	0.59
13	0.56	0.58	0.89	0.58	0.58
14	0.54	0.57	0.89	0.57	0.59
15	0.51	0.55	0.88	0.55	0.60
16	0.51	0.55	0.88	0.55	0.61
17	0.68	0.65	0.94	0.65	0.63
18	0.83	0.74	0.99	0.74	0.67
19	1.18	0.94	1.11	0.94	0.90
20	1.18	0.94	1.11	0.94	1.03
21	0.83	0.74	0.99	0.74	0.92
22	0.83	0.74	0.99	0.74	0.78
23	0.68	0.65	0.94	0.65	0.67
24	0.46	0.52	0.86	0.52	0.58
Pfe(kWH)	6.84	9.96	19.13	9.96	9.96
Pcu(kWH)	3.05	4.76	2.83	4.76	5.41
PS (kWH)	14.89	14.72	21.96	14.72	15.37

CUADRO 3.51

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA A

HORA	PS16A1 (kW)	PS19A (kW)	PS20A (kW)	PS21A (kW)	PS22A (kW)
1	1.54	0.34	0.29	1.18	1.24
2	1.46	0.34	0.29	1.18	1.14
3	1.46	0.34	0.29	1.18	1.14
4	1.39	0.33	0.28	1.18	1.05
5	1.39	0.33	0.28	1.18	1.05
6	1.49	0.34	0.29	1.19	1.18
7	1.57	0.34	0.29	1.19	1.30
8	1.57	0.35	0.29	1.21	1.28
9	1.55	0.35	0.30	1.24	1.26
10	1.52	0.35	0.29	1.23	1.21
11	1.49	0.35	0.29	1.21	1.18
12	1.52	0.35	0.29	1.23	1.22
13	1.42	0.35	0.29	1.25	1.08
14	1.41	0.35	0.29	1.26	1.07
15	1.49	0.35	0.29	1.23	1.18
16	1.47	0.36	0.30	1.25	1.16
17	1.39	0.37	0.30	1.26	1.05
18	1.54	0.38	0.31	1.30	1.24
19	1.88	0.47	0.36	1.37	1.71
20	1.97	0.51	0.39	1.40	1.84
21	1.88	0.47	0.37	1.37	1.71
22	1.68	0.42	0.34	1.33	1.71
23	1.79	0.38	0.31	1.30	1.58
24	1.70	0.35	0.29	1.19	1.46
Pfe(kWH)	22.32	6.84	6.07	26.23	9.96
Pcu(kWH)	15.46	2.04	1.26	3.68	21.11
PG (kWH)	37.78	8.88	7.33	29.92	31.07

CUADRO 3.52

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNIA A

HORA	PS23A (kW)	PS24A (kW)	PS25A (kW)	PS26A (kW)	PS27A (kW)
1	0.99	0.82	0.37	0.56	0.84
2	0.95	0.77	0.37	0.46	0.77
3	0.95	0.77	0.37	0.43	0.76
4	0.92	0.71	0.37	0.43	0.76
5	0.92	0.71	0.37	0.40	0.75
6	0.97	0.79	0.37	0.40	0.83
7	1.01	0.85	0.37	0.42	0.86
8	1.00	0.85	0.37	0.42	0.83
9	0.99	0.83	0.37	0.46	0.74
10	0.96	0.81	0.37	0.45	0.73
11	0.96	0.78	0.37	0.44	0.71
12	0.96	0.81	0.37	0.45	0.73
13	0.93	0.73	0.37	0.46	0.71
14	0.93	0.73	0.38	0.45	0.73
15	0.97	0.79	0.38	0.49	0.73
16	0.96	0.77	0.38	0.49	0.71
17	0.92	0.71	0.38	0.52	0.73
18	0.99	0.82	0.45	0.56	0.78
19	1.15	1.08	0.52	1.20	1.10
20	1.20	1.15	0.49	1.62	1.91
21	1.15	1.08	0.46	1.49	1.82
22	1.15	1.08	0.45	1.27	1.70
23	1.11	1.01	0.41	1.20	1.16
24	1.07	0.94	0.38	0.64	0.93
Pfe(kWH)	16.56	8.71	8.40	6.07	9.96
Pcu(kWH)	7.58	11.70	1.10	10.01	12.36
PS (kWH)	24.14	20.41	9.50	16.08	22.32

CUADRO 3.53

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNIA A

HORA	PS28A (kW)	PS29A (kW)	PS30A (kW)	PS31A (kW)	PS32A (kW)
1	0.28	0.74	1.34	0.60	0.72
2	0.29	0.68	1.33	0.57	0.67
3	0.30	0.68	1.32	0.57	0.66
4	0.30	0.67	1.30	0.57	0.66
5	0.30	0.67	1.50	0.57	0.66
6	0.31	0.73	1.65	0.60	0.71
7	0.32	0.77	1.18	0.62	0.75
8	0.30	0.85	1.02	0.54	0.62
9	0.32	0.75	0.96	0.52	0.58
10	0.31	0.73	0.96	0.51	0.57
11	0.30	0.72	0.99	0.51	0.56
12	0.31	0.74	0.95	0.51	0.57
13	0.32	0.71	0.99	0.51	0.56
14	0.33	0.74	0.99	0.51	0.57
15	0.31	0.74	0.95	0.51	0.57
16	0.32	0.71	0.99	0.51	0.56
17	0.33	0.74	1.08	0.51	0.57
18	0.35	0.79	2.21	0.53	0.60
19	0.44	1.43	4.35	0.72	0.90
20	0.51	1.54	2.50	1.08	1.48
21	0.41	1.48	3.79	1.04	1.42
22	0.40	1.38	2.37	0.99	1.33
23	0.39	0.98	1.78	0.75	0.94
24	0.29	0.81	1.53	0.65	0.78
Pfe(kWH)	5.71	9.96	9.96	9.96	9.96
Pcu(kWH)	2.37	10.81	28.07	5.03	8.03
PS (kWH)	8.08	20.77	38.03	14.99	17.99

CUADRO 3.54

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA A

HORA	PS3A (kW)	PS9B (kW)	PS-TOTA (kW)
1	0.68	1.43	32.50
2	0.64	1.43	31.53
3	0.63	1.25	31.06
4	0.63	1.24	30.73
5	0.63	1.23	31.33
6	0.67	1.40	33.56
7	0.71	1.55	34.48
8	0.60	1.53	34.37
9	0.56	1.51	33.97
10	0.55	1.44	34.08
11	0.54	1.39	35.07
12	0.55	1.21	35.19
13	0.54	1.14	33.56
14	0.55	1.14	32.45
15	0.55	1.26	32.72
16	0.54	1.01	32.69
17	0.55	0.96	33.00
18	0.57	1.35	39.48
19	1.03	2.81	57.58
20	1.36	4.01	63.35
21	1.30	3.86	58.69
22	1.22	3.31	52.24
23	0.68	2.35	42.64
24	0.74	1.59	34.83
Pfe(kWH)	9.96	9.96	445.49
Pcu(kWH)	7.29	31.45	465.49
PS (kWH)	17.25	41.41	910.97

CUADRO 3.55

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERIJA B

HORA	PS13B (kW)	PS12B (kW)	PS11B (kW)	PS11B1 (kW)	PS10B (kW)
1	0.53	1.00	1.46	1.82	1.39
2	0.51	0.96	1.38	1.80	1.26
3	0.50	0.95	1.37	1.79	1.23
4	0.50	0.94	1.36	1.79	1.18
5	0.49	0.94	1.34	1.78	1.26
6	0.55	1.04	1.55	1.84	1.35
7	0.59	1.12	1.71	1.89	1.44
8	0.73	1.40	1.70	1.97	1.44
9	0.74	1.54	1.69	2.03	1.52
10	0.77	1.75	2.18	2.12	1.57
11	0.75	1.57	1.93	2.05	1.57
12	0.78	1.75	2.18	2.13	1.52
13	0.73	1.75	2.18	2.12	1.47
14	0.69	1.41	1.71	1.97	1.45
15	0.65	1.24	1.93	1.96	1.58
16	0.71	1.36	2.18	2.03	1.55
17	0.71	1.36	2.18	2.03	1.65
18	0.78	1.49	2.44	2.11	1.97
19	1.01	1.94	3.33	2.38	2.49
20	1.05	2.02	3.49	2.43	3.94
21	0.85	1.63	2.72	2.19	3.50
22	0.78	1.49	2.44	2.11	2.97
23	0.71	1.36	2.18	2.03	2.27
24	0.65	1.24	1.93	1.96	1.62
Pfe(KWH)	6.07	11.23	9.96	36.12	16.56
Pcu(KWH)	10.69	22.01	38.77	12.22	26.63
PS (KWH)	16.76	33.24	48.73	48.34	43.19

CUADRO 3.56

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNAB

HORA	PS8B (kW)	PS7B (kW)	PS6B (kW)	PS5B (kW)	PS4B1 (kW)
1	0.75	0.60	0.57	1.21	0.55
2	0.72	0.76	0.56	1.15	0.55
3	0.72	0.75	0.55	1.14	0.55
4	0.71	0.75	0.55	1.13	0.55
5	0.71	0.74	0.55	1.12	0.56
6	0.78	0.84	0.58	1.27	0.60
7	0.85	0.92	0.60	1.39	0.60
8	0.84	0.91	0.60	1.33	0.59
9	0.83	0.90	0.60	1.36	0.58
10	0.80	0.86	0.59	1.30	0.58
11	0.67	0.83	0.54	1.05	0.56
12	0.69	0.79	0.55	1.10	0.54
13	0.63	0.71	0.52	0.96	0.53
14	0.61	0.67	0.51	0.92	0.52
15	0.63	0.64	0.52	0.96	0.54
16	0.63	0.71	0.52	0.96	0.52
17	0.61	0.97	0.51	0.92	0.66
18	0.77	1.18	0.57	1.24	0.91
19	1.46	1.98	0.84	2.60	1.01
20	1.92	2.30	1.02	3.52	0.96
21	1.73	2.22	0.94	3.14	0.96
22	1.54	2.14	0.87	2.77	0.83
23	1.14	1.69	0.72	1.98	0.68
24	0.82	1.18	0.60	1.35	0.57
Pfe(KWH)	8.40	6.84	9.96	9.96	9.96
Pcu(KWH)	13.14	19.39	5.01	25.96	5.68
PS (KWH)	21.54	26.23	14.97	35.92	15.64

CUADRO 3.57

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA B

HORA	PS4B (kW)	PS3B (kW)	PS2B (kW)	PS1B (kW)	PS-TOTA (kW)
1	1.21	2.08	0.76	0.51	14.64
2	1.18	1.98	0.71	0.50	14.00
3	1.18	1.96	0.70	0.50	13.89
4	1.17	1.95	0.70	0.50	13.76
5	1.17	1.93	0.73	0.50	13.85
6	1.25	2.18	0.79	0.52	15.14
7	1.31	2.38	0.76	0.51	16.08
8	1.31	2.36	0.76	0.51	16.51
9	1.29	2.32	0.79	0.52	16.90
10	1.26	2.23	0.76	0.51	17.28
11	1.24	2.16	0.79	0.52	16.25
12	1.25	2.25	0.91	0.55	16.96
13	1.21	2.05	0.97	0.56	16.38
14	1.10	1.93	0.97	0.56	15.03
15	1.14	2.05	0.97	0.56	15.37
16	1.21	1.93	0.97	0.56	15.93
17	1.06	1.93	0.97	0.56	16.14
18	1.20	2.05	1.12	0.60	18.54
19	1.84	4.11	1.84	0.77	27.59
20	2.43	5.82	1.64	0.72	33.29
21	2.34	4.76	1.28	0.63	28.88
22	2.17	4.32	1.04	0.58	26.04
23	1.70	3.09	0.97	0.56	21.07
24	1.33	2.18	0.85	0.53	16.80
<i>Pfe(KWH)</i>	19.13	19.13	8.71	9.96	181.99
<i>Pcu(KWH)</i>	14.53	42.90	14.04	3.37	254.34
<i>PS (KWH)</i>	33.66	62.03	22.75	13.33	436.34

CUADRO 3.58

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA C

HORA	PS1C (kW)	PS1C1 (kW)	PS2C (kW)	PS2C1 (kW)	PS3C (kW)
1	0.47	0.45	0.30	0.26	0.32
2	0.47	0.44	0.29	0.26	0.31
3	0.47	0.44	0.29	0.26	0.31
4	0.47	0.44	0.29	0.26	0.31
5	0.46	0.44	0.29	0.26	0.31
6	0.48	0.45	0.31	0.26	0.33
7	0.48	0.47	0.32	0.26	0.35
8	0.48	0.47	0.45	0.26	0.35
9	0.48	0.46	0.44	0.26	0.35
10	0.50	0.49	0.49	0.26	0.38
11	0.51	0.51	0.48	0.26	0.40
12	0.50	0.49	0.49	0.26	0.38
13	0.49	0.47	0.45	0.26	0.35
14	0.53	0.55	0.50	0.26	0.46
15	0.51	0.51	0.53	0.26	0.40
16	0.47	0.44	0.48	0.26	0.38
17	0.48	0.45	0.46	0.26	0.36
18	0.50	0.49	0.49	0.26	0.38
19	0.66	0.77	0.65	0.27	0.65
20	0.76	0.94	0.80	0.28	0.78
21	0.70	0.83	0.72	0.27	0.72
22	0.62	0.71	0.58	0.27	0.58
23	0.54	0.57	0.44	0.26	0.44
24	0.50	0.49	0.35	0.26	0.35
Pfe(KWH)	9.96	8.40	4.66	6.07	4.66
Pcu(KWH)	2.54	4.36	6.25	0.18	5.28
PS (KWH)	12.50	12.76	10.90	6.25	9.94

CUADRO 3.59

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA C

HORA	PS4C (kW)	PS5C (kW)	PS6C (kW)	PS7C (kW)	PS8C (kW)
1	0.28	0.71	0.42	0.30	0.43
2	0.26	0.71	0.42	0.28	0.42
3	0.27	0.71	0.42	0.28	0.42
4	0.27	0.71	0.42	0.30	0.44
5	0.27	0.71	0.42	0.30	0.43
6	0.29	0.72	0.42	0.33	0.45
7	0.30	0.72	0.42	0.34	0.46
8	0.30	0.74	0.42	0.34	0.46
9	0.30	0.74	0.42	0.34	0.46
10	0.32	0.75	0.42	0.35	0.47
11	0.34	0.75	0.42	0.42	0.52
12	0.32	0.79	0.42	0.37	0.48
13	0.31	0.73	0.43	0.37	0.48
14	0.33	0.72	0.42	0.42	0.52
15	0.34	0.77	0.42	0.33	0.46
16	0.32	0.77	0.43	0.30	0.43
17	0.31	0.75	0.43	0.26	0.41
18	0.32	0.73	0.42	0.33	0.46
19	0.51	0.80	0.42	0.42	0.52
20	0.60	0.77	0.44	0.67	0.63
21	0.56	0.76	0.43	0.60	0.63
22	0.46	0.72	0.42	0.54	0.59
23	0.36	0.72	0.42	0.37	0.46
24	0.30	0.71	0.42	0.30	0.43
Pfe(KWH)	4.66	16.56	9.96	4.66	8.71
Pcu(KWH)	3.67	1.17	0.16	4.23	2.82
PS (KWH)	8.32	17.73	10.12	8.88	11.53

CUADRO 3.60

PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
TERNA C

HORA	PS9C (kW)	PS10C (kW)	PS11C (kW)	PS12C (kW)	PS13C (kW)
1	0.35	0.35	0.30	0.94	0.94
2	0.35	0.35	0.30	0.94	0.94
3	0.38	0.37	0.30	0.94	0.94
4	0.38	0.37	0.30	0.94	0.94
5	0.39	0.39	0.30	0.94	0.94
6	0.39	0.41	0.30	0.94	0.94
7	0.39	0.41	0.30	0.94	0.94
8	0.39	0.40	0.30	0.94	0.94
9	0.39	0.41	0.30	0.94	0.94
10	0.40	0.47	0.30	0.94	0.94
11	0.39	0.43	0.30	0.94	0.94
12	0.39	0.43	0.30	0.94	0.94
13	0.40	0.47	0.30	0.94	0.94
14	0.39	0.40	0.30	0.94	0.94
15	0.36	0.37	0.30	0.94	0.94
16	0.38	0.34	0.30	0.94	0.94
17	0.39	0.40	0.30	0.94	0.94
18	0.40	0.47	0.30	0.94	0.96
19	0.45	0.67	0.34	0.95	0.97
20	0.43	0.61	0.37	0.97	0.96
21	0.42	0.56	0.37	0.97	0.95
22	0.39	0.43	0.34	0.95	0.95
23	0.36	0.37	0.33	0.95	0.94
24	0.38	0.37	0.32	0.94	0.94
Pfe(KWH)	8.71	6.84	6.84	22.32	22.32
Pcu(KWH)	0.74	3.42	0.64	0.27	0.31
PS (KWH)	9.45	10.26	7.48	22.59	22.63

CUADRO 3.61

. .  
 PERDIDAS EN SUBESTACIONES (Fe + Cu)  
 TERNA C

HORA	PS-TOTAL (kW)
1	6.84
2	6.77
3	6.79
4	6.82
	6.84
	7.00
7	7.11
8	7.24
9	7.23
10	7.48
11	7.61
12	7.51
13	7.40
14	7.72
15	7.45
16	7.16
17	7.12
18	7.45
19	9.05
20	10.07
21	9.50
22	8.56
23	7.57
24	7.03
Pfe(KWH)	145.32
Pcu(KWH)	36.02
PS (KWH)	181.34

CUADRO 3.62

PERDIDAS TOTALES EN SUBESTACIONES  
TERNA A

HORA	DCT-A (KW)	P Fe (kW)	P Cu (kW)	PS-TOTAL (kW)
1	1222.3	18.56	13.94	32.50
2	1166.0	18.56	12.77	31.33
3	1161.3	18.56	12.50	31.06
4	1147.3	18.56	12.17	30.73
5	1169.4	18.56	12.62	31.38
6	1259.1	18.56	15.00	33.56
7	1308.7	18.56	15.92	34.48
8	1302.8	18.56	15.81	34.37
9	1297.7	18.56	15.41	33.97
10	1294.7	18.56	15.52	34.08
11	1320.2	18.56	16.51	35.07
12	1337.7	18.56	16.63	35.19
13	1269.6	18.56	15.00	33.56
14	1237.7	18.56	13.89	32.45
15	1238.8	18.56	14.15	32.72
16	1244.7	18.56	14.12	32.69
17	1281.2	18.56	14.44	33.00
18	1514.8	18.56	20.92	39.48
19	2072.1	18.56	39.02	57.58
20	2244.2	18.56	44.78	63.35
21	2068.0	18.56	40.13	58.69
22	1923.7	18.56	33.68	52.24
23	1631.3	18.56	24.08	42.64
24	1318.6	18.56	16.27	34.83
TOTAL (KWH/DIA)	34051.8	445.49	465.49	910.97
%	100.0	1.31	1.37	2.68

CUADRO 3.63

PERDIDAS TOTALES EN SUBESTACIONES  
TERNA B

HORA	DCT-B (KW)	P Fe (kW)	P Cu (kW)	PS-TOTAL (kW)
1	532.8	7.58	7.06	14.64
2	507.3	7.58	6.42	14.00
3	502.7	7.58	6.31	13.89
4	497.0	7.58	6.18	13.76
5	502.8	7.58	6.26	13.85
6	551.4	7.58	7.55	15.14
7	583.1	7.58	8.50	16.08
8	593.1	7.58	8.92	16.51
9	602.2	7.58	9.32	16.90
10	605.8	7.58	9.70	17.28
11	569.1	7.58	8.67	16.25
12	590.4	7.58	9.38	16.96
13	566.1	7.58	8.80	16.38
14	526.6	7.58	7.44	15.03
15	544.5	7.58	7.79	15.37
16	559.1	7.58	8.35	15.93
17	551.0	7.58	8.55	16.14
18	643.3	7.58	10.95	18.54
19	698.9	7.58	20.01	27.59
20	1036.9	7.58	25.71	33.29
21	942.0	7.58	21.29	28.88
22	868.8	7.58	18.46	26.04
23	732.8	7.58	13.49	21.07
24	594.3	7.58	9.22	16.80
TOTAL (KWH/DIA)	15102.1	181.99	254.34	436.34
%	100.0	1.21	1.68	2.89

CUADRO 3.64

PERDIDAS TOTALES EN SUBESTACIONES  
TERMINA C

HORA	DCT-C (KW)	P Fe (kW)	P Cu (kW)	PS-TOTAL (kW)
1	109.9	6.06	0.78	6.84
2	106.2	6.06	0.71	6.77
3	107.7	6.06	0.73	6.79
4	109.2	6.06	0.76	6.82
5	112.4	6.06	0.78	6.84
6	122.7	6.06	0.95	7.00
7	128.8	6.06	1.06	7.11
8	132.9	6.06	1.18	7.24
9	134.0	6.06	1.17	7.23
10	145.8	6.06	1.42	7.48
11	149.7	6.06	1.56	7.61
12	149.5	6.06	1.46	7.51
13	144.6	6.06	1.35	7.40
14	147.5	6.06	1.67	7.72
15	138.3	6.06	1.39	7.45
16	125.6	6.06	1.11	7.16
17	127.5	6.06	1.07	7.12
18	149.6	6.06	1.40	7.45
19	219.7	6.06	2.99	9.05
20	248.2	6.06	4.02	10.07
21	227.1	6.06	3.45	9.50
22	187.9	6.06	2.51	8.56
23	148.8	6.06	1.52	7.57
24	124.6	6.06	0.98	7.03
TOTAL (KWH/DIA)	3498.3	145.32	36.02	181.34
%	100.0	4.15	1.03	5.18

CUADRO 3.65

RESUMEN DE PERDIDAS EN SUBESTACIONES

TERNA	DESPACHO (kWH/DIA)	PERDIDAS DE ENERGIA (kWH/DIA)		
		Pfe	Pcu	PS-TOTAL
10.2	34051.63	445.49	465.49	910.97
10.3	15102.06	181.99	254.34	436.34
10.5	3498.35	145.32	36.02	181.34
TOTAL	52652.25	772.80	755.86	1528.66
%	100.00	1.47	1.44	2.90

CUADRO 3.66

### 3.1.3 Pérdidas en la red de distribución secundaria

Para evaluar estas pérdidas se ha utilizado el método de caída de tensión, empleando para ello una hoja de cálculo.

La metodología es como sigue:

- Teniendo las mediciones de tensión al inicio y cola, se determina la caída en cada una de las subestaciones de distribución (SED).
- Luego se calculan las pérdidas porcentuales de potencia en horas punta (%p) y con este valor se halla las pérdidas de energía porcentual (%E). Este valor porcentual se aplica a la energía total que pasa por la subestación [SUM(Pi)] y se obtiene las pérdidas físicas en cada subestación [Pe(KWH/día)]
- Los cálculos se efectúan empleando las siguientes fórmulas:

$$F_p = \frac{\text{SUM } [(P_i)^2]}{24 * (M.D.)^2}$$

$$F_c = \frac{\text{SUM } [P_i]}{24 * (M.D.)}$$

$$\text{delta } V = V_i - V_f$$

$$V_m = \frac{\text{delta } V}{2}$$

$$\% P = \left[ 1 - \left[ 1 - \frac{V_m}{V_i} \right]^2 \right] \times 100$$

$$\% E = \% P * \frac{F_p}{F_c}$$

$$P_e = \text{SUM}[P_i] + \%E \quad (\text{KWh/día})$$

Donde :

$P_e$  = Pérdidas de energía (kWh/día).

$\%E$  = Porcentaje de pérdida de energía.

$\%p$  = Porcentaje de pérdida de potencia de punta.

$F_p$  - Factor de pérdidas.

$F_c$  - Factor de carga.

$V_m$  = Caída de tensión media (V).

delta V = Caída de tensión (V).

$V_i$  = Tensión en barras de SED (V).

$V_f$  = Tensión en cola (V).

$\text{SUM}[P_i]$  = Energía total entregada por la SED  
(KWh/día) (Sumatoria de potencias instantáneas)

$\text{SUM} [(P_i)^2]$  = Sumatoria de los cuadrados de las potencias instantáneas.

M.D. = Máxima Demanda (KW).

Los resultados se presentan en los cuadros 3.67 al 3.74; 3.75 al 3.77 y 3.78 al 3.80. En éstos cuadros se aprecian subestaciones que tienen un elevado porcentaje de pérdidas de energía (%E) en red secundaria, tal es el caso de las SS.EE 2A, 3A, 7A, 8A, 11A1, 18A, 22A, 3B, 5B, 9B, 10B, 1C, 1C1, 5C, 11C y 13C.

Luego calculamos las pérdidas de energía por terna [SUM Pe(KWh/día)] y la energía total transportada por terna [ $E_{tot}$  (KWh/día)]. Con estos valores se calcula el porcentaje de pérdidas en la red secundaria de cada terna, respecto a la energía transportada por ella misma.

Los cálculos se efectúan empleando las siguientes fórmulas:

$$E_{tot} \text{ (KWh/día)} = \sum_{j=1}^n [\text{SUM } (P_i)]$$

$$\text{SUM } P_e \text{ (KWh/día)} = \sum_{j=1}^n [P_e]$$

$$RS - * (\%) = \frac{\text{SUM } P_e}{E_{tot}}$$

Donde

$n$	=	# de subestaciones (por terna)
$*$	=	terna A,B ó C
$RS-*$ (%)	=	Porcentaje de pérdidas en RED SECUNDARIA de la terna *, respecto a la energía que transporta.
$SUM Pe$	=	Pérdidas de <b>energía</b> en RED SECUNDARIA, por terna (kWh/día).
$E_{tot}$	=	Energía total transportada por terna <b>energía</b> total disponible en B.T. (kWh/día).

Los resultados de esta evaluación se muestran en el cuadro 3.81 . El cuadro muestra la energía total despachada por cada terna (DESPACHO), la energía total disponible en B.T. ( $E_{tot}$ ) por terna y las pérdidas de energía en RED SECUNDARIA; también se encuentra el porcentaje total de pérdidas en R.S. primero respecto a la energía total disponible en B.T. (10,80 %) y luego respecto a la energía total DESPACHADA (10,24 %).

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HOR. A	1 A (KW)	2 A (KW)	3 A (KW)	4 A (KW)	5 A (KW)
1	10.6	52.6	70.7	52.0	75.7
2	10.5	50.5	67.9	46.8	72.8
3	10.4	50.2	67.5	46.4	72.3
4	11.5	49.8	67.0	46.1	71.8
5	12.3	49.5	66.5	45.8	71.3
6	12.2	54.6	73.5	50.6	76.7
7	12.1	58.4	78.5	54.1	84.2
8	11.7	58.1	78.1	53.8	83.7
9	12.0	57.4	77.2	53.1	82.7
10	17.0	55.7	90.0	51.5	80.2
11	17.7	57.0	100.0	50.3	90.0
12	15.1	61.0	72.0	57.6	92.5
13	15.1	84.0	70.0	58.0	85.0
14	13.3	72.0	77.5	50.0	80.0
15	12.0	72.0	60.0	44.8	77.5
16	15.8	63.0	60.0	41.8	77.5
17	23.4	57.0	65.0	44.8	77.5
18	24.6	75.0	92.0	51.2	60.0
19	22.7	111.0	135.0	74.0	125.0
20	21.5	117.0	140.0	82.0	150.0
21	16.4	108.0	130.0	76.0	135.0
22	12.6	102.0	110.0	70.4	122.5
23	11.1	78.0	95.0	64.0	100.0
24	10.6	60.0	70.0	57.6	80.0
M.D.(KW)	24.61	117.00	140.00	82.00	150.00
Vl (V)	226.00	225.00	217.00	222.00	216.00
Vf (V)	210.00	127.00	160.00	188.00	178.00
della V	16.00	98.00	57.00	34.00	38.00
SUM [Pi]	352.07	1673.60	2063.36	1322.50	2155.77
SUM[(Pi)^2]	5609.16	126749.72	186924.34	75546.94	204192.03
Fp	0.39	0.39	0.40	0.47	0.38
Fc	0.60	0.60	0.61	0.67	0.60
Vn	8.00	49.00	28.50	17.00	19.00
%p	6.95	38.81	24.54	14.73	16.82
%E	4.50	25.12	16.04	10.26	10.62
Fp(KWH/DIA)	15.85	420.47	331.01	135.70	228.95

CUADRO 3.67

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HORA	6 A (kW)	6 A1 (kW)	7 A (kW)	8 A (kW)	9 A (kW)
1	98.4	8.3	57.6	58.0	4.0
2	95.7	8.3	57.3	52.4	4.4
3	95.1	8.3	58.9	52.0	4.8
4	94.4	8.4	58.5	51.7	4.8
5	104.2	8.7	62.4	51.3	4.8
6	111.4	9.1	66.7	56.7	5.0
7	110.8	9.2	66.3	60.6	5.4
8	108.5	10.0	82.0	60.2	4.8
9	108.2	11.0	79.5	59.5	5.3
10	103.8	10.7	77.5	74.9	5.1
11	112.5	10.0	80.0	73.1	4.8
12	110.0	10.8	80.0	70.0	5.1
13	95.0	11.2	77.5	63.5	5.4
14	85.0	11.9	72.5	68.0	5.7
15	90.0	10.6	67.5	70.0	5.1
16	95.0	11.2	70.0	68.0	5.4
17	87.5	11.9	75.0	76.0	5.7
18	115.0	13.1	95.0	80.0	6.3
19	150.0	15.0	105.0	84.0	8.4
20	142.5	18.0	102.5	108.0	9.8
21	135.0	15.0	95.0	108.0	7.8
22	127.5	14.0	85.0	100.0	7.5
23	112.5	13.0	72.5	80.0	7.2
24	95.0	8.7	60.0	66.0	4.2
M.D.(KW)	150.00	16.00	105.00	108.00	9.80
Vi (V)	215.00	220.00	218.00	220.00	220.00
Vl (V)	177.00	215.00	182.00	165.00	215.00
della V	38.00	5.00	56.00	55.00	5.00
SUM [Pi]	2589.75	264.15	1800.05	1894.97	138.03
SUM[(Pi) ^ 2]	285774.19	3032.15	139907.58	125759.18	817.79
Fp	0.53	0.49	0.53	0.45	0.37
Fc	0.72	0.68	0.71	0.65	0.59
Vm	19.00	2.50	23.00	27.50	2.50
%p	16.89	2.28	24.04	23.44	2.28
%E	12.43	1.62	17.76	16.10	1.42
Fe(KWH/DIA)	321.85	4.28	319.61	272.91	1.93

CUADRO 3.68

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HORA	10 A (kW)	11 A (kW)	11 A1 (kW)	12 A (kW)	13 A (kW)
1	10.0	28.0	24.0	14.1	24.0
2	11.0	25.0	23.1	13.8	23.0
3	11.8	24.8	22.9	13.5	24.0
4	11.5	24.7	22.8	13.4	25.0
5	11.4	24.5	22.6	13.3	25.7
6	12.6	27.0	25.0	14.7	24.0
7	13.5	27.6	25.5	15.0	28.0
8	12.0	25.8	23.8	14.0	28.0
9	13.2	28.4	26.2	15.4	29.8
10	12.8	25.8	23.8	14.0	28.9
11	12.0	28.9	24.8	14.8	30.0
12	12.8	25.8	23.8	14.0	33.0
13	13.5	22.1	20.4	12.0	30.0
14	14.3	22.1	20.4	12.0	29.0
15	12.8	23.9	22.1	13.0	27.0
16	13.5	25.8	23.8	14.0	27.0
17	14.3	27.6	25.5	15.0	38.0
18	15.8	27.6	25.5	15.0	42.0
19	21.0	48.3	42.5	25.0	54.0
20	24.0	54.1	47.8	28.0	54.0
21	19.5	50.2	44.2	26.0	42.0
22	18.8	42.5	37.4	22.0	42.0
23	18.0	38.7	32.3	19.0	39.0
24	10.5	29.0	25.5	15.0	24.0
M.D.(KW)	24.00	54.10	47.60	28.00	54.00
VI (V)	224.00	218.00	220.00	220.00	223.00
VI (V)	187.00	208.00	131.00	204.00	205.00
delta V	37.00	12.00	89.00	16.00	18.00
SUM [PI]	340.07	722.01	655.60	385.65	764.30
SUM[(PI) ^ 2]	5111.18	23847.35	19251.15	6661.30	26199.98
Fp	0.37	0.34	0.35	0.35	0.37
Fc	0.59	0.58	0.57	0.57	0.59
Vm	18.50	8.00	44.50	8.00	9.00
%p	15.84	5.43	36.38	7.14	7.81
%E	9.92	3.29	22.43	4.40	5.02
Fe(KWH/DIA)	33.72	23.73	147.07	18.99	38.37

CUADRO 3.69

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HORA	14 A (KW)	15 A (KW)	16 A (KW)	17 A (KW)	18 A (KW)
1	14.2	17.1	20.5	17.1	19.8
2	13.8	16.4	19.8	16.4	19.8
3	14.2	17.1	20.5	17.1	19.8
4	14.8	17.8	21.3	17.8	19.1
5	15.2	18.2	21.2	18.2	19.1
6	14.2	17.1	20.5	17.1	19.6
7	15.4	18.5	22.2	18.5	20.9
8	16.6	19.9	23.9	19.9	21.4
9	17.8	21.2	25.4	21.2	22.7
10	17.1	20.5	24.8	20.5	22.0
11	17.8	21.3	25.6	21.3	21.5
12	19.6	23.5	28.2	23.5	22.2
13	17.8	21.3	25.6	21.3	21.6
14	17.2	20.6	24.7	20.6	21.9
15	18.0	19.2	23.0	19.2	22.4
16	16.0	19.2	23.0	19.2	23.4
17	21.3	25.6	30.7	25.6	24.4
18	24.9	29.9	35.8	29.9	26.4
19	32.0	38.4	46.1	38.4	36.6
20	32.0	38.4	46.1	38.4	41.2
21	24.9	29.9	35.8	29.9	37.4
22	24.9	29.9	35.8	29.9	32.0
23	21.3	25.6	30.7	25.6	26.7
24	14.2	17.1	20.5	17.1	21.4
M.D.(KW)	32.00	38.40	46.08	38.40	41.20
Vi (V)	220.00	220.00	220.00	220.00	230.00
Vl (V)	215.00	215.00	215.00	215.00	120.00
della V	5.00	5.00	5.00	5.00	110.00
SUM [Pi]	452.92	543.50	652.20	543.50	583.29
SUM[(Pi) ^ 2]	9200.53	13248.77	19078.23	13248.77	15058.80
Fp	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Fc	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
Vm	2.50	2.50	2.50	2.50	55.00
%p	2.28	2.28	2.28	2.28	42.11
%E	1.43	1.43	1.43	1.43	26.39
Pe(KWH/DIA)	6.50	7.60	9.38	7.80	153.91

CUADRO 3.70

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TEPNA A

HORA	18 A1 (kW)	19 A (kW)	20 A (kW)	21 A (kW)	22 A (kW)
1	73.4	7.8	4.9	32.0	48.0
2	68.8	7.8	4.9	31.7	45.0
3	69.8	7.8	4.9	31.7	45.0
4	64.3	7.5	4.7	32.3	42.0
5	64.1	7.5	4.7	33.4	41.9
6	70.8	7.7	4.8	34.9	49.3
7	75.7	8.2	5.1	35.2	49.5
8	75.3	8.4	5.2	38.4	49.2
9	74.4	8.9	5.8	42.3	48.6
10	72.1	8.7	5.4	41.0	47.2
11	70.4	8.4	5.3	38.4	46.0
12	72.6	8.7	5.4	40.8	47.4
13	65.9	8.5	5.3	43.2	43.1
14	65.5	8.6	5.4	45.6	42.8
15	70.8	8.8	5.5	40.8	46.3
16	69.5	9.2	5.7	43.2	45.4
17	64.3	9.6	6.0	45.6	42.0
18	73.4	10.4	6.5	50.4	48.0
19	91.8	14.4	9.0	57.6	60.0
20	96.4	16.2	10.1	61.4	63.0
21	91.8	14.7	9.2	57.6	60.0
22	91.8	12.6	7.9	53.8	60.0
23	87.2	10.5	6.5	49.8	57.0
24	82.6	8.4	5.2	33.6	54.0
M.D.(KW)	98.38	16.20	10.10	61.44	63.00
V <sub>i</sub> (V)	220.00	226.00	230.00	220.00	221.00
V <sub>l</sub> (V)	215.00	219.00	195.00	215.00	155.00
della V	5.00	7.00	35.00	5.00	66.00
SUM [Pi]	1801.55	229.35	142.99	1014.32	1177.65
SUM[(Pi) ~ 2]	137448.42	2328.23	904.98	44710.94	58732.54
Fp	0.62	0.37	0.37	0.49	0.62
Fc	0.78	0.59	0.59	0.69	0.78
Vm	2.50	3.50	17.50	2.50	33.00
%p	2.26	3.07	14.64	2.26	27.63
%E	1.79	1.93	9.17	1.62	21.88
Pe(KWH/DIA)	32.23	4.42	13.12	16.45	257.63

CUADRO 3.71

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HORA	23 A (kW)	24 A (kW)	25 A (kW)	26 A (kW)	27 A (kW)
1	39.0	31.2	6.5	14.9	34.4
2	36.6	29.3	6.0	12.1	31.3
3	36.6	29.3	6.0	11.2	31.0
4	34.1	27.3	5.5	11.2	30.8
5	34.1	27.3	5.5	10.2	30.6
6	37.6	30.1	5.9	10.2	33.8
7	40.2	32.2	5.8	11.0	36.2
8	40.0	32.0	6.6	10.9	34.1
9	39.5	31.6	6.4	12.2	30.3
10	38.3	30.7	6.2	11.9	29.4
11	37.4	29.9	6.4	11.6	28.7
12	38.6	30.8	6.5	11.9	29.6
13	35.0	28.0	6.5	12.1	28.4
14	34.8	27.8	7.0	12.1	29.6
15	37.6	30.1	7.0	13.0	29.6
16	36.9	29.5	7.5	13.0	28.4
17	34.1	27.3	8.0	14.0	29.6
18	39.0	31.2	14.0	14.9	31.8
19	48.8	39.0	18.0	26.1	43.6
20	51.2	41.0	16.0	33.5	64.4
21	48.8	39.0	14.5	29.8	62.5
22	48.8	39.0	14.0	27.0	59.7
23	46.3	37.1	11.0	26.1	45.5
24	43.9	35.1	8.0	20.5	37.9
M.D.(KW)	51.20	40.96	18.00	33.54	64.44
Vl (V)	220.00	220.00	220.00	208.00	216.00
Vr (V)	215.00	215.00	187.00	193.00	180.00
delta V	5.00	5.00	33.00	15.00	36.00
SUM [Pi]	957.03	765.63	204.78	381.51	871.16
SUM[(Pi) ^ 2]	32791.59	24826.62	2076.61	7208.66	34367.18
Fp	0.62	0.62	0.27	0.27	0.35
Fc	0.78	0.78	0.47	0.47	0.56
Vm	2.50	2.50	16.50	7.50	18.00
%p	2.26	2.26	14.44	7.08	15.97
%E	1.79	1.79	8.13	3.99	9.78
Pe(KWH/DIA)	17.12	13.70	16.66	15.22	65.24

CUADRO 3.72

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HORA	28 A (kW)	29 A (kW)	30 A (kW)	31 A (kW)	32 A (kW)
1	5.1	29.9	50.7	23.0	29.0
2	5.6	27.2	50.4	20.9	26.4
3	5.9	27.0	50.1	20.8	26.2
4	5.9	26.8	49.7	20.6	26.0
5	5.8	26.6	54.9	20.5	25.9
6	6.4	29.4	58.7	22.6	29.5
7	6.9	31.4	46.1	24.2	30.5
8	6.1	34.6	41.0	19.0	24.0
9	6.8	30.7	39.7	16.9	21.3
10	6.6	29.8	38.8	16.4	20.7
11	6.1	29.1	40.0	16.0	20.2
12	6.5	30.0	38.5	16.5	20.8
13	6.9	28.8	40.0	15.8	20.0
14	7.3	30.0	40.0	16.5	20.8
15	6.5	30.0	38.5	16.5	20.8
16	6.9	28.6	40.0	15.8	20.0
17	7.3	30.0	43.1	16.5	20.8
18	8.1	32.3	70.8	17.7	22.4
19	10.8	53.1	104.6	29.1	36.8
20	12.3	56.0	76.1	43.1	54.4
21	10.0	54.4	96.9	41.8	52.8
22	9.6	51.9	73.8	39.9	50.4
23	9.2	39.5	61.5	30.4	38.4
24	5.4	33.0	55.8	25.3	32.0
M.D.(KW)	12.29	56.02	104.59	43.07	54.40
V <sub>i</sub> (V)	220.00	214.00	225.00	212.00	215.00
V <sub>f</sub> (V)	215.00	196.00	210.00	202.00	205.00
delta V	5.00	18.00	15.00	10.00	10.00
SUM [Pi]	174.12	820.23	1299.51	545.54	689.10
SUM[(Pi) ^ 2]	1339.86	30067.08	78121.10	14009.86	22353.69
Fp	0.37	0.40	0.30	0.31	0.31
Fc	0.59	0.61	0.52	0.53	0.53
Vm	2.50	9.00	7.50	5.00	5.00
%p	2.26	8.23	6.56	4.66	4.60
%E	1.42	5.39	3.77	2.78	2.74
Pe(KWH/DIA)	2.46	44.20	48.96	15.16	18.89

CUADRO 3.73

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA A

HORA	33 A (kW)	9 B (kW)
1	27.3	39.0
2	24.8	39.0
3	24.7	35.4
4	24.5	35.2
5	24.3	34.9
6	23.8	36.6
7	28.7	41.2
8	22.6	41.0
9	20.0	40.5
10	19.4	39.3
11	19.0	38.3
12	19.6	34.5
13	13.8	33.0
14	19.6	33.0
15	19.6	38.0
16	18.8	30.0
17	19.6	28.5
18	21.1	37.5
19	41.5	60.0
20	51.2	73.5
21	49.7	72.0
22	47.4	66.0
23	36.1	54.0
24	30.1	42.0
M.D.(KW)	51.16	73.50
V <sub>i</sub> (V)	217.00	219.00
V <sub>f</sub> (V)	170.00	154.00
delta V	47.00	65.00
SUM [Pi]	655.01	1022.48
SUM (Pi) ^ 2	20298.78	47281.57
Fp	0.32	0.38
Fc	0.53	0.53
V <sub>m</sub>	23.50	32.50
%p	20.49	27.48
%E	12.41	17.29
Pe(KWH/D)	81.28	176.78

CUADRO 3.74

PERDIDAS RED SECUNDARIA - TEPNA B

HORA	13B (kW)	12B (kW)	11B (kW)	11B1 (kW)	10B (kW)
1	14.02	41.14	54.05	87.37	60.00
2	13.47	39.52	51.93	83.94	54.00
3	13.38	39.25	51.58	83.37	52.50
4	13.29	38.98	51.22	82.80	50.00
5	13.20	38.72	50.87	82.23	54.00
6	14.57	42.75	56.17	90.79	58.00
7	15.58	45.71	60.05	97.07	62.00
8	18.59	54.52	59.70	108.25	62.00
9	18.80	58.45	64.00	113.00	65.00
10	19.20	63.93	70.00	122.50	67.00
11	19.00	59.38	65.00	114.69	67.27
12	19.40	63.93	70.00	122.68	65.00
13	18.60	63.93	70.00	122.02	63.01
14	17.80	54.80	60.00	106.08	62.58
15	16.86	49.47	65.00	105.07	67.69
16	18.16	53.28	70.00	113.15	66.42
17	18.16	53.28	70.00	113.15	70.00
18	19.48	57.08	75.00	121.23	81.00
19	23.35	68.50	90.00	145.48	96.00
20	24.00	70.40	92.50	149.52	129.00
21	20.76	60.69	80.00	129.31	120.00
22	19.48	57.08	75.00	121.23	108.00
23	18.16	53.28	70.00	113.15	90.00
24	16.86	49.47	65.00	105.07	69.00
M.D.(KW)	24.00	70.40	92.50	149.52	129.00
Vi (V)	220.00	220.00	225.00	220.00	222.00
VI (V)	210.00	215.00	180.00	220.00	148.00
della V	10.00	5.00	45.00	0.00	74.00
SUM [Pi]	424.15	1277.71	1537.07	2831.15	1739.47
SUM [(Pi) ~ 2]	7698.94	70189.31	107892.42	296446.79	136327.58
Fp	0.58	0.59	0.53	0.55	0.34
Fc	0.74	0.78	0.71	0.73	0.56
Vm	5.00	2.50	22.50	0.00	37.00
%p	4.49	2.26	19.00	0.00	30.56
%E	3.40	1.76	13.96	0.00	18.56
Pe (KWH/DIA)	14.42	22.53	221.62	0.00	322.91

CUADRO 3.75

PERDIDAS RED SECUNDARIA - TERNA B

HORA	8B (kW)	7B (kW)	6B (kW)	5B (kW)	4B1 (kW)
1	27.57	24.24	20.63	46.98	19.67
2	28.49	23.29	19.82	45.12	19.53
3	26.31	23.13	19.69	44.81	19.40
4	25.13	22.97	19.56	44.50	19.27
5	25.95	22.81	19.42	44.20	21.27
6	28.85	25.19	21.44	46.80	22.75
7	30.63	26.93	22.93	52.18	22.61
8	30.45	26.77	22.79	51.87	22.34
9	30.09	26.46	22.52	51.26	21.66
10	29.19	25.66	21.85	49.72	21.14
11	24.66	25.03	19.45	42.00	20.27
12	25.54	24.00	19.11	43.50	18.56
13	22.90	22.00	17.14	39.00	17.74
14	22.02	21.00	16.48	37.50	16.89
15	22.90	20.00	17.14	39.00	18.56
16	22.90	22.00	17.14	39.00	23.65
17	22.02	26.00	16.48	37.50	27.03
18	29.18	32.00	21.09	46.00	37.16
19	45.80	44.00	34.27	78.00	40.54
20	54.60	46.00	40.66	93.00	39.70
21	51.03	47.00	36.23	87.00	38.85
22	47.56	46.00	35.59	81.00	33.78
23	38.75	40.00	29.00	66.00	27.03
24	29.94	32.00	22.41	51.00	20.47
M.D.(KW)	54.80	46.00	40.66	93.00	40.54
Vl (V)	230.00	225.00	222.00	230.00	229.00
Vf (V)	202.00	195.00	213.00	151.00	187.00
della V	28.00	30.00	9.00	79.00	42.00
SUM [Pi]	740.32	698.48	554.04	1280.93	589.83
SUM [(Pi) ~ 2]	24899.71	22156.15	13945.91	72233.50	15804.87
Fp	0.35	0.40	0.35	0.35	0.40
Fc	0.56	0.61	0.56	0.56	0.61
Vm	14.00	15.00	4.50	39.50	21.00
%p	11.80	12.89	4.01	31.40	17.50
%E	7.27	8.52	2.47	19.34	11.58
Fe (KWH/DIA)	53.63	59.49	13.70	243.87	66.22

CUADRO 3.76

PERDIDAS RED SECUNDARIA - TERNA B

HORA	4B (kW)	3B (kW)	2B (kW)	1B (kW)
1	53.02	92.91	29.00	16.26
2	50.94	89.27	28.93	15.13
3	50.59	88.66	28.80	15.03
4	50.25	86.05	28.81	14.92
5	49.90	87.45	25.00	15.70
6	55.10	93.55	30.00	18.92
7	56.91	103.23	29.00	18.28
8	58.56	102.63	29.00	16.28
9	57.87	101.41	29.94	18.79
10	58.14	98.38	29.20	16.38
11	54.75	95.95	30.13	16.82
12	55.50	98.99	34.00	19.07
13	52.50	92.00	36.00	20.19
14	45.00	87.40	36.00	20.19
15	48.00	92.00	36.00	20.19
16	52.50	87.40	33.00	20.19
17	42.00	87.40	36.00	20.19
18	58.50	92.00	40.00	22.43
19	84.00	149.50	56.00	31.40
20	105.00	184.00	52.00	29.16
21	102.00	163.30	44.00	24.87
22	86.00	154.10	38.00	21.31
23	78.00	124.20	39.00	20.19
24	60.00	96.60	32.00	17.95
M.D.(KW)	105.00	184.00	56.00	31.40
Vi (V)	222.00	214.00	220.00	222.00
Vf (V)	186.00	149.00	195.00	190.00
delta V	36.00	65.00	25.00	32.00
SUM [Pi]	1475.04	2553.37	828.88	483.53
SUM [(Pi) ^2]	97908.37	28025.53	29794.27	9389.67
Fp	0.37	0.36	0.40	0.40
Fc	0.59	0.58	0.62	0.62
Vm	18.00	32.50	12.50	16.00
%p	15.56	28.07	11.04	13.89
%E	9.84	17.27	7.11	8.94
Pe (KWH/DIA)	145.08	440.88	56.74	41.48

CUADRO 3.77

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA C

HORA	1C (kW)	1C1 (kW)	2C (kW)	2C1 (kW)	3C (kW)
1	12.5	13.5	4.1	1.8	4.5
2	12.0	13.0	3.9	1.7	4.3
3	11.9	12.9	3.9	1.7	4.3
4	11.8	12.8	3.8	1.7	4.2
5	11.7	12.7	3.8	1.7	4.2
6	13.0	14.0	4.2	1.8	4.6
7	13.9	15.0	4.5	2.0	5.0
8	13.8	14.9	6.3	1.9	4.9
9	13.6	14.7	6.2	1.9	4.9
10	15.0	16.2	6.8	2.1	5.4
11	16.0	17.3	6.7	2.3	5.7
12	15.0	16.2	6.8	2.1	5.4
13	14.0	15.1	6.4	2.0	5.0
14	16.0	19.5	7.0	2.5	6.4
15	16.0	17.3	7.3	2.3	5.7
16	12.0	13.0	6.7	1.7	5.4
17	13.0	14.1	6.5	1.8	5.0
18	15.0	16.2	6.8	2.1	5.4
19	26.0	28.1	6.5	3.3	6.4
20	31.0	33.5	9.7	4.0	9.6
21	26.0	30.3	9.1	3.6	9.1
22	24.0	26.0	7.8	3.1	7.8
23	19.0	20.6	6.2	2.4	6.2
24	15.0	16.2	4.9	1.9	4.9
M.D.(KW)	31.00	33.53	9.72	3.99	9.60
V1 (V)	225.00	236.00	220.00	237.00	220.00
V2 (V)	160.00	174.00	215.00	224.00	215.00
delta V	65.00	62.00	5.00	13.00	5.00
SUM [Pi]	391.13	423.08	147.84	53.48	136.14
SUM [(Pi)^2]	7056.61	8255.73	977.79	128.71	826.83
Fp	0.31	0.31	0.43	0.34	0.37
Fc	0.53	0.53	0.63	0.56	0.59
Vm	32.50	31.00	2.50	6.50	2.50
%p	28.80	24.55	2.26	5.41	2.26
%E	15.60	14.29	1.54	3.27	1.43
Pe (KWH/DIA)	61.01	60.44	2.27	1.75	1.95

CUADRO 3.78

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA C

HORA	4C (kW)	5C (kW)	6C (kW)	7C (kW)	8C (kW)
1	3.7	9.9	2.8	4.0	12.0
2	3.6	9.9	2.8	3.7	11.0
3	3.5	9.9	2.8	3.7	11.0
4	3.5	9.9	2.8	4.1	12.4
5	3.5	11.0	2.8	4.1	12.4
6	3.9	12.1	2.9	4.5	13.6
7	4.1	12.9	3.2	4.8	14.6
8	4.1	15.7	3.4	4.8	14.5
9	4.1	15.2	4.1	4.8	14.3
10	4.5	17.1	4.0	5.0	15.0
11	4.8	17.1	4.5	6.0	18.0
12	4.5	22.7	4.5	5.3	16.0
13	4.2	15.2	6.0	5.3	18.0
14	5.4	13.3	4.0	6.0	18.0
15	4.8	20.8	3.5	4.7	14.0
16	4.5	20.8	5.5	4.0	12.0
17	4.2	17.1	5.5	3.3	10.0
18	4.5	15.2	4.5	4.7	14.0
19	7.0	24.2	4.0	6.0	18.0
20	8.0	20.8	7.5	8.6	26.0
21	7.6	18.9	5.5	8.0	24.0
22	6.5	13.3	5.0	7.3	22.0
23	5.1	11.4	3.5	5.3	16.0
24	4.1	10.6	3.0	4.0	12.0
M.D.(KW)	6.00	24.20	7.50	8.64	26.00
V <sub>i</sub> (V)	231.00	224.00	240.00	220.00	220.00
V <sub>f</sub> (V)	218.00	180.00	225.00	215.00	189.00
dell <sub>a</sub> V	13.00	64.00	15.00	5.00	32.00
SUM [Pi]	113.45	364.61	97.34	121.91	386.86
SUM [(Pi) ^ 2]	574.19	5937.06	432.51	681.38	5969.08
Fp	0.37	0.43	0.32	0.37	0.37
Fc	0.59	0.63	0.54	0.59	0.59
Vm	6.50	32.00	7.50	2.50	16.00
%p	5.55	26.53	6.15	2.28	14.02
%E	3.51	18.00	3.64	1.42	8.80
Pe (KWH/DIA)	3.98	65.64	3.55	1.73	32.29

CUADRO 3.79

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA - TERNA C

HORA	9C (kW)	10C (kW)	11C (kW)	12C (kW)	13C (kW)
1	5.6	8.9	4.3	7.7	7.4
2	5.6	8.9	4.1	7.4	7.4
3	6.4	10.1	4.1	7.4	7.3
4	6.3	10.0	4.1	7.3	7.3
5	7.0	11.0	4.0	7.3	6.0
6	7.5	11.8	4.4	8.1	8.6
7	7.4	11.7	4.6	8.6	8.5
8	7.3	11.6	4.7	8.6	8.4
9	7.7	12.1	4.7	8.5	9.3
10	9.2	14.5	4.5	8.2	9.9
11	8.2	12.9	4.4	8.0	9.3
12	8.2	12.9	4.5	8.2	8.7
13	9.2	14.5	4.4	7.9	11.2
14	7.2	11.3	3.8	6.8	9.9
15	6.2	9.7	3.8	6.8	7.4
16	5.1	8.1	3.9	7.0	8.1
17	7.2	11.3	4.1	7.4	9.3
18	9.2	14.5	4.6	8.4	16.1
19	13.3	21.0	7.7	14.0	19.2
20	12.3	19.4	9.9	18.0	17.4
21	11.3	17.8	9.8	17.8	14.9
22	8.2	12.9	7.9	14.4	11.8
23	6.2	9.7	7.0	12.6	9.3
24	6.2	9.7	6.0	10.6	7.7
M.D.(KW)	13.33	21.01	9.93	18.00	19.23
Vi (V)	233.00	219.00	219.00	221.00	229.00
Vf (V)	228.00	212.00	171.00	215.00	108.00
delta V	5.00	7.00	49.00	6.00	121.00
SUM [Pi]	188.12	296.48	125.37	227.19	242.68
SUM [(Pi) ^ 2]	1574.85	3911.40	733.36	2408.08	2716.13
Fp	0.37	0.37	0.31	0.31	0.31
Fc	0.59	0.59	0.53	0.53	0.53
Vm	2.50	3.50	24.00	3.00	60.50
%p	2.13	3.17	20.72	2.70	45.86
%E	1.34	1.99	12.20	1.59	26.69
Pe (KWH/DIA)	2.52	5.90	15.29	3.81	64.76

CUADRO 3.80

RESUMEN DE PERDIDAS EN RED SECUNDARIA

TERNA	DESPACHO (kWH/DIA)	EN B.T. Etot. (kWH/DIA)		PERDIDA SUM [Pe] (kWH/DI
10.2	34051.83	32437.58		3357.29
10.3	15102.08	14190.75		1706.74
10.5	3493.35	3295.64		326.69
TOTAL	52652.25	49923.97		5390.72
%	100.00	94.82	(*)	10.80
			(**)	10.24

(\*) : RESPECTO A LA ENERGIA DISPONIBLE EN B.T.

(\*\*) : RESPECTO AL DESPACHO .

CUADRO 3.81

### **3.1.4 Resumen de pérdidas técnicas**

#### **3.1.4.1 Resumen de pérdidas técnicas diarias**

El cuadro 3.82 , muestra para cada terna los resultados parciales obtenidos en los acápite 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3 . El total en valor absoluto (KWh/día) y en porcentaje respecto al despacho también se presenta en este cuadro. Puede observarse que las pérdidas en la SED son del 2.9% , en RDP del 2,34% y en RDS del 10,24% .

En la última columna observamos que las pérdidas técnicas totales ascienden a 8153,36 KWh/día y corresponde al 15,49% de la energía despachada por las 3 ternas.

#### **3.1.4.2 Pérdidas técnicas anuales**

A partir de los resultados obtenidos para un día útil (Epu), y utilizando los factores de corrección respectivos se determinan los valores de las pérdidas correspondientes a un día sábado (Eps) y domingo o festivo (Epd). Estos factores de corrección se han calculado en base a los diagramas de carga típicos de un día útil, sábado y domingo proporcionados por

la Unidad Operativa Tingo María  
(Cuadro 3.83)

Luego las pérdidas de energía del mes base (Noviembre), están dadas por:

$$E_{pj} = N_{du} * E_{pu} + N_{ds} * E_{ps} + N_{dd} * E_{pd}$$

Donde :

$N_{du}, N_{ds}, N_{dd}$  - # Días útiles, sábados y domingos o feriados respectivamente que tiene el mes  $j$ -ésimo, es decir:

$$N_{du}=20, N_{ds}=04, N_{dd}=06$$

$E_{pu}, E_{ps}, E_{pd}$  - Energía de pérdidas para un día útil, sábado y domingo respectivamente.

$E_{pj}$  - Energía mensual de pérdidas en el mes  $j$ -ésimo.

Finalmente, la energía de pérdidas en el año viene dado por :

$$E_p = \sum_{j=1}^n E_{p,j} = \sum_{j=1}^n E_{p,11} * (f - \text{mes}),$$

Donde :

$(f\text{-mes})_j$  - Factor de corrección del mes "j", debido a la variación de la carga durante los meses del año.

Se calcula de la siguiente manera :

$$(f\text{-mes})_j = \left[ \frac{\text{M.D. del mes } j}{\text{M.D. del mes básico}} \right]^2$$

$E_{p11}$  = Energía de pérdidas en el mes de noviembre, considerado nuestro mes básico.

El Cuadro 3.84 nos muestra los factores de corrección " $(f\text{-mes})_j$ " del año 1992 y ha sido deducido de los datos proporcionados por la U.O. Tingo María.

El procedimiento descrito anteriormente ha sido aplicado a todas las energías de pérdidas diarias ( $E_p$ ) calculadas en los acápite 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3 y que sean función del diagrama de carga diario, es decir, a la red primaria,

pérdidas en el cobre y red secundaria.

Las pérdidas anuales en el hierro por ser constantes se han calculado de la siguiente manera:

$$E_p (\text{Fe}) = 365 * E_{pu}(\text{Fe})$$

El cuadro 3.85 nos muestra la energía de pérdidas mensual ( $E_{pj}$ ) calculada con los factores de corrección mensual y la energía de pérdidas del mes base  $E_{p_{11}}$ .

En el cuadro 3.86, la primera columna nos muestra la energía de pérdidas de un día útil ( $E_{pu}$ ), la segunda columna indica la energía de pérdidas del mes base ( $E_{p_{11}}$ ) y la tercera columna reúne los totales de pérdidas anuales ( $E_p$ ) para red primaria, SS.EE. y red secundaria.

El total de pérdidas asciende a:

$$E_p\text{-total} = 2781188 \text{ KhH/año}$$

$$- 2,78 \text{ GWh/año.}$$

RESUMEN DE PERDIDAS TECNICAS

TERNA	DESPACHO (kWH/DIA)	PERDIDAS DE ENERGIA (kWH/DIA)					TOTAL
		Pfe	Pcu	PS-TOTAL	RDP	RDS	
10.2	34051.83	445.49	465.49	910.97	693.58	3357.29	4961.84
10.3	15102.06	181.99	254.34	436.34	509.11	1706.74	2652.19
10.5	3498.35	145.32	36.02	181.34	31.30	326.69	539.34
TOTAL	52652.25	772.80	755.86	1528.66	1233.99	5390.72	8153.36
%	100.00	1.47	1.44	2.90	2.34	10.24	15.49

CUADRO 3.82

DIAGRAMAS TÍPICOS SABADO Y DOMINGO

HORA	MARTES	SABADO	DOMINGO
	10-NOV (MW)	21-NOV (MW)	22-NOV (MW)
1	1.71	1.69	1.71
2	1.63	1.63	1.70
3	1.60	1.61	1.66
4	1.60	1.72	1.64
5	1.50	1.67	1.59
6	1.46	1.61	1.54
7	1.45	1.64	1.56
8	1.61	1.80	1.72
9	1.77	2.01	1.92
10	1.97	1.94	1.74
11	2.03	1.95	1.77
12	1.96	2.03	1.74
13	1.78	2.00	1.63
14	1.72	1.77	1.57
15	1.72	1.71	1.54
16	1.81	1.71	1.53
17	1.79	1.73	1.55
18	2.32	2.25	2.04
19	2.72	3.42	3.20
20	2.71	3.48	3.32
21	2.56	3.35	3.12
22	2.37	3.02	2.77
23	2.32	3.00	2.32
24	1.90	2.02	1.97
MD (MW)	2.72	3.48	3.32
E (MWH)	46.03	50.76	46.65

FACTORES DE CORRECCION DIARIO

$F_{s/u} =$	1.10	día Sabado
$F_{d/u} =$	1.02	día Domingo

CUADRO 3.83

FACTORES DE CORRECCION MENSUAL  
(AÑO 1992)

MES J	M.O.J (MWH)	l-mes J
ENERO	3.10	0.78
FEBRERO	3.13	0.79
MARZO	3.23	0.84
ABRIL	3.24	0.85
MAYO	3.25	0.85
JUNIO	3.31	0.88
JULIO	3.55	1.02
AGOSTO	3.50	0.99
SETIEMBRE	3.45	0.96
OCTUBRE	3.51	1.01
NOVIEMBRE	3.52	1.00
DICIEMBRE	3.75	1.13

CUADRO 3.84

PERDIDAS TECNICAS MENSUALES  
(AÑO 1992)

MES	l-mes J	Epj (KWH/MES)
ENERO	0.78	199330.82
FEBRERO	0.79	201581.29
MARZO	0.84	212713.62
ABRIL	0.85	214944.08
MAYO	0.85	214944.03
JUNIO	0.88	221835.48
JULIO	1.02	252882.00
AGOSTO	0.99	248170.60
SETIEMBRE	0.96	239479.21
OCTUBRE	1.01	250831.54
NOVIEMBRE	1.00	248401.07
DICIEMBRE	1.13	277397.12

CUADRO 3.85

PERDIDAS TECNICAS ANUALES

	Epu (KWH/DIA)	Ep11 (KWH/MES)	Ep (KWH/ANO)
RED PRIMARIA	1233.99	37661.4	416229.9
S.E.D.     Pfe	645.15	25354.5	304254.0
Pcu	683.50	20660.4	231655.1
RED SECUNDARIA	5390.72	164524.6	1627049.1
TOTAL (kWh)	8153.36	246401.1	2761166.1

CUADRO 3.86

### 3.1.5 Evaluación económica de las pérdidas técnicas

Para calcular la magnitud económica de las pérdidas técnicas anuales emplearemos una tarifa promedio mensual, que se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Tarifa promedio } (T_{\text{prom}}) = \frac{T_1 \times S_1 + T_2 \times S_2 + \dots + T_n \times S_n}{S_1 + S_2 + \dots + S_n}$$

Donde

$T_1, T_2, \dots, T_n$  : Tarifa de sectores 1, 2, ..., n

$S_1, S_2, \dots, S_n$  : Energía activa facturada a los sectores; 1, 2, ..., n

Los sectores de consumo considerados son:

- Doméstico
- Industrial
- Comercial
- Uso general
- Alumbrado público

Con el procedimiento descrito anteriormente y haciendo uso de la información proporcionada por la Sección de Comercialización de la U.O. Tingo María se elaboró el cuadro 3.87

Para evaluar económicamente las pérdidas técnicas se toma como base los resultados mostrados en el cuadro 3.85 del acápite anterior y la tarifa promedio expresada en US\$ dólares americanos. Los resultados se

presentan en el cuadro 3.88, apreciándose que las pérdidas para el año 1992 se elevan a :

US\$ 206849,90

### 3.2 Pérdidas no-técnicas anuales

Se ha evaluado parte de las pérdidas no técnicas como resultado del trabajo de campo efectuado en la ciudad de Tingo María, estas se sustentan en el análisis de la información presentada en el Estudio de Diagnóstico de las redes de distribución de dicha ciudad y se explican en los siguientes acápite.

#### 3.2.1 Conexiones clandestinas

Las pérdidas por robo debido a conexiones clandestinas suceden como consecuencia de una inexistente política de control de la red. El clandestinaje puede alcanzar el 2,6% del total de usuarios de la ciudad (ver cuadro 3.89) y representa como pérdida el 1,97% de la energía total distribuida.

Las conexiones ilícitas son realizadas generalmente por los propios residentes, sin ninguna norma técnica, con uniones manuales, con conductores inadecuados, que llevan hasta los domicilios colgándolos de árboles, paredes, techos de otras casas, postes de pequeña altura, en un verdadero enjambre de cables que constituyen circuitos informales secundarios que por sus precarias condiciones son un constante peligro.

### TARIFA PROMEDIO MENSUAL

MES	ENERGIA FACTURADA (kWH)	TARIFA PROMEDIO (S/./ kWH)
ENERO	1036176.05	0.0547
FEBREPO	907583.00	0.0638
MAPZO	865284.88	0.0816
ABRIL	1012332.20	0.0762
MAYO	1046205.64	0.0909
JUNIO	974411.64	0.0636
JULIO	835010.50	0.1030
AGOSTO	775892.00	0.1090
SETIEMBRE	765980.00	0.1160
OCTUBRE	848545.00	0.1110
NOVIEMBRE	839010.00	0.1100
DICIEMBRE	769269.00	0.1200

CUADRO 3.87

FUENTE: SECCION DE COMERCIALIZACION DE LA  
U.O. TINGO MARIA

PERDIDAS ECONOMICAS MENSUALES  
AÑO 1992

MES	TARIFA PROMEDIO (S./ kWh)	TIPO DE CAMBIO	TARIFA PROMEDIO (US\$/kWh)	Epj (kWh/MES)	PERDIDAS (US\$/MES)
ENERO	0.0547	0.96	0.0556	199330.62	11125.91
FEBREPO	0.0633	0.97	0.0709	201561.29	14296.31
MARZO	0.0816	0.96	0.0850	212713.62	18060.66
ABRIL	0.0762	1.06	0.0719	214944.08	15451.64
MAYO	0.0909	1.14	0.0797	214944.08	17138.96
JUNIO	0.0836	1.19	0.0703	221635.46	15570.36
JULIO	0.1030	1.24	0.0631	252662.00	21003.66
AGOSTO	0.1090	1.30	0.0336	246170.60	20640.46
SETIEMBRE	0.1160	1.43	0.0784	239479.21	18769.99
OCTUBRE	0.1110	1.58	0.0703	250631.54	17607.66
NOVIEMBRE	0.1100	1.62	0.0679	248401.07	16866.74
DICIEMBRE	0.1200	1.64	0.0732	277397.12	20297.35
TOTAL ANUAL (US\$)					206649.90

CUADRO 3.88

Estos hechos se observan continuamente en los FP.JJ. de la periferia y en el casco urbano de la ciudad, tal como indican las estadísticas presentadas en el cuadro 3.89, en donde se aprecia que las conexiones clandestinas en las zonas A, B y C representan respectivamente el 3,4% , 1,4% y 4,3% de usuarios de dichas zonas.

Al aumento de las pérdidas en el sistema se suma una disminución del nivel de tensión y confiabilidad en los servicios a los usuarios normales que reciben suministros de las redes donde se derivan estas conexiones, a tal punto que no pueden usar ningún electrodoméstico en las horas de mayor demanda.

Asimismo, el permanente manipuleo de las instalaciones por personas no idóneas, está produciendo un acelerado deterioro, aumento de las fallas y disminución de las condiciones de seguridad.

### **3.2.2 Usuarios fraudulentos**

Las pérdidas por usuarios fraudulentos, según la estimación efectuada representan el 1,1% del total de usuarios de la ciudad (ver cuadro 3.90) y representa como pérdidas el 0,86% de la energía total distribuida. Estos usuarios, no obstante tener medidor, lo han puenteado, otros lo han manipulado a fin de

lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales. Estos actos se dan con frecuencia en el casco urbano de la ciudad debido al mal estado de las acometidas y escaso mantenimiento de los medidores de energía.

En el cuadro 3.90 se aprecia que en las zonas A, B y C el porcentaje de usuarios fraudulentos es 1,5% , 1,4% y 2,0% respectivamente y en la zona E el porcentaje es 0,7%.

Se ha encontrado un alto porcentaje de medidores con signos de haber sido violentados, así tenemos que el 40,5 % de cajas en el casco urbano no tiene tapa (ver cuadro 3.91) y a nivel de la ciudad el 29,8% no posee tapa (ver cuadro 3.92).

También se ha observado que aproximadamente el 74,7% (ver cuadro 3.91) de acometidas existentes en el casco urbano se han efectuado con conductor TW y a nivel de Tingo María las acometidas con cable defectuoso representan el 62,9% (ver cuadro 3.92), lo que ha favorecido el incremento de instalaciones fraudulentas.

### **3.2.3 Administración o de gestión**

Entre las pérdidas debidas a deficiencias en la gestión comercial - administrativa de la empresa, podemos citar :

- Pérdidas debidas a la errónea valoración de consumos de los usuarios a pensión fija. Como se puede observar en los cuadros 3.93 y 3.94, las pérdidas alcanzan 61267,5 KWh/año para los usuarios domésticos a pensión fija y 25946,6 KWh/año para los usuarios comerciales a pensión fija, que representan el 0,50% y el 0,21% de pérdidas, respectivamente, de la energía total distribuida (ver cuadro 3.95).

Observar en los cuadros en mención, que el consumo promedio mensual de los usuarios a pensión fija domésticos es mayor que el de usuarios a pensión fija comerciales.

- Aunque no se han podido evaluar, también podemos citar las pérdidas no-técnicas originadas por: errores de lectura, clientes no registrados, mala calibración de los medidores, retrasos en la facturación de nuevos cliente, falta de registros de consumos propios, problemas de gestión en la operación comercial, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados, etc.

El cuadro 3.95 presenta un resumen de las pérdidas no técnicas que ha sido posible calcular, estas alcanzan el 3,53% de la energía total distribuida.

Para mejorar el servicio y disminuir las pérdidas no técnicas se recomienda poner en marcha un plan de

ESTADISTICA DE CONEXIONES CLANDESTINAS

ZONA	CONEX. CLANDESTINAS	No. DE USUAR. MUEST.	CONEX. CLAND. %	No. DE USUAR. TOTAL	PROYECCION AL 100%
A	9	262	3.4	1174	40
B	6	426	1.4	694	10
C	30	700	4.3	1813	78
D	1	192	0.5	798	4
E	7	300	2.3	1507	35
F	1	173	0.6	491	3
TOTAL	54	2053		6477	170
%	2.6	100		100	2.6

CUADRO 3.89

ESTADISTICA DE USUARIOS FRAUDULENTOS

ZONA	USUAR. FRAUDULENTOS	No. DE USUAR. MUEST.	USUAR. FRAUD. %	No. DE USUAR. TOTAL	PROYECCION AL 100%
A	4	262	1.5	1174	18
B	6	426	1.4	694	10
C	14	700	2.0	1813	36
D	0	192	0.0	798	0
E	2	300	0.7	1507	10
F	0	173	0.0	491	0
TOTAL	26	2053		6477	74
%	1.3	100		100	1.1

CUADRO 3.90

CARACTERISTICAS DE CONEXIONES DOMICILIARIAS  
TINGO MARIA

RESUMEN DEL CASCO URBANO

S.E.	No. DE USUAR MUEST	ACOMETIDAS DEFECTUOSAS			CONEX. LOTES		MEDIDOR	
		CABLE	PROTEC	SEPAR.	SIN MED.	SIN SERV.	SIN TAPA	CAJA
1A	32	28	30	0	6	4	5	0
2A	198	159	135	55	9	18	96	9
3A	192	144	151	14	23	4	84	2
4A	36	32	23	16	2	1	26	2
5A	77	60	62	4	8	0	42	0
6A	38	35	22	12	6	3	33	
7A	68	42	42	7	10	0	40	0
8A	79	48	48	10	3	0	22	0
3B	104	69	69	7	14	1	17	0
4B	77	45	39	1	1	0	15	1
7B	31	23	25	0	2	0	7	0
10B	69	56	55	7	2	1	22	2
11B	64	57	36	5	2	0	27	1
13B	70	50	50	6	2	0	24	0
MUESTR	1135	848	789	144	91	32	460	18
% MUEST	100	74.7	69.5	12.7	8.0	2.8	40.5	1.6

CUADRO 3.91

CARACTERISTICAS DE CONEXIONES DOMICILIARIAS  
TINGO MARIA

PROYECCION FINAL

ZONA	No. DE USUAR.	ACOMETIDAS DEFECTUOSAS			CONEX. SIN MED.	LOTES SIN SERV.	MEDIDOR SIN	
		CABLE	PROTEC	SEPAR.			TAPA	CAJA
A	1174	829	780	148	121	13	614	4
B	694	546	503	138	57	37	336	21
C	1813	992	919	80	127	23	433	26
D	798	665	549	503	258	29	162	58
E	1507	708	774	105	75	131	337	35
F	491	335	267	74	116	3	51	6
TOTAL	6477	4075	3792	1048	754	236	1933	150
%	100	62.9	58.5	16.2	11.6	3.6	29.8	2.3

CUADRO 3.92

PERDIDAS NO TECNICAS DEBIDAS A LA ERRONEA VALORACION  
DE LOS CONSUMOS A PENSION FIJA

MES	DOMESTICO A MEDIDOR			DOMEST. A PENSION FIJA			COM-MED	PERDIDA
	# US	KWH	KWH/#US	# US	KWH	KWH/#US	COM-PF	KWH
ENE	3669	471572.7	128.53	216	15620.0	72.36	0.56	12132.3
FEB	3697	422691.7	114.33	231	17939.0	77.65	0.62	8473.1
MAR	3674	484639.0	131.91	226	21394.0	94.66	0.72	8417.8
ABR	3677	522619.9	142.13	216	21264.0	98.44	0.69	9436.5
MAY	4409	499397.2	113.27	211	20658.0	98.05	0.87	2211.5
JUN	3799	404093.9	106.37	209	20632.0	99.67	0.94	1399.0
JUL	3688	368195.0	99.84	200	19914.0	99.57	1.00	53.2
AGO	3690	368421.0	105.26	200	19224.0	96.12	0.91	1226.6
SET	3670	444756.0	121.19	203	19560.0	96.35	0.60	5041.1
OCT	3684	441184.0	119.76	204	19856.0	97.35	0.60	4774.4
NOV	3659	394903.0	107.93	189	18973.0	99.86	0.93	1525.1
DIC	3617	457571.0	126.51	194	19302.0	99.47	0.79	4975.0
CONSUMO PROM/MES			119.08	PERDIDAS KWH/ANO (DOMESTICO)			61267.5	

CUADRO 3.93

MES	COMERCIAL MENOR BT			COMERC. A PENSION FIJA			COM-MED	PERDIDA
	# US	KWH	KWH/#US	# US	KWH	KWH/#US	COM-PF	KWH
ENE	654	87447.0	133.71	264	13264.0	50.18	0.52	17035.7
FEB	655	77425.0	118.21	271	20430.0	75.39	0.64	11603.9
MAR	649	86528.0	133.42	267	21963.0	82.26	0.62	13659.5
ABR	701	90351.0	128.89	212	20774.2	97.99	0.75	6550.3
MAY	900	91169.0	112.96	79	11430.0	145.54	1.29	-2541.0
JUN	808	76223.0	94.34	72	10490.4	145.70	1.54	-3699.3
JUL	831	72470.0	87.21	57	8422.0	148.21	1.71	-3511.1
AGO	834	68624.0	82.28	54	7776.0	144.00	1.75	-3332.7
SET	635	76391.0	91.49	49	7153.0	145.98	1.60	-2670.2
OCT	837	75265.0	89.95	51	7236.0	141.88	1.58	-2648.7
NOV	826	70385.0	85.21	47	6994.0	148.81	1.75	-2989.0
DIC	807	81970.0	101.57	32	4762.0	148.51	1.47	-1511.6
CONSUMO PROM/ ME			105.02	PERDIDAS KWh/ANO (COMERCIAL)			25946.6	

CUADRO 3.94

RESUMEN DE PERDIDAS NO TECNICAS

TIPOS DE PERDIDAS	CANT. USUA.	KWh/USU/PERDIDAS NO TECNICAS		
		MES	KWh/ANO	%
FACT. PENSION FIJA RESIDENCIAL	(*)	(*)	61267.54	0.50
FACT. PENSION FIJA COMERCIAL	(*)	(*)	25946.58	0.21
CLAUDESTINIOS	170	118.0647	240892.67	1.97
FRAUDE	74	118.0647	104659.25	0.86
TOTAL			432966.24	3.53

CUADRO 3.95

(\*) VER CUADROS 3.93 y 3.94

incentivos para los técnicos y personal que detecte usuarios clandestinos y/o fraudulentos, además revisar y actualizar el tipo y tarifa asignada a los usuarios.

### 3.3 Nivel óptimo de pérdidas

Es difícil establecer en forma general el nivel óptimo de pérdidas totales para cualquier sistema, dado que el mismo depende de sus características propias y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de las pérdidas de energía.

La literatura técnica existente considera deseable que las pérdidas totales sean inferior al 10% (8 a 9% como óptimo). No obstante la realidad de las Empresas Eléctricas es otra, debido a que el nivel de pérdidas totales está alrededor del 18% llegando en algunos casos al 25 ó mas.

En un marco de eficiencia relativa, pensamos que los valores deseables de pérdidas totales deberían estar en el orden del 10 al 13% como máximo, repartidas de la siguiente manera:

7 a 9% : pérdidas técnicas y

3 a 4% : pérdidas no técnicas.

A continuación presentamos los valores de pérdidas obtenidos de la ciudad de Tingo María:

PERDIDAS EN	Valor al 31-12-92 en %	Valor deseable en %
- R.D.P.	2,34	1,2
- SUBESTACIONES	2,91	1,8
- R.D.S.	10,24	5,0
- SUB TOTAL TECNICAS	15,49	8,0
- NO TECNICAS	3,53	3,0
T O T A L E S	19,02	11,0

CUADRO 3.96

## C A P I T U L O    I V REDUCCION DE PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

En los capítulos anteriores detallamos además de las definiciones y conceptos generales sobre la temática de las pérdidas de energía eléctrica, un análisis de las principales metodologías empleadas para la determinación teórica de las pérdidas en distribución.

Asimismo en el capítulo III se efectuó el cálculo de las pérdidas técnicas y no-técnicas de energía existente en las redes eléctricas de la ciudad de Tingo María.

En el presente capítulo, ampliaremos el análisis a la problemática de la reducción de las pérdidas de energía eléctrica, tanto de las pérdidas técnicas como las no-técnicas.

Los principales aspectos que impidieron a ELECTROCENTRO S.A. obtener mejores resultados en las medidas adoptadas y en sus proyectos de reducción de pérdidas, fueron :

- Generalmente la empresa no ha tenido los recursos financieros para implementar proyectos y programas de reducción de pérdidas.

Los programas que se planifican y desarrollan no siempre tienen continuidad en el tiempo para poder asegurar resultados permanentes.

Ante la escasez de recursos, la empresa ha dado mayor prioridad a los programas de inversiones, relegando los destinados a la reducción de pérdidas, por cuanto éstos reflejan beneficios menos visualizables en las gestiones operativas de corto plazo.

Las condiciones socio-económicas difíciles que soporta el país, hace que el índice de pérdidas presente cada vez una mayor aceleración en su tasa de crecimiento y por ese motivo el impacto de los programas que realiza la empresa, apenas alcanzan para contrarrestar esta tendencia.

- Estas mismas condiciones socio-económicas, que generan un aumento de la recesión, el crecimiento de la economía informal y el deterioro del poder adquisitivo de grandes franjas de la población, originan una mayor agresividad por parte de los usuarios hacia el fraude y robo de energía, lo cual produce un incremento de las pérdidas no técnicas.
- En lo que hace a las pérdidas técnicas, debe tenerse en cuenta que la tasa de crecimiento de las pérdidas crece en función del cuadrado de la corriente, por lo cual ante redes obsoletas y/o en malas condiciones por falta de renovación o ampliación el problema se agudiza.

#### **4.1 Reducción de pérdidas técnicas**

La reducción de las pérdidas técnicas origina dos ahorros importantes, uno originado en la disminución de la energía que se requiere generar, en muchos

casos quemando combustible no renovable, y otro por disminución del piso de demanda máxima.

Por otra parte la evaluación y reducción de las pérdidas técnicas debe ser una preocupación permanente de las áreas de Planificación de las empresas, ya que su contabilización depende de la disposición de una buena base de datos de todo el sistema y su reducción implica acciones tanto de corto, mediano y largo plazo.

Una política permanente de reducción de pérdidas significa no sólo accionar sobre las mejoras técnicas de las redes a través de su renovación y/o adecuación sino también sobre el adecuado diseño de la estructura de las redes y la introducción de renovaciones tecnológicas en los materiales a utilizar, como en los procesos de la operación con el fin de minimizar las pérdidas por estas causas.

En la orientación y criterios técnicos a aplicar en los proyectos de nuevas redes o de renovación de las existencias, debe darse prioridad a todo aquello que tenga por objetivo minimizar las pérdidas técnicas siempre dentro del equilibrio entre costos y beneficios.

Para ello debería tenerse en cuenta el análisis permanente sobre los parámetros que inciden en la reducción de pérdidas. Por tal motivo y para clarificar su tratamiento se han ordenado las

actividades destinadas a disminuir las pérdidas en tres grupos, éstos son:

#### **4.1.1 Red de distribución primaria**

Son varias las actividades que se pueden ejecutar en las redes de media tensión para disminuir las pérdidas, entre las más importantes, aunque todas no se aplicaron a las redes de Tingo María, cabe destacar las siguientes:

##### **4.1.1.1 Reducción de demanda por circuito**

Debido a que las pérdidas de potencia son proporcionales al cuadrado de la demanda de los alimentadores, al disminuir la demanda por circuito se logra un ahorro de pérdidas, aunque se requieran más circuitos, lográndose sin embargo que el efecto final sea un ahorro en las pérdidas para la empresa.

Por esta razón, de las tres ternas existentes en la ciudad de Tingo María (10.2, 10.3 y 10.5), ahora, en el Proyecto de Remodelación se contempla una nueva configuración con 5 ternas (Las ternas 10.2 y 10.3 se rediseñan, la 10.5 se conserva igual

y se crean las ternas 10.6 y 10.7) esbozadas dentro del Proyecto con planes de corto, mediano y largo plazo.

#### 4.1.1.2 Conductor económico

Como las pérdidas de potencia son proporcionales a la resistencia de los conductores del circuito al aumentar el calibre de los conductores se produce una reducción de la resistencia eléctrica y por lo tanto una reducción en las pérdidas.

Por esta razón en las ternas 10.6 y 10.7 se ha programado el cambio de sección de los alimentadores en el mediano y largo plazo, ante la creciente demanda que proyecta el estudio de mercado eléctrico de la ciudad.

El cambio de conductor tiene como contrapartida el costo de la inversión inicial (CAI), el cual llevado a anualidades debe ser menor al ahorro en pérdidas, para que su aplicación resulte económica. El costo total vendrá dado por la siguiente expresión:

$$CT = CAP + CAI$$

donde :

CAP = costo anual de las pérdidas.

La selección económica del conductor de un alimentador se hace en base al costo total (CT) del mismo, ya que se debe tomar en cuenta, no sólo el costo inicial del material, sino también el costo de las pérdidas que se presentarán a lo largo de su vida útil.

En los cuadros 4.1 y 4.2 se presenta la propuesta de CENERGIA para la selección óptima de conductor desnudo tanto de cobre como aleación de aluminio, para redes en 10 kV.

**CONDUCTOR ECONOMICO PARA CIRCUITOS  
PRIMARIOS 10 KV (\*)**

Cu Desnudo De - a	Capacidad De - a	Potencia (KVA)
10 - 16 mm <sup>2</sup>	25 - 35 A	600
25 - 35 mm <sup>2</sup>	35 - 55 A	950
35 - 70 mm <sup>2</sup>	75 - 120 A	2080

CUADRO 4.1

AA Desnudo De - a	Capacidad De - a	Potencia (KVA)
16 - 35 mm <sup>2</sup>	20 - 32 A	550
35 - 70 mm <sup>2</sup>	32 - 50 A	860
70 -120 mm <sup>2</sup>	50 - 95 A	1640

CUADRO 4.2

(\*) Nota: Se asume que la carga esta concentrada al final del tramo.

#### 4.1.1.3 Instalación de capacitores

Los capacitores son equipos que generan una corriente capacitiva que al sumarse con la corriente que circula por el circuito (predominantemente inductiva), origina una nueva corriente con un módulo menor y un mayor factor de potencia.

El capacitor tiene un mayor efecto para la reducción de las pérdidas que el cambio de conductores ya que actúa sobre el valor del módulo de la corriente, la cual se encuentra elevada al cuadrado.

Si se supone que la carga del alimentador está uniformemente distribuida, la longitud óptima para instalar el banco de capacitores es a

2/3 de la longitud de la terna (troncal) y el tamaño está dado por:

$$C_v = 2/3 D_v$$

Donde:

$C_v$  - Capacidad del banco de capacitores (kVar).

$D_v$  = Demanda reactiva del alimentador (kVar)

#### 4.1.1.4 Aumento del nivel de tensión

En redes de distribución viejas puede existir un nivel de tensión superpuesto a otra red de distribución más moderna con un nivel de tensión mayor. Estas redes viejas fueron diseñadas para suplir una determinada densidad de carga mas baja que la actual, razón por la cual fue necesario desarrollar otra red con una tensión mayor. Sin embargo, por razones económicas estas redes siguen operando hasta el presente y presentan excesivas pérdidas. Un método para reducirlas consiste en el aumento del nivel de tensión parcial o total de los alimentadores.

El cambio de nivel de tensión es buen método para reducir pérdidas

cuando existen además otros problemas operativos (caída de tensión, sobrecarga, deterioro físico, etc.) que justifiquen aún más la inversión requerida.

En la ciudad de Tingo María, específicamente en la terna 10.3 existe un tramo de red en 2,3 kV que alimenta al hospital del IPSS, a un transformador de SEDA T.M. y además a un sector de la población. Este tramo de red y los respectivos transformadores en 2,3 kV se ha proyectado reemplazarlos por el nivel de tensión de 10 kV que predomina en la ciudad.

#### **4.1.1.5 Incremento de la confiabilidad**

La confiabilidad del servicio se podrá incrementar si mejoramos el sistema de protección para reducir las fallas.

También se puede reconfigurar las redes primarias para buscar una redistribución de carga óptima y consecuentemente disminuir las pérdidas

Estas actividades han orientado el rediseño de las redes primarias de la

ciudad de Tingo María, es así que se ha efectuado una reubicación de subestaciones hacia los centros de carga y el cálculo de cortocircuito de las redes para efectuar una buena coordinación de la protección, además se han instalado varios puntos de seccionamiento con la finalidad de mejorar la confiabilidad del servicio.

#### **4.1.2 Subestaciones de distribución**

##### **4.1.2.1 Cambio de capacidad en transformadores de distribución**

Los transformadores de distribución pueden duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas (por las pérdidas de vacío y de carga).

En la figura 4.1 se muestra el porcentaje de pérdidas de un transformador de distribución contra el porcentaje de carga que soporta, esto para diferentes potencias nominales, encontrándose que el **óptimo** de funcionamiento de este equipo se encuentra entre el 50 y el 70% de su capacidad nominal.

# PORCENTAJE DE PERDIDAS EN UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION EN FUNCION DEL PORCENTAJE DE CARGA QUE SOPORTA

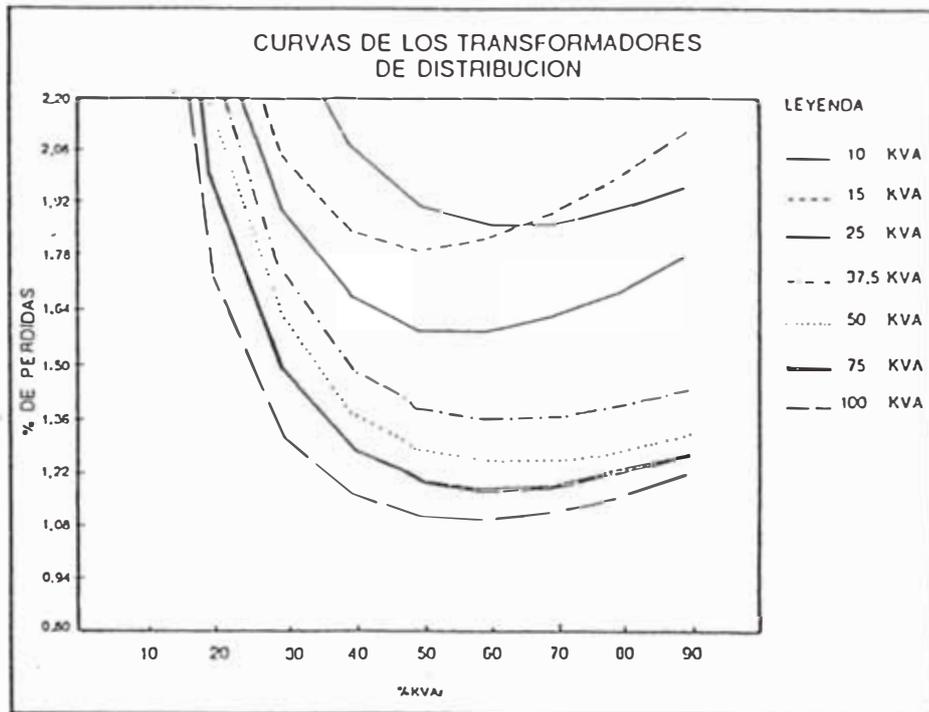


FIGURA 4.1

Según una evaluación efectuada, se encontró que el cambio de transformadores es rentable únicamente cuando la demanda servida es muy baja con respecto a la capacidad nominal o existe una sobrecarga del equipo. En este último caso la rentabilidad se mejora por el valor del salvamento del equipo.

#### 4.1.2.2 Transformador económico

Este es un nuevo concepto, muy parecido al explicado en el acápite anterior, pero en el fondo diferente.

La importancia de la cargabilidad económica radica en que para una misma carga, si se instala un transformador de menor tamaño, las pérdidas en el hierro serán menores, pero por otro lado, las pérdidas en el cobre serán mayores, que las que se tendría si se instalara un transformador de mayor capacidad. Para cada nivel de carga habrá, por lo tanto, una capacidad óptima de transformador o, dicho de otra manera, desde el punto de vista pérdidas, cada transformador tendrá su propio rango de cargabilidad.

La carga económica de los transformadores es aquella en la cual el costo de inversiones más el valor presente del costo de pérdidas de potencia y energía, valoradas al Costo Marginal de largo plazo, es mínimo.

El rango de carga económico de cada transformador se obtiene igualando las curvas de costo total anualizado.

El cuadro 4.3 presenta los puntos de corte de acuerdo con la capacidad del transformador, para un modelo de carga "tipo sierra".

#### CARGA ECONOMICA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TRIFASICOS (\*)

Capacidad (KVA)	Rango de Carga (KVA)	Factor de Utilizac.
50	37 - 70	75 - 125
100	70 - 120	80 - 120
160	120 - 160	75 - 100
250	160 - 230	64 - 92

CUADRO 4.3

(\*) Nota: Modelo de carga tipo sierra.

Analizando los resultados puede establecerse que la operación económica de los transformadores en

general varía entre el 80% y 120% , por lo cual se recomienda cargar los transformadores inicialmente a un valor cercano al 80% para permitir un crecimiento de la carga durante 8 años.

#### 4.1.2.3 Rotación de transformadores

Las subestaciones que tengan un bajo factor de utilización (f.u. < 0,4) deberán reubicarse en aquellos lugares donde las subestaciones tengan un factor de utilización alto (f.u. > 1), pues para un bajo factor de utilización la pérdida de energía en los transformadores es mayor.

Por otro lado, se sabe que es mas rentable cuando se rotan los transformadores, a fin de mejorar su factor de utilización, que cuando se cambia por nuevos, ante problemas de sobredimensionamiento o sobrecarga.

En la ciudad de Tingo María se propuso un programa de rotación de transformadores debido a que en la terna 10.5 existían varios transformadores operando con poca carga mientras en el Casco Urbano de la ciudad la mayoría estaba

sobrecargado, dicho programa se muestra en los cuadros 4.4 .

Los cuadros 4.5, 4.6 y 4.7 presentan para las ternas 10.2, 10.3 y 10.5 respectivamente, el factor de utilización máximo de cada subestación de Tingo María y en la zona sombreada se muestran las subestaciones que operan con un factor de utilización dentro del rango óptimo.

#### **4.1.2.4 Instalación de transformadores para acortar y dividir circuitos secundarios**

Esta actividad se realiza simultáneamente con la 4.1.3.1 y tiene por finalidad reducir las pérdidas por transformador.

Es importante tener en cuenta que al aumentar el número de transformadores aumentan las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre también se ven afectadas ya que el factor de utilización se disminuye al tener mayor capacidad instalada en distribución por los nuevos transformadores, no obstante el

## PROPUESTA DE ROTACION DE TRANSFORMADORES

ORIGEN	DESTINO
5 C	2 A
2 A	7 B
7 B	5 C

ORIGEN	DESTINO
12 C	6 A
6 A	2 B
2 B	12 C

ORIGEN	DESTINO
6 C	26 A
26 A	6 C

ORIGEN	DESTINO
4 B	10 B
10 B	4 B

ORIGEN	DESTINO
13 C	5 A
5 A	30 A
30 A	13 C

CUADRO 4.4

**SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION**  
CONDICION DE CARGA POR FACTOR DE UTILIZACION

TERNA 10.2

S.E.	PCT NOMIN. (KVA)	Fu max
10A	160	0.36
19A	50	0.45
1A	64	0.45
12A	100	0.46
20A	37.5	0.47
13A	150	0.47
11A	160	0.49
18A	100	0.51
31A	100	0.53
25A	75	0.53
33A	100	0.53

11A1	100	0.62
29A	100	0.64
27A	100	0.74
4A	160	0.80
2A	150	0.83
32A	100	0.85

3A	160	0.95
7A	160	0.99
22A	100	1.04
2A	125	1.10
5A	160	1.16
25A	37.5	1.27
6A	160	1.27
30A	100	1.29

NOTA     $0.65 < Fu \text{ máx} < 0.85$     OPERACION OPTIMA

CUADRO 4.5

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION  
CONDICION DE CARGA POR FACTOR DE UTILIZACION

TERNA 10.3

S.E.	POT NOMIN. (KVA)	Fu max
1B	100	0.41
6B	100	0.48
4B1	100	0.50
4B	200	0.82

5B	75	0.52
3B	200	0.83

9B	100	0.94
5B	100	1.03
2B	80	1.04
10B	120	1.11
7B	50	1.17
11B	100	1.22

CUADRO 4.6

TERNA 10.5

S.E.	POT NOMIN. (KVA)	Fu max
12C	250	0.09
8C	100	0.09
13C	250	0.11
5C	160	0.17
2C1	37.5	0.18
9C	80	0.22
11C	50	0.24
4C	15	0.32
1C	100	0.40
6C	80	0.43
10C	50	0.58
1C1	75	0.57

CUADRO 4.7

NOTA     $0.65 < F_{u \text{ máx}} < 0.95$     OPERACION OPTIMA

efecto a largo plazo es un ahorro en pérdidas.

#### **4.1.3 Red de distribución secundaria**

En el capítulo III se determinó las caídas de tensión y sus correspondientes pérdidas de potencia y energía para todas las subestaciones existentes en Tingo María, encontrándose que la mayoría había superado la caída de tensión permitida por el CNE (5%); por lo que se hace necesario reconfigurar y reemplazar varios tramos de redes especialmente en el casco urbano de la ciudad, para que así a los usuarios llegue una tensión dentro del rango prescrito.

Las redes en BT son uno de los mayores contribuyentes de las pérdidas de un sistema eléctrico.

Por tal motivo, una reconfiguración de esta red puede proporcionar ahorros significativos.

Dicha reconfiguración debe orientarse a:

##### **4.1.3.1 Reducción de longitud de circuito**

Las pérdidas de energía en los circuitos secundarios son proporcionales a la demanda del transformador y a la longitud del circuito asociado. Para lograr reducir las pérdidas, por

transformador, es necesario acortar la longitud del circuito secundario y/o disminuir los usuarios servidos.

#### 4.1.3.2 **Conductor económico**

En forma similar al caso de los circuitos primarios, al aumentar el calibre de los conductores en la red secundaria se logra reducir las pérdidas. El ahorro obtenido es proporcional a la disminución de la resistencia.

Idénticamente que en los circuitos primarios, es necesario seleccionar el nuevo conductor óptimo (recalibración), teniendo en cuenta los costos de inversión del conductor y el costo (en valor presente) de las pérdidas, valoradas al costo marginal de largo plazo.

En el cuadro 4.8 se muestra la propuesta de CENERGIA para la selección óptima de conductor aislado.

#### 4.1.3.3 **Balaceo de cargas en subestaciones**

El balanceo de las corrientes en los transformadores (lado de baja tensión), es una actividad muy importante que se debe tener en

cuenta debido a que el desbalance de las corrientes trae como consecuencia una notable caída de tensión en la fase más cargada y consecuentemente el aumento de las pérdidas de potencia y energía.

En los cuadros 4.9, 4.10 y 4.11 se presenta para cada terna las condiciones de carga para factor de desbalance para todas las subestaciones de la ciudad de Tingo María, asimismo se muestran separadas aquellas subestaciones cuyo factor de desbalance es superior al 10% ( $F_d > 10\%$ ).

#### CONDUCTOR ECONOMICO PARA CIRCUITOS SECUNDARIOS TRIFASICOS 380/220 V (\*)

Cu Aislado De - a	Capacidad De - a	Potencia (KVA)	(1) (mm <sup>2</sup> )
10 - 25mm <sup>2</sup>	< 25	16,5	16
16 - 35mm <sup>2</sup>	25 - 50	32,9	25
25 - 50mm <sup>2</sup>	50 - 68	44,7	35
35 - 70mm <sup>2</sup>	68 - 125	82,3	50

CUADRO 4.8

Notas: (\*) Modelo de carga tipo rampa  
(1) Propuesta de Normalización

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION  
CONDICION DE CARGA PARA FACTOR DE DESEBALANCE

S.E.	TERNA 10.2 ( A )			
	PST NOMIN. (KVA)	FACTOR DE DESEBALANCE		
		+Fd %	-Fd %	Fd  max
4A	160	1.7	2.7	2.7
13A	150	3.7	4.5	4.5
2A	125	5.6	5.0	5.6
31A	100	3.4	6.0	6.0
7A	160	4.1	6.6	6.6
11A	160	6.7	3.6	6.7
12A	100	6.8	4.3	6.8
8A	160	3.6	6.9	6.9
5A	160	6.8	6.9	6.9
19A	100	9.1	10.3	10.3
22A	100	11.0	8.7	11.0
33A	100	11.5	8.2	11.5
19A	50	7.0	12.1	12.1
3A	160	11.3	12.5	12.5
11A1	100	12.6	6.6	12.6
30A	100	14.9	13.9	14.9
29A	100	20.7	13.5	20.7
27A	100	20.9	18.6	20.9
6A	160	13.1	21.7	21.7
32A	100	23.7	18.5	23.7
1A	64	26.6	15.0	26.6
10A	160	20.7	28.9	28.9
25A	75	19.6	30.4	30.4
26A	37.5	27.2	35.3	35.3
20A	37.5	43.5	31.5	43.5

CUADRO 4.9

**SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION**  
CONDICION DE CARGA PARA FACTOR DE DES BALANCE

**TERNA 10.3 ( B )**

S.E.	POT NOMIN. (KVA)	FACTOR DE DES BALANCE		
		+Fd %	-Fd %	Fd  max
2B	80	4.3	3.7	4.3
10B	160	6.4	5.9	6.4
5B	100	4.5	6.5	6.5
3B	200	6.3	10.3	10.3
9B	100	11.3	11.7	11.7
4B1	100	10.8	13.3	13.3
4B	200	10.3	14.9	14.9
9E	75	14.9	17.9	17.9
11B	100	20.1	14.9	20.1
1B	100	11.0	22.1	22.1
7B	50	28.6	28.3	28.6
6B	100	19.6	29.9	29.9

CUADRO 4.10

**TERNA 10.5 ( C )**

S.E.	POT NOMIN. (KVA)	FACTOR DE DES BALANCE		
		+Fd %	-Fd %	Fd  max
2C1	37.5	-	-	0.0
1C	100	3.9	3.4	3.9
6C	80	7.5	9.9	9.9
1C1	75	18.3	14.1	18.3
13C	250	11.9	20.5	20.5
12C	250	19.2	24.5	24.5
6C	100	25.5	12.7	25.5
10C	50	21.4	27.2	27.2
5C	160	27.0	37.4	37.4
8C	80	32.0	48.0	48.0
11C	50	50.0	60.0	60.0
4C	15	38.5	65.4	65.4

CUADRO 4.11

#### 4.1.4 Consideraciones sobre beneficio-costo de las alternativas

A fin de definir las acciones de un programa de reducción de pérdidas, es conveniente tener presente efectuar un análisis previo de la relación beneficio-costo en función de las posibles alternativas a aplicar en cada caso.

Para dar una idea de este importante tema, transcribiremos algunos resultados obtenidos en el Reino Unido donde se determina el orden de preferencia de los distintos programas aplicados en la reducción de pérdidas y la relación beneficio-costo que se obtienen para cada uno (según "Loss reduction - an overview of the problems and solutions; Power Technology International, 1988 - Dr. W. M. Ritchie; S.J. Prior Kennedy) según lo detallado en el trabajo anteriormente mencionado.

TIPO DE PROGRAMA	BENEFICIO-COSTO
1. Instalación de capacitores	2 a 8
2. Cambios de conductor	0,6 a 7
3. Aumento del nivel de voltaje	1,5 a 3
4. Reconfiguración del sistema de BT	mayor de 13
5. Gerenciamiento de la carga en transformadores de dist.	1 a 15

CUADRO 4.12

Esto pone en evidencia que la implementación de un programa de reducción de pérdidas resulta muy rentable y por lo tanto debería ser de aplicación prioritaria en las empresas de servicio eléctrico.

Asimismo esto pone de manifiesto la necesidad de realizar esfuerzos en las áreas de planificación e ingeniería para efectuar en forma permanente un buen diagnóstico y estimación de las pérdidas técnicas, manteniendo una base de datos actualizada del sistema, que permita evaluar su comportamiento, como el desarrollo de una política de estructura de redes y evaluación de proyectos donde se tenga presente la minimización de las pérdidas dentro del equilibrio entre costos y beneficios a obtener.

#### **4.2 Reducción de las pérdidas no-técnicas**

Antes de explicar las principales causas que han permitido el incremento de las pérdidas no-técnicas en la ciudad de Tingo María, los objetivos y la metodología de aplicación del plan propuesto para combatirlas, detallaremos los casos típicos mas comunes que se encuentran en la práctica derivados de acciones ilícitas que provocan pérdidas por hurto o fraude.

Según el tipo, las anomalías provocadas pueden ser:

**Anomalías permanentes:** son aquellas que por sus características no pueden ser reparadas por el usuario con el fin de destruir el elemento de prueba del ilícito.

Entre ellas pueden citarse :

- \* Puente de excitación fundido por cortocircuito provocado intencionalmente.
- \* Violación o adulteración de los precintos del medidor.
- \* Dígitos marcados con elementos punzantes, para trabar o retardar el funcionamiento del tambor.
- \* Bastón de PVC de bajada con desviación clandestina de la conexión, antes del medidor para evitar los registros de consumos.

**Anomalías transitorias:** son las que pueden ser normalizadas por el usuario a fin de eliminar las pruebas del ilícito.

Entre ellas puede citarse:

- \* Conexión clandestina directa desde la red para evitar la medición.
- \* Puentes de excitación desplazados, caídos o con tornillos flojos, a fin de dejar sin excitación el medidor para evitar su funcionamiento.
- \* Medidor con puentes de excitación aislados a fin de impedir el contacto y por lo tanto evitar el funcionamiento.

- \* Neutro aislado al medidor y cliente con neutro directo (red o interno) con lo cual se para el funcionamiento del medidor.
- \* Medidor dado vuelta, o inclinado a fin de disminuir el registro.
- \* Conexión invertida del medidor a fin de desconectar registros y/o inducirlos.  
Disco trabado por acción externa (imán, punzon, etc).

Las pérdidas no-técnicas existentes en la ciudad de Tingo María, son causadas principalmente por los siguientes factores:

- Lentitud en la atención a nuevos suministros.
- Institucionalización del hurto de energía.
- Vulnerabilidad de las instalaciones.
- Deficiente control de la Oficina de Comercialización y pasividad de la Empresa.

Conociendo la forma en que se vienen produciendo los ilícitos y además las causas que los originan, se elaboraron los objetivos del plan destinado a reducir las pérdidas no-técnicas, estos son:

- Lograr una metodología de aplicación permanente.
- Elaboración de balances de energía a nivel de circuitos primarios (por ternas).
- Eliminación progresiva de clientes a Pensión Fija.
- Implementación de equipamiento adecuado.

La metodología de aplicación está basada en la ejecución de las siguientes acciones:

#### 4.2.1 Contraste de medidores

La principal medida de control consiste en reemplazar los medidores defectuosos por nuevos y ajustar los que están descalibrados (error mayor que  $\pm 2\%$ ).

Estas medidas, por supuesto, no son posibles si no se detectan los aparatos defectuosos. Por lo tanto las medidas de control deben incluir un programa de revisión de medidores en diversas partes del sistema. Para la inspección se debe proceder en orden de prioridad, de acuerdo con la magnitud de la energía que se mide en el punto respectivo. Un posible orden de prioridad es el siguiente:

1. Plantas de generación.
2. Puntos de intercambio en bloque.
3. Subestaciones.
4. Grandes consumidores (chequearlos todos periódicamente).  
Pequeños consumidores (muestreo estratificado periódico).

En cada categoría se deben revisar los instrumentos más antiguos primero.

La implantación del esquema de medición se debe complementar con políticas rigurosas de "control de calidad" en los bancos de prueba de la empresa, con el fin de garantizar la efectividad de los ajustes que se hacen a los aparatos.

Como parte del proceso de inspección es posible involucrar la revisión ocular rutinaria de los medidores y de las conexiones de transformadores de medición por parte de los lectores de energía. Los contadores con daños grandes pueden ser fácilmente detectados de esta manera.

Como medida adicional se debe considerar la política de adquisición de medidores, con el fin de garantizar aparatos de buena calidad.

Para los usuarios cuyos consumos son estimados o por tarifa fija, se recomienda instalar medidores comunales como instrumentos de estimación de pérdidas por este concepto. Los datos obtenidos en los contadores comunales también permiten la recalibración de los valores estimados para el cobro a tarifa fija.

#### **4.2.2 Cientes a pensión fija**

El objetivo debe ser la reducción paulatina, hasta eliminar a los clientes con

tarifas a pensión fija, mediante la instalación de medidores debidamente sellados.

#### 4.2.3 Alumbrado público

Realizar un inventario, por subestación, de todos los circuitos de alumbrado público, el que deberá contener: el número, tipo y potencia de las lámparas y sus dispositivos de encendido.

La acción a seguir será el reemplazo de éstas lámparas por otras de mayor eficiencia, tratando de eliminar las lámparas incandescentes. Asimismo se efectuará el chequeo de las celdas fotoeléctricas, contactor, etc., con la finalidad de reemplazar aquellas que se encuentren defectuosas.

#### 4.2.4 Usuarios fraudulentos

El factor más importante para el control de las pérdidas debidas al fraude es la detección de los infractores. Por esta razón la principal medida de control debe ser un programa de inspección a las instalaciones de los usuarios.

Una de las herramientas más efectivas para la detección de infractores la constituye la llamada crítica de la facturación. En este proceso se detectan cambios bruscos y sostenidos de la energía consumida. En el caso

de consumidores grandes, se debería iniciar una acción inmediata para determinar las causas de esta variación. En el caso de consumidores pequeños, se puede efectuar comparaciones de los consumos con valores promedios para el estrato socio-económico al cual pertenece el usuario. Cuando el valor del consumo difiere significativamente del promedio, se inician acciones de revisión de instalaciones.

Hay que anotar que el programa de inspección no se debe limitar a la detección de infractores sino que las inspecciones deben repetirse periódicamente, especialmente a las instalaciones de infractores ya detectados. Adicionalmente a las inspecciones se deben establecer dos tipos de medidas de control de fraudes: Medidas punitivas y preventivas.

#### **Medidas punitivas**

Una de las causas más importantes de los fraudes de energía eléctrica es la conciencia de impunidad: El bajo nivel de riesgo de sanción percibido por los usuarios debido a la generación de la infracción y la sensación de que la empresa no tiene los medios para defenderse. Por lo tanto, el programa de control de fraudes debe incluir sanciones

económicas y morales a los infractores detectados.

Entre las "sanciones morales" se incluye la exposición pública de los usuarios que incurren en fraude mediante publicaciones en prensa y radio, especialmente en el caso de grandes consumidores con capacidad de pago y cuya imagen pública es importante.

Para pequeños consumidores se puede incluir los cortes temporales de servicio, a través de equipos especializados, con vehículos en donde se anuncie claramente que se trata de una unidad de corte de servicio a usuarios fraudulentos.

Como "sanciones económicas" se cuentan las multas, para lo cual se debe procurar una legislación fuerte que permita la aplicación de multas crecientes con la capacidad instalada, o con la magnitud del fraude y aun mayores en el caso de reincidencia.

Es muy importante que la aplicación de las multas se haga inmediatamente después de detectado el infractor. Con el fin de mostrar la capacidad técnica de la empresa para el control de fraudes y reducir la conciencia de impunidad entre los infractores.

### Medidas preventivas

El objetivo de éstas es el de minimizar la posibilidad de fraude en los medidores e instalaciones de los usuarios.

Entre las medidas de prevención del fraude se pueden considerar dos tipos principales: Medidas técnicas y educativas.

Entre las "medidas técnicas" cuyo fin es disminuir el riesgo de intervención ilícita en los medidores de energía se pueden mencionar las siguientes:

- Instalación de los medidores en el exterior de las viviendas o establecimientos comerciales.
- Suministro e instalación por parte de la empresa del medidor y los cables de acometida entre la red y el medidor y entre éste y la instalación interna de la vivienda.
- Instalación de los medidores en cajas cerradas con candado que permita una lectura fácil al tiempo que protegen el medidor de los efectos de la humedad y el polvo.
- Protección de los medidores por medio de sellos cuya violación sea fácilmente detectable. Se deben instalar sellos para proteger la cubierta del medidor, los

- terminales de conexión, cubiertas de transformadores de corriente y potencia y la caja protectora del medidor.
- Reducción de la longitud de los circuitos secundarios.
  - Para prevenir el fraude en las acometidas, de ser posible, efectuar la distribución secundaria en forma aérea. Y mejor aún si se realiza usando cable trenzado y autosoportado.
  - Efectuar las acometidas con conductor concéntrico, blindado u otros tipos de cable diseñados especialmente con este propósito.

Algunas "medidas educativas" y de difusión tendientes a ilustrar al público acerca de los riesgos y consecuencias del fraude que han sido usadas con éxito son las siguientes:

- Instalación temporal o permanente de medidores externos en sitios con elevada proporción de pérdidas no-técnicas, esto ayuda a localizar zonas fraudulentas y, lo que es más importante, ayuda a disminuir la conciencia de impunidad entre los usuarios.
- Campañas educativas orientadas hacia los niños en las escuelas. Donde se les ilustre sobre las características de la energía eléctrica, el peligro que entraña el

- contacto con las instalaciones eléctricas y las consecuencias del hurto de energía.
- Campañas de difusión entre la población en general acerca de los riesgos que conlleva el manejo de los equipos por personal no calificado.
  - Ilustración al público sobre las consecuencias del fraude: sobrecostos para la empresa, las cuales se colocan en mala posición financiera, impidiéndole prestar un buen servicio. También aumento de tarifas. Es necesario crear la conciencia de que la energía hurtada la pagan los demás usuarios.
  - Establecimiento de programas de financiación para facilitar a los usuarios el pago de multas y facturas.

Como último aspecto en el control de pérdidas por fraude se debe analizar la influencia que las tarifas altas tienen sobre la propensión a la adulteración de los equipos.

#### 4.2.5 Conexiones clandestinas

La característica más relevante de estos consumidores es la de presentarse en sectores de muy bajos ingresos, generalmente comunidades marginales en barrios de invasión o subnormales. Otra componente importante de este grupo la constituyen los kioscos

estacionarios y vendedores ambulantes, comunes en el sector de la economía informal.

Por las razones anteriores, la principal consideración para el control de conexiones clandestinas, se le debe dar a los factores de tipo socio-económico y político.

Se presentarán en primer lugar algunas recomendaciones para el control en barrios marginales.

El objetivo final del programa de control en esta área debe ser la incorporación de las conexiones clandestinas a la categoría de usuarios regulares.

En muchas comunidades marginales o invasiones existe el problema legal de la posesión de la tierra, por lo tanto la empresa debe emprender las acciones necesarias para colaborar con la comunidad.

Cuando la empresa tarda demasiado tiempo en la instalación apropiada de redes para el sector, es común que las comunidades procedan a tomar la energía de redes existentes en las cercanías.

Estas redes improvisadas ocasionan graves problemas a la empresa, además de la pérdidas por energía no facturada:

Se presentan daños en equipos por instalaciones deficientes.

Mala calidad del servicio para los usuarios regulares en las cercanías.

- Dificultad para la estimación de consumos ilegales y para su control.

Por estas razones, es conveniente que la empresa sea ágil en la instalación de redes a estas zonas y que efectúe el suministro de energía a la comunidad mediante una alimentación única (o a lo sumo un número reducido de ellas).

Es conveniente en estos casos la instalación de "medidores comunales", los cuales cumplen el doble propósito de permitir una estimación precisa de los consumos y de efectuar un cobro global, de cuyo pago se encarga la comunidad entera.

Las experiencias acumuladas con este tipo de medida indican la necesidad de efectuar revisiones periódicas para mantenimiento de equipos de medida y redes y para resolver cualquier problema con la facturación.

Como complemento de este programa es recomendable que se establezcan incentivos para la regularización de los usuarios, una vez que se ha producido la legalización de sus

viviendas. Entre los incentivos hay que considerar tarifas reducidas para la instalación y facilidades de pago. Estas facilidades deben ser tanto de tipo comercial (pagos a crédito con intereses reducidos), como de tipo físico mediante la instalación de oficinas ambulantes que atiendan en el sitio.

La otra componente importante de las conexiones clandestinas es la que se produce en kioskos y vendedores ambulantes.

La recomendación, con respecto a los kioskos estacionarios es que se estime su carga mediante un aforo de los artefactos eléctricos que posean y que se les cobre una tarifa fija. Conviene que el aforo de carga se repita con regularidad con el fin de revisar las tarifas y de asegurar que se cumple con las normas mínimas de seguridad eléctrica.

En el caso de los vendedores ambulantes se recomienda hacer un seguimiento de los puntos de donde se hurta la energía eléctrica; si fuese de la caja de fusibles de los postes, como sucede comúnmente, se deberá reemplazar dicha tapa y ver la forma de sellarla herméticamente. Y si la energía fuese proporcionada por algún usuario suscrito regularmente, entonces se le deberá notificar

e informar de las consecuencias de estos actos y de las sanciones a las que se expone.

En ambos casos se deberá actuar con celeridad con el fin de mostrar la capacidad técnica de la empresa en el control de las conexiones clandestinas y así reducir la conciencia de impunidad entre los infractores.

#### **4.2.6 Administrativas o de gestión**

##### **4.2.6.1 Pérdidas en el proceso de registro**

Uno de los factores que más influyen sobre el éxito de un programa de control de pérdidas no-técnicas es el proceso de lectura de los medidores. Por esta razón una sección de lectura bien organizada contribuye en gran forma al éxito de las medidas. Como recomendaciones para la buena marcha del proceso de lectura se pueden citar:

- Identificación clara y documentada de las instalaciones.
- Lectura de los medidores de grandes consumidores con una periodicidad mayor que la del resto.
- Rotación de lectores en diferentes rutas con el fin de evitar fraudes

que se efectúen con la complicidad de los mismos.

- Supervisión de los procesos de lectura para evitar "malas lecturas" debidas a lectores que no efectúan lectura alguna.
- Implantación de métodos automatizados de lectura.
- Estímulo a los lectores que descubren irregularidades, mediante premios, comisiones y otros.

#### **4.2.6.2 Pérdidas en facturación**

La mayor parte de las pérdidas que se presentan durante la facturación, se debe a la información errada acerca de los usuarios o sus instalaciones. Por lo tanto, la principal medida de control de pérdidas en esta área consiste en la verificación de la información registrada en los archivos de la empresa y que está siendo usada para la facturación.

De presumir demasiados errores en proceso de facturación, sería conveniente revisar y analizar el sistema de facturación actual, con la

finalidad de rediseñarlo en forma ágil y eficiente.

#### 4.3 **Infraestructura para el control y reducción de pérdidas de energía**

Para el control y reducción de pérdidas como para cualquier otro proyecto de una empresa eléctrica, se utiliza la infraestructura normal de recursos humanos y físicos (instrumentos de medición y de cómputo, herramientas, materiales, etc.). Adicionalmente es oportuno hacer referencia a tres aspectos que se consideran claves para el control y reducción de pérdidas, estos son: la motivación y capacitación de los recursos humanos, el soporte legal que deben tener las empresas para el control de las pérdidas no-técnicas y el sistema de información.

##### 4.3.1 **Los recursos humanos**

En este proceso, como en las restantes actividades de una empresa se mantiene vigente el conocido lema: *el recurso humano es la más importante riqueza*. Es mediante los empleados de todos los niveles que una empresa lleva a cabo las acciones para identificar, evaluar, planear, desarrollar, corregir y alcanzar un objetivo. Por tanto es requisito indispensable para el éxito, incentivar su interés y motivación

Con este propósito se han identificado los siguientes aspectos:

- Comprensión del proceso.
- Participación en la formulación de planes.
- Evaluación del desempeño.
- Reconocimiento ante objetivos alcanzados.
- Comunicaciones claras de los niveles superiores.
- Mantenimiento de la habilidad y voluntad necesarias.
- Deberán estar bien remunerados, especialmente los lectores de medidores y los inspectores.
- La empresa deberá resaltar su Código de ética.

#### 4.3.2 El soporte legal

Para combatir con éxito el uso ilegal o fraudulento de la energía eléctrica, es fundamental que existan leyes que castiguen las acciones ilícitas y permitan a las empresas reaccionar cuando se descubren tales acciones.

Por esta razón es conveniente una ley exclusiva para el servicio eléctrico en la cual se especifiquen las definiciones aplicables a este servicio, conceptos sobre el acceso, utilización, medición y pago del

servicio, tipificación de las situaciones anormales, procedimientos para suspensión y restauración del servicio y sanciones civiles y penales.

#### 4.3.3 El sistema de utilización

Debido a que el proceso de identificación y control de pérdidas requiere manejar volúmenes apreciables de información, el diseño y desarrollo de un buen sistema de información computarizado se torna trascendental y necesario.

El sistema de información involucra miembros de diferentes niveles de la empresa, equipos de computación, bases de datos, programas, procedimientos, etc.

El objetivo fundamental de la implantación de un sistema de información por parte de la empresa será; tener un conocimiento permanente de las necesidades y deficiencias de su sistema eléctrico, con el fin de ejercer de manera eficiente las funciones propias de su administración, como son el planeamiento, diseño, construcción, operación, control y mantenimiento de sus redes, así como la identificación, cuantificación, evaluación y control continuo de las pérdidas de energía técnica y no-técnicas.

#### **4.4 Orientaciones para definir un programa de reducción de pérdidas**

Tomando como base la documentación técnica existente donde se relatan estudios y experiencias realizadas sobre el tema en distintas empresas, efectuaremos un análisis de las pautas y criterios que considero deben tenerse en cuenta prioritariamente en la elaboración de todo programa de reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Las pérdidas técnicas y no técnicas pueden reducirse efectuando las actividades que se mencionan anteriormente en este mismo capítulo. Pero cuando se presentan para la misma red de distribución, tanto un proyecto de reducción de pérdidas técnicas como uno de pérdidas no técnicas, primero se deberá analizar este último y luego, suponiendo que se han eliminado éstas, examinar el de reducción de pérdidas técnicas. Esto es necesario para evitar sobrestimar los beneficios de los proyectos de reducción de pérdidas técnicas, puesto que al reducirse las pérdidas no-técnicas se reduce la carga y por lo tanto los niveles asociados de pérdidas técnicas.

##### **4.4.1 Para las pérdidas no-técnicas**

Efectuar un buen diagnóstico sobre el nivel de las pérdidas y sus causales, de ser posible discriminando por zonas geográficas, y por tipo de clientela y/o

por grupo de usuarios con características similares, residencial, industrial, comercial, alumbrado público, consumos clandestinos, etc.

Priorizar las acciones hacia zonas o franjas de clientes, orientando el esfuerzo hacia el control de aquellos usuarios que siendo minoritarios en número, condensan el consumo mayoritario (grandes consumidores, industriales y comerciales), a fin de asegurar la normalidad de este tramo de la clientela.

En el caso de usuarios residenciales, de ser posible diferenciar las acciones a desarrollar por estratos o por tipos de barrio (precarios o de bajos ingresos, residencial de ingresos medios o de altos ingresos, etc.)

Definir si existen grupos de clientes o situaciones atípicas que merecen ser tratados a través de un proyecto específico, de duración limitada (por ejemplo verificación y normalización de usuarios que no registran consumo en forma reiterada)

Para el caso de zonas marginales periféricas, buscar soluciones económicas

que posibiliten a costo reducido normalizar la situación.

Dar prioridad a las acciones de verificación y control de los circuitos administrativos-comerciales y de las rutinas internas de control a fin de detectar errores de gestión que produzcan anomalías en la facturación correcta de los consumos y posibiliten su normalización en el más corto plazo.

Apoyar el desarrollo de las acciones con una adecuada campaña de difusión y concientización, tanto interna en la empresa como externa de la opinión pública en general que actúe como elemento disuador para el "ilícito" y de motivador para el resto.

Dedicar especial atención al desarrollo de funciones de "ingeniería de prevención de fraude y hurto de energía" planificando y desarrollando medios técnicos de prevención que dificulten la comisión de ilícitos.

- Perfeccionar los medios administrativos y jurídico-legales para hacerlos más efectivos e idóneos para apoyar las acciones a desarrollar que permitan lograr un real efecto de moralización y un imagen de no impunidad.

Enfocar la solución del problema de manera integral, de tal manera que se logre una implementación coherente y sistemática de las medidas de control directo, de acción comercial y técnicas de protección de la red.

Lograr que el programa a desarrollar cuente con el efectivo compromiso de los niveles superiores y de todo el personal de la empresa, dado que la eliminación de las **pérdidas** no-técnicas deben ser una responsabilidad a asumir por todos los niveles y todas las áreas y no sólo del área específica que lleve adelante las acciones programadas.

#### **4.4.2 Para las pérdidas técnicas**

Efectuar la mejor estimación posible de las pérdidas técnicas, **para lo** cual es indispensable contar con buena información de los parámetros técnicos de la red (banco de datos técnicos) y de las condiciones reales del estado de carga y demanda. De ser posible, efectuar muestreo de mediciones entre energía de entrada y ventas en zonas definidas para tener como elemento de comparación.

Efectuar un catálogo de prioridades para decidir qué medidas aplicar orientándolas

hacia aquellas partes de la red que presenten mayores niveles de pérdidas.

Tratar de no iniciar programas de reducción de pérdidas técnicas si no se tiene bajo control y a nivel aceptable las pérdidas no-técnicas.

Utilizar para apoyar las decisiones a tomar, el análisis de beneficio-costos a fin de lograr la mayor eficiencia en la asignación de los recursos, desechando la metodología tradicional de minimización de costos, comparando por un lado los proyectos de reducción de pérdidas con otros de distribución, transmisión y generación.

- Aplicar el análisis de beneficio-costos a proyectos y no a programas, efectuando el mismo para cada conjunto de obras que cumplen con un propósito dado. Esto significa para los proyectos de reducción de pérdidas técnicas, hacer el análisis a nivel de circuito independiente, o si la rehabilitación de varios circuitos secundarios dependen de la renovación de uno primario, por grupo de circuitos interrelacionados. Aunque las subestaciones típicamente se construyen para ampliar la

capacidad de suministro, también pueden contribuir a reducir las pérdidas.

La ampliación de la capacidad de una subestación, o la instalación de una nueva, cambia la distribución de carga y, por ende, reduce pérdidas.

Aparte en varios de los proyectos la capacidad de suministro se requiere aumentar, de lo contrario no puede llevarse a cabo la rehabilitación. En estos casos la subestación forma parte del proyecto cuyo propósito es la reducción de pérdidas.

Desarrollar políticas básicas tanto como para el planeamiento como para el diseño y ejecución de las redes e instalaciones donde tanto en la parte de la estructura técnica de las redes, como de los materiales a utilizar se tenga en cuenta criterios de minimización de pérdidas técnicas.

## C A P I T U L O V EVALUACION ECONOMICA

En este capítulo se presenta la evaluación económica de los proyectos que conforman la remodelación de las redes eléctricas de la ciudad de Tingo María, con la finalidad de analizar y poder valorar el impacto económico que tienen los proyectos de reducción de pérdidas en la empresa.

La metodología empleada fué la solicitada por ELECTROCENTRO S.A. "Metodología para la evaluación económica y técnica de los proyectos", establecida en el reglamento de créditos del Banco Interamericano de Desarrollo - BID.

Previo al análisis económico se desarrollaron dos actividades que es importante resaltar; el estudio de factibilidad y el diseño de las obras.

En el estudio de factibilidad se efectuó un análisis técnico-económico de las diferentes alternativas propuestas para reducir las pérdidas identificadas en la etapa de diagnóstico. Las alternativas fueron presentadas a ELECTROCENTRO S.A. para su evaluación y selección, la metodología empleada en esta etapa es la de "mínimo costo" y para su elaboración se tomaron en consideración las actividades descritas en el capítulo IV.

Asimismo se determinó la alternativa económicamente más conveniente; entre uso de conductores de cobre contra aleación de aluminio, uso de conductores aislados contra conductores desnudos. De igual manera en los proyectos de redes primarias y subestaciones se demostró que sus diseños correspondían a la solución de mínimo costo.

Terminado el análisis técnico-económico de alternativas se elaboraron los diseños de las obras de remodelación que resultaron viables.

Para la elaboración de los diseños también se tuvo en cuenta los criterios de conductor económico, cargabilidad económica de transformadores y radio de carga óptimo de transformadores.

### 5.1 **Fundamentos**

A fin de dar una mejor idea sobre la importancia que tiene el análisis de beneficio - costo en los proyectos de reducción de pérdidas, transcribimos algunos conceptos del documento presentado al Simposio Latinoamericano sobre control de pérdidas eléctricas realizado por OLADE en octubre de 1988 en Bogotá, Colombia, sobre "criterios y procedimientos para el análisis económico de los proyectos de reducción de pérdidas" cuyo autor es Luis E. Gutiérrez del Banco Interamericano de Desarrollo.

#### **Pérdidas técnicas**

Los proyectos de reducción de pérdidas físicas pretenden lograr su objetivo, ya sea reduciendo la carga o aumentando la capacidad (disminuir la

resistencia). La reducción de la carga se consigue repartiendo la carga entre varios componentes, ya sea construyendo obras paralelas o ampliando la capacidad existente. De tal manera, reducir la carga o disminuir la resistencia cuesta dinero. El problema económico es encontrar el nivel óptimo correspondiente al punto en que el beneficio por reducción en las pérdidas es equivalente al aumento del costo de ampliar la capacidad del proyecto.

Los principales efectos de los proyectos de reducción de pérdidas físicas son:

- Primero, la disminución en los requisitos de generación, lo que ahorra, por lo tanto, recursos en la operación y expansión.
- Segundo, al mejorar y ampliar la capacidad de los equipos se mejora su confiabilidad, reduciendo las fallas en los sistemas, y por lo tanto, los perjuicios para los usuarios.
- Tercero, la disminución en las pérdidas libera capacidad para conectar a nuevos usuarios que antes no se podían suministrar.
- Cuarto, la rehabilitación de los sistemas puede reducir los gastos de mantenimiento y reparaciones de emergencia, sobre todo en sistemas muy viejos.

Finalmente, la disminución de costos se traduce en el largo plazo en tarifas mas bajas, las que permiten una mayor demanda. Cabe destacar, que

varios de los efectos anteriores tienen un beneficio financiero importante para la empresa eléctrica, ya sea reduciendo sus costos y/o aumentando sus ingresos por ventas.

En suma, un proyecto de reducción de pérdidas físicas puede evitar durante parte (no necesariamente todo el tiempo) de su existencia, alguno o todos los efectos siguientes :

- Mayor nivel de pérdidas.
- Deterioro en la confiabilidad.
- Déficit en el suministro.
- Aumento en los costos de operación.
- Tarifas innecesariamente altas.

En otras palabras, si no se hace el proyecto, se puede esperar dichos efectos.

Como objetivo debe tenderse a maximizar el valor presente neto de los beneficios menos los costos actualizados durante la vida económica del proyecto.

#### **Pérdidas no-técnicas**

En general los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas tienen por objetivo reducir el fraude y/o hurto de energía y el consumo no registrado mediante la regularización de usuarios, sustitución e instalación de equipos (redes, conexiones y mediciones) y la implementación de nuevos sistemas de lectura, facturación, cobranza y control.

El principal beneficio de estos proyectos corresponden al ahorro de los recursos de generación de la energía consumida gratis y que no habrá necesidad de producir. Empero, como no toda la energía no facturada dejará de generarse, parte se seguirá suministrando - la diferencia es que con el proyecto se cobra, hay que deducir el decremento en el excedente del consumidor resultado del incremento del precio. La empresa por su lado obtiene un beneficio financiero importante al recibir con el proyecto un ingreso por la venta de energía que antes no cobraba en la situación sin proyecto.

Un segundo beneficio económico corresponde al aumento en la demanda de los usuarios existentes por efecto de una disminución en las tarifas. En efecto, la reducción de costos con el proyecto permite que los usuarios regulares se beneficien al desaparecer el subsidio cruzado que otorgaban, ya sea mediante las tarifas vigentes (y/o facturas) innecesariamente altas, o por el aumento de los costos operativos resultado de los menores fondos financieros para la inversión si no se lleva a cabo el proyecto. El mejoramiento financiero de la empresa, consecuente con la reducción de las pérdidas y el aumento en las ventas, permite que se mantenga al día en sus inversiones y labores de mantenimiento necesarias, reduciendo eventualmente sus costos unitarios y las tarifas en relación a la situación sin proyecto.

## 5.2 Metodología general

El primer paso en esta evaluación es efectuar una "Simulación de energías", esto es, la asunción o previsión de la energía que se producirá en dos escenarios básicos: uno que excluye al proyecto y otro que lo incluye. Estos escenarios son llamados situación SIN y CON el proyecto respectivamente.

En la situación SIN PROYECTO se supone un escenario sin considerar inversión alguna, es decir, en y con las condiciones existentes. En la situación CON PROYECTO se supone que se llevan a cabo todas las inversiones implícitas o explícitamente consideradas en la evaluación del proyecto.

El éxito de esta metodología, radica en la buena estimación y proyección de la demanda, los precios de la energía, los programas de inversión de la empresa ejecutora, el nivel de pérdidas y de todos aquellos parámetros que se modifiquen una vez se ponga en marcha el nuevo proyecto.

Por tal motivo, se ha tenido minucioso cuidado en la adquisición, y presunción en algunos casos, de la información antes mencionada.

A continuación se efectúa el análisis económico en sí, el cual busca establecer la rentabilidad económica y su prioridad. Para esto se calculan una serie de indicadores básicos como posteriores criterios de decisión, estos son:

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto (TIR).
- Valor Presente Neto del Proyecto (VPN).
- Relación Beneficio-Costo (B/C).

Los tres criterios anotados anteriormente tienen estrecha relación entre sí y deberán cumplir las siguientes condiciones:

- TIR : > tasa de descuento.
- VPN : > 0
- B/C : > 1. Entre mayor sea esta relación mayor prioridad tiene el proyecto.
- La tasa de descuento utilizada es del 12%, la misma que se emplea en varios países en desarrollo.
- Los costos de inversión se han establecido de acuerdo al proyecto ganador. Las inversiones previstas consideran instalaciones nuevas, ampliaciones y mejoramiento de instalaciones existentes con la finalidad de reducir costos e incrementar los beneficios.

La cuantificación de los beneficios se establece mediante la comparación de la situación sin y con proyecto.

- Con el fin de evitar los efectos de la inflación, tanto los beneficios como los costos se cuantificaron a precios constantes de un año y en dólares americanos.

Los pasos a seguir para la evaluación económica son los siguientes:

1. Cuantificación del Valor Presente Neto de la Inversión :

$$VPNC = \sum_{n=1}^{15} \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

2. Cuantificación del Valor Presente Neto de los Beneficios :

$$VPNB = \sum_{n=1}^{15} \frac{B_n}{(1+i)^n}$$

3. Cálculo del Valor Presente Neto del proyecto:

$$VPN = VPNB - VPNC = \sum_{n=1}^{15} \frac{B_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^{15} \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

4. Cálculo de la relación Beneficio-Costo:

$$B/C = VPNB/VPNC = \frac{\sum_{n=1}^{15} \frac{B_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^{15} \frac{C_n}{(1+i)^n}}$$

5. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno:

Se obtiene cuando  $VPN = 0$

Toda esta metodología se ha aplicado a los proyectos de Remodelación de Redes Primarias, Secundarias y Subestaciones de Distribución, y se presenta en los siguientes acápites en cuadros especialmente preparados para simplificar su entendimiento.

### 5.3 Red de distribución primaria

#### 5.3.1 Alternativa ganadora

El casco urbano se alimenta con las actuales ternas 10.2 y 10.3 las cuales mantienen su recorrido, concluyendo la 10.2 en la SAB A-15 (ex SAB 8A) y la 10.3 en el seccionamiento N.A. de la esquina entre la Av. Enrique Pimentel y el Jr. Santa Cruz (P.J. Bella Durmiente).

El suministro a Castillo Grande y Afilador se independiza mediante las nuevas ternas 10.6 y 10.7, las que se desarrollan en tres etapas. La primera en el año 1, la segunda en el año 5 y la tercera en el año 11.

##### **Primera Etapa**

Durante los 5 primeros años Castillo Grande y Afilador son alimentados por una sola terna con AA de 95 mm<sup>2</sup> (Proyectada para doble terna) que parte de la S.E. Tingo María por la carretera Marginal, luego continúa por la Av. Antonio Raimondi hasta la intersección con la Av. Sveen Erickson, desde allí se separan para alimentar Castillo Grande y Afilador. Ambas derivaciones lo hacen con los conductores de cobre existentes.

##### **Segunda Etapa**

Se independizan las ternas 10.6 y 10.7, con la construcción de la segunda terna de AA-95

mm<sup>2</sup> que parte de la S.E. Tingo María en doble terna hasta la Av. Sveen Erickson. A partir de este punto la terna 10.6 continúa a Castillo Grande con los conductores de Cu-21,15 mm<sup>2</sup> existentes y la terna 10.7 lo hace hacia Afilador, también con los conductores existentes de Cu-13,3 mm<sup>2</sup>.

### **Tercera Etapa**

Se ha considerado reemplazar en la terna 10.6 el conductor de Cu-21,15 mm<sup>2</sup> por AA-95 mm<sup>2</sup>, en el tramo que va desde el cruce al P.J. Los Laureles hasta la ex S.E. 33A.

Y para la terna 10.7 se propone reemplazar el conductor existente en Afilador de Cu-13,3 mm<sup>2</sup> por el conductor de 21,15 mm<sup>2</sup>, recuperado del P.J. Castillo Grande.

Tanto el ramal que alimenta al P.J. Los Laureles, derivado de la terna 10.6, como el que atiende a los PP.JJ. Túpac Amaru y Brisas del Huallaga, derivado de la terna 10.7, mantienen los conductores de Cu-13,3 mm<sup>2</sup>.

### **5.3.2 Evaluación económica**

Definida técnica y económicamente la mejor alternativa para el proyecto, se efectúa la evaluación beneficio-costos del mismo, para determinar en que medida es económico el proyecto para la empresa.

El procedimiento se inicia con la "simulación de energías", luego se definen las premisas y parámetros que se deben tener en cuenta para la evaluación B/C y finalmente se presentan los resultados. Todo este procedimiento se sustenta en los cuadros que a continuación se describe y presenta.

#### **A. Simulación de energías**

Para desarrollar el análisis beneficio-costos de un proyecto de inversión del sector eléctrico, es indispensable simular adecuadamente lo que ocurre con la energía en presencia y en ausencia del proyecto.

##### **Situación sin proyecto**

Para simular lo que ocurre en ausencia del proyecto, se ha supuesto el escenario **sin inversión**, constituido por la actual red primaria que corresponde al diagrama unifilar del plano 01.

El cuadro 5.1 muestra la evolución de la demanda, consumo y de las pérdidas técnicas en el horizonte de estudio.

Las columnas de demanda, precisan los requerimientos de potencia y energía de la ciudad de Tingo María, excluyendo la demanda de la terna 10.5, por no entrar en el proyecto de remodelación.

Debido a que se incumple la norma de máxima regulación de tensión (3,5%) en el año 1994, fecha de ingreso del proyecto, se ha considerado como capacidad de la línea la transportada a esa fecha. Por tal motivo se simula una restricción del consumo; la máxima potencia se limita, mientras la **energía** continúa creciendo debido al crecimiento del factor de carga, tal como se puede apreciar en las columnas de consumo y pérdidas técnicas.

#### **Situación con proyecto**

Para este caso se ha considerado que se llevan a cabo todas las inversiones consideradas en la evaluación del proyecto, que delinear la red en el proyecto de remodelación. Estas inversiones están consideradas explícitamente mediante el correspondiente costo de inversión, e implícitamente mediante la consideración de "costo de energía".

El cuadro 5.2, muestra la evolución de la demanda, consumo y pérdidas técnicas en el horizonte de estudio. Se puede observar, que debido a la incursión del proyecto, la demanda y el consumo son iguales.

El cuadro 5.3 resulta de sustraer los dos cuadros anteriores (Con proyecto - Sin

proyecto). Las columnas de consumo además de la potencia muestra la energía marginal resultante del mayor consumo originado por la inclusión del proyecto.

Luego se presenta la resultante por reducción de pérdidas técnicas. No se ha considerado pérdidas no-técnicas por ser reducidas en el caso de red primaria y tampoco pérdidas debido a fallas por no tener estadística de las mismas.

Las dos últimas columnas muestran la energía marginal diferenciada según los sectores de consumo en industrial y resto de sectores que incluye fundamentalmente el sector residencial

#### **B. Premisas y parámetros para la evaluación**

##### **B-C**

- Los costos marginales de largo plazo de potencia y energía en M.T. para Tingo María, vigentes al 01 de Junio de 1993, establecidos por la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- Las tarifas objetivo para el Sistema Interconectado Centro Norte, con las cuales se valorará los beneficios debidos a la energía marginal, reducción de pérdidas no-técnicas y mejor regulación de voltaje.

- Además se presenta el período de evaluación y la tasa de descuento base.

El cuadro 5.4 presenta resumidas las premisas y parámetros para la evaluación B-C a precios de mercado.

El cuadro 5.5 presenta las tarifas objetivo proporcionadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas y son vigentes hasta mayo de 1993.

### C. Resultados

En el cuadro 5.6, se presenta la valorización de los beneficios resultantes de la aplicación de los parámetros indicados en el cuadro 5.4, sobre las magnitudes del cuadro 5.3 .

La evaluación beneficio-costos se presenta en el cuadro 5.7, donde se puede apreciar los flujos de costos y beneficios, y abajo, los indicadores de rentabilidad.

Se ha considerado, computar a principio de año, los costos de inversión directa y salvamento.

El costo anual de operación y mantenimiento representa el 3% del costo directo de inversión más salvamento y se ha computado a fin de año; asimismo el valor residual a fines del año 2008.

La energía marginal del sector industrial es el 7% del total, esta energía y la debida a los otros sectores han sido computadas a fin de año.

El cálculo de la energía marginal **producto** de la mejor regulación de tensión, se explica en el anexo I y también se computa a fin de año.

La evaluación se ha efectuado a precios de mercado (con impuestos) y para una tasa de descuento de 12%.

En conclusión, obtenemos los siguientes indicadores de rentabilidad:

$$\text{VAN} = 2371955$$

$$\text{B/C} = 67,5$$

En el cuadro 5.8 se muestra la evaluación beneficio-costo sin considerar el costo de salvamento de los materiales existentes, obteniéndose los siguientes indicadores de rentabilidad:

$$\text{VAN} = 2211850$$

$$- \text{TIR} = 59,4$$

$$\text{B/C} = 12,3$$

CUADRO 5.1

SITUACION SIN PROYECTO

EMPRESA : ELECTROCENTRO S. A.  
 PROYECTO : REMODELACION DE LA REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

ANO	DEMANDA		CONSUMO		PERDIDAS				
	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	NO TECNICAS Kw	ENERGIA MWh	FALLAS ENERGIA MWh
1994	3611.8	12754	3611.8	12754	104.90	376.76			
1995	3786.3	13356	3611.8	13289	104.90	385.95			
1996	3969.3	13875	3611.8	13605	104.90	395.14			
1997	4161.0	14678	3611.8	13921	104.90	404.33			
1998	4362.0	15573	3611.8	14534	104.90	422.71			
1999	4572.6	16361	3611.8	14871	104.90	431.90			
2000	4793.4	17431	3611.8	15187	104.90	441.09			
2001	5024.9	18311	3611.8	15820	104.90	459.47			
2002	5267.4	19281	3611.8	16136	104.90	468.66			
2003	5521.7	20176	3611.8	16453	104.90	477.84			
2004	5786.2	21131	3611.8	16769	104.90	487.03			
2005	6067.5	22294	3611.8	17402	104.90	505.41			
2006	6360.2	23356	3611.8	17718	104.90	514.60			
2007	6667.0	24418	3611.8	18351	104.90	532.98			
2008	6986.6	25641	3611.8	18667	104.90	542.17			

CUADRO 5.2

SITUACION CON PROYECTO

EMPRESA : ELECTROCENTRO S.A.  
 PROYECTO : REMODELACION DE LA REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO : RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
 ALTERNATIVA 3

ANO	DEMANDA			CONSUMO			PERDIDAS					
	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	TECNICAS KW	ENERGIA MWh	NO TECNICAS KW	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	FALLAS ENERGIA MWh
1994	3611.6	12754	3611.6	12754	104.90	376.76						
1995	3786.3	13356	3786.3	13356	46.73	162.42						
1996	3969.3	13675	3969.3	13675	51.64	179.23						
1997	4161.0	14676	4161.0	14676	57.71	200.21						
1998	4362.0	15573	4362.0	15573	64.71	222.21						
1999	4572.6	16361	4572.6	16361	58.59	208.57						
2000	4793.4	17431	4793.4	17431	65.48	233.02						
2001	5024.9	18311	5024.9	18311	72.63	256.22						
2002	5267.4	19281	5267.4	19281	80.86	287.30						
2003	5521.7	20176	5521.7	20176	88.78	314.92						
2004	5788.2	21131	5788.2	21131	97.66	345.89						
2005	6067.5	22294	6067.5	22294	98.60	350.56						
2006	6360.2	23356	6360.2	23356	108.47	385.12						
2007	6667.0	24418	6667.0	24418	119.24	422.70						
2008	6988.6	25641	6988.6	25641	131.21	464.42						

CUADRO 5.3

**SIMULACION DE ENERGIAS**

PROYECTO REMODELACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
 ALTERNATIVA 3

ANO	DEMANDA		CONSUMO		REDUCCION DE PERDIDAS				ENERGIA MARGINAL		
	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	TECNICAS		NO TECNICAS		FALLAS ENERGIA MWh	INDUSTR. MWh	OTROS MWh
					POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh			
1994	3611.6	12754	0.0	0.0	0.00	0.00				0.00	0.00
1995	3766.3	13356	174.5	67.2	58.17	223.54				4.70	62.48
1996	3969.3	13875	357.4	270.3	53.26	215.91				18.92	251.34
1997	4161.0	14678	549.2	756.3	47.19	204.12				52.94	703.33
1998	4362.0	15573	750.2	1018.6	40.19	200.50				71.31	947.34
1999	4572.6	16361	960.6	1469.9	46.31	223.33				104.29	1385.60
2000	4793.4	17431	1181.6	2244.1	39.42	206.07				157.08	2086.99
2001	5024.9	18311	1413.0	2491.7	32.27	201.24				174.42	2317.28
2002	5267.4	19281	1655.6	3144.7	24.04	181.35				220.13	2924.54
2003	5521.7	20176	1909.9	3723.4	16.13	162.93				260.64	3462.81
2004	5768.2	21131	2176.3	4361.7	7.24	141.15				305.32	4056.35
2005	6067.5	22294	2455.6	4892.2	6.30	154.85				342.45	4549.76
2006	6360.2	23356	2746.4	5638.0	-3.57	129.48				394.66	5243.30
2007	6667.0	24418	3055.2	6067.3	14.34	110.28				424.71	5642.60
2008	6988.6	25641	3376.7	6973.7	26.31	77.75				466.16	6485.53

CUADRO 5.4

PREMISAS Y PARAMETROS PARA LA EVALUACION  
BENEFICIO-COSTO DE PROYECTOS DE DISTRIBUCION  
DE ENERGIA ELECTRICA ( ELECTROCENTRO S. A. )

EVALUACION A PRECIOS DE MERCADO

REDUCCION DE PERDIDAS		ENERGIA MARGINAL	
TECNICAS		NO TECNICAS	INDUSTRIAL
POTENCIA (Kw)	ENERGIA (KWh)	(KWh)	RESTO DE SECTORES (KWh)
Costo Marginal de largo plazo Media tension	Costo Marginal de largo plazo Media tension	Tarifa objetivo promedio ponderado sector domestico	Tarifa objetivo Sector Industrial (Tarifa 30)
129.02 US\$	0.0295 US\$	0.1051 US\$	0.1012 US\$
			Disposicion a pagar por el consumidor Elasticidad 0.5 = doble de la tarifa S. Domestico 0.2102 US\$

- Periodo de evaluacion : 15 años
- Tasa de descuento base : 12 %
- Precios constantes a Enero de 1993

(\*) Las tarifas objetivo se presentan adjunto en el cuadro 5.5

CUADRO 5.5

TARIFAS OBJETIVO  
(US\$/KWh)  
(c/US\$/KWh)

MES : OBJS292  
SISTEMAS MULTIRREGIONALES

TARIFA	ELECTROPERU	ELECTRO LIMA	HIDRANDINA	SEAL	ERSA	ELECTRO SURESTE	ELECTRO ORIENTE	ELECTRO NORTE	ELECTRO CENTRO	ELECTRO SUR	ELECTRO MOROESTE	ELECTRO PROMEDIO
10	0.0906	0.0906	0.0906	0.0906	0.0906	0.0906	0.0000	0.0906	0.0906	0.0906	0.0000	0.0906
11	0.0906	0.0906	0.0906	0.0906	0.0906	0.0906	0.0000	0.0906	0.0906	0.0906	0.0000	0.0906
20	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.0000	0.1051	0.1051	0.1051	0.0000	0.1051
21	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.0000	0.1051	0.1051	0.1051	0.0000	0.1051
22	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.1051	0.0000	0.1051	0.1051	0.1051	0.0000	0.1051
30	0.1012	0.1012	0.1012	0.1012	0.1012	0.1012	0.0000	0.1012	0.1012	0.1012	0.0000	0.1012
31	0.1028	0.1028	0.1028	0.1028	0.1028	0.1028	0.0000	0.1028	0.1028	0.1028	0.0000	0.1028
32	0.0626	0.0626	0.0626	0.0626	0.0626	0.0626	0.0000	0.0626	0.0626	0.0626	0.0000	0.0626
MTI	0.0548	0.0548	0.0548	0.0548	0.0548	0.0548	0.0000	0.0548	0.0548	0.0548	0.0000	0.0548
ATI	0.0465	0.0465	0.0465	0.0465	0.0465	0.0465	0.0000	0.0465	0.0465	0.0465	0.0000	0.0465
MATI	0.0405	0.0405	0.0405	0.0405	0.0405	0.0405	0.0000	0.0405	0.0405	0.0405	0.0000	0.0405
0.0452	0.0597	0.0521	0.0509	0.0586	0.0471	0.0000	0.0000	0.0641	0.0503	0.0486	0.0000	0.0553
40	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0000	0.0653	0.0653	0.0653	0.0000	0.0653
43	0.1105	0.1105	0.1105	0.1105	0.1105	0.1105	0.0000	0.1105	0.1105	0.1105	0.0000	0.1105
0.0980	0.0999	0.1040	0.1005	0.1009	0.1009	0.1009	0.0000	0.1025	0.0989	0.0993	0.0000	0.0985
50	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
51	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
52	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
53	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
54	0.0641	0.0641	0.0641	0.0641	0.0641	0.0641	0.0000	0.0641	0.0641	0.0641	0.0000	0.0641
55	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
57	0.1050	0.1050	0.1050	0.1050	0.1050	0.1050	0.0000	0.1050	0.1050	0.1050	0.0000	0.1050
0.0917	0.0802	0.1040	0.0854	0.0946	0.0946	0.0946	0.0000	0.0930	0.0990	0.0981	0.0000	0.0918
60	0.0986	0.0986	0.0986	0.0986	0.0986	0.0986	0.0000	0.0986	0.0986	0.0986	0.0000	0.0986
61	0.0641	0.0641	0.0641	0.0641	0.0641	0.0641	0.0000	0.0641	0.0641	0.0641	0.0000	0.0641
63	0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0653	0.0000	0.0653	0.0653	0.0653	0.0000	0.0653
64	0.1024	0.1024	0.1024	0.1024	0.1024	0.1024	0.0000	0.1024	0.1024	0.1024	0.0000	0.1024
0.0810	0.0670	0.0986	0.0663	0.0986	0.0986	0.0986	0.0000	0.0775	0.0986	0.0656	0.0000	0.0689
EB	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0000	0.0712	0.0712	0.0712	0.0000	0.0712
CP	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040	0.1040	0.1040	0.0000	0.1040
0.1040	0.0735	0.1040	0.1040	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0838	0.0712	0.0000	0.0000	0.0828
0.0452	0.0851	0.0696	0.0756	0.0750	0.0597	0.0000	0.0000	0.0967	0.0796	0.0742	0.0000	0.0799

CUADRO 5.6

**VALORIZACION DE LOS BENEFICIOS**  
 PROYECTO : REMODELACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO : RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

AÑO	ENERGIA MARGINAL				REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS				MEJOR VOLTAJE	
	INDUST MWh	RESTO MWh	COSTO		POTENCIA KW	ENERGIA MWh	COSTO		ENERGIA kWh	US\$
			INDUST. US\$	RESTO US\$			POTENCI US\$	S-TOTAL US\$		
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	5	62	476	13132	58	224	7505	6604	46958	9870
1996	19	251	1915	52832	53	216	6871	6379	46958	9870
1997	53	703	5357	147840	47	204	6088	6031	46958	9870
1998	71	947	7216	199132	40	200	5185	5924	46958	9870
1999	104	1386	10554	291254	46	223	5975	6598	46958	9870
2000	157	2087	15897	438684	39	208	5086	6147	46958	9870
2001	174	2317	17651	487091	32	201	4164	5946	46958	9870
2002	220	2925	22277	614739	24	181	3102	5358	46958	9870
2003	261	3463	26377	727682	16	163	2081	4814	46958	9870
2004	305	4056	30898	852644	7	141	935	4170	46958	9870
2005	342	4550	34656	956359	6	155	813	4575	46958	9870
2006	395	5243	39939	1102142	-4	129	461	3826	46958	9870
2007	425	5643	42961	1186074	14	110	1850	3258	46958	9870
2008	488	6486	49402	1363258	-26	78	3394	2297	46958	9870
				1412660				-1097		

CUADRO 5.7

ANALISIS BENEFICIO - COSTO  
VALORES EXPRESADOS EN MILES DE US\$ DE 01/01/93 A PRECIOS DE MERCADO

TASA = 12 %

AÑOS	COSTOS						BENEFICIOS								
	INVERS. MONTOS	SALVA- MIENTOS	SUB- TOTAL-1	SUB- TOTAL	Q Y M ACTUALIZ.	Q Y M	COSTO ACTUALIZ.	ENERGIA MARGINAL INDUST.	RESTO	REDUCCIÓN PERDIDA TECHICAS NO TEC.	CONFIA- BIIDAD	MEJOR VOLTAJE	BEFICIO TOTAL	BEFICIO ACTUALIZ.	BEFICIO NETO
1993			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	147489	-218026	-70538	-62980	0	0	-62980	0	0	0	0	0	0	0	62980
1995			0	0	7805	7805	7805	476	13132	14109	0	9870	37588	26754	18949
1996			0	0	6369	6369	6369	1915	52932	13250	0	9870	77867	49486	42517
1997			0	0	6222	6222	6222	5357	147940	12119	0	9870	175187	99406	93183
1998	35342		35342	48425	10965	10965	53981	7216	199132	11109	0	9870	227327	115171	61190
1999			0	0	6118	6118	6118	10554	291254	12573	0	9870	324252	146675	140557
2000			0	0	5463	5463	5463	15697	438684	11233	0	9870	475685	192121	186659
2001			0	0	4879	4879	4879	17651	487091	10110	0	9870	524722	169220	104943
2002			0	0	4355	4355	4355	22217	614720	3460	0	9870	655946	211004	206649
2003			0	0	3888	3888	3888	26377	727082	6894	0	9870	771029	321651	217762
2004	41542		41542	11942	13526	13526	15414	30888	852944	5105	0	9870	998517	230627	215213
2005			0	0	3385	3385	3385	34656	956059	5388	0	9870	1006274	230612	227227
2006			0	0	3023	3023	3023	39389	1102142	3365	0	9870	1155916	236401	232378
2007			0	0	2690	2690	2690	42981	1186074	1408	0	9870	1240393	226604	223905
2008	-171558		-171558	-27085	14772	14772	-25575	49402	166258	-1097	0	9870	1421434	231867	257442
TOTAL					35644	35644								2407599	

VAM : 2371955

TIR : \*\*\*

B/C : 67.5

CUADRO 5.8

ANÁLISIS BENEFICIO - COSTO  
VALORES EXPRESADOS EN MILES DE US\$ DE 01/01/93 A PRECIOS DE MERCADO

AÑOS	C O S T O S						B E N E F I C I O S						TASA = 12			
	INVERSI- ON	SALVA- MEN- TOS	SUB- TOTA- L	SUB- TOTA- L	O Y M ACTUALIZ.	O Y M ACTUALIZ.	COSTO ACTUALIZ.	ENERGIA INDUST.	RESTO	FEDICION TECNICAS	PERDIDA NO TEC.	CONFIAN- ZA		MEJOR VOLTAJE	BENEFICIO TOTAL	BENEFICIO ACTUALIZ.
1993			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	147489		147489	0	0	131666	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-131666
1995			0	4425	3149	3149	476	13132	14109	0	0	0	4870	57588	26154	23605
1996			0	4425	2812	2812	1915	52832	13250	0	0	0	9870	77867	49486	46674
1997			0	4425	2511	2511	5357	147840	12119	0	0	0	9870	175187	99406	96395
1998	85342		85342	4425	2242	50867	7216	199132	11109	0	0	0	9870	227327	115171	64504
1999			0	6985	3160	3160	10554	291254	12573	0	0	0	9870	324252	146875	143516
2000			0	6985	3821	3821	15897	438884	11293	0	0	0	9870	475685	192121	189300
2001			0	6985	2519	2519	17651	487091	10110	0	0	0	9870	524723	189220	196701
2002			0	6985	2249	2249	2249	614739	3460	0	0	0	9870	655346	211004	208755
2003			0	6985	2006	2006	2006	721882	6894	0	0	0	9870	771022	221651	219643
2004	41542		41542	6985	1793	13795	30838	852644	5105	0	0	0	9870	890517	230627	216892
2005			0	6231	1886	1886	34656	956359	5308	0	0	0	9870	1008274	230612	228726
2006			0	6231	1684	1684	39939	1102142	3385	0	0	0	9870	1155216	238401	234716
2007			0	6231	1504	1504	42901	1186074	1408	0	0	0	9870	1240303	225604	225100
2008	-171558		-171558	6231	1343	-36642	40402	1363258	1097	0	0	0	9870	1421434	231667	258509
TOTAL						195749								2407699		

YAR :	2211850
TIR :	59.4
R/C :	12.3

## **5.4 Subestaciones de distribución**

### **5.4.1 Optimización del diseño propuesto**

Al inicio la propuesta consistía en encontrar un radio óptimo para las diferentes subestaciones, luego reubicarlas a donde mejor sean explotadas, según las zonas de consumo de la ciudad. Estas medidas se complementaban con un recorte de la longitud de los circuitos para así disminuir la caída de tensión, gran causante ésta de las pérdidas de energía.

Posteriormente se mejoró la propuesta con el concepto de cargabilidad economía de transformadores y un correcto balance de cargas en las subestaciones. Asimismo cuando se efectuó la remodelación de las redes secundarias, éstas se optimizaron considerando el transformador correspondiente.

### **5.4.2 Evaluación económica**

Definida técnicamente la mejor solución para el proyecto, se efectúa la evaluación beneficio-costos de la misma, para determinar en que medida es económico el proyecto para la empresa.

El procedimiento empleado es el mismo que para la red primaria. Parte de la simulación de energías y concluye con la presentación de los resultados de la evaluación.

## A. Simulación de energías

Para desarrollar el análisis beneficio-costo de un proyecto de inversión del sector eléctrico, es indispensable simular adecuadamente lo que ocurre con la energía en presencia y en ausencia del proyecto.

### Situación sin proyecto

Para simular correctamente lo que ocurre con la energía en ausencia del proyecto, se ha supuesto el escenario **sin inversión**, constituido por la actual disposición de subestaciones, presentada en el diagrama unifilar del plano 01.

El cuadro 5.9 muestra la evolución de la demanda, consumo y las pérdidas en el cobre y fierro, en el horizonte del estudio.

Las columnas de demanda, nos muestran los requerimientos de potencia y energía de la ciudad de Tingo María hasta el año 2008.

Debido a que la potencia instalada existente en subestaciones de servicio público puede cubrir su demanda hasta el año 2000, se ha considerado, a partir de esa fecha, restringir el consumo; limitando la máxima potencia y permitiendo que la energía continúe creciendo con el aumento del factor de carga, tal como se puede

apreciar en las columnas de consumo y pérdidas en el cobre.

Para mayor claridad, las pérdidas técnicas se presentan separadas en; pérdidas en el cobre y pérdidas en el fierro.

### **Situacion con proyecto**

Para este caso se ha considerado que se llevan a cabo todas las inversiones consideradas, que delinear la red y la consecuente ubicación de subestaciones, en el proyecto de Remodelación.

El cuadro 5.10, muestra la evolución de la demanda, consumo y pérdidas técnicas en el horizonte de estudio.

Puede observarse, que debido a la incursión del proyecto, la demanda y el consumo son iguales, las pérdidas en el cobre se reducen mientras las pérdidas en el fierro aumentan.

El cuadro 5.11 resulta de sustraer los dos cuadros anteriores (con proyecto - sin proyecto). Las columnas de consumo además de la mayor potencia disponible, muestra la energía marginal resultantes del mayor consumo originado por la inclusión del proyecto.

Luego se presenta la resultante por reducción de pérdidas en el cobre y fierro. No se consideran pérdidas no-técnicas por no existir en el caso de subestaciones, ni pérdidas debido a fallas por no tener estadística de las mismas.

La última columna muestra la energía marginal del sector residencial, que en este caso corresponde al total de energía proveniente del mayor consumo.

#### **B. Premisas y parámetros para la evaluación B-C**

- Los costos marginales de largo plazo de potencia y energía en M.T. para Tingo María, vigentes al 01 de Junio de 1993, establecidos por la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- Las tarifas objetivo para el Sistema Interconectado Centro Norte, con las cuales se valorará los beneficios debidos a la energía marginal, reducción de pérdidas no-técnicas.
- Además se presenta el **período** de evaluación y la tasa de descuento base.

El cuadro 5.12 presenta resumidas las premisas y parámetros para la evaluación B-C a precios de mercado.

El cuadro 5.5 presenta las tarifas objetivo proporcionadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas y son vigentes hasta mayo de 1993.

### C. Resultados

En el cuadro 5.13, se presenta la valorización de los beneficios resultantes de la aplicación de los parámetros indicados en el cuadro 5.12, sobre las magnitudes del cuadro 5.11. Es así, que la energía marginal del sector doméstico se ha valorizado por el doble de la tarifa objetivo promedio ponderado de ese sector; las pérdidas de potencia y energía del cobre y del fierro se han valorizado empleando correspondientemente los costos marginal de largo plazo de potencia y energía en M.T.

La evaluación beneficio-costos se presenta en el cuadro 5.14, donde se puede apreciar los flujos de costos y beneficios, y abajo, los indicadores de rentabilidad.

Se ha considerado que los costos de inversión directa y salvamento se computan a principio de año.

El costo anual de operación y mantenimiento representa el 3% del costo directo de inversión más salvamento y se ha

computado a fin de año, asimismo, el valor residual a fines del año 2008.

Todos los beneficios han sido computados a fin de año.

La evaluación se ha efectuado a precios de mercado (con impuestos) y para una tasa de descuento de 12%.

En conclusión, obtenemos los siguientes indicadores de rentabilidad:

VAN = 1098093

B/C - 29,9

En el cuadro 5.15 se muestra la evaluación beneficio-costos sin considerar el costo de salvamento de los materiales existentes, obteniéndose los siguientes indicadores de rentabilidad:

VAN - 974015

TIR = 36,2

B/C - 7,0

CUADRO 5.9

SITUACION SIN PROYECTO

EMPRESA ELECTROCENTRO S.A.  
 PROYECTO REMODELACION DE LA REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA.  
 SUBPROYECTO: SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

ANO	DEMANDA		CONSUMO		PERDIDAS						
	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	COBRE		FIERRO		NO TECNICAS		FALLAS ENERGIA MWh
					POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	
1994	3883.2	14174	3883.2	14174	90.17	348.02	32.20	282.07			
1995	4072.9	14851	4072.9	14851	99.19	382.03	32.20	282.07			
1996	4271.8	15448	4271.8	15448	109.11	413.40	32.20	282.07			
1997	4480.4	16333	4480.4	16333	120.03	462.10	32.20	282.07			
1998	4699.2	17315	4699.2	17315	132.04	519.32	32.20	282.07			
1999	4928.7	18193	4928.7	18193	145.25	573.37	32.20	282.07			
2000	5169.4	19060	5169.4	19024	159.79	626.92	32.20	282.07			
2001	5421.9	20341	5169.4	19474	159.79	656.91	32.20	282.07			
2002	5686.7	21417	5169.4	19923	159.79	687.60	32.20	282.07			
2003	5964.4	22424	5169.4	20238	159.79	709.50	32.20	282.07			
2004	6255.7	23496	5169.4	21273	159.79	783.88	32.20	282.07			
2005	6561.2	24783	5169.4	21722	159.79	817.38	32.20	282.07			
2006	6881.6	25975	5169.4	22622	159.79	886.47	32.20	282.07			
2007	7217.7	27174	5169.4	23072	159.79	922.07	32.20	282.07			
2008	7570.2	28541	5169.4	23521	159.79	958.37	32.20	282.07			

CUADRO 5.10

SITUACION CON PROYECTO

EMPRESA ELECTROCENTRO S.A.  
 PROYECTO REMODELACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO: SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

AÑO	DEMANDA		CONSUMO		PERDIDAS						
	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	COBRE		FIERRO		NO TECNICAS		FALLAS ENERGIA MWh
					POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	
1994	3883.2	14174	3883.2	14174	90.17	348.02	32.20	282.07			
1995	4072.9	14851	4072.9	14851	50.02	184.40	34.89	305.66			
1996	4271.8	15448	4271.8	15448	53.99	198.90	34.89	305.66			
1997	4480.4	16333	4480.4	16333	60.41	222.54	34.89	305.66			
1998	4699.2	17315	4699.2	17315	68.09	250.52	34.89	305.66			
1999	4928.7	18193	4928.7	18193	75.30	276.67	34.89	305.66			
2000	5169.4	19360	5169.4	19360	85.59	314.14	34.89	305.66			
2001	5421.9	20341	5421.9	20341	93.76	342.36	39.03	341.93			
2002	5686.7	21417	5686.7	21417	104.21	380.16	39.03	341.93			
2003	5964.4	22424	5964.4	22424	114.26	415.76	39.03	341.93			
2004	6255.7	23496	6255.7	23496	125.40	455.24	39.03	341.93			
2005	6561.2	24783	6561.2	24783	138.52	505.28	39.03	341.93			
2006	6881.6	25975	6881.6	25975	153.33	554.05	39.03	341.93			
2007	7217.7	27174	7217.7	27174	168.33	606.89	39.03	341.93			
2008	7570.2	28541	7570.2	28541	186.31	669.94	39.03	341.93			

CUADRO 5.11

SIMULACION DE ENERGÍAS

EMPRESA : ELECTROCENTRO S.A.  
 PROYECTO : REMODELACION DE LA REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO : SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

AÑO	DEMANDA		CONSUMO		REDUCCION DE PERDIDAS								ENERGIA MARGINAL DOMESTIC	
	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	COBRE		FIERRO		NO TECNICAS		FALLAS ENERGIA MWh	ENERGIA MWh	MWh	
					POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh				
1994	3863.2	14174	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	4072.9	14851	0.0	0.0	42.17	197.63	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59
1996	4271.8	15448	0.0	0.0	55.13	214.50	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59
1997	4460.4	16323	0.0	0.0	59.62	239.56	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59
1998	4699.2	17315	0.0	0.0	63.95	268.00	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59
1999	4926.7	18193	0.0	0.0	69.95	296.70	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59
2000	5169.4	19360	0.0	0.0	74.20	312.77	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59	-2.69	-23.59
2001	5421.9	20341	252.5	967.5	66.03	314.55	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2002	5686.7	21417	517.3	1493.2	55.58	307.44	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2003	5964.4	22424	795.0	2185.3	45.53	293.74	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2004	6255.7	23496	1086.3	2223.1	34.39	328.65	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2005	6561.2	24783	1391.8	3060.3	20.27	312.10	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2006	6881.6	25975	1712.2	3353.2	6.46	332.42	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2007	7217.7	27174	2048.3	4102.5	-8.54	315.18	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86
2008	7570.2	28541	2400.8	5019.7	-26.52	288.43	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86	-6.83	-59.86

CUADRO 5.12

PREMISAS Y PARAMETROS PARA LA EVALUACION  
BENEFICIO-COSTO DE PROYECTOS DE DISTRIBUCION  
DE ENERGIA ELECTRICA ( ELECTROCENTRO S.A. )

EVALUACION A PRECIOS DE MERCADO		REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS		ENERGIA MARGINAL SECTOR DOMESTICO	
POTENCIA (Kw)	ENERGIA (KWh)	NO TECNICAS (KWh)	Tarifa objetivo promedio ponderado sector domestico	Disposicion a pagar por el consumidor Elasticidad 0.5 = doble de la tarifa S. Domestico	
Costo Marginal de largo plazo Media tension	Costo Marginal de largo plazo Media tension				
129.02 US\$	0.0295 US\$		0.1051 US\$	0.2102 US\$	

- Periodo de evaluacion : 15 anos
- Tasa de descuento base : 12 %
- Precios constantes a Enero de 1993

(\*) Las tarifas objetivos se presentan adjunto, en el Cuadro 5.5

CUADRO 5.13

**VALORIZACION DE LOS BENEFICIOS**

PROYECTO REMODELACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECT SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

ANO	ENERGIA MARGINAL		REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS											
	S. DOMESTICO		COBRE						FIERRO					
	MWh	US\$	POTENC KW	ENERGIA MWh	POTENC US\$	ENERGIA US\$	TOTAL US\$	POTENC KW	ENERGIA MWh	POTENC US\$	ENERGIA US\$	TOTAL US\$		
1994	0.0	0	0.00	0.00	0	0	0	0.00	0.00	0	0	0		
1995	0.0	0	49.17	197.63	6344	5839	12183	-2.69	-23.59	-347	-697	-1044.4		
1996	0.0	0	55.13	214.50	7112	6337	13450	-2.69	-23.59	-347	-697	-1044.4		
1997	0.0	0	59.62	239.56	7692	7078	14770	-2.69	-23.59	-347	-697	-1044.4		
1998	0.0	0	63.95	268.80	8251	7942	16193	-2.69	-23.59	-347	-697	-1044.4		
1999	0.0	0	69.95	296.70	9026	8766	17792	-2.69	-23.59	-347	-697	-1044.4		
2000	335.9	70608	74.20	312.77	9573	9241	18814	-2.69	-23.59	-347	-697	-1044.4		
2001	867.5	182340	66.03	314.55	8519	9293	17812	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2002	1493.2	313879	55.58	307.44	7171	9083	16255	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2003	2185.3	459349	45.53	293.74	5875	8679	14553	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2004	2223.1	467286	34.39	328.65	4437	9710	14147	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2005	3060.3	643285	20.27	312.10	2615	9221	11836	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2006	3353.2	704837	6.46	332.42	834	9821	10655	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2007	4102.5	862354	-8.54	315.18	-1102	9312	8209	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		
2008	5019.7	1055143	-26.52	288.43	-3422	8522	5100	-6.83	-59.86	-882	-1768	-2650.1		

CUADRO 5.14

ANALISIS BENEFICIO - COSTO  
VALORES EXPRESADOS EN MILES DE US\$ DE 01/01/93 A PRECIOS DE MERCADO

TASA = 12 %

AÑOS	COSTOS					BENEFICIOS									
	INVERS.	SALVA- MENTOS	SUB- TOTAL-1	SUB-TOTAL ACTUALIZ.	O Y M ACTUALIZ.	COSTO ACTUALIZ.	ENERGIA MARGINA	REDUCCION COBRE	PERDIDAS NO TEC.	CONFIA- BILIDAD	MEJOR VOLTAJE	BENEFICIO TOTAL	BENEFICIO ACTUALIZ.	BENEFICIO NETO	
1993			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1994	138994	-168966	-29971	-26760	0	-36760	0	0	0	0	0	0	0	26760	
1995			0	0	3239	6576	0	12183	0	0	0	11139	7928	1352	
1996			0	0	9239	5871	0	13450	0	0	0	12405	7894	2012	
1997			0	0	9239	5242	0	14770	0	0	0	13725	7798	2546	
1998			0	0	9239	4681	0	16183	0	0	0	15148	7675	2994	
1999			0	0	9239	4179	0	17732	0	0	0	16747	7576	3398	
2000			0	0	9239	3731	70608	15814	0	0	0	88377	35624	31963	
2001	77036		77036	31114	9239	34445	182340	17912	-2650	0	0	197502	71221	36776	
2002			0	0	11550	3719	313879	16255	-2650	0	0	327483	105441	101722	
2003			0	0	11550	3820	459249	14553	-2650	0	0	471252	155474	132154	
2004			0	0	11550	2965	467286	14147	-2650	0	0	478783	122892	119927	
2005			0	0	11550	2647	643285	11836	-2650	0	0	652471	149529	146882	
2006			0	0	11550	2363	714837	10655	-2650	0	0	712842	145861	143498	
2007			0	0	11550	2110	862354	8209	-2650	0	0	867914	156565	156454	
2008	-116624		-116624	-19024	11550	-17140	1055143	5100	-2650	0	0	1057593	172516	189656	
TOTAL					1884	37951						1136044			

YAN : 1098093  
TIR : \*\*\*\*  
BIC : 29.9

CUADRO 5.15

ANALISIS BENEFICIO - COSTO  
VALORES EXPRESADOS EN MILES DE US\$ A PRECIOS DE MERCADO

TASA = 12 %

AÑOS	COSTOS					BENEFICIOS									
	INVERS.	SALVA- MENTOS	SUB- TOTAL	SUB-TOTAL ACTUALIZ.	O Y M ACTUALIZ.	O Y M ACTUALIZ.	COSTO ACTUALIZ.	EMERGEN- CIA	REDUCCION PERDIDAS	CONFIN- BILIDAD	MEJOR VOLTAJE	BENEFICIO TOTAL	BENEFICIO ACTUALIZ.	BENEFICIO NETO	
							MARGINA-	COBRE	FIERRO	NO TEC.					
1993		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1994	138994	138994	124 102	0	0	12 4102	0	0	0	0	0	0	0	- 124 102	
1995	0	0	0	4170	2068	2968	0	12 168	- 10 44	0	0	11139	7928	4960	
1996	0	0	0	4170	2650	2650	0	13 450	- 10 44	0	0	12 405	7984	5234	
1997	0	0	0	4170	2306	2306	0	14 770	- 10 44	0	0	13 725	7788	5 422	
1998	0	0	0	4170	2113	2113	0	16 193	- 10 44	0	0	15 148	7675	5582	
1999	0	0	0	4170	1886	1886	0	17 732	- 10 44	0	0	16 7 47	7576	5689	
2000	0	0	0	4170	1694	1694	70608	188 14	- 10 44	0	0	28377	35694	3 40 10	
2001	77036	77036	3 1114	4170	1504	226 17	1823 40	173 12	- 26 50	0	0	197502	7 122 1	38604	
2002	0	0	0	6481	2087	2087	3 13873	16255	- 26 50	0	0	327483	105 44 1	103354	
2003	0	0	0	6481	1863	1863	459340	14553	- 26 50	0	0	47 1252	185474	1326 11	
2004	0	0	0	6481	1663	1663	467286	14 147	- 26 50	0	0	478783	122892	12 1228	
2005	0	0	0	6481	1485	1485	643285	11836	- 26 50	0	0	652471	149529	148044	
2006	0	0	0	6481	1326	1326	704837	10655	26 50	0	0	7 12842	14586 1	144525	
2007	0	0	0	6481	1194	1194	862354	8203	- 26 50	0	0	8679 14	158565	15738 1	
2008	- 116624	- 116624	- 19024	6481	1057	- 17967	1055 143	5 100	- 26 50	0	0	1057592	1725 16	190483	
TOTAL						162029							1186044		

YAR : 374015  
TIR : 36.2  
B/C : 7.0

## **5.5 Red de distribución secundaria**

### **5.5.1 Alternativa ganadora**

Se analizaron varias alternativas; entre usar conductores de cobre o aluminio, usar conductores desnudos o forrados, tratando de elegir la mas económica. Finalmente la Gerencia Técnica de Electrocentro S.A. se decidió por conductores de cobre y forrados, esto por razones de operaión y mantenimiento.

Para el diseño se consideraron además del criterio de conductor económico el de reducción de la longitud de los circuitos, y con la finalidad de reducir el costo de inversión y consecuentemente el de operación y mantenimiento se ha considerado reducir en uno, la red de 5 hilos; quedando una red trifásica para el servicio público y un hilo para control del alumbrado público.

### **5.5.2 Evaluación económica**

Definida técnica y económicamente la mejor alternativa para el proyecto, se efectúa la evaluación beneficio-costos del mismo, para determinar en que medida es económico el proyecto para la empresa.

#### **A. Simulación de energías**

Para desarrollar el análisis beneficio costo de un proyecto de inversión del sector eléctrico, es indispensable simular

adecuadamente lo que ocurre con la energía en presencia y en ausencia del proyecto.

#### **Situación sin proyecto**

Para la simulación en ausencia del proyecto, se ha supuesto el escenario **sin inversión**, constituido por la actual red secundaria del casco urbano.

El cuadro 5.16 muestra la evolución de la demanda, consumo, pérdidas técnicas y no técnicas en el horizonte de estudio.

Las columnas de demanda, precisan los requerimientos de potencia y energía del Casco Urbano de la ciudad de Tingo María, incluyendo la demanda de la SAB D-7, considerada en el proyecto de remodelación.

Debido a que se incumple la norma de máxima regulación de tensión (5%) en el año 1994, fecha de ingreso del proyecto, se ha considerado como capacidad de la línea la transportada a esa fecha. Por tal motivo se simula una restricción del consumo; la máxima potencia se limita, mientras la energía continúa creciendo debido al crecimiento del factor de carga, tal como **se puede apreciar en las** columnas de consumo, pérdidas técnicas y no técnicas.

### Situación con proyecto

Para efectuar la simulación de energías en presencia del proyecto se ha considerado que se llevan a cabo todas las inversiones consideradas en la evaluación del proyecto, que delinear la red en el proyecto de remodelación. Estas inversiones están consideradas explícitamente mediante el correspondiente costo de inversión, e implícitamente mediante la consideración de "costo de energía".

El cuadro 5.17, muestra la evolución de la demanda, consumo, pérdidas técnicas y no técnicas en el horizonte de estudio. Se puede observar, que debido a la incursión del proyecto, la demanda y el consumo son iguales.

El cuadro 5.18 resulta de sustraer los dos cuadros anteriores (con proyecto - sin proyecto). Las columnas de consumo además de la potencia muestra la energía marginal resultante del mayor consumo originado por la inclusión del proyecto.

Luego se presentan las resultantes por reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. No se ha considerado pérdidas debido a fallas por no tener estadística de las mismas.

La última columna muestra la energía marginal, que fundamentalmente corresponde al sector residencial.

#### **B. Premisas y parámetros para la evaluación B-C**

- Los costos marginales de largo plazo de potencia y energía en M.T. para Tingo María, vigentes al 01 de Junio de 1993, establecidos por la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- Las tarifas objetivo para el Sistema Interconectado Centro Norte, con las cuales se valorará los beneficios debidos a la energía marginal y reducción de pérdidas no-técnicas.
- Además se presenta el período de evaluación y la tasa de descuento base.

El cuadro 5.19 presenta resumidas las premisas y parámetros para la evaluación B-C a precios de mercado.

El cuadro 5.5 presenta las tarifas objetivo proporcionadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas y son vigentes hasta mayo de 1993.

#### **C. Resultados**

En el cuadro 5.20, se presenta la valorización de los beneficios resultantes de la aplicación de los parámetros

indicados en el cuadro 5.19 , sobre las magnitudes del cuadro 5.18 .

La evaluación beneficio-costos se presenta en el cuadro 5.21 , donde se puede apreciar los flujos de costos y beneficios, y abajo, los indicadores de rentabilidad.

Se ha considerado, computar a principio de año, los costos de inversión directa, salvamento e inversiones conexas. Esta última está constituida por la inversión debido a las conexiones domiciliarias.

El costo anual de operación y mantenimiento representa el 3% del costo directo de inversión más salvamento mas inversiones conexas y se ha computado a fin de año; asimismo el valor residual a fines del año 2008.

La energía marginal originada por el mayor consumo debido al incremento de la oferta con la inclusión del proyecto, ha sido computada a fin de año.

El cálculo de la **energía** marginal producto de la mejor regulación de tensión, se explica en el anexo II y también se computa a fin de año.

La evaluación se ha efectuado a precios de mercado (con impuestos) y para una tasa de descuento de 12%.

En conclusión, obtenemos los siguientes indicadores de rentabilidad:

$$\text{VAN} = 2673231$$

$$\text{TIR} = 29,9$$

$$\text{B/C} = 2,8$$

En el cuadro 5.22 se muestra la evaluación beneficio-costos sin considerar el costo de salvamento de los materiales existentes, obteniéndose los siguientes indicadores de rentabilidad:

$$\text{VAN} = 2607743$$

$$\text{TIR} = 28,8$$

$$\text{B/C} = 2,7$$

CUADRO 5.16

SITUACION SIN PROYECTO

EMPRESA : ELECTROCENTRO S.A.  
 PROYECTO : REMODELACION DE LA REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO : SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

ANO	DEMANDA		CONSUMO		PERDIDAS					
	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	TECNICAS		NO TECNICAS		ENERGIA MWh	FALLAS ENERGIA MWh
					POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh		
1994	2062.9	8436	2062.9	8436	320.83	1234.2	84.50	333.12		
1995	2160.9	8838	2062.9	8489	320.83	1249.7	86.84	341.55		
1996	2242.1	9169	2062.9	8579	320.83	1276.3	90.37	356.22		
1997	2370.6	9695	2062.9	8686	320.83	1308.5	94.99	374.45		
1998	2516.0	10285	2062.9	8758	320.83	1330.3	98.17	386.98		
1999	2646.1	10613	2062.9	8800	320.83	1352.2	101.43	399.83		
2000	2820.6	11522	2062.9	8938	320.83	1385.3	106.47	419.69		
2001	2967.1	12116	2062.9	9009	320.83	1407.7	109.93	433.34		
2002	3128.1	12770	2062.9	9117	320.83	1441.5	115.28	454.43		
2003	3265.5	13323	2062.9	9189	320.83	1464.3	118.95	468.91		
2004	3413.5	13919	2062.9	9297	320.83	1498.8	124.63	491.28		
2005	3592.0	14637	2062.9	9422	320.83	1539.6	131.50	518.38		
2006	3756.6	15299	2062.9	9512	320.83	1569.1	136.58	538.41		
2007	3925.7	15978	2062.9	9602	320.83	1598.8	141.81	559.02		
2008	4122.7	16765	2062.9	9691	320.83	1628.9	147.19	580.21		

CUADRO 5.17

SITUACION CON PROYECTO

EMPRESA: ELECTROCENTRO S.A.  
 PROYECTO : REMODELACION DE LA REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO: SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

ANO	DEMANDA		CONSUMO		PERDIDAS					
	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	TECNICAS		NO TECNICAS		ENERGIA MWh	FALLAS ENERGIA MWh
					POTENCIA Kw	ENERGIA MWh	POTENCIA Kw	ENERGIA MWh		
1994	2062.9	8436	2062.9	8436	56.34	218.3	8.45	33.31		
1995	2160.9	8838	2160.9	8838	61.83	239.6	10.18	40.13		
1996	2242.1	9169	2242.1	9169	66.56	257.9	11.79	46.49		
1997	2370.6	9695	2370.6	9695	74.41	288.3	14.74	58.10		
1998	2516.0	10285	2516.0	10285	83.81	324.5	18.70	73.61		
1999	2646.1	10813	2646.1	10813	92.71	358.6	22.88	89.92		
2000	2820.6	11522	2820.6	11522	105.33	407.2	29.53	115.93		
2001	2967.1	12116	2967.1	12116	116.56	450.3	36.17	141.75		
2002	3128.1	12770	3128.1	12770	129.55	500.2	44.68	174.90		
2003	3265.5	13323	3265.5	13323	141.19	544.5	53.06	207.25		
2004	3413.5	13919	3413.5	13919	154.28	594.2	63.35	246.86		
2005	3592.0	14637	3592.0	14637	170.83	657.1	77.68	301.89		
2006	3756.6	15299	3756.6	15299	186.85	717.9	92.93	360.32		
2007	3925.7	15978	3925.7	15978	204.05	783.0	110.83	428.64		
2008	4122.7	16765	4122.7	16765	225.04	862.1	134.80	519.61		

CUADRO 5.18  
SIMULACION DE ENERGIAS

PROYECTO REMODELACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
SUBPROYECTO SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
ALTERNATIVA 1

AÑO	DEMANDA		CONSUMO		REDUCCION DE PERDIDAS						ENERGIA MARGINAL MWh
	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	TECNICAS		NO TECNICAS		FALLAS		
					POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	ENERGIA MWh	ENERGIA MWh	
1994	3611.8	12754	0.0	0.0	264.49	1015.93	76.05	299.81			0.0
1995	3786.3	13356	174.5	67.2	259.01	1010.17	76.47	301.43			348.9
1996	3969.3	13375	357.4	270.3	254.28	1018.44	78.57	309.74			590.4
1997	4161.0	14678	549.2	756.3	246.43	1020.27	80.25	316.35			1008.2
1998	4362.0	15573	750.2	1018.6	237.02	1005.78	79.47	313.37			1527.3
1999	4572.6	16361	960.8	1489.9	228.13	993.53	78.55	309.91			1983.1
2000	4793.4	17431	1181.6	2244.1	215.50	978.13	76.93	303.76			2584.7
2001	5024.9	18311	1413.0	2491.7	204.27	957.40	73.76	291.59			3106.9
2002	5267.4	19281	1655.6	3144.7	191.28	941.36	70.60	279.53			3652.9
2003	5521.7	20176	1909.9	3723.4	179.65	919.87	65.89	261.67			4134.4
2004	5788.2	21131	2176.3	4361.7	166.56	904.62	61.27	244.42			4622.3
2005	6067.5	22294	2455.6	4892.2	150.00	882.51	53.82	216.49			5214.9
2006	6360.2	23356	2748.4	5638.0	133.98	851.20	43.65	178.10			5787.0
2007	6667.0	24418	3055.2	6067.3	116.78	815.03	30.98	130.38			6376.0
2008	6988.6	25641	3376.7	6973.7	95.79	766.77	12.38	60.61			7073.8

CUADRO 5.19

PREMISAS Y PARÁMETROS PARA LA EVALUACION  
BENEFICIO-COSTO DE PROYECTOS DE DISTRIBUCION  
DE ENERGIA ELECTRICA ( ELECTROCENTRO S.A. )

EVALUACION A PRECIOS DE MERCADO

REDUCCION DE PERDIDAS		RESTO DE SECTORES	
TECNICAS		NO TECNICAS	(KWh)
POTENCIA (Kw)	ENERGIA (KWh)	(KWh)	
Costo Marginal de largo plazo Baja tension	Costo Marginal de largo plazo Baja tension	Tarifa objetivo promedio ponderado sector domestico	Disposicion a pagar por el consumidor Elasticidad 0.5 = doble de la tarifa S.Domestico
134.01 US\$	0.0355 US\$	0.1051 US\$	0.2102 US\$

- Periodo de evaluacion : 15 anos
- Tasa de descuento base : 12 %
- Precios constantes a Enero de 1993

(\*\*) Las tarifas objetivo se presentan adjunto en el cuadro 5.5

CUADRO 5.20

VALORIZACION DE LOS BENEFICIOS

PROYECTO : REMODELACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE TINGO MARIA  
 SUBPROYECTO : SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

ANO	ENERGIA MARGINAL		REDUCCION DE PERDIDAS						S-TOTAL		MEJOR VOLTAJE	
	MWh	US\$	TECNICAS			NO TECNICAS			ENERGIA US\$	S-TOTAL US\$	kWh	US\$
			POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA US\$	POTENCIA KW	ENERGIA MWh	POTENCIA US\$				
1994	0.0	0	264.49	1015.93	35445	36019	76.05	299.81	10192	31510	0	0
1995	348.9	73336	259.01	1010.17	34710	35815	76.47	301.43	10248	31680	644842	135546
1996	590.4	124092	254.28	1018.44	34076	36108	78.57	309.74	10530	32553	644842	135546
1997	1008.2	211929	246.43	1020.27	33024	36173	80.25	316.35	10755	33249	644842	135546
1998	1527.3	321035	237.02	1005.78	31764	35659	79.47	313.37	10650	32936	644842	135546
1999	1983.1	416856	228.13	993.53	30572	35225	78.55	309.91	10527	32572	644842	135546
2000	2584.7	543295	215.50	978.13	28880	34679	76.93	303.76	10310	31925	644842	135546
2001	3106.9	653078	204.27	957.40	27375	33944	73.76	291.59	9885	30646	644842	135546
2002	3652.9	767834	191.28	941.36	25634	33375	70.60	279.53	9462	29378	644842	135546
2003	4134.4	869057	179.65	919.87	24075	32613	65.89	261.67	8830	27501	644842	135546
2004	4622.3	971616	166.56	904.62	23221	32073	61.27	244.42	8211	25688	644842	135546
2005	5214.9	1096162	150.00	882.51	20103	31288	53.82	216.49	7213	22753	644842	135546
2006	5787.0	1216433	133.98	851.20	17956	30178	43.85	178.10	5850	18718	644842	135546
2007	6376.0	1340244	116.78	815.83	15651	28924	30.93	130.38	4152	13703	644842	135546
2008	7073.8	1486919	95.79	766.77	12838	27185	12.38	60.61	1660	6370	644842	135546

CUADRO 5.21

ANÁLISIS BENEFICIO - COSTO  
VALORES EXPRESADOS EN MILES DE US\$ DE 01/01/93 A PRECIOS DE MERCADO

T.A.S.A = 12 %

AÑOS	COSTOS						BENEFICIOS							
	INVERSI- ON	SALVA- MIENTOS	INVERSI- ON CONEXA	SUB- TOTAL	SUB- TOTAL	COSTO	ENERGIA MARGINA	REDUCCIÓN TECHNICAS	PERDID NO TEC.	CORFIA_ BILIDAD	MEJOR VOLTAJE	BENEFICIO TOTAL	BENEFICIO ACTUALIZ.	BENEFICIO NETO
1993				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	394366	-89180	538400	1443586	0	1288916	0	71464	41702	0	0	113165	90215	-1198701
1995				0	0	0	34634	70525	41928	0	135546	221234	228719	134085
1996				0	0	0	30923	124092	43083	0	135546	372905	236988	206065
1997				0	0	0	27610	211929	44004	0	135546	460676	261400	233790
1998				0	0	0	24652	321035	43586	0	135546	567590	287559	262907
1999				0	0	0	22011	416856	43099	0	135546	661297	299127	277127
2000				0	0	0	19652	543295	42235	0	135546	784634	316901	297248
2001				0	0	0	17547	633078	40531	0	135546	890473	321114	303567
2002				0	0	0	15667	767834	38840	0	135546	1001228	322929	306702
2003				0	0	0	13988	889057	36331	0	135546	1097622	315540	301552
2004				0	0	0	12489	971616	33900	0	135546	1195455	308844	294354
2005				0	0	0	11151	1096162	29966	0	135546	1313064	300920	289769
2006				0	0	0	9956	1216433	48194	0	135546	1424681	291518	281561
2007				0	0	0	8990	1340244	17855	0	135546	1538220	281027	272137
2008	-530329			-530329	-86508	-70571	7937	1486919	40023	0	135546	1670517	272497	351068
TOTAL						1459516							4132747	

VAN : 2673231  
TIR : 29.9  
D/C : 2.8

CUADRO 5.22

ANÁLISIS BENEFICIO · COSTO  
VALORES EXPRESADOS EN MILES DE US\$ DE 01/01/93 A PRECIOS DE MERCADO

TASA = 12 %

AÑOS	COSTOS					BENEFICIOS							BENEFICIO NETO			
	INVERS. MENTOS	SALVA_ INVERSIC/ CONEXA	SUB- TOTAL	SUB- TOTAL	ACTUALIZ.	O Y M	O Y M	ACTUALIZ.	COSTO ACTUALIZ.	ENERGIA MARGINA	REDUCCION PERDID	CONFA_ BILIDAD		MEJOR VOLTAJE	BEFICIO TOTAL	BEFICIO ACTUALIZ.
1993	994366	538400	1532766	0	0	0	0	0	1368541	0	71464	41702	0	0	0	0
1994				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995				0	45983	32730	32730	73236	1368541	70625	41928	0	135546	113165	90215	-127826
1996				0	45983	29223	29223	124092	1368541	70184	43033	0	135546	321324	228719	195990
1997				0	45983	26092	26092	211929	1368541	69197	44004	0	135546	372905	236988	207765
1998				0	45983	23296	23296	321035	1368541	67423	43586	0	135546	460676	261400	235308
1999				0	45983	20800	20800	416856	1368541	65797	43099	0	135546	661297	297559	264262
2000				0	45983	18572	18572	543295	1368541	63558	42235	0	135546	784634	316901	298329
2001				0	45983	16582	16582	653078	1368541	61319	40531	0	135546	890473	321114	304532
2002				0	45983	14805	14805	767834	1368541	59009	38840	0	135546	1001228	322369	307563
2003				0	45983	13219	13219	869057	1368541	56888	36331	0	135546	1097622	315540	302321
2004				0	45983	11803	11803	971616	1368541	54393	33900	0	135546	1195455	306844	295041
2005				0	45983	10538	10538	1096162	1368541	51391	29966	0	135546	1313064	300820	290382
2006				0	45983	9409	9409	1216433	1368541	48134	24568	0	135546	1424681	291518	282109
2007				0	45983	8401	8401	1340244	1368541	44575	17655	0	135546	1538220	281027	272626
2008	-530329		-530329	-86508	45983	7501	7501	1466919	1368541	40023	8029	0	135546	1670517	272497	951505
TOTAL									1525004						4132747	

VAN : 260743  
TIR : 28.8  
B/C : 2.7

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los capítulos anteriores se ha tratado la problemática de las pérdidas de energía eléctrica (técnicas y no-técnicas) de la ciudad de Tingo María, tanto desde el punto de vista cuantitativo como de su incidencia económica.

En esta sección se presentan algunas reflexiones que en forma de síntesis pretenden concluir sobre la temática tratada. Asimismo en la última parte se presentan algunas recomendaciones tendientes a superar este problema.

### CONCLUSIONES

En general a partir de 1986 aproximadamente, la difícil situación económica y luego la recesión que sufrió y aún soporta el país, ha conducido al incremento de las pérdidas de energía eléctrica en la mayoría de ciudades del país.

Entre las causas de este incremento de las pérdidas, se encuentran razones de orden político que han llevado a mantener criterios de gestión que han coadyuvado al deterioro acelerado de la situación.

Las características de servicio público que tiene el suministro eléctrico ha originado que el gobierno prevalezca evitando que las empresas eléctricas cobren lo que realmente cuesta producir el servicio, debido a la

situación inflacionaria de esos tiempos. Las empresas eléctricas se utilizaban como un instrumento mas de política para combatir la inflación.

Los problemas que se presentaron con esta práctica son que los bajos precios relativos estimularon aún más el consumo, la empresa no podía cubrir sus salarios y se pospusieron gastos e inversiones, la eficiencia y calidad del servicio se deterioraron aumentando los costos operativos y los costos para los usuarios por las fallas en el servicio.

Los proyectos de reducción de pérdidas no debían de existir de haberse planeado adecuadamente y de haberse dispuesto de recursos financieros. Dichos sucesos constituyen una prueba fehaciente de los errores de política del pasado que llevaron a las empresas eléctricas a posponer inversiones de rehabilitación y gastos de mantenimiento en las redes de distribución.

A continuación presentamos conclusiones más puntuales sobre la situación de las redes y la problemática de las pérdidas de energía en la ciudad de Tingo María:

- 1.- La determinación del nivel de pérdidas de la ciudad de Tingo María confirma que en el area de distribución se presentan la mayor parte de las pérdidas eléctricas, asimmismo se observa la falta de planeamiento para la expansión de estas redes.
- 2.- La red en 2,3 kV, alimenta a sólo tres subestaciones, dos de ellas de servicio particular,

sin embargo no existen cargas que trabajen a éste nivel de tensión. Esta red es innecesaria en un diseño futuro por tener un nivel de tensión inapropiado que incrementa el nivel de pérdidas de energía.

- 3.- La red secundaria de la ciudad de Tingo María, se encuentra en regular estado de conservación. En el casco urbano existe gran cantidad de postes y conductores deteriorados, mientras que en la periferia de la ciudad se observan instalaciones provisionales en mal estado y con materiales inadecuados que **originan un** incremento en las pérdidas de energía por efecto joule y además facilitan el fraude o claudestinidad.
- 4.- Las acometidas domiciliarias en general se encuentran en mal estado, con conductores inapropiados, sin separadores, ni protectores, ni tapas de caja portamedidor, principalmente en la zona urbana de la ciudad, esta situación facilita la actitud ilícita en la población. Sólo en las instalaciones de reciente ejecución, las acometidas cumplen con lo establecido en las normas.
- 5.- El mantenimiento en las subestaciones es insuficiente, presentándose transformadores con fuga de aceite, tableros de distribución en mal estado, principalmente en el casco urbano, conductores de bajada en media tensión inadecuados, seccionadores puenteados, fusibles en baja tensión deteriorados,

entre otros. Estos problemas deberán corregirse para explotar adecuadamente las subestaciones.

- 6.- El nivel de iluminación del casco urbano de la ciudad de Tingo María es bajo, y muy bajo en las áreas periféricas, pueblos jóvenes y localidades del entorno de la ciudad, fundamentalmente debido a: diseño deficiente, altura de montaje de la luminaria reducida, mala disposición de puntos de luz y empleo de lámparas de luz mixta e incandescente.
- 7.- La mayoría de las SS.EE. opera fuera del rango óptimo, lo que ocasiona pérdidas de **energía por** sobredimensionamiento o por sobrecarga. Estas pérdidas alcanzan el 2,9 % del despacho de energía diario, representando un costo importante para la empresa por lo que es necesario reducirlo.
- 8.- Las subestaciones que se encuentran mas sobrecargadas están ubicadas en el casco urbano y las que tienen menos carga (factor de utilización bajo) están en las zonas más alejadas de la ciudad pertenecientes a la terna 10.5 (C); por lo que es necesario una reubicación entre ellas de acuerdo a su potencia.
- 9.- Las subestaciones tienen un desbalance de cargas notorio, aproximadamente el 70% de éstas tienen un factor de desbalance mayor al 10%, ocasionando pérdidas de energía y caídas de tensión notables en los circuitos más cargados, por lo que se requiere una adecuada distribución de cargas en el sistema.

- 10.- Los circuitos de baja tensión de las SS.EE. del casco urbano se encuentran sobrecargados y con un factor de desbalance elevado; las mediciones de tensión en colas permiten observar que los niveles de caída de tensión hallados son, en muchos casos, elevados: asimismo el nivel de aislamiento de la red es deficiente, debido al deterioro y antigüedad de las instalaciones.
- 11.- La selectividad de la protección en las redes de distribución de Tingo María no es buena, lo cual trae como consecuencia menores ingresos por energía no vendida, al salir de servicio no solo la zona de falla.
- 12.- El número de puntos de seccionamiento es insuficiente lo cual obliga a sacar de servicio tramos muy largos de red primaria con el consecuente malestar para el usuario y menores ingresos para la empresa.
- 13.- Las pérdidas técnicas ascienden a 15,49% de la energía diaria despachada, siendo de mayor incidencia las de la red secundaria.
- 14.- Las pérdidas en la red primaria de Tingo María se encuentran en valores razonables; no obstante pueden disminuir considerando lo siguiente:  

Reducir la longitud de la terna 10.2, transfiriendo uno de los ramales que parte del punto de intersección de las Avenidas Fimentel y La Bandera a otra terna.

Transferir algunas SS.EE. que se encuentran en la Av. Tito Jaime de la antigua red primaria a la nueva.

Reubicar algunos transformadores de la terna 10.5, que se encuentran con bajo factor de utilización a otros lugares donde las subestaciones están sobrecargadas.

15.- La precariedad de la redes, hace posible el hurto y fraude en las acometidas domiciliarias, lo que explica la existencia de pérdidas no-técnicas.

#### **RECOMENDACIONES**

Para emprender un programa coherente de reducción de pérdidas, no sólo en Tingo María sino en todas las ciudades del ámbito de ELECTROCENTRO S.A., ésta deberá revisar y reestructurar sus aspectos organizacionales y procedimentales con la intención de orientarlos hacia un plan adecuado de reducción de pérdidas de energía eléctrica. Las metas de este plan organizacional deberán ser; adaptar la estructura y los métodos y procedimientos operativos, establecer un sistema de seguimiento y control de las acciones a realizar y proveer la infraestructura humana y física que sea necesaria.

En lo referente a la infraestructura humana y física necesarios, se debe enfatizar sobre los siguientes aspectos considerados claves para el control y reducción de pérdidas de energía eléctrica: la motivación y capacitación de los recursos humanos, el soporte legal y los sistemas de información.

Las decisiones se deberán tomar en base a la mejor evaluación posible de los beneficios y costos de cada proyecto, especialmente en aquellos destinados a reducir las pérdidas técnicas donde puede existir tendencia a sobreinvertir.

En lo concerniente al aspecto físico y operativo de las redes se pueden recomendar las siguientes acciones destinadas a reducir el nivel de pérdidas en la ciudad de Tingo María:

- 1.- Es necesario que ELECTROCENTRO S.A. defina los mecanismos y procedimientos que le permitan conocer en forma permanente la evolución del nivel de pérdidas técnicas y no-técnicas.
- 2.- La empresa deberá concentrar los esfuerzos y recursos disponibles en forma orgánica y coherente dando prioridad a la solución de las pérdidas no-técnicas y cuando éstas se encuentren en valores aceptables, continuar con las técnicas.
- 3.- Realizar mantenimiento preventivo periódico a las subestaciones, cada 4 a 6 meses, revisando el nivel y calidad del aceite; midiendo tensión y corriente en barras y alimentadores, así como registros de carga, los cuales estarán ordenados en hojas de cálculo y actualizados periódicamente, para poder evaluar los índices de pérdidas.
- 4.- Realizar una adecuada distribución de cargas en los alimentadores de las subestaciones del casco urbano que presentan mayor desbalance en sus cargas.

- 5.- Priorizar el reemplazo de conductores en el casco urbano para disminuir el nivel de caída de tensión y las consecuentes pérdidas que ocasiona.
- 6.- Mejorar la selectividad de la protección cambiando los fusibles inapropiados e incrementar los puntos de seccionamiento con fusibles adecuados.
- 7.- Es conveniente realizar periódicamente, mantenimiento preventivo a los seccionadores, para que éstos se encuentren operativos en el momento que sean requeridos.
- 8.- Transferir de la terna 10.2 a la terna 10.3, las siguientes subestaciones: 9A, 10A, 11A, 11A1, 12A, 13A, 14A, 15A, 16A, 17A, 18A, 18A1, 19A y 20A, esto se consigue abriendo el seccionamiento ubicado en la Esq. Av. Pimentel/Jr. Sucre y cerrando el seccionamiento ubicado en la Esq. Jr. Amazonas/Jr. Callao. Ello permite reducir la caída de tensión de la terna 10.2 de 5,91% a 3,46%, mientras que la caída en la terna 10.3 se elevaría de 1,5% a 2,7% aproximadamente.
- 9.- Conectar las subestaciones 6A, 7A y 8A a la nueva red que recorre la Av. Tito Jaime, eliminando la antigua, con lo cual se consigue adicionalmente que la caída de tensión se reduzca de 3,46% a 3,26% aproximadamente.
- 10.- Reubicar los transformadores ubicados en las subestaciones 5C, 6C, 12C, 13C y 4B al casco urbano donde existan subestaciones sobrecargadas.

- 11.- Uno de los principales problemas que ha facilitado el hurto y el fraude de energía eléctrica, es la falta de presencia de la empresa en la calle, lo que generó en los usuarios una imagen de impunidad total con lo cual el manipuleo de las redes, instalaciones y medidores se ha convertido en una práctica cotidiana.
- 12.- Se recomienda eliminar paulatinamente el número de usuarios a pensión fija y además emprender acciones conjuntas con las comunidades para tratar de acabar lo antes posible con las conexiones clandestinas, convirtiéndolos en usuarios suscritos. De esta manera se conseguirá reducir rápidamente las pérdidas no-técnicas.

## BIBLIOGRAFIA

Estudios de Diagnóstico y Remodelación de redes de la ciudad de Tingo María Convenio FIEE-Electrocentro S.A. , Lima-Perú 1993.

Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas - OLADE, Bogotá-Colombia, agosto 1990.

Simposio Latinoamericano sobre control de pérdidas eléctricas, Bogotá-Colombia, octubre de 1988.

Pérdidas de energía en distribución CIER, Ing. Mario Luis Martín e Ing. Orlando Héctor Ramati, Montevideo-Uruguay 1991.

Manual de procedimientos para distribución Electroperú S.A.

Seminario internacional sobre control y reducción de pérdidas eléctricas en sistemas de distribución - CEE-MEM-CENERGIA, Lima-Perú, diciembre 1992.

Curso regional sobre planeamiento de los sistemas de distribución eléctrica bajo el enfoque de minimización de pérdidas eléctricas y costos de inversión - CEE-CENERGIA, Trujillo-Perú, julio de 1993.

Guía para la selección de alternativas, bajo el criterio del mínimo costo de los proyectos integrantes del "PMSRD" Proyecto Mejora de los Sistemas Regionales de Distribución del Perú, enero de 1993.

Guía para la evaluación económica de los proyectos integrantes del "PMSRD" Proyecto Mejora de los Sistemas Regionales de Distribución del Perú, enero de 1993.

Código Nacional de Electricidad. Tomos IV y V.

Normas DGE del Ministerio de energía y minas.

Boletín N°6 - CENERGIA, Lima-Perú, junio de 1992.

Catálogo de conductores eléctricos.