

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y

ELECTRONICA



DIAGNOSTICO Y REMODELACION DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
DE LA CIUDAD DE TRUJILLO

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

EDWIN RAMIREZ SOTO

Promoción 1988 - 1

Lima - Perú
1994

SUMARIO

El incremento sustancial de las pérdidas eléctricas es un problema que se va agudizando con el correr del tiempo y va minando permanentemente a las empresas de distribución de energía eléctrica.

La presente Tesis aborda el problema de las pérdidas y presenta una metodología práctica para la determinación de las mismas, tanto en el rubro de las pérdidas técnicas como de las pérdidas no técnicas.

El diagnóstico y la remodelación de las redes tiene por objetivo la reducción de las pérdidas en el sistema eléctrico, tratando de mejorar la calidad del servicio.

En el presente estudio, las pérdidas técnicas han sido desagregadas en los rubros de red de distribución primaria, subestaciones de distribución y red de distribución secundaria; las no técnicas han sido desagregadas en pérdidas por descalibración de medidores, usuarios a pensión fija, conexiones clandestinas fraudes y otros.

En el desarrollo del presente estudio se han podido identificar que las pérdidas técnicas en potencia ascienden a 8,950 kW, lo cual representa un 13.81% de la máxima demanda del sistema. Asimismo, las pérdidas de energía total ascienden a 110,717 MWh y representa un 32% respecto a la energía distribuida.

La cuantificación económica de estas pérdidas representan para la empresa Eléctrica Electro Norte Medio S.A. Zonal - La Libertad un total pérdidas anuales de 4'892,333 US\$

EXTRACTO

**TESIS : DIAGNOSTICO Y REMODELACION DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
DE LA CIUDAD DE TRUJILLO**

AUTOR : EDWIN RAMIREZ SOTO

PARA OPTAR EL

TITULO PROFESIONAL DE : INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

LIMA - PERU - 1994

Hoy en día la disponibilidad de potencia y energía eléctrica es cada vez menor motivo por el cual este tipo de estudios de Diagnostico y Remodelación de redes cobra actualidad como alternativa para la reducción de pérdidas e incremento de la oferta energética ante la escasa inversión existente en nuevas centrales de generación.

La tesis desarrollada permite cuantificar las pérdidas en el sistema eléctrico y define las principales acciones que deben ejecutarse para lograr reducir en forma

efectiva las pérdidas técnicas y las medidas correctivas óptimas para disminuir las pérdidas no técnicas mediante una gestión administrativa adecuada.

La presente tesis ha sido elaborada en forma detallada tratando en lo posible de abarcar todos los conceptos referidos a las pérdidas en redes de distribución primaria, subestaciones de distribución y redes de distribución secundaria; así como las acciones o medidas preventivas y correctivas a tomar para hacer un uso eficiente de los mismos.

Los capítulos que comprenden esta tesis han sido elaborados en su totalidad con la finalidad de que sirvan de material didáctico y de consulta para estudiantes y profesionales interesados en este tema. A continuación se hace una breve explicación de cada capítulo:

- . El capítulo I denominado "Memoria Descriptiva" hace una descripción generalizada de la ciudad de Trujillo, del sistema eléctrico en estudio y de los alcances del mismo.
- . El capítulo II denominado "Recopilación y Verificación de Información" explica lo referente a la adquisición de datos de gabinete y las mediciones realizadas en el campo durante la ejecución del estudio.
- . El capítulo III denominado "Diagnóstico del Sistema Eléctrico" hace un análisis detallado de los parámetros eléctricos, de la metodología aplicada para la determinación de pérdidas en el presente estudio y la evaluación técnica de las mismas.
- . El capítulo IV denominado "Control de Pérdidas Eléctricas" explica las acciones a realizar para tener controlada las pérdidas técnicas y no técnicas.

- El capítulo V denominado "Programa de Remodelación de Redes de Distribución y Reducción de Pérdidas Eléctricas" analiza los proyectos a realizar para la remodelación del sistema eléctrico y la reducción de las pérdidas.
- El capítulo VI denominado "Evaluación Económica de Pérdidas y Proyectos" detalla la evaluación económica de las pérdidas y proyectos a implementar para la reducción de pérdidas y remodelación de redes; asimismo describe la metodología utilizada para este fin.
- El capítulo VII "Sistemas de Protección y Confiabilidad del Sistema" explica el sistema de protección que debería implementarse en el sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo así como las acciones a tener en consideración para elevar la calidad de servicio y el nivel de confiabilidad del sistema.

En el ítem de conclusiones y recomendaciones se explican los resultados obtenidos al finalizar el presente estudio y las recomendaciones a tener en cuenta para poder elevar la eficiencia del sistema.

A continuación se muestra el balance de energía total realizado para el sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo para el año 1993:

- Máxima Demanda Total del Sistema : 64,790 kW
- Energía Distribuida Total del Sistema : 345,990 MWh
- Energía Facturada Total del Sistema : 235,273 MWh
- Pérdidas Técnicas de Potencia : 8,950 kW
- Pérdidas Técnicas de Energía : 26,527 kWh
- Pérdidas No-Técnicas : 84,190 kWh

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
PROLOGO.	1
CAPITULO I.	
MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1.1 Problemática energética.	4
1.2 Generalidades.	5
1.2.1 Ubicación	6
1.2.2 Ambito	7
1.2.3 Conceptos básicos	7
1.3 Descripción del estudio.	11
1.3.1 Alcances del estudio.	12
1.4 Descripción del sistema eléctrico.	13
1.4.1 Esquema unifilar.	13
1.4.2 Recepción - transformación de energía eléctrica.	14
1.4.3 Situación actual del sistema de distribución.	17
1.4.4 Cargas futuras a servir.	20
CAPITULO II.	
RECOPIACION Y VERIFICACION DE INFORMACION	24
2.1 Información técnica.	24
2.1.1 Centros de transformación (SET).	25
2.1.2 Red de distribución primaria (RDP).	25

VII

2.1.3	Subestaciones de distribución (SED).	27
2.1.4	Red de distribución secundaria (RDS).	27
2.2	Información comercial.	27
2.3	Información de campo.	27
2.3.1	Recursos humanos y materiales.	29
2.3.2	Centro de transformación (SET).	33
2.3.3	Red de distribución primaria (RDP).	33
2.3.4	Subestaciones de distribución (SED).	33
2.4	Programa de registros y mediciones.	36
2.4.1	Centros de transformación.	36
2.4.2	Sistema de distribución primaria.	36
2.4.3	Sistemas de distribución secundaria.	36
CAPITULO III.		
DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ELECTRICO.		
3.1	Análisis del sistema eléctrico.	41
3.1.1	Centros de transformación.	41
3.1.2	Redes de distribución primaria.	45
3.1.3	Subestaciones de distribución.	48
3.1.4	Redes de distribución secundaria.	49
3.2	Análisis de la demanda de energía eléctrica.	51
3.2.1	Análisis de parámetros eléctricos.	51
3.2.2	Diversificación de la demanda por tipo de actividad.	62
3.2.3	Diagramas de carga típicos por tipo de actividad.	63
3.2.4	Energía distribuída y facturada.	64
3.3	Metodología aplicada para el análisis de pérdidas técnicas.	67

VIII

3.3.1	Pérdidas técnicas en redes de distribución primaria.	67
3.3.2	Pérdidas técnicas en subestaciones de distribución.	80
3.3.3	Pérdidas técnicas en redes de distribución secundaria.	84
3.4	Análisis y evaluación de pérdidas técnicas.	87
3.4.1	Pérdidas en redes de distribución primaria.	89
3.4.2	Pérdidas en subestaciones de distribución.	96
3.4.3	Pérdidas en redes de distribución secundaria.	100
3.4.4	Análisis de resultados de pérdidas técnicas.	100
3.5	Análisis y evaluación de pérdidas no-técnicas.	107
3.5.1	Pérdidas por venta a energía a pensión Fija.	114
3.5.2	Pérdidas por descalibración de medidores.	116
3.5.3	Pérdidas por conexiones directas, clandestinas y otros.	118
3.5.4	Análisis de resultados de pérdidas no-técnicas.	119

CAPITULO IV.

	CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS.	122
4.1	Control de pérdidas técnicas.	122
4.1.1	Parámetros eléctricos de las pérdidas técnicas.	122
4.1.2	Programa de control y reducción de pérdidas técnicas.	126
4.2	Control de pérdidas no-técnicas.	131
4.2.1	Control de pérdidas por facturación a pensión fija.	132
4.2.2	Control de pérdidas por usuarios no suscritos.	132
4.2.3	Control de pérdidas por descalibración de medidores.	135
4.2.4	Control de pérdidas por fraude y clandestinaje.	136
4.2.5	Otros controles de pérdidas no-técnicas.	144

CAPITULO V.

PROGRAMA DE REMODELACION DE REDES DE

DISTRIBUCION Y REDUCCION DE PERDIDAS ELECTRICAS. 148

5.1 Repotenciación de la SET Patio el Porvenir. 152

5.1.1 Alternativa N°1 - Incorporación de un transformador de 10 MVA. 153

5.1.2 Alternativa N°2 - Incorporación de un transformador de 20 MVA. 155

5.2 Remodelación del sistema de distribución primaria. 156

5.2.1 Alternativa N°1 - Remodelación de la red de distribución primaria. 157

5.2.2 Alternativa N°2 - Remodelación de la red de distribución primaria. 166

**5.3 Optimización del sistema de protección de la red de distribución
primaria. 175**

**5.4 Reducción de pérdidas no-técnicas mediante la adquisición de
medidores de energía. 184**

5.5 Programa de normalización. 186

5.5.1 Materiales y equipos. 187

CAPITULO VI.

EVALUACION ECONOMICA DE PERDIDAS Y PROYECTOS. 190

6.1 Evaluación económica de pérdidas. 192

6.2 Evaluación económica de proyectos del presente estudio. 192

**6.2.1 Metodología, parámetros y premisas para la evaluación de
proyectos. 195**

6.2.2 Indicadores de rentabilidad. 198

6.2.3 Beneficios en el sistema de distribución de energía eléctrica. 201

6.2.4 Costos de Inversión. 202

6.2.5 Distribución de Imprevistos. 203

6.2.6	Subsidios e Impuestos.	203
6.2.7	Costos de operación y mantenimiento.	203
6.3	Costo marginal de largo plazo y costo marginal relevante.	205
6.4	Evaluación económica de proyectos identificados en el presente estudio.	209
6.4.1	Proyecto de repotenciación de la SET Patio el Porvenir.	210
6.4.2	Proyecto de remodelación del sistema de distribución primaria.	215
6.4.3	Proyecto de optimización del sistema de protección de la red de distribución primaria.	216
6.4.4	Proyecto de adquisición e instalación de medidores de energía.	216
CAPITULO VII.		
SISTEMAS DE PROTECCION Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA.		230
7.1	Sistema de protección.	230
7.1.1	Red de distribución primaria.	231
7.1.2	Subestaciones de distribución y red de distribución secundaria.	232
7.1.3	Sistema de puesta a tierra.	236
7.2	Confiabilidad.	238
7.2.1	Cuantificación económica de las interrupciones.	243
7.2.2	Estadística de Interrupciones.	245
7.2.3	Calidad de servicio.	247
7.2.4	Regulación de voltaje.	253
CO CLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		255
ANEXOS		271
BIBLIOGRAFIA		391

PROLOGO

En la actualidad la disponibilidad de potencia y energía eléctrica es cada vez menor motivo por el cual las empresas regionales de electricidad están fomentando el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos naturales renovables y no renovables con que cuenta el país.

Así mismo en el país se esta produciendo un cambio sustancial en la economía, pasando esta de una economía cerrada altamente reglamentada, con una importante participación empresarial por parte del estado a una economía abierta donde el sector privado debe desempeñar un importante papel en el proceso de desarrollo, para lo cual las empresas regionales de electricidad tiene que ser más competitivas y ofrecer al usuario en el momento que lo requiera un producto de elevada calidad.

Por estos motivos y dentro de este contexto, el presente trabajo de Tesis cobra importancia y cumple el propósito de diagnosticar el estado actual del sistema de distribución de energía eléctrico de la ciudad de Trujillo, con la finalidad de evaluar e identificar las causas que producen las pérdidas técnicas y no-técnicas y los efectos técnicos económicos ocasionados a la empresa regional de electricidad; asimismo permite determinar, cuantificar y desagregar las pérdidas técnicas así como las no- técnicas mediante la discriminación de las mismas; adicionalmente durante el desarrollo del presente trabajo se plantean medidas correctivas de remodelación de redes y se establecen criterios importantes de reducción de pérdidas para disminuir los costos operativos de la empresa de

electricidad y brindar un servicio eléctrico de mayor calidad y confiabilidad para los clientes.

El desarrollo de la presente tesis esta enmarcado dentro de los siguientes alcances:

- a. Cuantificar las pérdidas técnicas en la red primaria, subestaciones de distribución y red de distribución secundaria.
- b. Cuantificar y desagregar las pérdidas no-técnicas en el sistema de distribución de la Ciudad de Trujillo.

Asimismo en el contenido de la presente tesis se contempla lo siguiente:

- . Estado actual del sistema de distribución.
- . Estado actual de las pérdidas económicas en el sistema de distribución.
- . Establecer criterios y acciones conducentes a reducir y controlar las pérdidas energéticas y económicas en el sistema de distribución de Trujillo.
- . Establecer criterios de calidad de servicio (remodelación de redes, confiabilidad y sistemas de protección)

Durante el desarrollo del presente estudio fue necesario la recopilación de información de diferentes fuentes; entre esta información recopilada se tiene:

- . La metodología de análisis aplicable a los estudios de pérdidas en sistemas de distribución no es única y la solución de este problema, involucra múltiples componentes en diferentes proporciones y en diferentes estados en los sistemas de distribución.

En el presente estudio, se ha propuesto una metodología de análisis conformado por un conjunto de métodos, modelos y procedimientos aplicables a los diferentes sistemas. Sus bases se sustentan en modelos clásicos

formulados en otros países, e incorporan variables que tienen en cuenta las particularidades propias del sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo.

La metodología empleada analiza el problema global de pérdidas y establece un conjunto de modelos para la desagregación de las pérdidas por componentes en base a modelos utilizados por el Banco Mundial, OLADE, experiencias de la Consultoría, tanto nacional como internacional.

El análisis propuesto para la determinación de las pérdidas en el sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo, se basa en el flujo de carga radial en cada alimentador primario, con las cargas en cada transformador de distribución, medidos en el campo y la aplicación de los factores de pérdidas obtenidos en base a los factores de carga calculados para cada alimentador en el sistema.

- . Asimismo durante el desarrollo del presente estudio se ha tenido en consideración, la información existente en el país de las empresas regionales de electricidad en relación al tema y la bibliografía obtenida durante la participación en el curso de Cogeneración en la Industria, realizado en la Asociación de Industrias de Navarra en Pamplona-España.

También es necesario recalcar que en el desarrollo de la presente tesis ha sido de suma importancia la experiencia laboral obtenida (durante la ejecución de estudios de pérdidas eléctricas en sistemas de distribución a nivel nacional) como profesional en el Area Industrial y Sector Eléctrico del Centro de Conservación de Energía CENERGIA así como el apoyo y colaboración del personal técnico y administrativo de la empresa regional de electricidad Electro Norte Medio Hidrandina Zonal La Libertad.

CAPITULO I MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Problemática energética.

En la actualidad el Perú como otros países de América Latina enfrentan el problema de no contar con la suficiente oferta de energía eléctrica para los requerimientos crecientes de la actividad económica y social, razón por la cual las empresas regionales de Electricidad están fomentando el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos naturales renovables y no renovables con que cuenta el país.

Uno de los objetivos prioritarios para las Empresas Regionales es el de realizar esfuerzos de gestión e inversión para reducir las pérdidas de potencia y energía en las etapas de generación, transmisión, distribución, comercialización y utilización de la misma.

La Empresa Eléctrica Regional, conciente de los beneficios que un programa de reducción de pérdidas tiene para sus clientes y para la empresa; ha desarrollado con el Centro de Conservación de Energía el estudio de "Pérdidas Eléctricas en Redes de Distribución del Sistema Eléctrico de la Ciudad de Trujillo", cuyos resultados, conclusiones y recomendaciones forman parte del presente estudio; el mismo que es el resultado de las mediciones de campo necesarias realizadas para la discriminación y cuantificación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema.

El presente estudio no sólo determina los niveles de pérdidas de potencia y energía en los diferentes subsistemas de la red de distribución, sino que también define las principales acciones técnicas que deben ejecutarse para lograr reducir en forma efectiva dichas pérdidas y las medidas correctivas óptimas para disminuir las pérdidas no técnicas mediante una gestión administrativa adecuada.

Asimismo en el estudio en referencia se hace un análisis del sistema de protección existente y se plantean mejoras en el mismo que repercutirán en la calidad del servicio prestado.

Por otro lado la consideración en paralelo de los requerimientos para reducir las pérdidas tanto técnicas como no técnicas permitirá optimizar las inversiones y los recursos disponibles para mejorar las condiciones económicas de la empresa y la calidad del servicio prestado al cliente.

1.2 Generalidades

En el sub-sector eléctrico, las Pérdidas Totales de Energía Eléctrica a nivel nacional se han incrementado en los últimos años de manera considerable. Las principales causas para este incremento fueron los suministros a poblaciones urbano-marginales sin el sustento técnico adecuado, la poca inversión, la falta de capacidad de transporte de energía de algunos alimentadores y las pérdidas no técnicas, cuyo crecimiento no ha podido ser controlado, como es el caso de la Ciudad de Trujillo.

Por otro lado la ausencia de una política tarifaria y administrativa adecuada, facilitó que el claudestaje y el fraude se generalice no existiendo incentivo alguno para que la Empresa Regional de Electricidad

capte a dichos clientes ni acciones legales que amparen a la empresa en su erradicación.

El incremento de los costos de la energía y el alto nivel de pérdidas estimado en los sistemas de distribución primaria y secundaria, han impulsado a las empresas regionales a ejecutar estudios y planeamiento de la distribución, con el objeto de evaluar y determinar las causas que producen las pérdidas técnicas y no técnicas. A su vez permite plantear medidas correctivas y establecer planes de expansión con criterios de reducción de pérdidas, para ofrecer un eficiente servicio a los clientes.

1.2.1 Ubicación

La ciudad de Trujillo tiene una población aproximada de 600,000 habitantes y se encuentra ubicada en la región La Libertad en la costa Norte de Perú.

Las características geográficas de la ciudad de Trujillo, se muestran a continuación:

- . Temperatura máxima : 40 °C
- . Temperatura promedio año : 25 °C
- . Precipitación fluvial : Poco frecuente
- . Contaminación : La atmósfera es corrosiva, contiene polvo en suspensión y contaminación salina.
- Clima : Sub-tropical

1.2.2 Ambito

La empresa regional que distribuye la energía eléctrica a dicha ciudad es ELECTRONORTE MEDIO S.A. (Hidrandina), Empresa Regional de Electricidad la cual tiene en su padrón aproximadamente 100,000 clientes distribuidos en los sectores Residencial, Comercial, Servicios e Industrial.

El sistema de distribución (media tensión) de la ciudad de Trujillo es mediante redes radiales y está conformado por:

- . Redes Aéreas (74%)
- . Redes Subterráneas (26%)

La distribución de energía eléctrica se realiza a través de veintiún (21) radiales que operan a la tensión nominal de 10 KV, las mismas que son alimentadas desde tres (03) Centros de Transformación denominados:

- . SET Trujillo Sur
- . SET Trujillo Norte
- . SET Patio Porvenir.

En la figura N° 1.1 se muestra la ubicación física de cada una de las SETs que alimentan de energía eléctrica a la ciudad de Trujillo, las mismas que serán detalladas más adelante.

El presente estudio, comprende el análisis de la totalidad de radiales de distribución que alimentan a la ciudad de Trujillo.

1.2.3 Conceptos básicos

Con la finalidad de tener un entendimiento cabal de los términos que se utilizan en el presente estudio, se realizan las definiciones fundamentales de éstos, en forma sucinta:

- . Diagrama de Carga: Es la representación gráfica de la evolución de la Carga en el tiempo.
- . Demanda (P): Es la carga y las pérdidas de potencia correspondientes a un instante o período. Este parámetro se mide en kW.
- . Potencia Instalada (Pi): Es la suma de todas las cargas (potencias nominales) conectadas en un sistema, en otras palabras es la sumatoria de las capacidades de régimen en placa de los aparatos receptores de corriente. Se mide en kVA o kW.
- . Demanda Máxima (DM): Es el mayor valor de la Demanda medida en un período determinado, se expresa en kVA y kW.
- . Demanda Promedio (Dm): Es la media de las demandas; definida como la relación del área bajo la curva de la demanda, y el período de análisis. Se expresa en KVA y KW.

$$Dm = \text{Energía Total Medida} / \text{Tiempo de Medición}$$

- . Factor de Carga (Fc): En un período cualquiera es la relación de la Demanda Promedio entre la Demanda Máxima.

$$Fc = \text{Demanda Promedio} / \text{Demanda Máxima}$$

- . Factor de Utilización (Fu): Es la relación entre la Demanda Máxima y la capacidad nominal del equipo individual o sistema.

$$Fu = \text{Demanda Máxima} / \text{Capacidad Nominal Instalada}$$

- . Factor de Pérdidas (Fp): Es la relación entre las pérdidas promedio de potencia y la pérdida máxima.

$$Fp = \text{Pérdidas Promedio} / \text{Pérdida Máxima}$$

Factor de Corrección de Pérdidas Mes (Fcp): Esta relación cuadrática de la Máxima Demanda del mes en análisis entre la Máxima Demanda del mes básico.

$$F_{cp} \text{ mes } i = (DM \text{ mes } i / DM \text{ mes base})^2$$

- Factor de Variación de Energía Distribuida Mes (Fc E.D): Es la relación entre la energía distribuida del mes en análisis y la energía distribuida del mes base.

$$F_{c \text{ E.D}} \text{ mes } i = (ED \text{ mes } i / ED \text{ mes base})$$

- Mes Básico: Mes en el que se efectúan las mediciones.
- Pérdidas Técnicas: Son aquellas pérdidas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). También se consideran a aquellas que dependen principalmente de la tensión.
- Pérdidas No Técnicas: Son aquellas pérdidas que representan a la energía que está siendo utilizada para algún fin, por la que la Empresa distribuidora no recibe pago alguno.
- Conexión Directa Clandestina: Son las conexiones que realizan los usuarios, y que reemplazan a las acometidas domiciliarias normalmente ejecutadas; con la finalidad de utilizar la energía de la red de manera ilegal.
- Usuarios a Pensión Fija: Es aquel cliente que cuenta con suministro de energía, autorizado por la empresa; y que por no tener un medidor de energía instalado, la empresa le factura una cantidad fija de KWh/mes por su consumo.

- **Fraude Detectado:** Es aquella anormalidad, vista y comprobada en la campaña de control, que se realiza en los sistemas de medición de un cliente. La modalidad más común es la de hacer un "puente" al medidor, y entre otras se ha detectado frenos en el disco, conexión en contrafase (giro inverso). etc.
- **Calidad de Servicio:** Esta definición implica un índice elevado de confiabilidad del sistema y una adecuada tensión de alimentación al usuario final.

1.3 Descripción del estudio

Para efectos de desarrollar el diagnóstico de pérdidas del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la ciudad de Trujillo se obtuvo información Técnica de los Departamentos de Distribución y Transmisión, Estadística y Económica de los Departamentos de Distribución y Comercialización de la Empresa Eléctrica y la información actual de campo fue levantada por CENERGIA.

Para la ejecución de la labor de campo durante el desarrollo del presente estudio se conformaron cuatro grupos de trabajo compuesto cada uno de ellos por un Ingeniero especialista y seis técnicos electricistas con amplia experiencia en la operación de equipos e instrumentos especiales de medición de parámetros eléctricos. Todos ellos bajo la supervisión de un Ingeniero Jefe de campo.

El trabajo de campo programado consistió en la ejecución de las siguientes actividades:

- a. Levantamiento de información física de la red de distribución primaria.
- b. Recopilación en el campo de datos característicos de placa de los

equipos existentes en las subestaciones de distribución.

- c. Instalación de Registradores gráficos de potencia y tensión en subestaciones de distribución.
- d. Mediciones de parámetros eléctricos tales como potencia, tensión y corriente en cada una de las subestaciones de distribución en horas de punta.
- e. Registros de parámetros eléctricos tales como potencia, tensión y corriente en cada una de las radiales en estudio, el período de integración es de 15' y el tiempo de registro es de un día útil, un día sábado y un día domingo.

1.3.1 Alcances del estudio

Los alcances del presente estudio son:

- a. Diagnosticar el estado actual del sistema de distribución de la ciudad de Trujillo, con la finalidad de evaluar e identificar las causas que producen las pérdidas técnicas y no-técnicas y los efectos económicos ocasionados a la empresa regional de electricidad.
- b. Evaluar el sistema de distribución actual, en donde se involucra el estado físico de las redes y las condiciones de operación del sistema así como determinar las pérdidas técnicas de energía y potencia en las redes de distribución primaria, subestaciones de distribución y redes de distribución secundaria.
- c. Determinar las pérdidas no técnicas mediante la discriminación de las mismas y por aplicación del balance de energía.

- d. Plantear medidas correctivas y establecer los criterios de reducción de pérdidas que permitan optimizar y mejorar la calidad del servicio ofrecido a los clientes.
- e. Analizar y/o determinar los sistemas de protección en las redes eléctricas de la ciudad de Trujillo.

La evaluación de las pérdidas técnicas en las redes de distribución se efectuará mediante:

- a. Evaluación del Sistema de Distribución Primaria

Para el análisis y la evaluación operativa de las redes de distribución primaria se aplicó el método iterativo de Flujo de Carga (FDC)

- b. Evaluación de las Subestaciones de Distribución.

En lo referente a las subestaciones de distribución se obtuvo las pérdidas nominales en el cobre y en el hierro (de datos técnicos proporcionados por los fabricantes) y luego se calcularon las pérdidas en el cobre reales afectando a las pérdidas nominales por el factor de utilización o índice de carga al cuadrado.

- c. Evaluación del Sistema de Distribución Secundario.

Para el cálculo de las pérdidas en las redes de distribución secundaria se aplicó el método general de caída de tensión.

1.4 Descripción del sistema eléctrico

1.4.1 Esguema unifilar

El Sistema Eléctrico de la Ciudad de Trujillo cuenta con tres Centros de Transformación, de las cuales se alimentan veintiún troncales para la distribución de energía eléctrica a los usuarios finales.

En la figura N° 1.2 se muestra el esquema unifilar del sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo.

1.4.2 Recepción - transformación de energía eléctrica

A continuación se describen las Subestaciones de recepción ó Centros de Transformación de energía eléctrica del sistema de Electro Norte Medio:

a. Centro de transformación ó sub estación Trujillo Norte.

La SET Trujillo Norte, ubicada en las afueras, a 8 km del centro de la ciudad, está equipada con un auto-transformador de 3 devanados de las siguientes características técnicas:

- . Potencia Nominal: 100/100/20 MVA
- . Tensión Nominal : 220/138/10 kV

Esta subestación recepciona la energía del SICN a través de la línea 232 en 220 kV que parte de la SS.EE Chimbote N° 1. Desde la SET Trujillo Norte se suministra energía en el nivel de tensión de 138 kV a las SETs Patio Porvenir, Trujillo Sur y SS.EEs Mina Motil y Santiago de Cao. Asimismo de la barra de 10 kV se suministra energía a la Red de Distribución de la ciudad de Trujillo.

Desde la SET Trujillo Norte parten seis (6) radiales desde la barra de 10 kV:

- TN-01 (Trutex)
- . TN-02 (Parque Industrial)
- . TN-03 (Esperanza Baja)
- . TN-04 (Huanchaco).
- . TN-05 (Esperanza Alta)

- . TN-06 (Radial asociada a la radial TN-02)

Estas radiales en horas de punta (máxima carga) alcanzan una máxima demanda total de 16.657 MW.

b. Centro de transformación ó sub estación Trujillo Sur.

La SET Trujillo Sur, situada en la Urb. Sta. María, está equipada con dos transformadores de las siguientes características técnicas:

- . Potencia Nominal: 25 y 30 MVA
- . Tensión Nominal : 138/10 kV

Estos transformadores en condiciones normales reciben energía de la SET Trujillo Norte a través de la línea de transmisión B-131-A a un nivel de tensión de 138 kV.

El tablero de distribución en 10 kV tiene once (11) radiales en un sistema de dos barras independientes.

De la Barra N° 1 (Transformador de 30 MVA) salen cinco (5) radiales:

- . TS-01
- . TS-02
- . TS-09 (Pesqueda)
- . TS-11 (Salaverry y Moche)
- . TS-12 (Parque Industrial)

Los cuales en horas de punta alcanzan una máxima demanda de 16.962 MW.

Desde la barra N° 2 (Transformador de 25 MVA) salen seis (6) radiales:

- TS-03 . TS-04

- . TS-05 . TS-06
- . TS-08 . TS-10

Los mismos que en horas punta alcanzan una máxima demanda de 21.160 MW.

c. Centro de transformación ó sub estación Patio Porvenir

La SET Patio Porvenir está equipada con un transformador de 10 MVA, 138/10 kV, el cual está conectado al sistema de transmisión mediante una derivación directa en T a la línea B-131A, que interconecta las SET Trujillo Norte y Sur.

De la barra de 10 kV, salen cuatro (4) radiales:

- . TP-01
- . TP-02
- . TP-03 (Laredo)
- . TP-04 (Industria Tableros Peruanos)

Los cuáles en horas punta requieren de una máxima carga de 9.797 MW, sin considerar la carga de la fábrica Tableros Peruanos.

Esta SET en horas de máxima demanda funciona con una sobrecarga del 9 %, a pesar que mantiene una restricción en la entrega de energía a la Fábrica Tableros Peruanos, cuya operación requiere un volumen de potencia superior a 1 MW, para lo cual la subestación no cuenta con la capacidad suficiente para cubrir dicha demanda.

1.4.3 Situación actual del sistema de distribución

A continuación se hará una descripción del sistema actual de Distribución de Energía Eléctrica de la ciudad de Trujillo:

a. Red de distribución primaria.

El suministro de energía a las redes primarias se realiza desde tres Centros de Transformación, los cuales fueron descritas anteriormente y desde donde parten veintiún radiales.

Las Redes de Distribución Primaria de la ciudad de Trujillo operan en el nivel de tensión de 10 kV, y a una frecuencia nominal de 60 Hz.

A continuación se detalla brevemente las características de los materiales y equipos que se utilizan en la red de distribución primaria:

. Cables y Conductores.

Según la inspección física realizada (durante la campaña de mediciones), se pudo determinar que en las Redes de Distribución Primaria se usan los siguientes cables y conductores:

Las redes aéreas cuentan con conductores de aleación de Aluminio y Cobre desnudos de diferentes calibres siendo los más usados el de 250 MCM, 2/0 AWG y 2 AWG de aleación de Aluminio desnudo y 2 AWG y 4 AWG de Cobre desnudo.

Con respecto a los cables subterráneos, estos son del tipo NKY-10 kV de 35, 70, 120 y 240 mm² de sección.

. Postes

Las estructuras utilizadas son postes de concreto armado centrifugado de 11.0, 12.0 y 13.0 m de altura y de 200 Kg de esfuerzo en la punta para alineamiento y 300 Kg para cambio de dirección y postes de madera tratada tipo pino amarillo de 50 y 60 pies.

b. Subestaciones de distribución.

En la ciudad de Trujillo existen 486 subestaciones de distribución, de los siguientes tipos:

- . Subestaciones Aéreas Monoposte y Biposte (SAM y SAB)
- . Subestaciones de Caseta en Superficie y Subterránea
- . Subestaciones Compactas en Pedestal y Subterránea
- . Subestaciones No Convencionales.

Los transformadores de distribución existentes son del tipo Monofásico y Trifásico de las siguientes potencias:

Monofásico : 10, 15, 25, 37.5 KVA.

Trifásico

Servicio Público : 40, 50, 75, 80, 100, 125, 160, 200, 220, 240,250

300, 320 y 400 KVA

Servicio Particular : 500, 640, 725 y 1,600 KVA

Se observa, que en el sistema de distribución se encuentran casi toda la gama de potencias nominales de transformadores existentes en el mercado.

Las relaciones de transformación nominales son como sigue:

- . Monofásico: 10/0.380-0.230 kV.
- . Trifásico : 10/0.23 kV.

c. Red de distribución secundaria.

Las Redes de Distribución Secundaria son del tipo radial; el nivel de tensión es 380/230 V con 4 hilos y 230 V con 3 hilos.

A continuación se detalla brevemente las características de los materiales y equipos que se utilizan en la red de distribución secundaria.

- . Postes.

En zonas del casco urbano y alrededores los postes son de concreto armado centrifugado de 8.0 y 9.0 metros.

- . Ferrería.

Las retenidas y accesorios son de fierro galvanizado y bimetálicos para las redes de aleación de aluminio.

- . Alumbrado Público.

Con respecto al alumbrado público, se usan lámparas incandescentes, de vapor de sodio, de vapor de mercurio y luz mixta de 100, 200 y 500 vatios. La iluminación del centro de la ciudad de Trujillo es con lámparas de vapor de sodio y en los alrededores la iluminación es con lámparas de luz mixta.

1.4.4 Cargas futuras a servir.

Electro Norte Medio S.A.; dentro de su área de concesión aún no brinda a toda la población el servicio de electricidad. Esto es debido a la falta de inversiones en la ampliación del sistema de transmisión y distribución para poder atender los distintos puntos geográficos del área de concesión.

A estos problemas se añadiría las deficiencias técnicas y operativas que tiene la empresa eléctrica pues según datos estadísticos los niveles de pérdidas de energía año a año van en aumento.

Las cargas futuras a servir son los llamados usuarios potenciales; los mismos que sin tener suministro a tensión primaria de 10 kV, ya cuentan con redes de distribución secundaria.

El departamento de programación y control de la unidad de distribución de Electro Norte Medio S.A., ha proporcionado un listado de usuarios, los

cuales en la actualidad cuentan con factibilidad eléctrica y punto de alimentación. Estas cargas van a ser asignadas a diferentes radiales del sistema de distribución de Trujillo.

La potencia de máxima demanda solicitada por dichos usuarios asciende a 2.4 MW y se distribuye de la siguiente forma:

Sector industrial

Las solicitudes para nuevos suministros industriales aprobadas o recepcionadas tienen en promedio una carga de 92 kW, asimismo en el sector agroindustrial existe una demanda de 358 kW. Dada la actual situación que vive el país, no es factible predecir la demanda de potencia que tendría este sector en el corto plazo para la zona de Trujillo.

Sector comercial

Las nuevas cargas con solicitudes aprobadas o con aprobación inmediata suman alrededor de 106 kW.

Sector residencial

Este sector de consumo es el que mayor requerimientos ha presentado, alcanzado la cifra de 842 kW.

Sector uso general y alumbrado público

El incremento en potencia a consecuencia de los nuevos usuarios que la empresa eléctrica debe satisfacer para este sector ha sido de 252 kW.

En el cuadro 1.1 se muestra en detalle la relación de cargas futuras que van a formar parte del sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo.

CAPITULO II RECOPIACION Y VERIFICACION DE INFORMACION

2.1 Información técnica

Durante la ejecución del presente estudio, se solicitó información Técnica de los departamentos de Distribución y Transmisión, información Estadística y Económica de los departamentos de Distribución y Comercialización de la Empresa Regional de Electricidad.

La información técnica solicitada a los referidos departamentos fueron:

- a. Plano geográfico de la región indicando los centros de generación, centros de transformación y puntos de entrega de energía.
- b. Plan regional de electricidad y estudios de planeamiento similares.
- c. Datos históricos sobre el consumo de energía de la ciudad, de la siguiente manera:
 - . Energía total distribuida.
 - . Demanda del sector comercial.
 - . Demanda del sector residencial.
 - . Demanda del sector industrial.
- d. Informes de inspecciones técnicas en lo referente a:
 - . Estado de las instalaciones.
 - . Estado de equipos
 - . Identificación de usuarios.

- . Identificación de zonas con alto índice de usuarios fraudulentos, clandestinos, etc.

2.1.1 Centros de transformación (SEI)

En lo referente a los centros de transformación se solicitó:

- . Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo.
- . Evolución de la potencia activa, reactiva, corriente y tensión para cada hora del día, en cada centro de transformación.
- . Consumo mensual de energía activa en cada centro de transformación.
- . Potencia de transformación de cada centro de transformación.
- . Sistema de protección existente en cada centro de transformación.

2.1.2 Red de distribución primaria (RDP)

Para la red primaria se solicitó y/o levanto información en lo referente a:

- . Diagrama unifilar de las redes de distribución primaria, especificando la disposición geográfica y urbana.
- . Diagrama topológico de las redes de distribución primaria.

Los diagramas topológicos en mención se elaboraron para la totalidad de radiales. En la presente tesis se muestran en el Anexo N° 2 algunos de estos diagramas como parte de la metodología de estudio.

- . Parámetros eléctricos de los diferentes alimentadores, tales como: resistencia y reactancia de conductores y cables; así como sus características físicas tales como: calibre, material, disposición geométrica y longitud de cada uno de los tramos de los alimentadores. Los datos antes mencionados sirven como base para el cálculo de las pérdidas en la RDP. En el cuadro N° 2.1 se muestra, como parte de la

metodología de cálculo, los parámetros eléctricos correspondientes a la radial TS-01.

2.1.3 Subestaciones de distribución (SED)

En este caso los datos solicitados y/o recopilados fueron:

- . Datos nominales de placa de los transformadores de distribución.
- . Pérdidas en el fierro y en el cobre nominales de cada transformador.
- . Tipos de enlaces físicos existentes entre sub estaciones.
- . Sistemas de protección existentes en sub estaciones.

2.1.4 Red de distribución secundaria (RDS)

Para la red secundaria se recabó la siguiente información:

- . Resultados del contraste de los contadores de energía.
- . Padrón de consumidores con facturación a pensión fija.
- . Número de circuitos de alumbrado público y servicio particular, con sus respectivos calibres de conductores.
- . Proyectos de las RDS ejecutados.
- . Número de usuarios por subestación.

2.2 Información comercial

En lo referente a la información comercial se solicitó lo siguiente:

- . Record de consumos y facturación mensual por usuario.

Pliego tarifario para la ciudad de Trujillo

2.3 Información de campo

El levantamiento de la información de campo consistió en la obtención de todos los datos necesarios que permitirán la evaluación y el diagnóstico de las pérdidas en el sistema de distribución de la ciudad de Trujillo.

En el presente estudio se captaron datos de los 21 circuitos radiales de los 03 Centros de Transformación (SET) existentes, de tal forma de cubrir los diferentes tipos de consumidores; considerando además los siguientes criterios de análisis:

- . Tipo de actividad desarrollada por el usuario
- . Radiales operando en condiciones de Sobrecargados
- . Conexiones Clandestinas
- . Cargas fuera de radio de acción
- . Frecuencia de salida de servicio, etc.

Se efectuó un análisis técnico minucioso de todas y cada una de las radiales existentes para determinar la totalidad de pérdidas de potencia y energía del sistema de distribución en estudio.

El Levantamiento de Información de Campo se efectuó con la finalidad de consistenciar y complementar la información proporcionada por la empresa regional de electricidad, en especial en lo concerniente a la evaluación física del sistema de distribución y a la toma de todas las mediciones necesarias para la correcta evaluación de las pérdidas técnicas del sistema.

El trabajo de campo se desarrolló durante cinco (05) semanas y las actividades se efectuaron en dos turnos: durante la mañana se evaluaron las instalaciones existentes, se verificaron los recorridos de los circuitos primarios y secundarios y se tomaron los datos de placa de los transformadores de distribución de las subestaciones, así como, cualquier otra información necesaria para el estudio. Durante las noches (6:30 a 9:00 pm), se efectuaron las mediciones de parámetros eléctricos tales

como corriente, tensión y potencia en las salidas de las subestaciones de distribución y en los circuitos de distribución secundaria.

2.3.1 Recursos humanos y materiales

Para la ejecución de las actividades descritas anteriormente se formaron cuatro (04) grupos de trabajo, cada uno bajo la dirección de un Ingeniero Coordinador de Campo, quienes contaron con el asesoramiento del Ingeniero Supervisor de Campo.

Durante la etapa de mediciones se utilizaron los siguientes recursos:

a. Recursos Humanos:

01 Ingeniero Supervisor de Campo y Gabinete

04 Ingenieros Coordinadores de Campo

24 Técnicos Electricistas

b. Recursos Materiales:

Equipos de medición

Denominación : Analizadores y Registradores Electrónicos de Redes Eléctricas.

Descripción : Registrador Electrónico de variables Eléctricas (Energía, potencia activa, reactiva, factor de potencia, tensión y corriente, etc.)

Cantidad : 02 Unidades

Marca : DRANETZ Technologies

Modelo : 808A

Accesorios : Pinzas de corriente (10-300 A, 30 - 1000 A, 1000 - 3000 A), tomas de tensión (R,S,T, Tierra

y Neutro), cable RS232 para la transferencia de información al computador.

En el Anexo N°7 se detallan las características técnicas de este equipo.

Denominación	: Registradores Gráficos de Potencia.
Descripción	: Registrador de Potencia Activa y Reactiva.
Cantidad	: 08 Unidades
Marca	: Amprobe Instrument
Modelo	: AW78
Accesorios	: 3 pinzas de corriente, 3 tomas de tensión.
Denominación	: Registradores Gráficos de Tensión.
Descripción	: Registrador de Tensión AC.
Cantidad	: 04 Unidades
Marca	: Amprobe Instrument
Modelo	: AV3C
Accesorios	: Transformador de tensión y tomas de tensión monofásicas.
Denominación	: Pinzas Digitales Multimétricas.
Descripción	: Medidor de Tensión, Amperaje y Ohmiaje.
Cantidad	: 09 Unidades
Marca	: Amprobe Instrument
Modelo	: AC-D9
Accesorios	: Tomas de tensión monofásicas.
Denominación	: Pinza Cosfimétrica.
Descripción	: Medidor de Factor de Potencia.
Cantidad	: 01 Unidad

Marca	: EPIC
Modelo	: INC/COS051
Accesorios	: Tomas de tensión trifásicas.
Denominación	: Pinza Vatimétrica.
Descripción	: Medidor de Potencia Activa y Reactiva.
Cantidad	: 01 Unidad
Marca	: EPIC
Modelo	: INC/KW480Z.
Accesorios	: Tomas de tensión monofásicas.
Denominación	: Kit Multímetro
Descripción	: Multímetro Digital para medir parámetros eléctricos tales como corriente, voltaje, potencia, resistencia, etc.
Cantidad	: 01 Unidad
Marca	: Amprobe Instrument
Modelo	: AM4B
Accesorios	: Pinza de Corriente, Toma de tensión, Probador de fugas.
Denominación	: Secuencímetro.
Descripción	: Probador de Fases.
Cantidad	: 01 Unidad
Marca	: Kyoritsu
Modelo	: 8031.

Denominación : Contadores de energía trifásicos de 4 hilos,
3x380/220 V, 5A, series : N° 63 613 220, N°
63613225 y N° 63 613 237, 750 rev/kWh.

Descripción : Registrador de Consumo de Energía Activa.

Cantidad : 03 Unidades

Denominación : Transformadores de Intensidad de Corriente

Descripción : Reductores de Corriente

Cantidad : 03 Unidades de cada tipo

Tipo : TA1 kV

n1/n2 : 1200/5 A

Marca : DITEC SELVA S.A

Tipo : 4NF 0326

n1/n2 : 800/5 A

Marca : SIEMENS

Tipo : 4NF 0326

n1/n2 : 500/5 A

Marca : SIEMENS

Herramientas diversas

- . 12 Escaleras
- . Equipos de seguridad y herramientas menores

Movilidad.

- . 04 Camionetas equipadas para realizar mediciones.
- . 01 Vehículo de Supervisión.

Ambientes y equipos de Oficina

- . Oficina completamente equipada

- . 01 Computadora IBM-PC 386 - con Impresora EPSON LQ2550
- . 01 Computadora: Lap Top BONDEWELL - PC 386.

2.3.2 Centros de transformación (SET)

En los centros de transformación se recopiló información mediante la ejecución de las siguientes actividades:

- . Se levanto un inventario físico de los equipos principales (transformadores, grupos de generación) existentes en cada centro de transformación.
- . Se levanto la información correspondiente a los equipos y sistemas de medición existentes en los centros de transformación así como los sistemas de protección implementados en los mismos.

2.3.3 Red de distribución primaria (RDP)

Se levantó la RDP tal y como estaba construída físicamente, los datos obtenidos fueron los siguientes:

- . Calibre y material de los conductores, disposición geométrica, longitudes, estado, etc.

Estos datos fueron recopilados para la totalidad de radiales en estudio y los mismos se muestran ilustrativamente en el cuadro N° 2.2 (TS-01).

2.3.4 Subestaciones de distribución (SED).

En cada subestación de distribución de cada una de las radiales se efectuó el levantamiento de la siguiente información:

- . Ficha de subestación (según formato N° 1 - cuadro N° 2.3)

Se tomó nota del N° de subestación, centro de transformación y radial a la que pertenece, tipo de subestación (barbotante ó en caseta) y ubicación.

- . Datos Técnicos de Transformadores (según formato N° 1).

Se tomó nota de la marca, potencia, relación de transformación, corriente nominal, tensión de cortocircuito, grupo de conexión, N° de fases, N° de taps y año de fabricación.

2.4 Programa de registros y mediciones.

2.4.1 Centros de transformación

Se efectuaron registros de parámetros eléctricos tales como Potencia, Energía, Factor de Potencia, Intensidad de Corriente y Voltaje en los totalizadores de cada Centro de Transformación; el tiempo de registro fue de 24 a 48 horas y el período de integración fue de 15 minutos.

2.4.2 Circuitos de distribución primaria

Durante la campaña de mediciones se efectuaron registros en la salida de cada una de las radiales. Se instalaron por 24 a 48 horas registradores electrónicos de Potencia y Energía DRANETZ, con la finalidad de obtener:

- . El Diagrama de carga típico representativo de la radial.
- . Registros de Potencia, Energía, Factor de Potencia, Intensidad de Corriente y Tensión en cada radial.
- . Determinar los parámetros eléctricos tales como factor de carga, factor de pérdidas, etc.

Estos registros se realizaron tanto para día útil, día sábado como día domingo.

2.4.3 Subestaciones de distribución y red secundaria.

En las subestaciones previamente seleccionadas bajo los criterios de subestaciones típicas, sobrecargadas, con cargas fuera del radio de

acción, más alejadas del punto de suministro, etc., se realizaron los siguientes trabajos:

- . Se instalaron los registradores de potencia y de tensión marca AMPROBE, así como registradores marca CIRCUTOR, durante 24 horas, con el fin de obtener los diagramas de carga típicos y las variaciones de los niveles de tensión.
- . Asimismo durante las horas de máxima demanda y para cada subestación, se midió la corriente total en el secundario de los transformadores, así como las corrientes para alumbrado público y servicio particular en donde era posible (Según formato N° 2 - cuadro N° 2.4)
- . Además se midieron las tensiones de fase y de línea a la salida de los transformadores, la tensión al medio y tensión de fin de línea del circuito seleccionado bajo el criterio de más sobrecargado y de mayor longitud.

Estos datos sirven para elaborar la base de datos que permitirá determinar la caída de tensión, el desbalance de tensión entre fases y las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución secundaria.

- . Adicionalmente se seleccionaron seis (06), subestaciones que dan servicio al Sector Residencial y en cada una de las subestaciones seleccionadas se realizaron los siguientes trabajos:

Instalación de un (01) contador de energía trifásico de 4 hilos, 3x380/220 V, más transformadores de corriente con relación de transformación de acuerdo a la carga (1200/5A, 800/5A y 500/5A), a la salida del transformador con la finalidad de registrar la energía suministrada por el transformador (kWh), durante un período de tiempo.

Previo a la instalación del equipo se realizó el levantamiento de la red secundaria y usuarios servidos por el transformador, incluyendo topología, calibre de conductores, longitud por tramo y cantidad y tipo de luminarias.

El proceso de medición fue el siguiente:

- 1^{ro} Desenergización del transformador en el lado de media tensión.
- 2^{do} Instalación del contador de energía trifásico y transformadores de corriente.
- 3^{er} Lectura de los contadores de energía de todos los usuarios asociados a la sub estación.
- 4^{to} Energización del transformador.

El contador de energía trifásico se mantuvo instalado por un lapso de ocho (08) días y luego se procedió a su retiro, antes se desenergizó el transformador y se tomó nuevamente lectura de todos los contadores monofásicos ó trifásicos de los usuarios.

Mediante esta prueba se pudo determinar parcialmente mediante mediciones las pérdidas no técnicas presentes en las redes de distribución secundaria.

La figura N° 2.1, es la ilustración gráfica de un registro de variables eléctricas efectuado en una S.E. subterránea durante la campaña de mediciones.

CAPITULO III DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ELECTRICO

3.1 Análisis del sistema eléctrico

3.1.1 Centros de transformación

El Sistema Eléctrico de Electro Norte Medio S.A forma parte del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

Como se describio anteriormente, la ciudad de Trujillo es alimentada desde tres Centros de Transformación (SET) denominados:

- . SET Trujillo Sur.
- . SET Trujillo Norte.
- . SET Patio Porvenir.

A continuación se analizará brevemente cada Centro de Transformación:

a. Centro de Transformación SET Trujillo Sur

La SET Trujillo Sur, normalmente recibe energía de la SET Trujillo Norte a través de la Línea de Transmisión B-131A en 138 KV., y del SICN a través de otra línea en 138 kV procedente de Chimbote.

La potencia aparente instalada en este Centro de Transformación es de 55 MVA para lo cual cuenta con los equipos de transformación instalados en forma independiente y cuyas características técnicas principales se describen a continuación:

- . Frecuencia de operación 60 Hz.

- . Un (01) Transformador de 30 MVA-138/10 kV
- . Un (01) Transformador de 25 MVA-138/10 kV

En cuanto a aspectos operativos el transformador de 25 MVA tiene la conexión Yd, y cuenta con un sistema de refrigeración por ventilación forzada, el cual actualmente se encuentra en mal estado por problemas en los ventiladores. El transformador de 30 MVA, de conexión Yyo, tiene el regulador de tensión bajo carga en mal estado, lo cual es un serio impedimento para la modulación de tensión y reducción de pérdidas, sobretodo en horas de máxima demanda.

Los tableros de medición en esta SET se encuentran en regular estado de conservación; en general los aparatos de medición son bastante antiguos, presentando serias deficiencias en la calibración de los amperímetros, considerando además, que la regulación de tensión es un poco gruesa.

En este Centro de Transformación se encontró que los datos de placa de los transformadores de medida, no están de acuerdo a las características de los equipos instalados, debiendo ser actualizados en la brevedad con la finalidad de eliminar mediciones y balances de energía erróneos.

El sistema de protección de esta subestación se encuentra en buen estado físico. En la figura N° 3.1 se muestra la protección existente en la salida de la radial TS-10.

b. Centro de Transformación SET Trujillo Norte.

La SET Trujillo Norte, se encuentra enlazada con la SET Trujillo Sur mediante la línea B-131A, en operación normal recibe energía del

sistema interconectado Centro Norte (SICN) a través del autotransformador de 220/138/10 kV, 100/100/20 MVA, y en la cual existe una derivación en T de la que se alimenta la SET El Porvenir (10 MVA, 138/10 kV).

El autotransformador de esta subestación presenta pequeñas fugas de aceite, pero por razones de continuidad de servicio no se realizan los trabajos correctivos necesarios.

El estado de esta SET es en términos generales bueno, aunque presenta deficiencias en la calibración de los amperímetros.

El sistema de protección de esta subestación se encuentra en buen estado físico. Las labores de mantenimiento lo realiza ELECTROPERU en forma periódica.

c. Centro de Transformación SET Patio Porvenir

Esta SET es alimentada a través de una línea en 138 kV proveniente de la SET Trujillo Norte.

La potencia instalada en esta SET es de 10 MVA.

El estado de conservación del tablero no es el adecuado, pues se encuentra bastante descuidado en su limpieza; además, los equipos instalados carecen de la respectiva identificación. Es necesario efectuar una labor de mantenimiento, especialmente en la limpieza de las instalaciones y en el chequeo y contrastación general de los aparatos de medida.

Esta subestación carece de un sistema de protección adecuado, ya que no garantiza un funcionamiento confiable y seguro del sistema. En

esta subestación no se pueden efectuar maniobras, debido a la falta de equipamiento necesario para ello.

La protección instalada a las salidas de cada una de las radiales, son contra sobrecorriente en dos fases y del tipo de conexión directa (sin transformadores de corriente). Estos equipos se encuentran en un estado de obsolescencia y aunque pueden seguir operando, sería recomendable que se reemplacen, debido a su antigüedad y al mal estado físico en que se encuentran.

Los amperímetros en general necesitan ser contrastados; además, sus escalas no son adecuadas para la magnitud de las intensidades de corrientes a medir.

3.1.2 Redes de distribución primaria.

El sistema de distribución de la ciudad de Trujillo es radial y está conformado por redes aéreas y subterráneas.

La red de distribución primaria está compuesta por 21 radiales que operan a la tensión nominal de 10 kV.

En términos generales los alimentadores principales del Sistema de Distribución Primaria de Trujillo, se encuentran físicamente en regular estado; existiendo en algunas radiales circuitos parciales que necesitan ser remodelados, ya sea por su antigüedad o por que se encuentran operando con sobrecarga.

Las radiales en mención tienen una antigüedad promedio de 17 años, existiendo radiales cuyo tiempo de operación llega a los 21 años, como es el caso de las radiales TS-03, TS-04 y TS-05.

Asimismo, la radial TS-12 de la SET Trujillo Sur, requiere de trabajos de mantenimiento preventivo, pues su estado físico actual es deficiente y poco confiable debido a las continuas caídas de conductor por rotura.

De la SET Trujillo Norte parten las radiales TN-03 y TN-05, las mismas que al inicio de su recorrido, tienen varios empalmes por vano, debido a caídas frecuentes de los conductores, por lo cual es necesario su reemplazo o refuerzo, ya que permanentemente operan sobrecargados en horas de máxima demanda.

En cuanto al sistema de protección, es conveniente equipar los puntos de protección y maniobra de las radiales en general y realizar las coordinaciones de protección de tal manera que haya selectividad para poder aislar parte de las radiales en que se detectan fallas y/o averías.

En lo referente a las radiales TP-01 y TP-02, su estado físico es aceptable, aunque su estado operativo es deficiente porque presentan excesiva caída de tensión, debido al gran radio de acción y a la excesiva concentración de cargas al final de dichas radiales.

A continuación se especifican las características de los materiales y equipos existentes en la red de distribución primaria de la ciudad de Trujillo:

a. Cables y Conductores

Según la inspección física realizada se pudo determinar que en las redes de distribución primaria se usan los siguientes cables y conductores:

Redes aéreas, con conductores de aleación de Aluminio y Cobre desnudos de 250 MCM, 2/0 AWG y 2 AWG de aleación de Aluminio desnudo y 2 AWG y 4 AWG de Cobre desnudo.

Redes subterráneas, con cables tipo NKY-10 kV de 35, 70, 120 y 240mm² de sección.

Las radiales TS-01, TS-02, TS-10; así como las radiales TN-03 y TN-05 pertenecientes a las SET Trujillo Sur y Trujillo Norte respectivamente, están operando actualmente con cable 3 x 120 mm², la radial TS-05 con cable 3 x 70 mm² y todos ellos están sometidos a una sobrecarga constante debido a que la potencia que transportan es superior o muy cercano a su valor admisible, constituyendo esta deficiencia un serio problema para el resto de la radial.

b. Postes

Las estructuras utilizadas son postes de concreto armado centrifugado de 11.0, 13.0 y 15.0 m de altura y de 200 Kg de esfuerzo en la punta para alineamiento y 300 Kg para cambio de dirección y postes de madera tratada tipo pino amarillo de 50 y 60 pies.

Los postes de concreto, en general, presentan buen estado físico, con excepción de los que se encuentran cercanos al mar (radial TS-05); cuyos postes están seriamente deteriorados debido al ambiente abrasivo en que operan; los postes de madera se encuentran en regular estado de conservación con excepción de algunos postes que tienen sus bases deterioradas en las radiales de la SET Trujillo Sur. El vano promedio está comprendido entre 50 y 70 m.

c. Aisladores y Ferretería

Los aisladores en general están en buenas condiciones, sin embargo algunos amarres de aisladores del tipo pin y grapas de suspensión se hallan bastante oxidados, al igual que en los accesorios para sostener los aisladores de anclaje.

Las retenidas y toda la ferretería de cada soporte se encuentran en buen estado, con excepción de los postes de la radial TS-05 que se encuentran cercanos al mar, en donde se encontró algunos postes trabajando en ángulo sin retenida, debido al deterioro total de estos.

3.1.3 Subestaciones de distribución

En la ciudad de Trujillo existen 486 S.Es de distribución de los siguientes tipos:

- . Subestación aérea monoposte y biposte (SAM y SAB)
- . Subestación de caseta en superficie y subterránea
- . Subestación compacta en pedestal y subterránea.
- . Subestación no convencional.

Las subestaciones son de diferentes potencias nominales y varían desde 15 KVA hasta 1600 KVA, encontrándose casi toda la gama de capacidades nominales que existen en el mercado.

Las relaciones de transformación de los transformadores de potencia existentes son:

Transformadores Trifásicos de 10/0.400/0.231 kV.

Transformadores Monofásicos de 10/0.230 kV.

En los asentamientos humanos normalmente se encuentran bancos de tres transformadores monofásico de 37.5 KVA, con relación de transformación de 10/0.38/0.22 kV.

El estado físico de la mayoría de los transformadores de distribución es aceptable, notándose que los trabajos de mantenimiento son poco frecuentes, con lo cual el equipamiento electromecánico se está deteriorando en menor tiempo. De los reportes de fallas en transformadores de distribución (Ver Anexo N° 5), se observa que la parte más vulnerable del subsistema son los fusibles cut-out debido a la excesiva sobrecarga que soportan algunos de ellos, sobretodo en las horas de máxima demanda.

Las subestaciones de caseta y subterráneas, se encuentran en algunos casos llenos de polvo y con "puentes" de conductor de cobre en lugar de los respectivos fusibles, tanto en 10 kV como en las salidas de distribución secundaria. Se recomienda un control permanente de los dispositivos de protección de los transformadores de distribución y mantener el stock necesario de reemplazo para realizar esta función.

Las subestaciones tienen diferentes números de circuitos de salida, en función de ello, existen tableros de distribución compuestos por interruptores trifásicos ó fusibles, tanto para el servicio particular como el alumbrado público.

3.1.4 Redes de distribución secundaria

Las redes de distribución secundaria son de tipo radial y los sistemas actuales de alimentación son de 380/230 V. con 4 hilos y 230 V. con 3 hilos.

A continuación se detalla brevemente las características de los materiales y equipos y su estado de conservación:

a. Postes

En zonas del casco urbano y alrededores las estructuras de concreto armado centrifugado de 8.0 y 9.0 metros se encuentran en regular estado de conservación.

Los postes ubicados en la zona de Buenos Aires se hallan en mal estado y en el resto de la ciudad en regular estado.

En los Pueblos Jóvenes y Asentamientos Humanos que cuentan con servicio de energía eléctrica, las redes secundarias con postera de madera, se encuentran seriamente deteriorados.

b. Conductores

Los conductores de cobre con aislamiento para intemperie de diferentes calibres se encuentran en regular estado; en cambio los conductores de aleación de aluminio desnudo se encuentran en mal estado, debido a la corrosión salina, existiendo además un desorden de conductores en determinados lugares.

Específicamente, se observan zonas en la ciudad de Trujillo (Palermo, San Andrés), donde las redes de distribución secundaria presentan serio deterioro de su estado físico, a consecuencia de la corrosión de los conductores. Es precisamente en estas zonas donde frecuentemente se concentran los problemas de la red secundaria.

c. Alumbrado Público

Con respecto al alumbrado público, se usan lámparas de vapor de sodio, vapor de mercurio y luz mixta de los cuales aproximadamente el

50% se encuentran inoperativos. El estado de la iluminación es bastante deficiente, con algunas excepciones, como la del casco urbano de Trujillo. En los asentamientos humanos, existen varios sectores donde no se reemplazan lámparas y/o equipos desde hace mucho tiempo.

3.2 Análisis de la demanda de energía eléctrica

Los valores de máxima demanda y energía son el resultado de los registros efectuados en cada una de las radiales con los analizadores electrónicos de redes durante la campaña de mediciones.

Por otro lado el comportamiento de la demanda de potencia y energía en el tiempo se ha obtenido de la información proporcionada por la empresa regional de electricidad y de los Análisis de Proyección de demanda que para fines de expansión en el sistema de transmisión ha desarrollado ELECTROPERU para la ciudad de Trujillo. Los valores de máxima demanda y energía registrados en la campaña de mediciones de campo tienen enorme importancia junto con las proyecciones de la demanda.

3.2.1 Análisis de parámetros eléctricos.

Durante el desarrollo de la campaña de mediciones se efectuaron registros en cada una de las radiales; los diagramas de carga obtenidos así como los parámetros más importantes, para cada una de las radiales se muestran en el Anexo N° 1.A.

De los registros efectuados se extrae el cuadro N° 3.1, en donde se muestra la variación de la demanda a lo largo del día en cada una de las radiale

En dicho cuadro, se muestra un resumen de los parámetros eléctricos más importantes que indican el estado operativo de las radiales.

a. Parámetros eléctricos de la red de distribución primaria

Máxima Demanda y Energía:

La demanda actual de la ciudad de Trujillo correspondiente a los sectores Residencial, Comercial e Industrial; de acuerdo a las mediciones realizadas en el presente estudio es:

Máxima Demanda	:	64,068 kW
Factor de Carga	:	0.61
Factor de Pérdidas	:	0.40

La radial que presenta mayor demanda y consumo de energía activa es la TN-03; sus valores de máxima demanda y energía son 6,326 kW y 98,537 kWh/día respectivamente.

En el cuadro N° 3.2 se muestra un resumen de los registros de demanda efectuados y en el cuadro N° 3.3 se muestra los parámetros eléctricos tales como intensidad de corriente, factor de potencia, factor de carga, factor de pérdidas y factor de utilización; los cuales indican el estado operativo de las radiales.

Factor de Carga:

El factor de carga máximo, para un día útil de operación del sistema de distribución primaria, es 0.87 y corresponde a la radial TS-12.

El factor de carga mínimo, para un día útil de operación del sistema de distribución primaria, es 0.42 y corresponde a la radial TS-08.

Estos valores reflejan que la radial TS-12 tiene el mejor estado operativo y el mejor uso de la capacidad instalada con respecto a las

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

RESUMEN DE LOS REGISTROS DE LAS RADIALES EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	MAXIMA DEMANDA (kW)	TENSION ENVIO (kV)	ENERGIA DIA (kWh)	FACTOR DE POTENCIA	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PERDIDAS
TRUJILLO SUR	TS-01	5,240	11.00	74,097	0.89	0.59	0.37
	TS-02	5,101	11.00	64,752	0.98	0.53	0.32
	TS-03	2,814	11.60	34,959	0.94	0.56	0.35
	TS-04	3,235	11.60	47,944	0.97	0.62	0.42
	TS-05	4,354	10.50	56,063	0.95	0.54	0.33
	TS-06	3,779	10.78	46,704	0.93	0.51	0.31
	TS-08	2,563	11.60	25,920	0.96	0.42	0.25
	TS-09	2,392	10.90	40,399	0.88	0.70	0.51
	TS-10	4,791	11.60	66,531	0.94	0.58	0.37
	TS-11	2,814	10.60	49,832	0.95	0.74	0.55
	TS-12	1,910	10.33	39,768	0.88	0.87	0.76
	TN-01	2,561	10.20	47,210	0.99	0.77	0.60
TRUJILLO NORTE	TN-02 Y 06	407	10.40	6,852	0.90	0.70	0.52
	TN-03	6,326	9.90	98,537	0.96	0.65	0.45
	TN-04	2,682	10.10	41,705	0.92	0.65	0.44
	TN-05	4,827	10.26	61,496	0.96	0.53	0.33
	TP-01	3,959	10.04	44,663	0.86	0.47	0.27
PATIO PORVENIR	TP-02	3,891	10.10	50,342	0.94	0.54	0.33
	TP-03	1,807	10.18	22,628	0.87	0.52	0.31
	TP-04	1,023	9.90	15,200	0.99	0.62	0.44

Nota: Datos de Medición y Calculados

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

CARACTERISTICAS TECNICAS DE ALIMENTADORES PRINCIPALES Y PARAMETROS ELECTRICOS OPERATIVOS DE LAS RADIALES

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	CALIBRE DE CABLE SALIDA NKY (mm ²)	LONGITUD KM.	INTENSIDAD NOMINAL (A)	INTENSIDAD MAX. DEM. (A) (*)	FACTOR DE POTENCIA (*)	Fc	Fp	Fu (%)
TRUJILLO SUR	TS-01	120	8.300	320	334.02	0.89	0.59	0.37	104.38
	TS-02	120	11.390	320	303.44	0.98	0.53	0.32	94.82
	TS-03	70	6.780	235	160.54	0.94	0.56	0.35	68.31
	TS-04	120	11.160	320	192.58	0.97	0.62	0.42	60.18
	TS-05	70	15.700	235	260.05	0.95	0.54	0.33	110.66
	TS-06	120	6.560	320	234.63	0.93	0.51	0.31	73.32
	TS-08	120	6.000	320	154.13	0.96	0.42	0.25	48.17
	TS-09	70	16.340	235	156.90	0.83	0.70	0.51	66.77
	TS-10	120	10.250	320	294.29	0.94	0.58	0.37	91.97
	TS-11	120	27.760	320	171.02	0.95	0.74	0.56	53.44
	TS-12	240	10.200	464	125.39	0.88	0.87	0.76	27.02
	TN-01	120	6.810	320	149.35	0.99	0.77	0.60	46.67
TRUJILLO NORTE	TN-02 Y 06	120	5.920	320	26.11	0.90	0.70	0.52	8.16
	TN-03	120	21.120	320	357.46	0.96	0.65	0.45	111.71
	TN-04	240	33.680	464	168.32	0.92	0.65	0.44	36.28
	TN-05	120	15.550	320	290.28	0.96	0.53	0.33	90.71
PATIO PORVENIR	TP-01	240	17.150	464	257.94	0.86	0.47	0.27	55.59
	TP-02	120	13.930	320	239.01	0.94	0.54	0.33	74.69
	TP-03	70	21.020	235	119.93	0.87	0.52	0.31	51.03
	TP-04	70	3.200	235	59.69	0.99	0.62	0.44	25.40

NOTA:

- Fc : Factor de Carga
- Fp : Factor de Pérdidas
- Fu : Factor de Utilización
- (*) : Valores Medidos con registrador Electrónico Dranetz 808

otras, pues su factor de carga tiende a la unidad. Sin embargo, es necesario subrayar que dicho estado operativo es coyuntural pues la máxima demanda en horas punta es restringida debido a la situación energética actual.

Factor de Pérdidas:

Se define el factor de pérdidas como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas, en un intervalo de tiempo considerado.

- . El factor de pérdidas máximo es 0.76 (radial TS-12).
- . El factor de pérdidas mínimo 0.25 (radial TS-08)

Factor de Utilización:

El factor de utilización de los conductores máximo es 111.71% (TN-03).

El factor de utilización de los conductores mínimo es 8.16% (TN-02 y 06).

Factor de Potencia:

El factor de potencia más alto es de 0.99 inductivo (radiales TN-01 y TP-04) y el más bajo de 0.86 inductivo (radial TP-01).

Caída de Tensión Red de Distribución Primaria

En el cuadro N° 3.4, se muestra las caídas de tensión máxima y promedio de cada una de las radiales, donde se puede apreciar que la mayoría de ellos presentan una caída de tensión mayor a 3.5%, lo cual no es permitido por la Ley General de Electricidad, la cual estipula que la caída de tensión máxima en la RDP es de 3.5% y en la RDS de 5%.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA - 10 KV

CAIDA DE TENSION EN HORA DE MAXIMA DEMANDA

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	TENSION ENVIO KV	TENSION ENVIO p.u.	CAIDA DE TENSION MAXIMA			CAIDA DE TENSION PROMEDIO		
				KV	p.u.	%	KV	p.u.	%
TRUJILLO SUR	TS-01	11.00	1.100	0.37	0.037	3.36	0.28	0.028	2.53
	TS-02	11.00	1.100	0.49	0.049	4.45	0.38	0.038	3.41
	TS-03	11.60	1.160	0.29	0.029	2.50	0.20	0.020	1.72
	TS-04	11.60	1.160	0.49	0.049	4.22	0.41	0.041	3.54
	TS-05	10.50	1.050	0.79	0.079	7.52	0.52	0.052	4.95
	TS-06	10.78	1.078	0.27	0.027	2.50	0.20	0.020	1.88
	TS-08	11.60	1.160	0.30	0.030	2.59	0.24	0.024	2.09
	TS-09	10.90	1.090	0.77	0.077	7.06	0.43	0.043	3.96
	TS-10	11.60	1.160	0.72	0.072	6.21	0.57	0.057	4.93
	TS-11	10.60	1.060	0.79	0.079	7.45	0.59	0.059	5.60
	TS-12	10.33	1.033	0.14	0.014	1.36	0.09	0.009	0.85
	TN-01	10.20	1.020	0.23	0.023	2.25	0.19	0.019	1.84
TRUJILLO NORTE	TN-02 Y 06	10.40	1.040	0.02	0.002	0.19	0.02	0.002	0.15
	TN-03	9.90	0.990	0.96	0.096	9.70	0.57	0.057	5.74
	TN-04	10.10	1.010	0.95	0.095	9.41	0.69	0.069	6.84
	TN-05	10.26	1.026	0.59	0.059	5.75	0.47	0.047	4.58
	TP-01	10.04	1.004	0.71	0.071	7.07	0.63	0.063	6.25
PATIO PORVENIR	TP-02	10.10	1.010	0.76	0.076	7.52	0.54	0.054	5.33
	TP-03	10.18	1.018	0.89	0.089	8.74	0.68	0.068	6.70
	TP-04	9.90	0.990	0.37	0.037	3.74	0.37	0.037	3.74

Donde: p.u : Valores en por unidad
V Base : Tensión Base 10 kV

b. Parámetros eléctricos red de distribución secundaria

En el cuadro N° 3.5, se aprecian los parámetros eléctricos que indican el estado operativo de las redes de distribución secundaria, del cual puede deducirse lo siguiente:

Caída de Tensión Red de Distribución Secundaria.

En la Red de Distribución Secundaria se registraron valores excesivos de caída de tensión; así se tiene:

- . Máxima caída de tensión : 40%

S.E N° 374 (radial TP-03)

- . Máxima caída de tensión promedio: 18.80%

S.E N° 23 (radial TS-08)

Estos valores indican que la calidad del servicio que se brinda no es la adecuada, ya que las normas recomiendan una caída de tensión máxima del 5% en redes de distribución secundaria.

Los altos valores de caída de tensión se deben esencialmente a las siguientes razones:

- . Excesiva longitud de los alimentadores, pues se da el caso de existir usuarios finales cuyo punto de alimentación esta alejado entre 450 y 550 m. de la subestación alimentadora.
- . Subestaciones que operan fuera del radio de acción para las que fueron diseñadas.
- . Desbalance de carga entre las fases del sistema.
- . Elevado hurto de energía, sobre todo en las zonas alejadas del centro de la ciudad.

- . Existencia de establecimientos artesanales, industriales como por ejemplo: talleres de confección de calzados, de soldadura, automotrices, carpintería de madera y metálica, etc. para los cuales se tiene asignada una carga doméstica y a veces hasta de pensión fija.
- . Desbalance de Tensión
- . Desbalance máximo de tensión : 17.30% (radial TP-01)
- . Desbalance promedio de tensión: 3.70% (radial TS-11)

Como consecuencia de la baja calidad del servicio y debido a las frecuentes fluctuaciones de la tensión durante el día, el usuario contrae la demanda de la energía restringiendo el uso de aparatos electrodomésticos en hora de máxima demanda.

3.2.2 Diversificación de demanda por tipo de actividad

La demanda de energía en la ciudad de Trujillo ha sido diversificada en los siguientes sectores:

SECTOR RESIDENCIAL (67,574 clientes)

Sector Residencial Mayor

Este sector agrupa a los consumidores ubicados en zonas urbanas donde predominan usuarios de clase alta.

Sector Residencial Menor

Este sector esta constituido por consumidores ubicados en zonas urbanas donde predominan usuarios de clase media.

Sector Pueblos Jóvenes

Se denomina así al grupo de consumidores ubicados en zonas periféricas de la ciudad, zona rural y semi-rural

SECTOR COMERCIAL (5,236 clientes)

Son los consumidores ubicados en zonas con alta actividad comercial (Casco urbano de Trujillo).

SECTOR INDUSTRIAL (1,017 clientes)

Sector industrial mayor

Este sector esta compuesto por los usuarios industriales que cuentan con tarifa no regulada (Potencia Contratada mayor de 1,000 kW), entre ellos tenemos la Sociedad Cervezera de Trujillo LTDA.

Las tarifas aplicables a este sector son:

Tarifa: AT1 y MT1.

Sector Industrial medio y menor

Este sector esta compuesto por los usuarios industriales que tienen tarifa regulada (Potencia Contratada menor de 1,000 kW).

Las tarifas aplicables a este sector son:

Tarifa: MT2, MT3-A, MT3-B, MT4-A y MT4-B.

SECTOR USO GENERAL Y OTROS (2,156 clientes)

En este sector se encuentran ubicados los organismos e instituciones del Gobierno Central, Municipalidades, Hospitales, Electrobombas de uso agrícola, agua, desagüe y centros de instrucción pública.

3.2.3 Diagramas de carga típicos por tipo de actividad

Los diagramas de carga por tipo de actividad desarrollada por los consumidores, han sido elaborados en base a los datos horarios obtenidos de los registradores de potencia Amprobe que fueron instalados por espacio de 24 horas, en el lado de baja tensión en diversas S.Es. previamente seleccionadas de acuerdo a su tipicidad y a su magnitud.

Estos diagramas de carga típicos por tipo de actividad se muestran en el Anexo N° 1B.

Factores de carga y Factores de pérdidas

Los factores de carga (Fc) y de pérdidas (Fp) de los usuarios por tipo de actividad, se calcularon de los registros y diagramas de carga típicos obtenidos anteriormente; los valores se detallan a continuación:

Tipo de Carga	Fc	Fp
Residencial Mavor	0.62	0.42
Residencial Menor	0.58	0.23
Pueblo Joven	0.55	0.34
Comercial	0.51	0.31
Industrial Mayor	0.63	0.45
Industrial Medio	0.54	0.38
Industrial Menor	+ 0.44	0.28
Uso General	+ 0.69	0.50

3.2.4 Energía distribuida y facturada.

De los balances de energía proporcionados por la empresa regional de electricidad, correspondientes al año 1992, se ha calculado los factores de corrección estacional y elaborado el cuadro N° 3.6, donde se muestra el balance de energía correspondiente a la ciudad de Trujillo para el año 1993.

En el cuadro mencionado anteriormente se observa que la relación promedio entre la energía facturada y la energía distribuida para el período en estudio es de: 68%.

Con los datos registrados por el Analizador de Redes y aplicando los factores de corrección para sábado y domingo, se obtiene la energía diaria distribuida por las radiales; la misma que se muestra en el cuadro N° 3.7:

Día útil : 935.602 MWh/día (100% respecto al día útil)

Día sábado : 944.970 MWh/día (101% respecto al día útil)

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA DISTRIBUIDA Y FACTURADA AÑO 1993

MES	ENERGIA	ENERGIA	ENERGIA	PERDIDAS	Fc E.D
	DISTRIBUIDA (kWh)	FACTURADA (kWh)	FACTURADA (kWh)		
ENERO	27,144,899	16,965,562	62.50	10,179,337	0.904
FEBRERO	25,249,190	16,083,734	63.70	9,165,456	0.841
MARZO	26,822,932	16,549,749	61.70	10,273,183	0.893
ABRIL	26,550,125	15,638,024	58.90	10,912,101	0.884
MAYO	30,025,184	18,975,916	63.20	11,049,268	1.000
JUNIO	27,842,783	20,046,803	72.00	7,795,979	0.955
JULIO	28,934,557	20,369,928	70.40	8,564,629	0.964
AGOSTO	29,699,951	20,285,067	68.30	9,414,885	0.989
SETIEMBRE	29,476,225	21,222,882	72.00	8,253,343	1.020
OCTUBRE	31,313,459	23,516,408	75.10	7,797,051	1.043
NOVIEMBRE	31,026,813	22,587,520	72.80	8,439,293	1.045
DICIEMBRE	33,031,951	23,783,005	72.00	9,248,946	1.100
TOTAL	347,118,070	236,024,598	68.00	111,093,472	32.00

DONDE:

Fc E.D : Factor de Corrección Estacional para la Energía Distribuida

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA DISTRIBUIDA
MES BASE DE ANALISIS - MAYO 1,993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERGIA DIA UTIL E u (KWh)	FACTOR DE CORRECCION SABADO Fc s	ENERGIA DIA SABADO E s (KWh)	FACTOR DE CORRECCION DOMINGO Fc d	ENERGIA DIA DOMINGO E d (KWh)	ENERGIA TOTAL MES DE ANALISIS MAYO 1,993 (KWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	74,097	1.005	74,467	0.970	71,874	2,285,151
	TS-02	64,752	1.011	65,464	0.930	60,219	1,982,965
	TS-03	34,859	1.011	35,344	0.930	32,512	1,070,584
	TS-04	47,944	1.011	48,471	0.930	44,588	1,468,237
	TS-05	56,063	1.011	56,680	0.930	52,139	1,716,873
	TS-06	46,704	1.005	46,938	0.970	45,303	1,440,351
	TS-08	25,920	1.011	26,205	0.930	24,106	793,774
	TS-09	40,399	1.024	41,369	0.914	36,925	1,235,401
	TS-10	66,531	1.005	66,864	0.970	64,535	2,051,816
	TS-11	49,832	1.024	51,028	0.914	45,546	1,523,863
	TS-12	39,768	0.970	38,575	0.430	17,100	1,092,029
	TRUJILLO NORTE	TN-01	47,210	0.970	45,794	0.430	20,300
TN-02 Y 06		6,852	0.970	6,648	0.430	2,946	188,156
TN-03		98,537	1.024	100,902	0.914	90,063	3,013,261
TN-04		41,705	1.024	42,706	0.914	38,118	1,275,339
TN-05		61,496	1.024	62,972	0.914	56,207	1,880,548
TP-01		44,663	1.024	45,735	0.914	40,822	1,365,795
PATIO PORVENIR	TP-02	50,342	1.011	50,896	0.930	46,818	1,541,673
	TP-03	22,628	1.024	23,171	0.914	20,682	691,964
	TP-04	15,200	0.970	14,744	0.430	6,536	417,392
TOTAL		935,602	944,970		817,340	29,941,819	

CUADRO Nº 3.7

Día domingo : 817.340 MWh/día (87% respecto al día útil)

Luego, aplicando adecuadamente los factores de corrección estacionales y el número de días adecuado para cada mes mostrado en el cuadro N° 3.8, se obtiene la energía anual del sistema, la cual es de 345,989.7 MWh/año que representa el total de la energía distribuída proyectada en la ciudad de Trujillo para el año 1993; tal como se muestra en el cuadro N° 3.9.

Manteniendo la misma relación promedio entre la energía facturada y la energía distribuída, se tiene que la energía facturada para el año 1993 en el total de radiales es de 235,273 MWh/año.

3.3 Metodología aplicada para el análisis de pérdidas técnicas

3.3.1 Pérdidas técnicas en redes de distribución primaria

Bases de Cálculo:

Las pérdidas de potencia fueron determinadas para las horas de máxima demanda, utilizando el programa computacional interactivo de flujo de carga; en la que se asigna a cada nodo de la red, la carga medida en la subestación de distribución o en las del usuario a media tensión, correspondiente.

Las cargas medidas en cada subestación se corrigieron iterativamente hasta que la suma total de ellas, coincidiera con la potencia total medida en la salida de la radial.

Para el cálculo de las pérdidas de energía, se utilizó el factor de pérdidas correspondiente a la radial en estudio. Los resultados obtenidos fueron corregidos por factores que tuvieron en consideración lo siguiente:

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

CALENDARIO DESAGREGADO AÑO 1983

MES	N° DE DIAS		N° DE DIAS		N° DE DIAS		FACTOR DE	
	UTILES (ND u)	SABADOS (ND s)	FERIADOS (ND d)	DOMINGOS	MES	MES	fc E.D	fc P
ENERO	20	5	6		31		0.904	0.817
FEBRERO	20	4	4		28		0.841	0.707
MARZO	23	4	4		31		0.893	0.797
ABRIL	20	4	6		30		0.884	0.781
MAYO	21	4	6		31		1.000	1.000
JUNIO	21	4	5		30		0.955	0.912
JULIO	20	5	6		31		0.964	0.929
AGOSTO	21	4	6		31		0.989	0.978
SETIEMBRE	22	4	4		30		1.020	1.040
OCTUBRE	20	5	6		31		1.043	1.088
NOVIEMBRE	21	4	5		30		1.045	1.082
DICIEMBRE	22	3	6		31		1.100	1.210
TOTAL	251	50	64		365			

Donde:

fc E.D : Factor de corrección Estacional para la Energía Distribuida

fc P : Factor de corrección Estacional para la Energía de Pérdidas

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA TOTAL DISTRIBUIDA - AÑO 1,983

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERGIA DISTRIBUIDA					
		ENERO (kWh)	FEBRERO (kWh)	MARZO (kWh)	ABRIL (kWh)	MAYO (kWh)	JUNIO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	2,065,777	1,921,812	2,040,840	2,020,074	2,285,151	2,113,680
	TS-02	1,792,601	1,667,674	1,770,788	1,752,941	1,982,965	1,836,222
	TS-03	967,808	900,361	956,032	946,397	1,070,584	891,359
	TS-04	1,327,286	1,234,787	1,311,136	1,287,922	1,468,237	1,359,585
	TS-05	1,552,053	1,443,890	1,533,168	1,517,716	1,716,873	1,589,822
	TS-06	1,302,078	1,211,335	1,286,234	1,273,271	1,440,351	1,332,271
	TS-08	717,572	667,564	708,840	701,696	793,774	735,033
	TS-09	1,116,803	1,038,973	1,103,213	1,092,095	1,235,401	1,144,545
	TS-10	1,854,842	1,725,577	1,832,272	1,813,805	2,051,816	1,897,853
	TS-11	1,377,572	1,281,568	1,360,808	1,347,095	1,523,863	1,411,792
	TS-12	987,194	918,397	975,182	965,354	1,092,029	1,026,557
	TN-01	1,171,933	1,090,261	1,157,673	1,146,006	1,296,387	1,218,662
TRUJILLO NORTE	TN-02 Y 06	170,093	158,239	168,023	168,330	188,156	176,875
	TN-03	2,723,988	2,534,153	2,690,842	2,663,723	3,013,261	2,791,655
	TN-04	1,152,908	1,072,560	1,138,878	1,127,400	1,275,339	1,181,546
	TN-05	1,700,015	1,581,541	1,679,329	1,662,404	1,880,548	1,742,245
	TP-01	1,234,678	1,148,633	1,219,655	1,207,362	1,365,795	1,265,349
PATIO PORVENIR	TP-02	1,393,673	1,296,547	1,376,714	1,362,839	1,541,673	1,427,587
	TP-03	625,538	581,942	617,924	611,696	691,964	641,075
	TP-04	377,322	351,027	372,731	368,975	417,392	392,367
TOTAL		27,067,405	25,181,070	26,738,045	26,468,588	29,941,819	27,769,297
Fc d		0.904	0.841	0.883	0.884	1.000	0.955

CUADRO Nº 3.9

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA TOTAL DISTRIBUIDA - AÑO 1,993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERGIA DISTRIBUIDA											
		JULIO (kWh)	AGOSTO (kWh)	SEPTIEMBRE (kWh)	OCTUBRE (kWh)	NOVIEMBRE (kWh)	DICIEMBRE (kWh)	TOTAL AÑO (kWh)					
TRUJILLO SUR	TS-01	2,203,243	2,260,015	2,259,810	2,383,799	2,312,875	2,513,259	28,380,137					
	TS-02	1,912,265	1,961,153	1,965,824	2,068,976	2,009,269	2,180,478	22,901,156					
	TS-03	1,032,414	1,058,908	1,061,330	1,117,021	1,084,786	1,177,220	12,384,120					
	TS-04	1,415,889	1,452,086	1,455,545	1,531,921	1,487,713	1,614,481	16,956,589					
	TS-05	1,655,660	1,697,988	1,702,032	1,791,342	1,739,648	1,887,882	19,828,075					
	TS-06	1,388,724	1,424,507	1,424,379	1,502,530	1,457,826	1,584,130	16,627,635					
	TS-08	765,473	785,043	786,913	828,204	804,304	872,838	9,167,253					
	TS-09	1,191,862	1,221,812	1,225,990	1,289,535	1,252,408	1,357,875	14,270,512					
	TS-10	1,978,271	2,029,246	2,029,062	2,140,391	2,076,709	2,256,632	23,686,477					
	TS-11	1,470,156	1,507,100	1,512,254	1,590,638	1,544,840	1,674,933	17,602,618					
	TS-12	1,051,566	1,080,017	1,119,549	1,137,742	1,123,301	1,202,545	12,679,433					
	TRUJILLO NORTE	TN-01	1,248,351	1,282,126	1,329,056	1,350,654	1,333,510	1,427,583	15,052,204				
TN-02 Y 06		181,184	186,086	192,898	196,032	193,544	207,198	2,184,658					
TN-03		2,907,064	2,980,116	2,990,306	3,145,298	3,054,743	3,311,986	34,807,136					
TN-04		1,230,392	1,261,310	1,265,823	1,331,222	1,292,895	1,401,772	14,731,843					
TN-05		1,814,271	1,859,862	1,868,222	1,962,951	1,906,436	2,066,979	21,722,801					
PATO PORVENIR	TP-01	1,317,659	1,350,771	1,355,390	1,425,642	1,384,596	1,501,195	15,776,725					
	TP-02	1,486,707	1,524,715	1,528,347	1,608,543	1,562,124	1,695,232	17,804,701					
	TP-03	667,577	684,353	686,693	722,285	701,490	760,563	7,993,098					
	TP-04	401,926	412,801	427,910	434,864	429,345	459,633	4,846,293					
TOTAL	28,873,437	29,612,459	28,786,553	31,239,621	30,386,298	32,925,135	345,989,706						
Fc d	0.964	0.989	1.020	1.043	1.045	1.100							

Fc d = Factor de Correccion de Energia Distribuida - Por Variacion Estacional.

CUADRO Nº 3.9

- a. Variación diaria de carga correspondiente a los días sábados y domingos en relación con los demás días de la semana. Los mismos han sido calculados a partir de los registros efectuados en las radiales en estudio y aplicando la siguiente fórmula:

$$F_c i = E_{R i} / E_{R u}$$

donde:

F_c : Factor de corrección día

E_R : Energía Registrada día

i : Día sábado o domingo.

u : Día Util

- b. Variación mensual de carga; se ha tomado en cuenta también un factor de corrección de pérdidas, debido a la variación de la carga durante los meses del año. Los factores de mes considerados son calculados con la siguiente relación:

$$\text{Factor del mes } i = (E.D \text{ mes } i / E.D \text{ mes básico})^2$$

donde:

$E.D$: Energía Distribuida.

Donde se considera, Mayo como mes básico y se toma en cuenta la variación de la máxima demanda durante el año.

Metodología del estudio.

A continuación se presentan dos métodos utilizados en la determinación de pérdidas técnicas en sistemas de distribución primaria (RDP); asimismo se comparan los resultados al utilizar ambos métodos.

METODO 1 :

Consiste en lo siguiente:

- a. Registro continuo de parámetros eléctricos tales como potencia, energía, corriente, tensión y factor de potencia en la salida de cada radial. (durante la hora de máxima demanda).
- b. Toma de datos de placa de todas y cada una de las subestaciones de distribución.
- c. Mediciones de todas y cada una de las subestaciones de distribución (corriente, tensión y potencia en horas de máxima demanda).
- d. Con esta información se elabora una base de datos tal como se muestra en el cuadro N° 3.10 y se efectúan corridas iterativas de flujo de carga en cada radial.
- e. El resultado de estas corridas iterativas de flujo se comparan con los datos de máxima demanda medidos con el registrador electrónico a la salida de cada radial. Aplicando factores de proporción a las cargas de cada subestación repetir el proceso hasta que el resultado de la corrida de flujo de carga coincida con la potencia medida de la radial o hasta que alcance un grado de aproximación aceptable.

METODO 2 :

Consiste en lo siguiente:

- a. Registro continuo de parámetros eléctricos tales como potencia, corriente, tensión, energía y factor de potencia en la salida de cada radial. (durante la hora de máxima demanda).
- b. Toma de datos de placa de todas y cada una de las subestaciones de distribución.
- c. Repartir la carga total medida en la troncal proporcionalmente a la potencia instalada de cada subestación.

DIAGNOSTICO SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION CIUDAD DE TRUJILLO

BASE DE DATOS PARAMETROS DE MAXIMA DEMANDA
CENTRO DE TRANSFORMACION : TRUJILLO SUR

NOTA : PARA POTENCIAS MAYORES O
400 KVA INGRESAR DATOS DE PERDIDAS
NOMINALES EN EL F₀ Y EN EL C_u
EN FORMA MANUAL

COS (x) : 0.90

Sls	#	PI	#	#	S.E	Pe	VCC	In	Vn	I MD	V MD	P MD	Q MD	Pcu n	f.u.	Pcu r	P TI	Q TI	PARAMETROS CORREGIDOS POR FLUJO						
																			lmd	Pmd	Qmd	f.u.			
		kVA	Ord	Noda	N7	kVA	%	(A)	(V)	(A)	(V)	(KW)	(KVAR)	(KW)	(%)	(KW)	(KW)	(KVAR)	(%)	(KW)	(KVAR)				
3	1	160	1	14	SS.EE 1	100	3.8	243	390	237	305	145	71	0.80	3.80	3.62	151	77	238	147	71	0.88	3.65	151	77
3	1	320	2	5	SS.EE 4	320	4.2	462	400	357	372	207	100	1.09	5.40	3.22	211	108	358	208	101	0.77	3.24	212	109
3	1	400	3	18	SS.EE 6	400	4.2	577	400	474	398	272	132	1.28	6.40	4.31	278	143	475	273	132	0.82	4.34	278	144
3	1	500	4	4	SS.EE 9	500	4.2	722	400	640	379	379	183	1.80	7.20	5.98	388	200	642	380	184	0.89	5.70	387	201
3	1	160	5	15	SS.EE 10	160	3.8	402	230	383	213	127	62	0.80	3.80	3.45	132	67	384	128	62	0.86	3.47	132	67
3	1	320	6	7	SS.EE 12	320	4.2	464	398	365	403	229	111	1.09	5.40	3.33	234	119	366	230	111	0.79	3.35	234	120
3	1	250	7	11	SS.EE 13	250	4.2	363	398	356	402	224	108	0.93	4.50	4.35	229	118	358	224	109	0.99	4.37	230	119
3	1	315	8	3	SS.EE 14	315	4.2	479	380	520	381	309	149	1.09	5.40	6.37	316	165	521	310	150	1.09	6.41	317	166
3	1	400	9	17	SS.EE 35	400	4.2	608	380	358	388	215	104	1.28	6.40	5.22	219	110	359	216	105	0.59	2.24	220	110
3	1	150	10	12	SS.EE 64	150	4.0	377	230	295	235	108	52	0.90	3.80	2.33	111	56	296	108	53	0.79	2.35	112	56
3	1	250	11	13	SS.EE 70	250	4.2	390	380	204	409	130	63	0.93	4.50	1.30	132	68	205	131	63	0.54	1.31	133	68
3	1	220	12	2	SS.EE 77	220	4.2	318	400	280	430	174	84	0.93	4.50	3.01	178	90	280	174	84	0.82	3.02	178	91
3	1	320	13	16	SS.EE 83	320	4.2	482	400	345	395	207	100	1.09	5.40	3.01	211	108	346	207	100	0.75	3.03	211	108
3	1	320	14	9	SS.EE 164	320	4.2	462	400	277	363	170	82	1.09	5.40	1.94	173	87	278	170	82	0.80	1.96	173	87
3	1	500	15	21	SS.EE 165	500	4.2	722	400	637	398	398	182	1.80	7.20	5.61	404	208	639	397	183	0.89	5.65	405	209
3	1	400	16	6	SS.EE 401	400	4.2	1004	230	79	214	26	13	1.28	6.40	0.04	28	13	79	27	13	0.08	0.04	28	13
3	1	400	17	8	SS.EE 402	400	4.2	577	400	107	398	66	32	1.28	6.40	0.19	0.22	67	107	66	32	0.19	0.22	68	33
3	1	320	18	19	SS.EE 420	320	4.2	803	230	15	238	6	3	1.09	5.40	0.02	0.00	7	3	15	6	0.02	0.00	7	3
3	1	250	19	20	SS.EE 452	250	4.2	658	220	285	221	98	48	0.93	4.50	0.44	0.85	100	286	99	48	0.44	0.86	101	50
3	1	160	20	10	SS.EE 522	160	3.8	402	230	332	221	114	55	0.80	3.80	2.59	118	60	333	115	58	0.83	2.61	118	60
3	1	320	21	22	SS.EE 5	320	4.2	803	230	857	230	307	149	1.09	5.40	1.07	6.14	314	859	308	149	1.07	6.18	315	165
3	1	1600	22	23	SS.EE 408	1600	6.0	3631	235	1659	380	983	476	5.40	21.60	0.42	3.85	982	1664	477	47	0.42	3.87	985	495
3	1	160	23	24	SS.EE 608	160	3.8	402	230	282	221	97	47	0.80	3.80	1.87	100	50	283	97	47	0.70	1.88	100	50
TOTAL		8195				8195					4980	2417	28				5088	2588		5008	2425		68.74	5108	2587

Sist. : Sistema Trifásico o Monofásico
 # Traf : Número de Transformadores
 P I : Potencia Instalada
 P e : Potencia Efectiva
 VCC : Tensión de Corto Circuito
 In : Intensidad Nominal
 Vn : Voltaje Nominal
 I MD : Intensidad en Máz. Demanda medida.
 V MD : Voltaje en Máz. Demanda medida.

P MD : Escala en Máz. Demanda
 P TI : Pérdidas en el Cobre nominal
 Pcu n : Pérdidas en el Cobre Real
 Pcu r : Pérdidas en el Cobre Real
 Imd : Intensidad en Máz. Dem. Corregida.
 P TI : Potencia Final Corregida.

PERDIDAS ESTIM.
 EN LINEA
 134.5 KW
 2.67%

DIFERENCIA
 0.003

FACTOR DE CORRECCION
 1.003

CUADRO Nº 3.10

- d. Proceder a hacer corridas de flujo de carga hasta que el grado de aproximación con la potencia medida de la troncal sea aceptable.

CONCLUSION

Para efectos de diagnóstico de las pérdidas en las RDP, los métodos presentados son validos. Cuando se efectúa el estudio con fines de remodelación de redes se recomienda compatibilizar ambos métodos aplicando la técnica de muestreos.

Para la aplicación de los métodos especificados anteriormente fue necesano:

- a. Definir el esquema topológico de cada radial, tal y como se encontraba al momento de hacer el levantamiento de la red y las mediciones de campo.

El esquema de la radial TS-01 (Diagrama Topológico), se muestra en la figura N° 3.2.

- b. Los parámetros físicos de los cables de las redes subterráneas y los conductores de las líneas aéreas ubicadas en los esquemas topológicos de las radiales se determinaron mediante cálculos que tienen en consideración la disposición geométrica de los mismos. En el cuadro N° 3.11 se muestran los resultados de los cálculos efectuados.
- c. Los datos correspondientes a las carga de las Subestaciones de distribución conectadas a cada radial fueron medidos en horas de máxima demanda de 6:30 a 9:00 pm.
- d. Cuando en alguna Subestación no fue posible tomar las mediciones en horas de punta, se le asignó un diagrama de carga diario promedio

según el tipo de carga ó se tomó la medición en horas de la mañana y se correlacionó con su respectivo diagrama de carga típico histórico.

- e. Después de obtener la carga de los tramos de la radial, a partir de la carga de las subestaciones involucradas, se corrieron los flujos de potencia respectivos, con el software especializado FDC, para calcular la potencia total entregada y la potencia de pérdidas en cada radial, a la hora de máxima demanda. Los resultados se presentan en el Anexo N° 2.
- f. La potencia total entregada por cada radial y calculada según el paso "e" fue contrastada y consistenciado con los registros obtenidos con el analizador electrónico de redes y con los planillones de balance energético llenados por los operadores de las SET en cada radial.

Los valores reales y porcentuales de las pérdidas de potencia en la red primaria de las radiales se observan en el cuadro N° 3.12.

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

$$E_p = \sum P_i \times F_{pi} \times T$$

Donde :

E_p = Pérdidas de Energía diaria.

$\sum P_i$ = Suma de pérdidas de potencia correspondientes a los tramos y radiales en estudio, en horas de Máxima Demanda.

F_p = Factor de pérdidas evaluado para cada radial,

obtenido de los valores registrados por el analizador de redes electrónico. (Factor de Carga del diagrama de pérdidas).

T Tiempo de registro (24 horas)

A partir de los resultados obtenidos para el día útil, y utilizando los factores de corrección respectivos se determinaron los valores de las pérdidas correspondientes a un día Sábado ($E_{p s}$) y un día Domingo ($E_{p d}$).

Los factores de corrección de pérdidas, se calcularon en base a los diagramas de carga de un día Util, Sábado y Domingo de todas las radiales.

- i) Para el cálculo de las pérdidas de energía del mes base, se aplican la siguiente expresión:

$$E_{p j} = N_{du} \times E_{p u} + N_{ds} \times E_{p s} + N_{dd} \times E_{p d}$$

Donde :

$E_{p j}$ Pérdida de Energía mensual en el mes j-ésimo.

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

$E_{p u}, E_{p s}, E_{p d}$ = Energía de pérdidas calculado para un día útil sábado y domingos o feriados

- j) Finalmente, la energía de pérdidas en el año viene dada por la siguiente expresión:

$$E_{p \text{ año}} = \sum_{j=i} E_{p j}$$

Para calcular las pérdidas de energía en el año de análisis, 1993 se utilizaron factores de corrección por variación estacional mensual de la carga.

En el cuadro N° 3.13 se muestran los calculos efectuados para determinar las pérdidas técnicas en la red de distribución primaria de la radial TS-01.

3.3.2 Pérdidas técnicas en subestaciones de distribución

Metodología:

Para evaluar las pérdidas en los transformadores de distribución, se ha tenido como base de datos las pérdidas en el cobre y el fierro nominales del fabricante que aparecen en los catálogos y archivos de la empresa y los verificados durante la actividad del levantamiento de información de campo.

En el cuadro N° 3.14, se muestran las pérdidas en el cobre y en el fierro de los transformadores a condiciones nominales.

En cuanto a los factores de utilización por subestación y número de subestaciones en servicio, estos valores han sido obtenidos mediante el inventario de subestaciones y mediciones de campo realizadas en cada radial.

También se calcularon los factores de carga (F_c) y factores de pérdidas (F_p), a partir de los mismos registros en las subestaciones seleccionadas (Registros gráficos con equipos AMPROBE y CIRCUTOR).

Los factores de corrección utilizados para los cálculos de pérdidas de energía en el mes base y en el año base, son los mismos que se utilizaron en los cálculos de pérdidas en la Red Primaria.

SECTOR COMERCIAL (5,236 clientes)

Son los consumidores ubicados en zonas con alta actividad comercial (Casco urbano de Trujillo).

SECTOR INDUSTRIAL (1,017 clientes)**Sector industrial mayor**

Este sector esta compuesto por los usuarios industriales que cuentan con tarifa no regulada (Potencia Contratada mayor de 1,000 kW), entre ellos tenemos la Sociedad Cervezera de Trujillo LTDA.

Las tarifas aplicables a este sector son:

Tarifa: AT1 y MT1.

Sector Industrial medio y menor

Este sector esta compuesto por los usuarios industriales que tienen tarifa regulada (Potencia Contratada menor de 1,000 kW).

Las tarifas aplicables a este sector son:

Tarifa: MT2, MT3-A, MT3-B, MT4-A y MT4-B.

SECTOR USO GENERAL Y OTROS (2,156 clientes)

En este sector se encuentran ubicados los organismos e instituciones del Gobierno Central, Municipalidades, Hospitales, Electrobombas de uso agrícola, agua, desagüe y centros de instrucción pública.

3.2.3 Diagramas de carga típicos por tipo de actividad

Los diagramas de carga por tipo de actividad desarrollada por los consumidores, han sido elaborados en base a los datos horarios obtenidos de los registradores de potencia Amprobe que fueron instalados por espacio de 24 horas, en el lado de baja tensión en diversas S.Es. previamente seleccionadas de acuerdo a su tipicidad y a su magnitud.

Estos diagramas de carga típicos por tipo de actividad se muestran en el Anexo N° 1B.

Factores de carga y Factores de pérdidas

Los factores de carga (Fc) y de pérdidas (Fp) de los usuarios por tipo de actividad, se calcularon de los registros y diagramas de carga típicos obtenidos anteriormente; los valores se detallan a continuación:

Tipo de Carga	Fc	Fp
Residencial Mavor	0.62	0.42
Residencial Menor	0.58	0.23
Pueblo Joven	0.55	0.34
Comercial	0.51	0.31
Industrial Mayor	0.63	0.45
Industrial Medio	0.54	0.38
Industrial Menor	+ 0.44	0.28
Uso General	+ 0.69	0.50

3.2.4 Energía distribuida y facturada.

De los balances de energía proporcionados por la empresa regional de electricidad, correspondientes al año 1992, se ha calculado los factores de corrección estacional y elaborado el cuadro N° 3.6, donde se muestra el balance de energía correspondiente a la ciudad de Trujillo para el año 1993.

En el cuadro mencionado anteriormente se observa que la relación promedio entre la energía facturada y la energía distribuida para el período en estudio es de: 68%.

Con los datos registrados por el Analizador de Redes y aplicando los factores de corrección para sábado y domingo, se obtiene la energía diaria distribuida por las radiales; la misma que se muestra en el cuadro N° 3.7:

Día útil : 935.602 MWh/día (100% respecto al día útil)

Día sábado : 944.970 MWh/día (101% respecto al día útil)

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA DISTRIBUIDA Y FACTURADA AÑO 1993

MES	ENERGIA DISTRIBUIDA	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS	Fc E.D
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	
			%	%
ENERO	27,144,899	16,965,562	62.50	0.904
FEBRERO	25,249,190	16,083,734	63.70	0.841
MARZO	26,822,932	16,549,749	61.70	0.893
ABRIL	26,550,125	15,638,024	58.90	0.884
MAYO	30,025,184	18,975,916	63.20	1.000
JUNIO	27,842,783	20,046,803	72.00	0.955
JULIO	28,934,557	20,369,928	70.40	0.964
AGOSTO	29,699,951	20,285,067	68.30	0.989
SETIEMBRE	29,476,225	21,222,882	72.00	1.020
OCTUBRE	31,313,459	23,516,408	75.10	1.043
NOVIEMBRE	31,026,813	22,587,520	72.80	1.045
DICIEMBRE	33,031,951	23,783,005	72.00	1.100
TOTAL	347,118,070	236,024,598	68.00	32.00

DONDE:

Fc E.D : Factor de Corrección Estacional para la Energía Distribuida

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA DISTRIBUIDA
MES BASE DE ANALISIS - MAYO 1,993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERGIA DIA UTIL E u (KWh)	FACTOR DE CORRECCION SABADO Fc s	ENERGIA DIA SABADO E s (KWh)	FACTOR DE CORRECCION DOMINGO Fc d	ENERGIA DIA DOMINGO E d (KWh)	ENERGIA TOTAL MES DE ANALISIS MAYO 1,993 (KWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	74,097	1.005	74,467	0.970	71,874	2,285,151
	TS-02	64,752	1.011	65,464	0.930	60,219	1,982,965
	TS-03	34,859	1.011	35,344	0.930	32,512	1,070,584
	TS-04	47,944	1.011	48,471	0.930	44,588	1,468,237
	TS-05	56,063	1.011	56,680	0.930	52,139	1,716,873
	TS-06	46,704	1.005	46,938	0.970	45,303	1,440,351
	TS-08	25,920	1.011	26,205	0.930	24,106	793,774
	TS-09	40,399	1.024	41,369	0.914	36,925	1,235,401
	TS-10	66,531	1.005	66,864	0.970	64,535	2,051,816
	TS-11	49,832	1.024	51,028	0.914	45,546	1,523,863
TRUJILLO NORTE	TS-12	39,768	0.970	38,575	0.430	17,100	1,092,029
	TN-01	47,210	0.970	45,794	0.430	20,300	1,296,387
	TN-02 Y 06	6,852	0.970	6,648	0.430	2,946	188,156
	TN-03	98,537	1.024	100,902	0.914	90,063	3,013,261
	TN-04	41,705	1.024	42,706	0.914	38,118	1,275,339
	TN-05	61,496	1.024	62,972	0.914	56,207	1,880,548
PATIO PORVENIR	TP-01	44,663	1.024	45,735	0.914	40,822	1,365,795
	TP-02	50,342	1.011	50,896	0.930	46,818	1,541,673
	TP-03	22,628	1.024	23,171	0.914	20,682	691,964
TOTAL	TP-04	15,200	0.970	14,744	0.430	6,536	417,392
		935,602		944,970		817,340	29,941,819

CUADRO Nº 3.7

Día domingo : 817.340 MWh/día (87% respecto al día útil)

Luego, aplicando adecuadamente los factores de corrección estacionales y el número de días adecuado para cada mes mostrado en el cuadro N° 3.8, se obtiene la energía anual del sistema, la cual es de 345,989.7 MWh/año que representa el total de la energía distribuída proyectada en la ciudad de Trujillo para el año 1993; tal como se muestra en el cuadro N° 3.9.

Manteniendo la misma relación promedio entre la energía facturada y la energía distribuída, se tiene que la energía facturada para el año 1993 en el total de radiales es de 235,273 MWh/año.

3.3 Metodología aplicada para el análisis de pérdidas técnicas

3.3.1 Pérdidas técnicas en redes de distribución primaria

Bases de Cálculo:

Las pérdidas de potencia fueron determinadas para las horas de máxima demanda, utilizando el programa computacional interactivo de flujo de carga; en la que se asigna a cada nodo de la red, la carga medida en la subestación de distribución o en las del usuario a media tensión, correspondiente.

Las cargas medidas en cada subestación se corrigieron iterativamente hasta que la suma total de ellas, coincidiera con la potencia total medida en la salida de la radial.

Para el cálculo de las pérdidas de energía, se utilizó el factor de pérdidas correspondiente a la radial en estudio. Los resultados obtenidos fueron corregidos por factores que tuvieron en consideración lo siguiente:

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

CALENDARIO DESAGREGADO AÑO 1983

MES	N° DE DIAS		N° DE DIAS		N° DE DIAS		FACTOR DE	
	UTILES (ND u)	SABADOS (ND s)	FERIADOS (ND d)	DOMINGOS	MES	MES	fc E.D	fc P
ENERO	20	5	6		31		0.904	0.817
FEBRERO	20	4	4		28		0.841	0.707
MARZO	23	4	4		31		0.893	0.797
ABRIL	20	4	6		30		0.884	0.781
MAYO	21	4	6		31		1.000	1.000
JUNIO	21	4	5		30		0.955	0.912
JULIO	20	5	6		31		0.964	0.929
AGOSTO	21	4	6		31		0.989	0.978
SETIEMBRE	22	4	4		30		1.020	1.040
OCTUBRE	20	5	6		31		1.043	1.088
NOVIEMBRE	21	4	5		30		1.045	1.082
DICIEMBRE	22	3	6		31		1.100	1.210
TOTAL	251	50	64		365			

Donde:

fc E.D : Factor de corrección Estacional para la Energía Distribuida

fc P : Factor de corrección Estacional para la Energía de Pérdidas

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA TOTAL DISTRIBUIDA - AÑO 1,983

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERGIA DISTRIBUIDA					
		ENERO (kWh)	FEBRERO (kWh)	MARZO (kWh)	ABRIL (kWh)	MAYO (kWh)	JUNIO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	2,065,777	1,921,812	2,040,840	2,020,074	2,285,151	2,113,680
	TS-02	1,792,601	1,667,674	1,770,788	1,752,941	1,982,965	1,836,222
	TS-03	967,808	900,361	956,032	946,397	1,070,584	891,359
	TS-04	1,327,286	1,234,787	1,311,136	1,287,922	1,468,237	1,359,585
	TS-05	1,552,053	1,443,890	1,533,168	1,517,716	1,716,873	1,589,822
	TS-06	1,302,078	1,211,335	1,286,234	1,273,271	1,440,351	1,332,271
	TS-08	717,572	667,564	708,840	701,696	793,774	735,033
	TS-09	1,116,803	1,038,973	1,103,213	1,092,095	1,235,401	1,144,545
	TS-10	1,854,842	1,725,577	1,832,272	1,813,805	2,051,816	1,897,853
	TS-11	1,377,572	1,281,568	1,360,808	1,347,095	1,523,863	1,411,792
	TS-12	987,194	918,397	975,182	965,354	1,092,029	1,026,557
	TN-01	1,171,933	1,090,261	1,157,673	1,146,006	1,296,387	1,218,662
TN-02 Y 06	170,093	158,239	168,023	168,330	188,156	176,875	
TRUJILLO NORTE	TN-03	2,723,988	2,534,153	2,690,842	2,663,723	3,013,261	2,791,655
	TN-04	1,152,908	1,072,560	1,138,878	1,127,400	1,275,339	1,181,546
	TN-05	1,700,015	1,581,541	1,679,329	1,662,404	1,880,548	1,742,245
	TP-01	1,234,678	1,148,633	1,219,655	1,207,362	1,365,795	1,265,349
	TP-02	1,393,673	1,296,547	1,376,714	1,362,839	1,541,673	1,427,587
PATIO PORVENIR	TP-03	625,538	581,942	617,924	611,696	691,964	641,075
	TP-04	377,322	351,027	372,731	368,975	417,392	392,367
TOTAL		27,067,405	25,181,070	26,738,045	26,468,588	29,941,819	27,769,297
Fc d		0.904	0.841	0.883	0.884	1.000	0.955

CUADRO Nº 3.9

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
ENERGIA TOTAL DISTRIBUIDA - AÑO 1,993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERGIA DISTRIBUIDA											
		JULIO (kWh)	AGOSTO (kWh)	SEPTIEMBRE (kWh)	OCTUBRE (kWh)	NOVIEMBRE (kWh)	DICIEMBRE (kWh)	TOTAL AÑO (kWh)					
TRUJILLO SUR	TS-01	2,203,243	2,260,015	2,259,810	2,383,799	2,312,875	2,513,259	28,380,137					
	TS-02	1,912,265	1,961,153	1,965,824	2,068,976	2,009,269	2,180,478	22,901,156					
	TS-03	1,032,414	1,058,908	1,061,330	1,117,021	1,084,786	1,177,220	12,384,120					
	TS-04	1,415,889	1,452,086	1,455,545	1,531,921	1,487,713	1,614,481	16,956,589					
	TS-05	1,655,660	1,697,988	1,702,032	1,791,342	1,739,648	1,887,882	19,828,075					
	TS-06	1,388,724	1,424,507	1,424,379	1,502,530	1,457,826	1,584,130	16,627,635					
	TS-08	765,473	785,043	786,913	828,204	804,304	872,838	9,167,253					
	TS-09	1,191,862	1,221,812	1,225,990	1,289,535	1,252,408	1,357,875	14,270,512					
	TS-10	1,978,271	2,029,246	2,029,062	2,140,391	2,076,709	2,256,632	23,686,477					
	TS-11	1,470,156	1,507,100	1,512,254	1,590,638	1,544,840	1,674,933	17,602,618					
	TS-12	1,051,566	1,080,017	1,119,549	1,137,742	1,123,301	1,202,545	12,679,433					
	TRUJILLO NORTE	TN-01	1,248,351	1,282,126	1,329,056	1,350,654	1,333,510	1,427,583	15,052,204				
TN-02 Y 06		181,184	186,086	192,898	196,032	193,544	207,198	2,184,658					
TN-03		2,907,064	2,980,116	2,990,306	3,145,298	3,054,743	3,311,986	34,807,136					
TN-04		1,230,392	1,261,310	1,265,823	1,331,222	1,292,895	1,401,772	14,731,843					
TN-05		1,814,271	1,859,862	1,868,222	1,962,951	1,906,436	2,066,979	21,722,801					
PATO PORVENIR	TP-01	1,317,659	1,350,771	1,355,390	1,425,642	1,384,596	1,501,195	15,776,725					
	TP-02	1,486,707	1,524,715	1,528,347	1,608,543	1,562,124	1,695,232	17,804,701					
	TP-03	667,577	684,353	686,693	722,285	701,490	760,563	7,993,098					
	TP-04	401,926	412,801	427,910	434,864	429,345	459,633	4,846,293					
TOTAL	28,873,437	29,612,459	28,786,553	31,239,621	30,386,298	32,925,135	345,989,706						
Fc d	0.964	0.989	1.020	1.043	1.045	1.100							

Fc d = Factor de Correccion de Energia Distribuida - Por Variacion Estacional.

CUADRO N° 3.9

- a. Variación diaria de carga correspondiente a los días sábados y domingos en relación con los demás días de la semana. Los mismos han sido calculados a partir de los registros efectuados en las radiales en estudio y aplicando la siguiente fórmula:

$$F_c i = E_{R i} / E_{R u}$$

donde:

F_c : Factor de corrección día

E_R : Energía Registrada día

i : Día sábado o domingo.

u : Día Util

- b. Variación mensual de carga; se ha tomado en cuenta también un factor de corrección de pérdidas, debido a la variación de la carga durante los meses del año. Los factores de mes considerados son calculados con la siguiente relación:

$$\text{Factor del mes } i = (E.D \text{ mes } i / E.D \text{ mes básico})^2$$

donde:

$E.D$: Energía Distribuida.

Donde se considera, Mayo como mes básico y se toma en cuenta la variación de la máxima demanda durante el año.

Metodología del estudio.

A continuación se presentan dos métodos utilizados en la determinación de pérdidas técnicas en sistemas de distribución primaria (RDP); asimismo se comparan los resultados al utilizar ambos métodos.

METODO 1 :

Consiste en lo siguiente:

- a. Registro continuo de parámetros eléctricos tales como potencia, energía, corriente, tensión y factor de potencia en la salida de cada radial. (durante la hora de máxima demanda).
- b. Toma de datos de placa de todas y cada una de las subestaciones de distribución.
- c. Mediciones de todas y cada una de las subestaciones de distribución (corriente, tensión y potencia en horas de máxima demanda).
- d. Con esta información se elabora una base de datos tal como se muestra en el cuadro N° 3.10 y se efectúan corridas iterativas de flujo de carga en cada radial.
- e. El resultado de estas corridas iterativas de flujo se comparan con los datos de máxima demanda medidos con el registrador electrónico a la salida de cada radial. Aplicando factores de proporción a las cargas de cada subestación repetir el proceso hasta que el resultado de la corrida de flujo de carga coincida con la potencia medida de la radial o hasta que alcance un grado de aproximación aceptable.

METODO 2 :

Consiste en lo siguiente:

- a. Registro continuo de parámetros eléctricos tales como potencia, corriente, tensión, energía y factor de potencia en la salida de cada radial. (durante la hora de máxima demanda).
- b. Toma de datos de placa de todas y cada una de las subestaciones de distribución.
- c. Repartir la carga total medida en la troncal proporcionalmente a la potencia instalada de cada subestación.

DIAGNOSTICO SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION CIUDAD DE TRUJILLO

BASE DE DATOS PARAMETROS DE MAXIMA DEMANDA
CENTRO DE TRANSFORMACION : TRUJILLO SUR

NOTA : PARA POTENCIAS MAYORES O
400 KVA INGRESAR DATOS DE PERDIDAS
NOMINALES EN EL F₀ Y EN EL C_u
EN FORMA MANUAL

COS (x) : 0.90

Sls	#	PI	#	#	S.E	Pe	VCC	In	Vn	I MD	V MD	P MD	Q MD	Pcu n	f.u.	Pcu r	P TI	Q TI	PARAMETROS CORREGIDOS POR FLIJO						
																			lmd	Pmd	Qmd	f.u.			
		kVA	Ord	Noda	N7	kVA	%	(A)	(V)	(A)	(V)	(KW)	(KVAR)	(KW)	(%)	(KW)	(KW)	(KVAR)	(%)	(KW)	(KVAR)				
3	1	160	1	14	SS.EE 1	160	3.8	243	360	237	365	146	71	0.80	3.80	3.62	151	77	238	147	71	0.88	3.65	151	77
3	1	320	2	5	SS.EE 4	320	4.2	462	400	357	372	207	100	1.06	5.40	3.22	211	108	358	208	101	0.77	3.24	212	108
3	1	400	3	18	SS.EE 6	400	4.2	577	400	474	368	272	132	1.28	6.40	4.31	278	143	475	273	132	0.82	4.34	278	144
3	1	500	4	4	SS.EE 9	500	4.2	722	400	640	378	379	183	1.80	7.20	5.66	388	200	642	380	184	0.89	5.70	387	201
3	1	160	5	15	SS.EE 10	160	3.8	402	230	383	213	127	62	0.80	3.80	3.45	132	67	384	128	62	0.86	3.47	132	67
3	1	320	6	7	SS.EE 12	320	4.2	464	368	365	403	229	111	1.06	5.40	3.33	234	119	366	230	111	0.79	3.35	234	120
3	1	250	7	11	SS.EE 13	250	4.2	363	368	356	402	224	108	0.93	4.50	4.35	229	118	358	224	109	0.89	4.37	230	119
3	1	315	8	3	SS.EE 14	315	4.2	478	380	520	381	309	149	1.06	5.40	6.37	316	165	521	310	150	1.09	6.41	317	166
3	1	400	9	17	SS.EE 35	400	4.2	608	380	358	388	215	104	1.28	6.40	5.22	219	110	359	216	105	0.59	2.24	220	110
3	1	150	10	12	SS.EE 64	150	4.0	377	230	295	235	108	52	0.80	3.80	2.33	111	56	296	108	53	0.79	2.35	112	56
3	1	250	11	13	SS.EE 70	250	4.2	380	380	204	409	130	63	0.93	4.50	1.30	132	68	205	131	63	0.54	1.31	133	68
3	1	220	12	2	SS.EE 77	220	4.2	318	400	260	430	174	84	0.93	4.50	3.01	178	90	260	174	84	0.82	3.02	178	91
3	1	320	13	16	SS.EE 83	320	4.2	482	400	345	395	207	100	1.06	5.40	3.01	211	108	346	207	100	0.75	3.03	211	108
3	1	320	14	9	SS.EE 164	320	4.2	462	400	277	363	170	82	1.06	5.40	1.94	173	87	278	170	82	0.80	1.96	173	87
3	1	500	15	21	SS.EE 165	500	4.2	722	400	637	398	398	182	1.80	7.20	5.61	404	208	639	397	183	0.89	5.65	405	209
3	1	400	16	6	SS.EE 401	400	4.2	1004	230	79	214	26	13	1.28	6.40	0.04	28	13	79	27	13	0.08	0.04	28	13
3	1	400	17	8	SS.EE 402	400	4.2	577	400	107	368	66	32	1.28	6.40	0.19	0.22	67	107	66	32	0.19	0.22	68	33
3	1	320	18	19	SS.EE 420	320	4.2	803	230	15	238	6	3	1.06	5.40	0.02	0.00	7	15	6	3	0.02	0.00	7	3
3	1	250	19	20	SS.EE 452	250	4.2	658	220	285	221	98	48	0.93	4.50	0.44	0.85	100	286	99	48	0.44	0.86	101	50
3	1	160	20	10	SS.EE 522	160	3.8	402	230	332	221	114	55	0.80	3.80	2.59	118	60	333	115	58	0.83	2.61	118	60
3	1	320	21	22	SS.EE 5	320	4.2	803	230	857	230	307	149	1.06	5.40	0.14	314	164	859	308	149	1.07	0.14	315	165
3	1	1600	22	23	SS.EE 408	1600	6.0	3631	235	1659	380	983	476	5.40	21.60	0.42	3.85	982	1664	477	47	0.42	3.87	985	495
3	1	160	23	24	SS.EE 608	160	3.8	402	230	282	221	97	47	0.80	3.80	1.87	100	50	283	97	47	0.70	1.88	100	50
TOTAL		8195				8195					4980	2417	28				5088	2588		5008	2425		68.74	5108	2587

Sist. : Sistema Trifásico o Monofásico
 # Traf : Número de Transformadores
 P I : Potencia Instalada
 P e : Potencia Efectiva
 VCC : Tensión de Corto Circuito
 In : Intensidad Nominal
 Vn : Voltaje Nominal
 I MD : Intensidad en Máz. Demanda medida.
 V MD : Voltaje en Máz. Demanda medida.

P MD : Escala en Máz. Demanda
 P TI : Pérdidas en el Cobre nominal
 Pcu n : Pérdidas en el Cobre Real
 Pcu r : Intensidad en Máz. Dem. Corregida.
 P TI : Potencia Final Corregida.

PERDIDAS ESTIM.
 EN LINEA
 134.5 KW
 2.67%

DIFERENCIA
 0.003

FACTOR DE CORRECCION
 1.003

CUADRO Nº 3.10

- d. Proceder a hacer corridas de flujo de carga hasta que el grado de aproximación con la potencia medida de la troncal sea aceptable.

CONCLUSION

Para efectos de diagnóstico de las pérdidas en las RDP, los métodos presentados son validos. Cuando se efectúa el estudio con fines de remodelación de redes se recomienda compatibilizar ambos métodos aplicando la técnica de muestreos.

Para la aplicación de los métodos especificados anteriormente fue necesano:

- a. Definir el esquema topológico de cada radial, tal y como se encontraba al momento de hacer el levantamiento de la red y las mediciones de campo.

El esquema de la radial TS-01 (Diagrama Topológico), se muestra en la figura N° 3.2.

- b. Los parámetros físicos de los cables de las redes subterráneas y los conductores de las líneas aéreas ubicadas en los esquemas topológicos de las radiales se determinaron mediante cálculos que tienen en consideración la disposición geométrica de los mismos. En el cuadro N° 3.11 se muestran los resultados de los cálculos efectuados.
- c. Los datos correspondientes a las carga de las Subestaciones de distribución conectadas a cada radial fueron medidos en horas de máxima demanda de 6:30 a 9:00 pm.
- d. Cuando en alguna Subestación no fue posible tomar las mediciones en horas de punta, se le asignó un diagrama de carga diario promedio

según el tipo de carga ó se tomó la medición en horas de la mañana y se correlacionó con su respectivo diagrama de carga típico histórico.

- e. Después de obtener la carga de los tramos de la radial, a partir de la carga de las subestaciones involucradas, se corrieron los flujos de potencia respectivos, con el software especializado FDC, para calcular la potencia total entregada y la potencia de pérdidas en cada radial, a la hora de máxima demanda. Los resultados se presentan en el Anexo N° 2.
- f. La potencia total entregada por cada radial y calculada según el paso "e" fue contrastada y consistenciado con los registros obtenidos con el analizador electrónico de redes y con los planillones de balance energético llenados por los operadores de las SET en cada radial.

Los valores reales y porcentuales de las pérdidas de potencia en la red primaria de las radiales se observan en el cuadro N° 3.12.

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

$$E_p = \sum P_i \times F_{pi} \times T$$

Donde :

E_p = Pérdidas de Energía diaria.

$\sum P_i$ = Suma de pérdidas de potencia correspondientes a los tramos y radiales en estudio, en horas de Máxima Demanda.

F_p = Factor de pérdidas evaluado para cada radial,

obtenido de los valores registrados por el analizador de redes electrónico. (Factor de Carga del diagrama de pérdidas).

T Tiempo de registro (24 horas)

A partir de los resultados obtenidos para el día útil, y utilizando los factores de corrección respectivos se determinaron los valores de las pérdidas correspondientes a un día Sábado ($E_{p s}$) y un día Domingo ($E_{p d}$).

Los factores de corrección de pérdidas, se calcularon en base a los diagramas de carga de un día Util, Sábado y Domingo de todas las radiales.

- i) Para el cálculo de las pérdidas de energía del mes base, se aplican la siguiente expresión:

$$E_{p j} = N_{du} \times E_{p u} + N_{ds} \times E_{p s} + N_{dd} \times E_{p d}$$

Donde :

$E_{p j}$ Pérdida de Energía mensual en el mes j -ésimo.

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

$E_{p u}, E_{p s}, E_{p d}$ = Energía de pérdidas calculado para un día útil sábado y domingos o feriados

- j) Finalmente, la energía de pérdidas en el año viene dada por la siguiente expresión:

$$E_{p \text{ año}} = \sum_{j=i} E_{p j}$$

Para calcular las pérdidas de energía en el año de análisis, 1993 se utilizaron factores de corrección por variación estacional mensual de la carga.

En el cuadro N° 3.13 se muestran los calculos efectuados para determinar las pérdidas técnicas en la red de distribución primaria de la radial TS-01.

3.3.2 Pérdidas técnicas en subestaciones de distribución

Metodología:

Para evaluar las pérdidas en los transformadores de distribución, se ha tenido como base de datos las pérdidas en el cobre y el fierro nominales del fabricante que aparecen en los catálogos y archivos de la empresa y los verificados durante la actividad del levantamiento de información de campo.

En el cuadro N° 3.14, se muestran las pérdidas en el cobre y en el fierro de los transformadores a condiciones nominales.

En cuanto a los factores de utilización por subestación y número de subestaciones en servicio, estos valores han sido obtenidos mediante el inventario de subestaciones y mediciones de campo realizadas en cada radial.

También se calcularon los factores de carga (F_c) y factores de pérdidas (F_p), a partir de los mismos registros en las subestaciones seleccionadas (Registros gráficos con equipos AMPROBE y CIRCUTOR).

Los factores de corrección utilizados para los cálculos de pérdidas de energía en el mes base y en el año base, son los mismos que se utilizaron en los cálculos de pérdidas en la Red Primaria.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA - CIUDAD DE TRUJILLO

CARACTERISTICAS TECNICAS DE TRANSFORMADORES

S (kVA)	F Hz.	V kV	P Fe (kW)	P Cu (kW)	PT (kW)
25	60	10/0.23-0.40	0.350	1.900	2.250
50	60	10/0.23-0.40	0.350	1.900	2.250
75	60	10/0.23-0.40	0.350	1.900	2.250
100	60	10/0.23-0.40	0.415	2.300	2.715
150	60	10/0.23-0.40	0.797	3.800	4.597
160	60	10/0.23-0.40	0.797	3.800	4.597
200	60	10/0.23-0.40	0.797	3.800	4.597
250	60	10/0.23-0.40	0.930	4.500	5.430
300	60	10/0.23-0.40	1.093	5.400	6.493
400	60	10/0.23-0.40	1.280	6.400	7.680
500	60	10/0.23-0.40	1.800	7.200	9.000
800	60	10/0.23-0.40	1.800	7.200	9.000
1000	60	10/0.23-0.40	2.240	13.900	16.140
1600	60	10/0.23-0.40	3.900	18.300	22.200

DONDE::

- S : POTENCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR
- F : FRECUENCIA NOMINAL
- V : RELACION DE TRANSFORMACION DE TENSION
- P Fe : PERDIDAS NOMINALES EN EL FIERRO
- P Cu : PERDIDAS NOMINALES EN EL COBRE
- PT : PERDIDAS NOMINALES TOTALES

CUADRO Nº 3.14

De esta manera, tanto las pérdidas en el fierro como en el cobre, han sido evaluadas radial por radial, utilizando las siguientes fórmulas :

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

$$P_{Cu} = \sum_{i=1}^n (P_{cui} \times f_{ui}^2)$$

Donde:

- n = Número de transformadores de la radial.
- P_{Fe} = Sumatoria de Pérdidas en el fierro de los transformadores de distribución conectados a la radial.
- P_{Cu} = Sumatoria de Pérdidas en el cobre de los transformadores de distribución conectados a la radial.
- P_{fei} = Pérdidas en el fierro, en condiciones nominales del trafo "i" de la radial.
- P_{cui} = Pérdidas en el cobre, en condiciones nominales del trafo "i" de la radial.
- f_{ui} = Factor de utilización (cociente entre la máxima demanda y la potencia instalada) de cada transformador perteneciente a la radial.

En los cuadros mostrados en el del Anexo N° 3, se presentan los resultados de las evaluaciones por radial de las pérdidas de potencia. Los resultados de las pérdidas de energía anual en las Subestaciones de Distribución son calculados aplicando la siguiente relación:

$$EP_{SED} = N_h \times P_{Fe} + N_h \times F_p \times P_{Cu}$$

Donde:

Nh = Número de horas anuales

Fp - Factor de pérdidas (Fc del diagrama de pérdidas)

PFe = Pérdidas en el Fe de los transformadores de la radial.

PCu - Pérdidas en el Cu de los transformadores de la radial.

El Factor de Pérdidas se considera igual al de la radial.

En el cuadro N° 3.15 se muestran los calculos efectuados para determinar las pérdidas técnicas en las subestaciones de distribución de la radial.

3.3.3 Pérdidas técnicas en redes de distribución secundaria

Para evaluar las pérdidas en las Redes de Distribución Secundaria, se utilizó el método de caída de tensión para el circuito más sobrecargado, por las dificultades operativas que representa el sistema de distribución secundaria de Trujillo.

Las pérdidas de potencia fueron determinadas, para las horas de máxima demanda. Para el análisis se elaboró un modelo de red que cumple con las siguientes condiciones:

- Las Cargas a lo largo de la red son distribuidas
- El Alimentador es de sección fija (Impedancia $Z_i = \text{cte.}$ para tramos iguales).
- Las intensidades de corriente de cargas son iguales .
- Todas las intensidades de corriente de tramo están en fase.
- El Promedio del N° de cargas por circuito entre 20 y 30.

Para el cálculo de pérdidas de energía diaria, se utilizó el factor de carga y el factor de pérdida correspondiente a la subestación de distribución.

Los factores de corrección, utilizados, para los cálculos de pérdidas de energía en el mes base y en año base, son los mismos que se utilizaron en los cálculos de pérdidas en la Red Primaria.

El proceso de cálculo se detalla a continuación:

- a. Medición del voltaje al inicio, medio y final de un circuito por subestación, a fin de determinar la caída de tensión en el circuito seleccionado, de acuerdo al criterio de más sobrecargado y de mayor longitud.
- b. Determinación del Diagrama de Carga Típico por cada subestación, de acuerdo al tipo de usuario, mediante el uso de registradores gráficos de potencia.
- c. Se calculan las pérdidas porcentuales de potencia en horas punta (6:30 a 9:00 p.m.) y luego se calculan las pérdidas de energía; este valor porcentual se aplica a la energía total que pasa por cada subestación y así se obtiene los KWh de pérdidas físicas en dichas subestaciones.

Para el cálculo de pérdidas de energía se empleo las siguientes fórmulas:

$$PE = ET \times \%E$$

$$\%E = \%p \times (Fp / Fc)$$

$$\%p = (1 - (1 - \Delta Vm / V)^2) \times 100$$

$$Fp = (\sum P_{ui}^2 \times \Delta t) / T$$

$$Fc = (\sum P_{ui} \times \Delta t) / T$$

$$P_{ui} = P_i / P_{\text{máx}}$$

Donde :

PE	=	Pérdidas de energía (KWh)
%E	=	Porcentaje de pérdidas de energía
%p	=	Porcentaje de Pérdidas de potencia en hora de punta
Fp	-	Factor de pérdidas
Fc	=	Factor de carga
V	=	Tensión nominal (V)
ΔV	=	Caída de tensión (V)
ΔV_m	=	Caída de tensión promedio ($\Delta V/2$)
ET	=	Energía Transportada.
Pui	=	Potencia en por unidad.
Pi	=	Potencia instantánea
Pmax	=	Potencia en hora de máxima
Δt	=	Período de tiempo (1 hora)
T	=	Tiempo de medición (24 horas).

Para calcular las pérdidas de energía correspondientes a días sábado y domingo a partir de la pérdida de energía en día útil, se utilizaron los factores de corrección, indicados anteriormente, por variación de carga diaria.

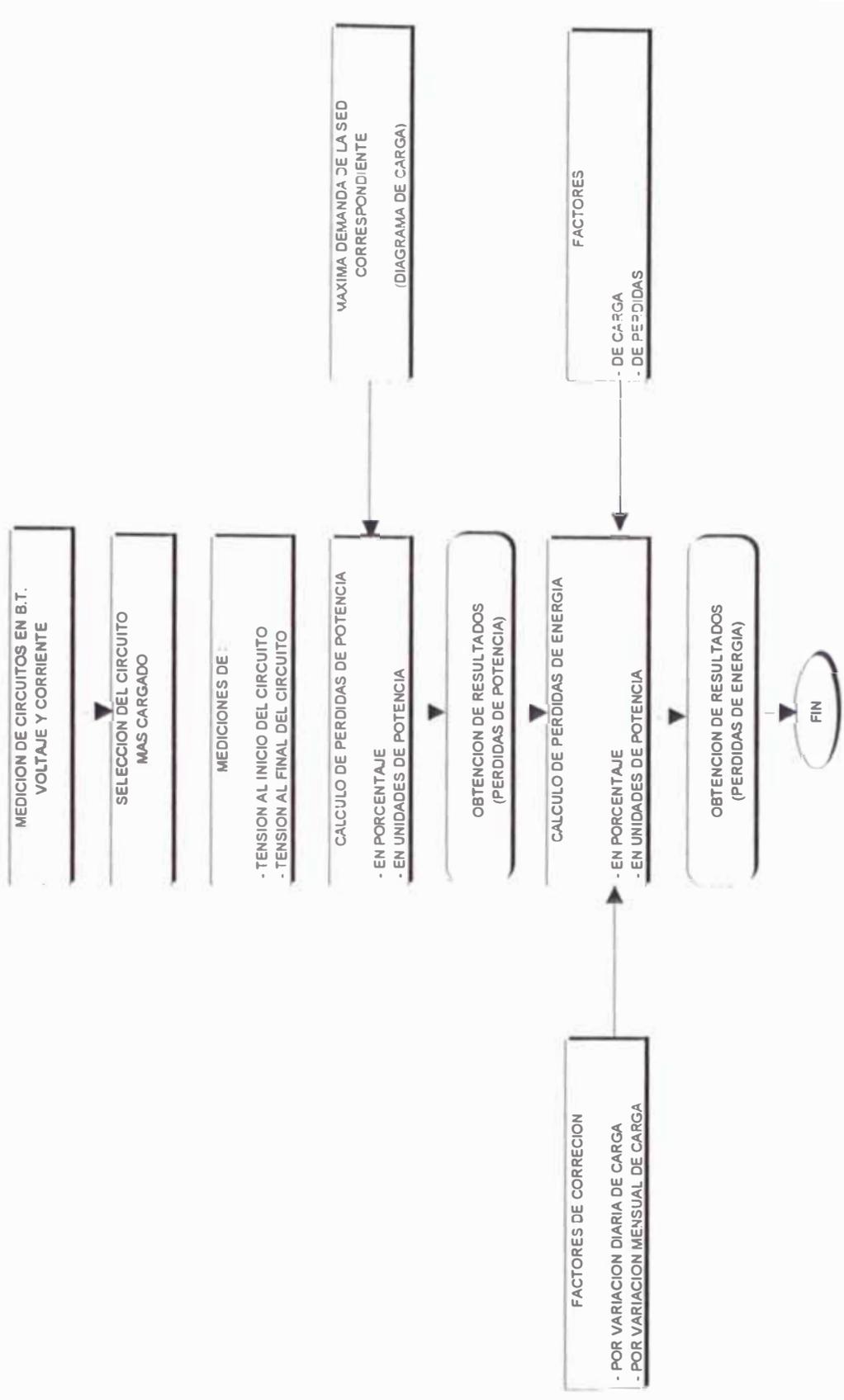
En el cuadro N° 3.16, se muestran los calculos efectuados para determinar las pérdidas técnicas en la red de de distribución secundaria de la radial.

3.4 Análisis y evaluación de pérdidas técnicas

Las pérdidas de energía en el sistema de distribución para el año 1,993, determinada en base a las mediciones, cálculos realizados y a los balances

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CALCULO DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA



de energía proporcionados por La empresa regional de electricidad de todo el año 1,992, pueden verse en el cuadro N° 3.17 y son del orden de los 26,527.0 MWh y representan aproximadamente el 7.67% de la energía total distribuida.

A continuación se detallan las pérdidas técnicas calculadas en el presente estudio en las redes de distribución de la Ciudad de Trujillo.

3.4.1 Pérdidas en redes de distribución primaria

Las Redes Primarias del Sistema de Distribución de la ciudad de Trujillo, está compuesto en su mayor parte por líneas aéreas y cables subterráneos. Para calcular las pérdidas de energía en esta parte del sistema se inició el análisis con el reconocimiento en el campo de su topología y registros de carga en horas de Máxima Demanda.

La información de base para el posterior estudio de flujo de carga fue:

- . Diagrama unifilar (topología de la red).
- . Longitud de conductores
- . Calibre de conductores
- . Características eléctricas de los conductores (resistencia e inductancia)
- . Ubicación física de los transformadores de distribución
- . Características eléctricas de los transformadores de distribución.

Con esta información se han calculado las pérdidas de energía por tramos, para cada radial, para un día útil considerando un factor de pérdidas (calculado para cada radial en base al diagrama de carga diario). Tomando este resultado parcial de un día útil se proyectan las pérdidas mensual y anual, utilizando factores de corrección para cada tipo de proyección.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO

PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGIA RESPECTO AL TOTAL DE ENERGIA DISTRIBUIDA

AÑO 1,993

RADIAL	ENERGIA DISTRIBUIDA (kWh)	PERDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA		PERDIDAS EN SUB ESTACIONES		PERDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA		TOTAL DE PERDIDAS	
		(kWh-AÑO)	(%)	(kWh-AÑO)	(%)	(kWh-AÑO)	(%)	(kWh-AÑO)	(%)
TS-01	26,380,137	426,050	1.62	439,913	1.67	602,066	2.28	1,468,028	5.56
TS-02	22,901,156	422,695	1.85	485,401	2.12	807,603	3.53	1,715,699	7.49
TS-03	12,364,120	140,580	1.14	217,362	1.76	402,061	3.25	760,003	6.15
TS-04	16,956,589	333,572	1.97	336,629	1.99	639,900	3.77	1,309,101	7.72
TS-05	19,828,075	484,126	2.44	484,205	2.34	883,022	4.45	1,831,353	9.24
TS-06	16,627,635	176,226	1.06	319,651	1.92	642,244	3.86	1,138,121	6.84
TS-08	9,167,253	89,342	0.97	187,644	2.05	872,262	9.51	1,149,247	12.54
TS-09	14,270,512	404,136	2.83	338,836	2.37	167,221	1.17	910,192	6.38
TS-10	23,686,477	691,800	2.92	445,276	1.88	1,058,126	4.47	2,195,202	9.27
TS-11	17,602,618	372,164	2.11	494,245	2.81	362,322	2.06	1,228,731	6.98
TS-12	12,679,433	102,802	0.81	174,706	1.38	25,108	0.20	302,615	2.39
TN-01	15,052,204	231,550	1.54	98,604	0.66	1,891	0.01	332,044	2.21
TN-02 Y 06	2,184,658	15,028	0.69	18,147	0.83	6,991	0.32	40,166	1.84
TN-03	34,807,136	1,221,450	3.51	877,087	2.52	1,110,800	3.19	3,209,318	9.22
TN-04	14,731,843	593,556	4.03	458,632	3.10	408,604	2.77	1,458,793	9.90
TN-05	21,722,801	550,220	2.53	815,328	3.75	1,519,878	7.00	2,885,426	13.28
TP-01	15,776,725	427,004	2.71	487,350	2.96	971,975	6.16	1,866,328	11.83
TP-02	17,804,701	568,928	3.20	405,673	2.28	677,277	3.80	1,651,878	9.28
TP-03	7,993,098	318,944	3.99	198,672	2.49	445,631	5.58	963,246	12.05
TP-04	4,846,293	111,536	2.30	0	0.00	0	0.00	111,536	2.30
TOTAL 1	322,537,171	7,681,707		7,241,342		11,603,980		26,527,028	
TOTAL 2	345,989,706		2.22		2.09		3.35		7.67

TOTAL 1 : Energia Distribuida sin Corregir.

TOTAL 2 : Energia Distribuida Corregida por Balance.

CUADRO Nº 3.17

En este rubro se presenta la secuencia de resultados, desde la evaluación diaria pasando por el análisis en el mes base (Mayo de 1993), hasta la totalización anual.

- a. En el cuadro N° 3.18, se muestran las pérdidas de potencia en horas de máxima demanda por cada radial, Nótese, que la mayor pérdida de potencia es en porcentaje de 6.95%, que corresponde a la Radial TP-03; y que la menor pérdida de potencia en porcentaje es de 0.99% que corresponde a la Radial TN-02 y 06. Los porcentajes indicados, están referidos a la potencia de envío y fueron calculados utilizando el programa FDC de flujo de potencia.

Asimismo se tiene que la pérdida total de potencia en la RDP es de 2,394.9 kW que representa el 3.70% de la potencia total de envío (64,790.3 kW).

- c. En el cuadro N° 3.19, se muestran las pérdidas de energía en la RDP el mes base (Mayo 1993), por cada radial. También se muestran los resultados de pérdidas totales de energía, en días útil, sábado y domingo. Las pérdidas totales de energía, en el mes asciende a 687.187 MWh.
- d. En los cuadro N° 3.20, se muestran los resultados de las pérdidas de energía en la RDP en el año 1993 por cada radial. Las pérdidas totales de energía, en el año asciende a 7,681.707 MWh/año lo cual equivale a 2.22% de la energía distribuida.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

PERDIDAS DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

MES BASE DE ANALISIS · MAYO 1983

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	FACTOR DE PERDIDAS FP	PERDIDAS DE POTENCIA (*) KW	PERDIDAS ENERGIA DIA UTIL Ep u KWh	FACTOR DE CORRECCION DIA SABADO Fcp s	PERDIDAS ENERGIA SABADO Ep s KWh	FACTOR CORRECCION DIA DOMINGO Fcp d	PERDIDAS ENERGIA DOMINGO Ep d KWh	TOTAL PERDIDAS MES BASE MAYO 1983 KWh
TRUJILLO SUR	TS-01	0.37	135.39	1,202	1.10	1,316	1.06	1,279	38,189
	TS-02	0.32	155.39	1,193	1.10	1,312	1.06	1,263	37,883
	TS-03	0.35	47.25	397	1.10	436	1.06	420	12,598
	TS-04	0.42	93.43	942	1.10	1,035	1.06	996	29,896
	TS-05	0.33	172.58	1,367	1.10	1,502	1.06	1,448	43,389
	TS-06	0.31	66.84	497	1.10	545	1.06	529	15,796
	TS-08	0.25	42.04	252	1.10	277	1.06	267	8,007
	TS-09	0.51	96.93	1,166	1.00	1,191	0.91	1,078	36,150
	TS-10	0.37	219.84	1,952	1.10	2,138	1.06	2,077	62,009
	TS-11	0.55	82.77	1,093	1.00	1,097	0.91	993	33,290
TRUJILLO NORTE	TS-12	0.76	19.05	347	0.92	320	0.24	83	9,076
	TN-01	0.60	54.35	783	0.92	720	0.24	188	20,443
	TN-02 Y 06	0.52	4.07	51	0.92	47	0.24	12	1,327
	TN-03	0.45	332.02	3,586	1.00	3,600	0.91	3,260	109,260
	TN-04	0.44	165.01	1,743	1.00	1,749	0.91	1,584	53,094
	TN-05	0.33	203.95	1,615	1.00	1,622	0.91	1,468	49,218
PATIO PORVENIR	TP-01	0.27	193.45	1,254	1.00	1,259	0.91	1,139	38,196
	TP-02	0.33	202.81	1,606	1.10	1,765	1.06	1,699	50,989
	TP-03	0.31	125.85	936	1.00	940	0.91	851	28,530
	TP-04	0.44	35.70	377	0.92	347	0.24	90	9,847
TOTAL			2,394.85						687,187

* Las Pérdidas de Potencia son obtenidas del Analisis del Flujo de Carga.
 La Pérdida de Potencia Total ha sido calculada considerando el Factor de Coincidencia 0.978

CUADRO Nº 3.19

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
PERDIDAS DE ENERGIA - RED DISTRIBUCION PRIMARIA
ARO BASE DE ANALISIS 1,983

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERO (kWh)	FEBRERO (kWh)	MARZO (kWh)	ABRIL (kWh)	MAYO (kWh)	JUNIO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	31,302	24,350	30,331	28,903	38,189	33,862
	TS-02	31,055	24,164	30,098	28,671	37,883	33,398
	TS-03	10,328	8,036	10,010	9,536	12,598	11,108
	TS-04	24,507	19,069	23,753	22,828	29,898	26,357
	TS-05	35,569	27,676	34,474	32,838	43,389	38,253
	TS-06	12,947	10,072	12,548	11,955	15,798	13,924
	TS-08	6,564	5,107	6,362	6,060	8,007	7,058
	TS-09	29,546	23,204	29,000	27,323	36,150	31,986
	TS-10	50,826	39,539	49,250	46,932	62,009	54,659
	TS-11	27,209	21,388	26,706	25,161	33,290	29,456
	TS-12	7,394	6,056	7,659	6,821	9,076	8,201
	TN-01	16,655	13,639	17,251	15,363	20,443	18,473
TRUJILLO NORTE	TN-02 Y 08	1,081	885	1,120	997	1,327	1,199
	TN-03	89,301	70,130	87,650	82,580	109,260	96,675
	TN-04	43,395	34,079	42,593	40,129	53,094	46,979
	TN-05	40,227	31,591	39,483	37,199	49,218	43,549
	TP-01	31,218	24,517	30,641	28,869	38,196	33,796
PATIO PORVENIR	TP-02	41,799	32,524	40,513	38,590	50,989	44,853
	TP-03	23,318	18,312	22,887	21,563	28,530	25,244
	TP-04	8,023	6,570	8,309	7,400	9,847	8,898
TOTAL		562,265	440,889	550,636	519,518	687,187	607,830
Fc p mes		0.817	0.707	0.787	0.781	1.000	0.912

CUADRO Nº 3.20

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
PERDIDAS DE ENERGIA - RED DISTRIBUCION PRIMARIA
AÑO BASE DE IS 1,993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	JULIO (kWh)	AGOSTO (kWh)	SEPTIEMBRE (kWh)	OCTUBRE (kWh)	NOVIEMBRE (kWh)	DICIEMBRE (kWh)	TOTAL AÑO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	35,595	37,353	38,321	41,668	40,306	46,070	428,050
	TS-02	35,314	37,054	38,028	41,340	39,991	45,696	422,695
	TS-03	11,745	12,324	12,647	13,749	13,300	15,197	140,580
	TS-04	27,869	29,242	30,010	32,623	31,559	36,061	333,572
	TS-05	40,447	42,439	43,555	47,348	45,802	52,337	484,126
	TS-06	14,723	15,450	15,850	17,235	16,872	19,056	176,226
	TS-08	7,464	7,832	8,038	8,738	8,453	9,658	89,342
	TS-09	33,598	35,359	36,601	39,331	38,299	43,736	404,136
	TS-10	57,797	60,652	62,223	67,658	65,447	74,807	691,800
	TS-11	30,941	32,562	33,706	36,220	35,269	40,276	372,164
	TS-12	8,408	8,877	9,631	9,843	9,820	11,016	102,802
	TRUJILLO NORTE	TN-01	18,939	19,985	21,692	22,170	22,119	24,811
TN-02 Y 06		1,229	1,298	1,408	1,439	1,436	1,610	15,028
TN-03		101,548	106,669	110,622	118,874	115,755	132,187	1,221,450
TN-04		49,347	51,932	53,756	57,786	56,250	64,235	593,556
PATIO PORVENIR	TN-05	45,744	48,141	48,831	53,548	52,144	59,546	550,220
	TP-01	35,500	37,360	38,672	41,557	40,466	46,211	427,004
	TP-02	47,532	49,873	51,184	55,641	53,825	61,504	568,928
	TP-03	26,516	27,908	28,886	31,040	30,226	34,517	318,944
TOTAL	TP-04	9,123	9,632	10,449	10,679	10,654	11,951	111,536
		639,379	672,152	695,109	748,467	727,793	830,482	7,681,707
Fc p mes		0.929	0.978	1.040	1.088	1.092	1.210	

Fc mes Factor de Corrección de Pérdidas por Variación Estacional.

3.4.2 Pérdidas en subestaciones de distribución.

Para evaluar las Pérdidas en los Transformadores de Distribución, se ha partido de los datos del fabricante que aparecen en los catálogos y archivos de la empresa y los verificados durante la actividad del levantamiento de información de campo.

En cuanto a los factores de utilización por subestación y número de subestaciones en servicio, estos valores han sido obtenidos mediante el inventario de subestaciones y mediciones de campo realizadas, radial por radial.

A continuación se muestran los resultados de pérdidas técnicas existentes en las SED de la ciudad de trujillo.

En los cuadro N° 3.21, se muestra los resultados de pérdidas de potencia y energía diaria y mensual, tanto en el fierro como en el cobre, de los transformadores pertenecientes a las radiales. Las pérdidas totales en el mes base, ascienden a 631.932 MWh/mes.

En el cuadro N° 3.22, se muestra los resultados de pérdidas de energía en el año 1993.; en dicho cuadro se muestran las pérdidas de energía en el rubro de SED, que para el año 1993, ascienden a 7,241.342 MWh/año y representa el 2.09% de la energía distribuida.

En el Anexo N° 3, se muestran los resultados de pérdidas de potencia en subestaciones de distribución en horas de máxima demanda. Las pérdidas están indicadas por cada subestación y divididos en pérdidas de potencia, tanto en el fierro como en el cobre.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION
PERDIDAS DE ENERGIA ARO BASE - 1983

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERO (kWh)	FEBRERO (kWh)	MARZO (kWh)	ABRIL (kWh)	MAYO (kWh)	JUNIO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	35,020	30,601	35,581	33,210	37,889	35,741
	TS-02	38,498	32,584	37,960	36,478	42,343	39,140
	TS-03	16,967	14,126	16,672	15,983	18,073	17,451
	TS-04	26,254	21,840	25,793	24,741	29,547	27,020
	TS-05	36,771	31,083	36,247	34,827	40,512	37,418
	TS-06	25,662	22,525	26,018	24,403	27,482	26,009
	TS-08	14,688	12,264	14,441	13,858	16,448	15,076
	TS-09	26,871	22,881	26,653	25,488	29,507	27,359
	TS-10	34,915	29,205	34,338	32,963	39,008	35,792
	TS-11	38,933	32,947	38,585	36,868	43,141	39,839
	TS-12	14,279	12,637	14,390	13,679	14,982	14,256
	TN-01	7,441	6,054	7,347	6,969	8,733	7,868
TN-02 Y 06	1,442	1,231	1,432	1,370	1,580	1,486	
TN-03	68,072	56,805	67,338	64,169	76,944	70,435	
TN-04	37,042	32,188	36,843	35,384	39,448	37,083	
TN-05	62,793	52,011	62,055	59,051	71,714	65,351	
TP-01	36,980	31,423	36,669	35,065	40,730	37,714	
TP-02	31,484	26,055	30,899	29,622	35,670	32,520	
TP-03	16,068	13,926	15,976	15,335	17,181	18,122	
TP-04	0	0	0	0	0	0	
TOTALES :		570,181	482,385	565,238	539,483	631,932	583,660
F cp		0.8172	0.7073	0.7974	0.7815	1.0000	0.9120

CUADRO Nº 3.22

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION
PERDIDAS DE ENERGIA ARO BASE - 1993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	JULIO (kWh)	AGOSTO (kWh)	SEPTIEMBRE (kWh)	OCTUBRE (kWh)	NOVIEMBRE (kWh)	DICIEMBRE (kWh)	TOTAL ARO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	36,815	37,539	39,397	39,354	39,808	41,168	439,913
	TS-02	40,896	41,876	41,746	44,289	42,851	46,742	485,401
	TS-03	18,280	18,817	18,879	20,139	19,484	21,482	217,362
	TS-04	28,308	29,147	29,253	31,213	30,189	33,314	336,629
	TS-05	39,105	40,058	39,954	42,408	41,030	44,793	484,205
	TS-06	26,801	27,261	27,688	28,412	27,827	29,563	319,651
	TS-08	15,786	16,234	16,270	17,339	16,776	18,462	187,644
	TS-09	28,488	29,191	29,200	30,776	29,878	32,534	338,836
	TS-10	37,487	38,512	38,561	41,077	39,742	43,694	445,276
	TS-11	41,515	42,637	42,779	45,167	43,961	47,973	494,245
	TS-12	14,703	14,899	14,853	15,303	14,932	15,793	174,706
	TRUJILLO NORTE	TN-01	8,222	8,580	8,756	9,326	9,087	10,222
TN-02 Y 08		1,525	1,563	1,561	1,643	1,597	1,739	18,147
TN-03		73,516	75,882	76,635	81,218	78,916	87,136	877,087
TN-04		38,518	39,160	38,764	40,607	39,383	42,211	456,632
TN-05		68,287	70,646	71,585	76,012	73,880	81,962	815,328
PATO PORVENIR	TP-01	39,281	40,281	40,334	42,536	41,299	45,038	467,350
	TP-02	34,095	35,162	35,357	37,789	36,560	40,459	405,673
	TP-03	16,751	17,048	16,900	17,718	17,186	18,461	188,672
	TP-04	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		608,341	624,493	627,465	662,325	643,083	702,747	7,241,342

F cp	0.9293	0.9781	1.0404	1.0878	1.0820	1.2100
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

F cp : Factor de Corrección de Pérdidas por Variación Estacional.

3.4.3 Pérdidas en redes de distribución secundaria

A continuación se muestran los resultados de pérdidas obtenidas en las Redes de Distribución Secundaria por radial.

- a. En el cuadro N° 3.23, se muestran los resultados de pérdidas de energía en el mes base, Mayo 1993, y que incluye además, las pérdidas diarias del mes entre días útiles, sábados y domingos. Las pérdidas totales en la Red de Distribución Secundaria para el mes base, ascienden a 1,039.106 MWh.
- b. En el cuadro N° 3.24, se muestra los resultados de pérdidas de energía en el año 1993, correspondientes a las Redes de Distribución Secundaria. Las pérdidas totales ascienden a 11,603.980 MWh/año que representa el 3.35% de la energía distribuida.
- c. En el Anexo N° 4, se muestran los resultados de pérdidas de potencia y energía diarios, correspondientes a las Redes de Distribución Secundaria y asociadas a las Subestaciones de Distribución por Radial.

3.4.4 Análisis de resultados de pérdidas técnicas

En el cuadro 3.25, se muestran las pérdidas de potencia y energía presentes en los diversos componentes del sistema y en la figura N° 3.3 se esquematiza las pérdidas de potencia y energía antes mencionadas y que a continuación se especifican.

a. Pérdidas de Potencia.

Las pérdidas de potencia de las radiales en estudio, en los diversos componentes del sistema se muestran en el cuadro N° 3.26.

Las radiales que presentan mayores pérdidas de potencia son:

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

**RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA
PERDIDAS DE ENERGIA POR RADIAL
AÑO BASE 1,993**

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	ENERO (kWh)	FEBRERO (kWh)	MARZO (kWh)	ABRIL (kWh)	MAYO (kWh)	JUNIO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	44,234	34,410	42,862	40,844	53,966	47,569
	TS-02	59,334	46,168	57,508	54,780	72,380	63,812
	TS-03	29,539	22,984	28,630	27,272	36,034	31,768
	TS-04	48,940	36,524	45,495	43,337	57,260	50,482
	TS-05	64,875	50,479	62,879	59,895	79,139	69,771
	TS-06	47,186	36,707	45,722	43,570	57,567	50,744
	TS-08	64,085	49,864	62,113	59,166	78,175	68,921
	TS-09	12,226	9,601	12,000	11,305	14,958	13,235
	TS-10	77,740	60,476	75,329	71,783	94,844	83,603
	TS-11	26,489	20,803	26,000	24,496	32,410	28,677
	TS-12	1,808	1,479	1,870	1,666	2,217	2,003
	TRUJILLO NORTE	TN-01	136	111	141	125	167
TN-02 Y 06		503	412	521	464	617	558
TN-03		81,211	63,777	79,709	75,099	99,382	87,917
TN-04		29,873	23,460	29,321	27,625	36,550	32,340
PATIO PORVENIR	TN-05	111,119	87,265	109,084	102,756	135,954	120,295
	TP-01	71,061	55,807	69,748	65,713	86,944	76,930
	TP-02	49,759	38,717	48,228	45,940	60,700	53,514
	TP-03	32,580	25,586	31,978	30,128	39,862	35,271
TOTALES :	TP-04	0	0	0	0	0	0
		850,697	664,630	829,116	785,964	1,039,106	917,562
F cp		0.817	0.707	0.797	0.781	1.000	0.912

CUADRO Nº 3.24

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA PERDIDAS DE ENERGIA POR RADIAL

ARO BASE 1,993

CENTRO DE TRANSFORMACION	RADIAL	JULIO (kWh)	AGOSTO (kWh)	SEPTIEMBRE (kWh)	OCTUBRE (kWh)	NOVIEMBRE (kWh)	DICIEMBRE (kWh)	TOTAL ARO (kWh)
TRUJILLO SUR	TS-01	50,300	52,785	54,152	58,882	58,958	65,103	602,066
	TS-02	67,472	70,796	72,657	78,984	76,408	87,306	807,603
	TS-03	33,591	35,245	38,172	39,322	38,038	43,465	402,061
	TS-04	53,378	56,007	57,479	62,485	60,445	69,069	638,900
	TS-05	73,773	77,408	79,442	86,360	83,541	95,460	883,022
	TS-06	53,657	56,308	57,766	62,812	60,759	69,448	642,244
	TS-08	72,874	76,464	78,474	85,307	82,523	94,296	872,262
	TS-09	13,902	14,631	15,145	16,274	15,847	18,097	167,221
	TS-10	88,402	92,769	95,172	103,485	100,103	114,419	1,058,126
	TS-11	30,122	31,701	32,814	35,262	34,337	39,211	362,322
	TS-12	2,054	2,168	2,352	2,404	2,398	2,690	25,106
	TRUJILLO NORTE	TN-01	155	163	177	181	181	203
TN-02 Y 06		572	604	655	669	668	749	6,991
TN-03		92,349	97,188	100,601	108,105	105,269	120,212	1,110,800
TN-04		33,970	35,750	37,006	39,766	38,723	44,220	408,604
PATIO PORVENIR	TN-05	128,358	132,980	137,650	147,917	144,036	164,483	1,519,878
	TP-01	80,807	85,042	88,028	94,594	92,113	105,188	971,975
	TP-02	56,584	59,372	60,932	66,238	64,078	73,217	677,277
	TP-03	37,049	38,990	40,359	43,370	42,232	48,227	445,631
TOTALES :	TP-04	0	0	0	0	0	0	0
		967,368	1,016,371	1,047,031	1,132,417	1,098,654	1,255,064	11,603,980
Fcp		0.929	0.978	1.040	1.086	1.092	1.210	

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

PERDIDAS TECNICAS DE POTENCIA Y ENERGIA TOTALES

AÑO 1,993

COMPONENTE DEL SISTEMA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA	
	(kW)	(%) *	(MWh-AÑO)	(%) **
A. RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA	2,395	3.70	7,682	2.22
B. SUB ESTACIONES DE DISTRIBUCION				
EN EL FIERRO	392	0.61	3,437	0.99
EN EL COBRE	1,234	1.90	3,804	1.10
SUB TOTAL	1,626	2.51	7,241	2.09
C. RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA	4,929	7.61	11,604	3.35
TOTAL DE PERDIDAS	8,960	13.81	26,527	7.67

* AJE REFERIDO A LA MAXIMA DEMANDA DEL SISTEMA

** PORCENTAJE REFERIDO A LA ENERGIA DISTRIBUIDA TOTAL

BASE DE DATOS :

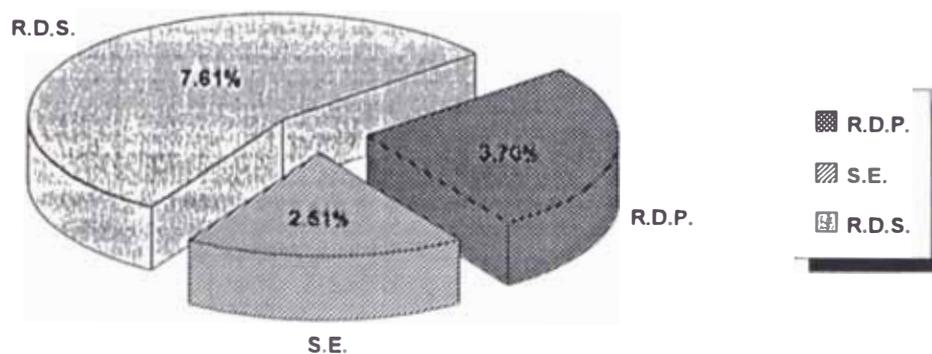
MAXIMA DEMANDA DEL SISTEMA: 64,790 kW

ENERGIA DISTRIBUIDA TOTAL MWh

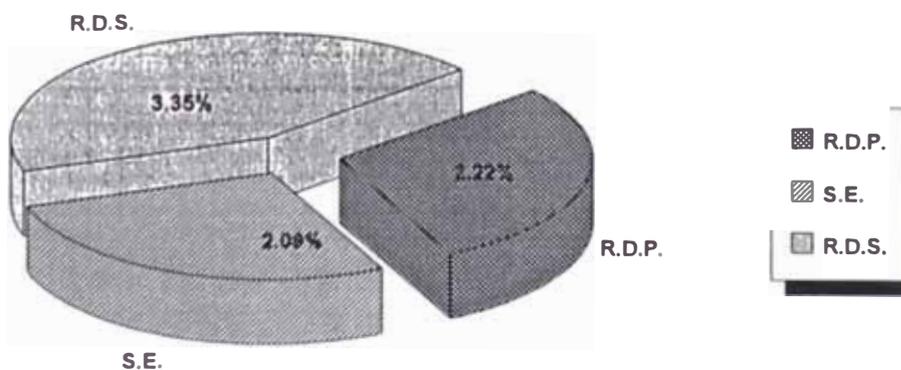
CUADRO Nº 3.25

**SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
 PERDIDAS TECNICAS DE POTENCIA Y ENERGIA TOTALES
 AÑO 1,993**

PERDIDAS DE POTENCIA



PERDIDAS DE ENERGIA



DESCRIPCION	POTENCIA		ENERGIA	
	kW	% (*)	MWh-AÑO	% (**)
Red de Distribución Primaria (RDP)	2,395	3.70	7,682	2.22
Subestaciones de Distribución (SE)	1,626	2.51	7,241	2.09
Red de Distribución Secundaria (RDS)	4,929	7.61	11,604	3.35
TOTAL	8,950	13.81	26,527	7.67

(*) Porcentaje referido a la Máxima Demanda del Sistema

(**) Porcentaje referido a la Energía Distribuida Total

FIGURA Nº 3.3

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

PERDIDAS DE POTENCIA CON RESPECTO A LA MAXIMA DEMANDA

AÑO 1993

RADIAL	MAX. DEMANDA TOTAL (KW)	PERDIDAS EN REDES DE DISTRIB. PRIMARIA		PERDIDAS EN SUB-ESTACIONES			PERDIDAS EN REDES DE DISTRIB. SECUNDARIA		TOTAL PERDIDAS DE POTENCIA		
		(KW)	(%)	EN EL Fe (KW)	EN EL Cu (KW)	TOTAL (KW)	(%)	(KW)	(%)	(KW)	(%)
TS-01	5,240.99	135.39	2.58	29.48	69.74	99.22	1.89	253.9	4.84	488.51	9.32
TS-02	5,098.29	155.39	3.05	28.24	87.50	115.74	2.27	387.58	7.60	658.71	12.92
TS-03	2,615.05	47.25	1.81	9.93	43.82	53.75	2.06	205.64	7.86	306.64	11.73
TS-04	3,230.53	93.43	2.89	15.16	57.09	72.25	2.24	328.78	10.12	482.46	15.24
TS-05	4,354.08	172.58	3.96	28.55	82.57	109.12	2.51	342.18	7.86	623.88	14.33
TS-06	3,774.04	66.84	1.77	23.33	52.82	76.15	2.02	302.67	8.02	445.66	11.81
TS-08	2,587.04	42.04	1.64	8.98	51.28	60.26	2.35	446.13	17.38	548.43	21.36
TS-09	2,396.43	96.93	4.04	20.27	38.68	58.95	2.46	75.51	3.15	231.39	9.66
TS-10	4,807.04	219.84	4.57	21.92	80.48	102.40	2.13	486.47	10.12	808.71	16.82
TS-11	2,816.37	82.77	2.94	27.03	57.26	84.29	2.99	130.35	4.63	237.41	10.56
TS-12	1,914.75	19.05	0.99	15.04	7.96	23.00	1.20	10.4	0.54	52.45	2.74
TN-01	2,580.85	54.35	2.12	2.35	16.06	18.41	0.72	1.16	0.05	73.92	2.89
TN-02 Y 06	409.77	4.07	0.99	1.12	1.98	3.10	0.76	2.76	0.67	9.93	2.42
TN-03	6,334.92	332.02	5.24	38.14	147.59	185.73	2.93	417.26	6.59	935.01	14.76
TN-04	2,684.21	165.01	6.15	35.32	40.93	76.25	2.84	211.02	7.86	452.28	16.85
TN-05	4,811.05	203.95	4.24	30.75	202.37	233.12	4.85	576.8	11.99	1,013.87	21.07
TP-01	3,936.15	193.45	4.91	27.15	103.98	131.13	3.33	349.68	8.88	674.26	17.13
TP-02	3,899.21	202.81	5.20	16.73	92.37	109.10	2.80	334.61	8.58	646.52	16.58
TP-03	1,810.05	125.85	6.95	14.90	28.89	41.79	2.31	160.32	8.86	327.96	18.12
TP-04	986.90	35.7	3.62	0.00	0.00	0.00	0.00	18.25	1.85	53.95	5.47
TOTAL 1	66,247.72	2,448.72	3.70	392.39	1,261.37	1,653.76	2.51	5,039.47	7.61	9,141.95	13.81
TOTAL 2	64,790.27	2,394.85	3.70	392.39	1,233.62	1,626.01	2.51	4,928.60	7.61	8,949.46	13.81

TOTAL 1 : Potencia Máxima del Sistema - Datos de Flujo de Carga.

TOTAL 2 : Potencia Máxima del Sistema - Calculado Aplicando el Factor de Coincidencia de 0.978, según datos registrados con el Analizador Electrónico de Variables Eléctricas Dranetz 808; a excepción de las pérdidas en el Fierro.

CUADRO Nº 3.26

Radial TS-08

Demanda : 2,567 kW

Pérdidas : 548 kW

Porcentaje : 21.36%

Radial TN-05

Demanda : 4,811 kW

Pérdidas : 1,014 kW

Porcentaje : 21.07%

b. Pérdidas de Energía

Las pérdidas de Energía de las radiales en estudio, en los diversos componentes del sistema se muestran en el cuadro N° 3.27.

Las radiales que presentan mayores pérdidas de energía son:

Radial TN-05

Energía Distribuida : 21,722.8 MWh

Pérdidas : 2,885.4 MWh

Porcentaje : 13.28 %

Radial TN-05

Energía Distribuida : 9,167.3 MWh

Pérdidas : 1,149.2 MWh

Porcentaje : 12.54 %

3.5 Análisis y evaluación de pérdidas no-técnicas**Conceptos Básicos:**

Las pérdidas no técnicas están ligadas a los procesos administrativos y representan energía que está siendo utilizada para algún fin y por la cual la

empresa distribuidora no recibe pago ni beneficio alguno. Estas pérdidas son atribuibles básicamente a:

- a. Anormalidades en la facturación
- b. Fraudes de energía eléctrica

A continuación se define cada una de estos conceptos:

- a. Anormalidad que afecta a la facturación

Se define como la medida errónea de la energía o actuación administrativa que produce una facturación inferior a la que correspondería por el consumo realizado. En este caso, el usuario podría estar ajeno a esta situación.

Estas anormalidades por su naturaleza se pueden dividir en:

Errores técnicos: Estos errores son debido al mal estado o mal funcionamiento del equipo de medición (pérdidas por descalibración de medidores o deterioro del medidor, ocasionada por falla eléctrica, fugas a tierra, antigüedad del medidor y que no contempla la intervención de la mano del hombre).

Errores Administrativos: Estos errores son debido a la actuación humana en el proceso de facturación: lectura y procesamiento de la misma.

- b. Fraudes de Energía Eléctrica

Este concepto se aplica cuando existe apropiación ilícita de energía eléctrica mediante manipulación de la red de distribución o del equipo de medida.

Método para la Determinación de las Pérdidas No Técnicas Globales

A continuación se define un método general para la determinación global de las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas no técnicas globales se calculan mediante la aplicación de un balance de energía utilizando la siguiente expresión:

$$ED - EF = EPT + EPNT$$

De donde se despejan las pérdidas no técnicas EPNT:

$$EPNT = ED - (EPT + EF)$$

donde :

- ED - Energía Distribuida.
- EF = Energía Facturada.
- EPT - Energía por Pérdidas Técnicas calculadas
- EPNT = Energía por Pérdidas No Técnicas

Para el presente estudio tenemos los siguientes datos:

- ED = 345,989.7 MWh
- EF - 235,273.0 MWh
- EPT = 26,527.0 MWh

Aplicando la fórmula anteriormente descrita tendremos que las pérdidas no técnicas en la ciudad de Trujillo para el año 1993 ascienden a:

$$EPNT = 84,189.7 \text{ MWh}$$

Este valor representa el 24.3% del total de la energía distribuida y el 76.0% del total de pérdidas.

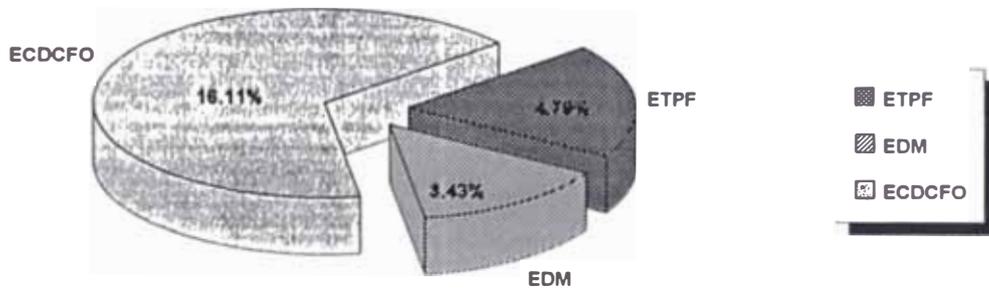
Los resultados del balance de energía se muestran la figura N° 3.4.

Cálculo desagregado de las Pérdidas No Técnicas en el Sistema de Distribución de la ciudad de Trujillo.

Consideraciones Básicas

**SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO
 PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA TOTALES
 AÑO 1,993**

PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA



DESCRIPCION	PERDIDAS DE ENERGIA	
	MWh-AÑO	% (*)
Tarifa a Pensión Fija (ETPF)	16,585	4.79
Descalibración de Medidores (EDM)	11,871	3.43
Conexiones Clandestinas, Fraudes y Otros (ECDCFO)	55,734	16.11
TOTAL	84,190	24.33

(*) Porcentaje referido a la Energía Distribuida Total 345,990 MWh-año

FIGURA Nº 3.4

- a. Se han clasificado a los usuarios por tipo o sector de consumo, de acuerdo a información proporcionada por la empresa regional de electricidad.
- b. Se considera que el comportamiento de los usuarios por sectores o tipo de consumo, es característico tanto para la muestra, como para el universo.
- c. Gran parte de las pérdidas no técnicas solo pueden explicarse por la existencia de anomalías que afectan a la facturación, que se considera como alteración que no permite el registro de la energía realmente consumida. Estas no han podido ser observadas durante la campaña de mediciones, dado que no se realizaron verificaciones interiores ni revisiones técnicas a los medidores para determinar la evidencia de que dichas anomalías son fraude.
- d. En las S.Es particulares, especialmente en el sector Industrial, se observó que las chapas y tapas de las cajas portamedidores han sido dañadas o trabadas con la intención de impedir el acceso para las inspecciones.
- e. En los sectores Residencial Menor y Pueblos Jóvenes, no se niega la existencia de fraudes. Asimismo, no es posible diferenciarlo de las pérdidas debido a conexiones clandestinas, que se realizan en forma masiva en estos sectores.

En el desarrollo del presente estudio; las Pérdidas No Técnicas han podido ser desagregadas en los siguientes rubros:

- . Pérdidas de Energía por Venta de Energía a Pensión Fija (EPF).
- . Pérdidas de Energía por Descalibración de Medidores (EDM)

. Pérdidas de Energía por existencia de Conexiones Directas Clandestinas y otros (ECD/F/A)

Las pérdidas no técnicas debido a Pensión Fija (EPF) se han calculado en forma global para el sistema, en base al total de suministros que se encuentran en esa condición, clasificándolos por tipos o Sectores de Consumo.

Las pérdidas no técnicas por descalibración de medidores (EDM) se han calculado mediante el contraste del estado operativo de una muestra de medidores elegidos aleatoriamente y mediante la consistencia de la información existente en el laboratorio de la empresa eléctrica sobre contraste de medidores efectuados anteriormente.

Las pérdidas no técnicas por conexiones directas o clandestinas (ECD/F/A) son atribuibles a los sectores Pueblo Joven, Residencial Menor y Comercial y para el presente estudio serán obtenidos por diferencia mediante la siguiente relación:

$$ECD/F/A = EPNT - (EPF + EDM)$$

Donde:

ECD/F/A = Pérdidas por Conexiones Directas, Fraudes y Otros (kWh).

EPNT = Pérdidas no técnicas globales (kWh).

EPF - Pérdidas por Pensión Fija (kWh).

EDM - Pérdidas por Descalibración de Medidores (kWh)

A continuación se presenta en detalle las pérdidas anteriormente mencionadas.

3.5.1 Pérdidas por venta de energía a pensión fija

De acuerdo a la información proporcionada por el Departamento de Comercialización de la empresa regional de electricidad (Zonal la Libertad), se tienen que el número de clientes a pensión fija es igual a 19,199 usuarios (24.95 %) del total de clientes de la ciudad de Trujillo, de ellos el 98.5 % corresponde al Sector Residencial y el resto al Sector Comercial y otros casos.

Para la estimación de éstas pérdidas de energía se ha utilizado una muestra de usuarios a quienes se le han colocado medidores y registradores de potencia durante una semana, correspondiendo dicha muestra a diferentes sectores de la ciudad y a diferentes tipos de usuarios, de la siguiente manera:

Tarifa BT6 (anteriormente Tarifa 22) - 18 Suministros.

Tarifa BT6 (anteriormente Tarifa 41) - 07 Suministros.

Tarifa BT6 (anteriormente Tarifa 51) - 05 Suministros.

En el Estudio se considera que la diferencia siguiente ($E_{mPF_j} - E_{mF_j}$) obtenida para usuarios pertenecientes a Pueblos Jóvenes, es similar para usuarios del sector Residencial Menor.

$E_{mPF_j} =$ Consumo promedio de energía de los usuarios a Pensión Fija, en el sector i.

$E_{mF_j} =$ Consumo promedio de energía facturada a los usuarios de Pensión Fija, en el sector i.

Adicionalmente se instalaron medidores de energía y registradores de potencia en usuarios de diferentes tipos de tarifa, de similares condiciones socioeconómicas, en forma aleatoria, los resultados fueron

complementados y comparados con los consumos registrados por usuarios de las mismas características que tienen medidor de energía.

A continuación se muestra el cuadro resumen del número de usuarios que pertenecen a la muestra para la determinación de las pérdidas no técnicas por facturación a pensión fija.

MUESTRAS TOMADAS PARA ESTIMACION DE PERDIDAS POR PENSION FIJA

Tarifa	Encuesta HIDRANDINA S.A.	Medición de Campo
Tarifa 22	2636	50
Tarifa 41	535	17
Tarifa 51	247	15

Proceso de Cálculo

Para el cálculo de las pérdidas de energía debido a suministros a pensión fija, se considera que dichos suministros se encuentran, en su mayoría, ubicados en los sectores Pueblo Joven, Residencial Menor Comercial.

Para cada sector o tipo de consumo se aplica la siguiente relación:

$$EPF_j = NPF_j \times (EmPF_j - EmF_j)$$

Donde:

EPF_j – Pérdida de energía por Pensión Fija sector i (kWh).

NPF_j = Número de usuarios a Pensión Fija en sector i

El procesamiento de dicha información consiste en calcular la energía facturada a dichos clientes en función a las potencias contratadas y real (instalada), teniendo en cuenta el factor de carga, calculado por tipo de usuarios , el cual es igual a 0.58.

Las pérdidas totales por estimación de las tarifas de pensión fija son iguales a 16,585 MWh anuales que representan el 19.70% del total de las pérdidas no técnicas.

3.5.2 Pérdidas por descalibración de medidores

Para calcular las pérdidas no técnicas debido a descalibración de medidores se evaluaron 4 muestras de diferente tamaño. La primera muestra con un universo depurado (no se tomaron en cuenta los medidores con daños físicos) de 36 medidores escogidos en forma aleatoria a los cuales se les efectuó el contraste, las 3 muestras restantes se tomaron de los Informes de Irregularidades en Medidores de Energía que emite el laboratorio de la empresa eléctrica.

El contraste efectuado por técnicos de la empresa eléctrica, se realizó en forma aleatoria y consistió en la determinación del error promedio en el medidor de energía.

Proceso de Cálculo

Para calcular la pérdida de energía por descalibración, se aplicó la siguiente relación:

$$EDM_j = N_{mj} \times ep_j \times E_{pu}$$

Donde:

EDM_j = Pérdida de energía, debido a descalibración de medidores, en el rango j (kWh).

N_{mj} - Número de medidores en el rango j .

ep_j = Error promedio del rango j .

E_{pu} = Consumo promedio de energía de los usuarios de un determinado sector de consumo (kWh).

La diferencia entre, la energía que la empresa deja de facturar y la energía que la empresa sobrefactura por la descalibración, constituye la pérdida de energía por descalibración de medidores.

En el Cuadro siguiente se muestran los resultados de las muestras en evaluación.

MUESTRAS TOMADAS PARA LA ESTIMACION DE PERDIDAS POR
DESCALIBRACION DE MEDIDORES

Numero de Medidores	Campo (C)		C y L		Laboratorio (L)			
	Muestra	Nº 1	Muestra	Nº 2	Muestra	Nº 3	Muestra	Nº 4
	Unid	(%)	Unid	(%)	Unid	(%)	Unid	(%)
Defectuosos	4	11	46	48.9	152	53	316	47
Manipulados	23	64	31	32.9	33	11.53	236	35.4
% Descalib.	9	25	17	18.1	101	35	115	17.2
Total	36	100	94	100	286	100	667	100
% Error	19.4 %		18.5 %		13.1 %		19 %	

Estos informes los realiza el Laboratorio de contraste de la empresa eléctrica sobre medidores seleccionados por sospecha de manipulación.

El dato referencial que se tomó, es el porcentaje promedio de error que presentan aquellos medidores que pueden ser contrastados directamente. Este porcentaje promedio del universo depurado de 36 medidores de descalibración, no considera aquellos medidores que tienen error total (100% de error), ni los medidores que tienen un funcionamiento normal; es decir es el error promedio de los medidores con fallas (defectos propios o alteraciones en la parte física del instrumento).

Los resultados de pérdidas por descalibración de los medidores se han obtenido usando la muestra Nº 1 por ser este un trabajo de campo realizado en forma aleatoria y puesto que su correlación con otras labores de campo no muestra una diferencia sustancial.

De ellos, considerando que existe un total de 57,747 usuarios tipo clientes comunes con medidor, resulta un consumo mensual total, dejado de facturar por error de medición igual a 405.24 Kwh-mes e igual a 4,863 MWh durante el año, lo cual representa el 4.44% del total de pérdidas no técnicas.

Asimismo de los trabajos de campo se observa que el 11.1% de los medidores analizados no registran consumos por defecto total en el equipo de medida. Cuantificando estas pérdidas, luego de descontar el cargo mínimo de energía a pagar, se obtiene un estimado mensual de 584 MWh-mes, el cual proyectado a un año asciende a 7,008 MWh.

El total las pérdidas en este rubro es de 11,871 MWh-año; esta cifra representa el 14.10% del total de las pérdidas no técnicas.

3.5.3 Pérdidas por conexiones directas clandestinas y otros

Estas pérdidas se han estimado por diferencia, notándose que involucran el mayor porcentaje de las pérdidas no técnicas lo cual implica que se debería efectuar un estudio más detallado y específico que permita desagregar el total de dichas pérdidas con el objeto de orientar los esfuerzos para disminuirlas de manera coordinada.

Estas pérdidas son atribuibles a los sectores Residencial Medio, Residencial Menor y Pueblo Joven, en los que se realizan conexiones clandestinas masivas alrededor de zonas electrificadas.

Como metodología de cálculo éstas pérdidas se pueden desagregar en:

- . Pérdidas por Conexiones Directas
- . Pérdidas por Fraude Visible
- . Pérdidas por presuntos Fraudes o Anormalidades del Medidor

En el presente estudio estas pérdidas se determinaron utilizando la relación siguiente:

$$ECD/F/A = EPNT - (EPFi + EDM j)$$

Donde:

$ECD/F/A$ = Pérdida de energía por conexiones clandestinas, fraudes, anomalías (kWh).

$EDMj$ = Pérdida de energía, debido a descalibración de medidores, en el rango j (kWh).

$EPFi$ = Pérdida de energía por Pensión Fija sector i (kWh).

Para el presente estudio tenemos los siguientes datos:

EPF = 16,585 MWh

EDM = 11,871 MWh

$EPNT$ = 84,190 MWh

Aplicando la fórmula anteriormente descrita tendremos que las pérdidas no técnicas por conexiones directas, clandestinas, fraudes y otros en la ciudad de Trujillo para el año 1993 ascienden a 55,734 MWh (16.11% del total de la energía distribuida).

3.5.4 Análisis de resultados de pérdidas no - técnicas

En las figuras N° 3.5 y 3.6, se muestra el desagregado de las pérdidas no técnicas, donde se nota que la mayor parte de ellas son debido a las conexiones clandestinas, fraudes y otros; asimismo en dichas figuras se representa esquemáticamente los porcentajes respecto a la energía total de pérdidas técnicas y no técnicas.

CAPITULO IV CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS

4.1 Control de pérdidas técnicas

La mejor estrategia para el control de pérdidas técnicas es la realización de un programa adecuado para la operación, explotación, fortalecimiento y expansión de los sistemas eléctricos.

Las pérdidas eléctricas así como su control tienen costos asociados, por lo tanto, la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel de pérdidas y elevar la eficiencia del sistema eléctrico se efectuará en base a una adecuada evaluación técnica, económica y financiera.

4.1.1 Parámetros eléctricos de las pérdidas técnicas

A continuación se describe el efecto que tienen algunas variables del sistema eléctrico sobre la magnitud de las pérdidas.

Potencia transmitida

En este acápite se analiza, el comportamiento de la potencia transmitida a través de un elemento del sistema.

La potencia transmitida desde un punto " i " está dada por la siguiente expresión:

$$P_e = V_i \times I \times \cos \varnothing$$

$$P_e = V_i^2 / Z \times \cos \varnothing$$

$$P_e = I^2 \times Z \times \cos \varnothing$$

Donde :

P_e - Potencia transmitida (kW)

V_i = Tensión en el punto " i " (kV).

I - Intensidad de Corriente (A)

$\text{Cos } \emptyset$ = Factor de potencia al cual está funcionando la línea.

Entre las principales acciones que permitirán reducir el porcentaje de pérdidas técnicas y elevar la calidad del servicio en un sistema determinado se tienen:

- Disminuir la resistencia eléctrica del conductor (utilizando materiales de alta calidad o conductores de mayor sección).
- Elevar la tensión de operación del sistema.
- Mejorar el factor de potencia de la línea. Esto se logra corrigiendo el factor de potencia de la carga, para lo cual se utiliza bancos de condensadores conectados generalmente en paralelo con la carga.

La corrección del factor de potencia permitirá reducir las pérdidas técnicas debido a que se logrará:

- a. Reducir la corriente que circula por el elemento lo cual permitirá reducir las pérdidas asociadas a la misma.

El valor de las pérdidas y de la corriente asociada a la potencia activa enviada por un elemento del sistema está dada por la siguiente expresión:

$$P_L = I^2 \times R$$

$$I = P_e / (V_i \times \text{Cos } \emptyset)$$

$$P_{jL} = P_{iL} \times (\text{Cos}\emptyset_i / \text{Cos}\emptyset_j)^2$$

donde :

P_{iL} = Pérdidas al enviar la potencia P_e a un $\cos\phi_i$

P_{jL} = Pérdidas al enviar la potencia P_e a un $\cos\phi_j$

- b. Reducir la caída de tensión en el elemento receptor, mejorando con ello la regulación de tensión del sistema.

Planeamiento de sistemas eléctricos.

Para que el programa de reducción de pérdidas, se realice de manera eficiente, este debe ser acompañado de un planeamiento del sistema al corto y mediano plazo.

El objetivo del planeamiento en los sistemas de distribución es asegurar que el crecimiento de la demanda de electricidad sea satisfecha de manera óptima y confiable por medio de la adición de elementos al sistema, que sean técnica y económicamente razonables. Esta adición de elementos se debe realizar tanto en el tiempo como en el espacio.

El planeamiento en los sistemas de distribución comienza en el mismo nivel de los consumidores. Por esta razón el tipo de demanda, el factor de carga, y las características de carga de los usuarios señalan los requerimientos del sistema de distribución

Una vez determinadas las cargas de los usuarios, estas se agrupan por medio de los circuitos secundarios que están conectados al transformador de distribución, los transformadores de distribución se combinan para determinar la demanda de los circuitos primarios y éstos a su vez se agrupan para hallar la capacidad de del Centro de Transformación. De aquí la importancia que se debe dar a una evaluación muy cuidadosa de la demanda

Por otro lado existe un gran número de factores de índole técnico, económico, social, ambiental y de pérdidas que deben considerarse en el planeamiento. El factor de mayor incidencia es el crecimiento de la demanda. Es por ello que es esencial para un adecuado planeamiento la predicción aceptable de la carga la cual se ve influenciada por factores geográficos, económicos, poblacionales, políticos, etc.

El planeamiento en los sistemas de distribución conduce a tomar decisiones sobre aspectos relacionados con las siguientes variables:

- Niveles de tensión en los diferentes circuitos de distribución primaria y secundaria.
- Localización, capacidad y área de servicio de las subestaciones.
- Configuraciones, longitudes y rutas de los alimentadores primarios y secundarios.
- Materiales y calibres de los conductores utilizados.
- Tipo, potencia y ubicación de los transformadores de distribución.
- Tipo, tamaño y ubicación de otros elementos del sistema que cumplen un propósito específico como son equipos de protección, reguladores de tensión, bancos de condensadores, etc.
- Niveles de carga de los diferentes elementos del sistema.

Las decisiones anteriores deben ser analizadas teniendo en cuenta criterios económicos y de confiabilidad del servicio reflejados en

- Calidad de servicio representada en niveles de tensión y frecuencia adecuados.

- . Continuidad y restauración rápida del servicio en caso de interrupción.
- . Que sea la alternativa más económica posible desde el punto de vista de costos de inversión y mantenimiento en el horizonte de tiempo establecido.

4.1.2 Programa de control y reducción de pérdidas técnicas

Los objetivos que se quieren alcanzar con un adecuado programa de control y reducción de pérdidas son los siguientes:

- a. Mejorar y mantener en niveles permisibles, las condiciones de operación de los sistemas de distribución. La caída de tensión máxima, en horas de máxima demanda según normas debe ser:
 - . Red de Distribución primaria urbana : 3.5 %
 - . Red de Distribución secundaria 5.0 %
- b. Limitar la carga máxima de las subestaciones al valor nominal del transformador de distribución asociado a la S.E., con el fin de reducir las pérdidas de energía por sobrecarga.

Todo esto en cumplimiento con la Ley General de Electricidad 23406, su Reglamento y las Normas Técnicas del Ministerio de Energía y Minas.

Acciones a implementar en el programa:

La secuencia cronológica de las acciones correctivas a ejecutar en las redes de distribución; deben ser orientadas teniendo en consideración el monto de inversión, ejecutando inicialmente las acciones de mínima inversión.

La ejecución de las acciones estará a cargo del Área de Operaciones y Mantenimiento de Redes de Distribución y son entre otras las siguientes :

- a. Implementar un programa permanente de registros y mediciones actualizadas.

Padrón de Subestaciones de Transformación

La empresa eléctrica debe contar con una base de datos actualizada de los registros y datos técnicos de las Subestaciones y sus instalaciones auxiliares.

- Registro de datos operativos de las Subestaciones de Transformación.

En este caso es necesario elaborar permanentemente los Diagramas de Carga de las Subestaciones a cargo de la empresa eléctrica. Los diagramas de carga deben ser tales como:

- Diagrama Típico diario (para día útil, sábado y domingo/feriados de cada mes)
- Diagrama Típico Semanal (de cada mes).
- Diagrama Típico mensual (de cada mes)
- Diagrama Típico Anual.

- Subestaciones de Distribución (S.E.D)

Se deben realizar registros en las salidas de las SED para conocer las cargas actuales máximas de las Subestaciones (corriente, tensión y potencia en hora de máxima demanda).

- Red de Distribución Primaria (R.D.P y R.D.S)

Mediante registros y análisis de los mismos (procesos de cálculo) se debe determinar los siguientes parámetros:

- Caída de tensión, red de distribución primaria.

- Caída de tensión, red de distribución secundaria
- Tensión fase - tierra (R.D.S)
- Tensión neutro - tierra (R.D.S)

Registros Actualizados de Mantenimiento

Es necesario tener una base de datos actualizada de todos los mantenimientos efectuados (preventivo y correctivo) en

- Subestaciones de Transformación
 - Red de Distribución Primaria
 - Subestaciones de Distribución
 - Red de Distribución Secundaria
 - Puestas a Tierra
 - Alumbrado Público
- Registro de Fallas y Perturbaciones del Sistema de Distribución en:

Se debe contar con una base de datos actualizada que contenga los reportes de fallas y perturbaciones ocurridas en el sistema eléctrico (Tipo de falla, causas, tiempo de falla, soluciones etc) .

- Subestaciones de Transformación.
 - Subestaciones de Distribución.
 - Red de Distribución Secundaria
 - Puestas a Tierra
 - Alumbrado Público
- Reporte de Balance de Potencia y Energía

Se debe elaborar mensualmente los balances de potencia y energía en:

- Subestaciones de Transformación.
- Subestaciones de Distribución.
- Red de Distribución Secundaria
- Alumbrado Público

Las bases de datos antes mencionadas (registros y mediciones) permitirán conocer la situación operativa actual de las redes y es por esta razón que es de suma importancia e indispensable para la toma de decisiones técnicas.

b. Balancear las tres fases en sistemas trifásicos.

La ventaja de un sistema trifásico en comparación con un sistema monofásico que utilice los mismos conductores y para la misma energía servida es, que las pérdidas energéticas en el sistema trifásico son la mitad de las que se presentan en el sistema monofásico.

Si el sistema trifásico no está balanceado correctamente, las pérdidas de energía tiene el mismo valor que se da en el sistema monofásico (2 veces mas).

El balance de cargas se realiza distribuyendo las conexiones monofásicas de los usuarios en forma simétrica a las tres fases del sistema.

c. Reemplazar las redes monofásicas completamente por redes trifásicas.

En el marco de esta acción se debe tratar de eliminar paulatinamente las subestaciones monofásicas e implementar las subestaciones trifásicas.

d. Limitar el radio de acción máximo de las subestaciones.

Un radio de acción mayor que el diseñado para las subestaciones, tiene las siguientes desventajas:

- . Las pérdidas crecen en relación exponencial a la longitud de las líneas.
- . Debilitar el Sistema de Protección y reducir la confiabilidad del sistema.

e. Repotenciar las subestaciones sobrecargadas

Esta acción consiste en incrementar la potencia de los transformadores en las subestaciones que se encuentren sobrecargadas. Esta repotenciación implica el cambio del transformador sobrecargado o la adición de otro transformador para distribuir la carga y reducir las pérdidas.

La carga máxima de los transformadores debe ser menor o igual al 100% en horas de máxima demanda.

f. Reforzar el diámetro de las líneas con caída de tensión mayor de lo permitido por la Ley General de Electricidad.

Esta medida se considera la de mayor inversión e implica la realización de un estudio técnico-económico que sustente los proyectos de reforzamiento o reemplazo de las redes con alta caída de tensión.

g. Codificar las instalaciones

La codificación tiene el objetivo de identificar exactamente el lugar y las características de las instalaciones.

Para optimizar las redes se deben implementar sistemas de Codificación para

- Líneas de la red primaria.
- Subestaciones.
- Líneas de la red secundaria.
- Líneas de alumbrado público.
- Puesta a tierra.

h. Actualizar los planos del sistema de distribución

Se debe programar en forma sistemática la elaboración de los planos que a continuación se especifican:

- Plano modular de la red primaria y subestaciones.
- Plano modular subestaciones y red secundaria.
- Plano modular Alumbrado Público.
- Plano de detalle de puestas a tierra.

4.2 Control de pérdidas no-técnicas

Dentro del objetivo de combatir las pérdidas no técnicas de energía hay varios aspectos que tienen suma importancia y no darles la atención debida conducirían sin duda a que los resultados que se obtengan no sean todo lo satisfactorio que podrían esperarse. Aún más, no combatir las pérdidas no técnicas, crea en la sociedad una sensación de impunidad.

Es por esta razón que es objetivo fundamental de toda Empresa de Distribución de Energía Eléctrica la reducción de las pérdidas no-técnicas.

A continuación se detallan las acciones que debe realizar la empresa eléctrica para efectos de controlar las pérdidas no técnicas presentes.

4.2.1 Control de pérdidas por facturación a pensión fija.

En este rubro se hace necesario que Hidrandina S.A. - Zonal La Libertad, reduzca progresivamente el número de usuarios cuya facturación actual es a pensión fija.

Como medida inmediata se debe implementar sistemas de medición mediante contadores de energía monofásicos , trifásicos y totalizadores que registren consumos de energía eléctrica de los clientes que no cuenten con sistema de medición.

Se debe considerar la política de adquisición progresiva de medidores para garantizar una facturación real del consumo de energía del usuario..

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

4.2.2 Control de usuarios no suscritos.

El objetivo final del programa de control de pérdidas en este rubro debe ser la incorporación de los usuarios a la categoría de usuarios regulares. Sin embargo, este proceso de regularización debe ser gradual y desarrollarse teniendo en cuenta las características particulares de cada comunidad.

Causas de las pérdidas debido a usuarios no suscritos:

- a. En el control de usuarios no suscritos, se debe tener en cuenta los factores del tipo social y político, puesto que la mayoría de las veces se

trata de sectores marginales compuestos por habitantes con recursos y capacidad de pagos muy escasos.

- b. La Empresa Eléctrica tarda demasiado tiempo en la instalación apropiada de redes para el sector. Es común en estos casos que las comunidades procedan a tomar la energía de redes existentes en las cercanías.

Consecuencias de estas pérdidas:

Estas redes improvisadas ocasionan graves problemas a la empresa eléctrica, además de las pérdidas por energía no facturada. Entre estos problemas se puede citar:

- . Los usuarios y equipos resultan seriamente dañados por las deficientes instalaciones.
- . Mala calidad del servicio para los usuarios regulados en las cercanías
- . Dificultad para la estimación de consumos ilegales y para su control.

Acciones a realizar para reducir este tipo de pérdidas:

Las acciones que a continuación se exponen forman parte de la experiencia que a nivel latinoamericano existe en este rubro.

- . La empresa eléctrica debe suministrar energía a la comunidad mediante una alimentación única (o a lo sumo un número reducido de ellas), especialmente diseñado desde el punto de vista técnico y económico. Por una parte esto elimina los problemas asociados con las conexiones irregulares y por otra, reduce las pérdidas técnicas mediante un diseño adecuado a las características de la carga.

- . En varias empresas Latinoamericanas, se ha procedido a la instalación de "Medidores comunales" ("o pilas" 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.
- . Estos programas de cobro a la comunidad entera deberán estar apoyados en campañas de educación y apoyo a la comunidad, con el fin de ilustrar a los usuarios acerca de sus ventajas y de lograr una organización comunal mínima que permita la administración y recolección de las cuentas comunales.

Las experiencias acumuladas en este tipo de medidas indican la necesidad de efectuar revisiones periódicas para mantenimiento de equipos de medición y redes y para resolver cualquier problema con la facturación. Esto forma parte de la campaña educativa tendiente a crear un vínculo de identificación del usuario con la empresa de electricidad.

Como ejemplos de programas de este tipo se deben mencionar los desarrollados por Empresas Públicas de Medellín en Colombia, ENELVEN (Maracaibo) y CADAPE en Venezuela.

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 para el pago.

Estas facilidades deben ser tanto de tipo comercial (pagos a crédito con intereses reducidos), como de tipo físico mediante la implantación de oficinas ambulantes que atiendan a las comunidades en el sitio. Los

servicios prestados por estas oficinas ambulantes deben incluir : Pago de cuentas, recepción de solicitudes, etc.

4.2.3 Control de pérdidas por descalibración de medidores.

La principal medida de control consiste en reemplazar los medidores defectuosos por nuevos y ajustar los que están descalibrados.

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 que se muestra a continuación:

1^{ro}. Plantas de generación

2^{do}. Puntos de intercambio en bloque

3^{ro}. Subestaciones de distribución y/o transformación.

4^{to}. Grandes consumidores (En este tipo de usuarios las revisiones deben ser efectuadas en forma periódica).

5^{to}. Pequeños consumidores (Se debe realizar muestreos estratificados; los mismos que deben ser efectuados periódicamente)

En cada categoría en primera instancia se deben revisar los instrumentos más antiguos y proseguir secuencialmente en función de la antigüedad de instalación.

La implementación del programa de revisión 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.

Las características de los bancos de prueba y de los procedimientos de calibración aplicados deben ser revisados periódicamente, para garantizar su operatividad y efectividad.

Como parte del proceso de inspección es importante considerar la revisión rutinaria de los medidores y de las conexiones de transformadores de medición por parte del personal asignado a las lecturas de medidores. Se ha comprobado experimentalmente que los contadores de energía con grandes daños pueden ser fácilmente detectados de esta manera.

Cuando las pérdidas de energía debido a la descalibración son muy grandes, es posible introducir modificaciones en el ajuste de los medidores, con el fin de reducir el error de medición. Este tipo de medida ha sido considerado en varias empresas colombianas. El ajuste debe escogerse separadamente para cada tipo de consumidor y para cada clase de medidor.

4.2.4 Control de pérdidas por fraude y clandestinaje

Es en este rubro donde se hace necesario exhortar a Hidrandina S.A. - Zonal La Libertad de la necesidad de mejorar el sistema de control de Fraudes.

Acciones a realizar:

- . El factor más importante para el abatimiento y 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 es el análisis permanente 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, algunas empresas llevan a cabo 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. Algunas empresas llegan a facturar directamente el consumo promedio en estos casos.

- Los esquemas para la detección de infractores deben diseñarse de acuerdo con las circunstancias particulares de la empresa eléctrica. Así, pueden citarse las experiencias de la compañía Boliviana de Energía Eléctrica, la cual aprovechando las circunstancias especiales de ciertos sectores de su área de servicio donde la mayoría de los usuarios viven en edificios de apartamentos, estableció un programa de detección que incluye la comparación de consumos totales del edificio con los consumos individuales. Como resultado de este programa se logró una reducción de 5.5% en estos edificios, con una sola inspección.

Adicionalmente a las inspecciones se deben establecer dos tipos de medidas de control de fraudes: Medidas punitivas y preventivas.

a. 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 generalización 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 incurre el fraude mediante publicaciones en prensa y radio, especialmente en el caso de grandes consumidores de capacidad de pago y cuya imagen pública es importante.

Para pequeños consumidores se pueden incluir los cortes temporales de servicio. Estos cortes deben ser realizados por equipos especializado, con vehículos en donde se anuncia claramente que se trata de una unidad de corte de servicio a consumidores 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 del fraude y aún mayores en caso de reincidencia.

Es muy importante que la aplicación de las multas se haga inmediatamente después de detectar un infractor. Esto es 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.

b. Medidas Preventivas

El objetivo de las medidas preventivas 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 las siguientes:

Aspecto Legal

Es necesario definir una legislación que regule el tema de disciplina de mercado y una actuación decidida de la administración ante denuncias que por este concepto le presenten las empresas eléctricas.

c. Medidas Técnicas

Estas medidas tienden a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas.

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

La Creación de una unidad de Disciplina de Mercado en las empresas eléctricas.

Esto implica la dedicación exclusiva de personal de la empresa a combatir las fuentes de fraude y anormalidad que haya en los diversos suministros y a tratar cada uno de los casos con los abonados implicados hasta su resolución.

Esta unidad de disciplina de mercado, será la que lleve a cabo todas las actuaciones que se describirán a continuación.

. Campaña de inspección de suministros

Una de las primeras actuaciones que debe implantar la unidad de Disciplina de Mercado mencionada es una campaña de inspección periódica de suministros cuya base de partida sería la división de suministros en tres grupos, según su consumo, que a su vez requerirían de distinto tratamiento.

Lógicamente, cuanto más grande sea el consumidor, más atención se le debe dedicar, pues cualquier anormalidad en el

proceso de registro de energía, sin tener necesariamente que ser fraude, implica una importante pérdida no técnica de energía y por consiguiente de facturación.

En la siguiente tabla, se especifican las características de cada tipo de suministro y los intervalos de tiempo entre las inspecciones periódicas que deberían tenerse en cuenta en la campaña de control de suministros.

Tipo de Suministro	Modo de Registrar la Energía Consumida	Intervalo entre Inspecciones Periódicas
Gran consumidor	Indirecta en intensidad Indirecta en tensión	6 meses
Mediano Consumidor	Indirecta en intensidad	12 meses
Pequeño Consumidor	Directa	Repartida en varios años

Nota : Sin embargo, este reparto, que en el primer año sería aleatorio, puede desvirtuarse de las siguientes maneras:

- Porque se tenga consciencia de la existencia de fraudes y anomalías localizados en una zona y se empiecen las inspecciones por éste.
- Porque a raíz de una inspección anterior se hayan localizado fraudes o anomalías en determinados suministros y en sucesivas rondas de inspección éstos sean nuevamente cotejados, aunque no les correspondiera.
- 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 la 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 permitan 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 debería dejar de lado ya los precintos de plomo e implementar los precintos de aluminio, que es mucho menos manipulable y se quiebra con facilidad al interno, haciendo más evidente los intentos de manipulación de los equipos de medida.

Se deben instalar sellos para proteger la cubierta del medidor, los terminales de conexión y/o cubiertas de transformadores de corriente y de potencia (CT y PT) y la caja protectora del medidor, de tal manera que cuando uno cualquiera de estos sea abierto, el sello se rompa irreparablemente y sea evidente su estado.

- Se debe verificar la correcta instalación de los equipos de medida y una vez realizado esto proceder al precintaje del medidor. De esta manera se garantiza el correcto registro de energía desde el primer momento de su conexión.
- La Reducción de la longitud de los circuitos secundarios.

En lo referente a los conductores de acometida se debe utilizar el conductor de tipo blindado u otros tipos de cables diseñados

especialmente con este propósito, en vez de conductores individuales separados, los cuales son más fáciles de adulterar.

d. Medidas educativas

Es tarea, en buena parte de la empresa, llevar a cabo una concientización social del problema, aunque debe reconocerse que esto no será fácil debido a que, en muchos casos, la prepotencia de la empresa eléctrica desagrada al usuario.

Es importante que la concientización anti-fraude y anormalidad este arraigado entre todo el personal de la empresa eléctrica, de manera que cualquier empleado, aunque no pertenezca a la oficina de control de pérdidas, debe comunicar a estos en el caso de ocasionales descubrimientos de posibles fuentes de pérdidas no técnicas.

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 permite localizar más precisamente los sitios donde se produce el fraude.
- . Campañas educativas orientadas hacia los niños en las escuelas. En estos programas se les ilustra sobre las características de la energía eléctrica, sus ventajas y desventajas, el peligro que entraña el contacto con las instalaciones eléctricas y las consecuencias del hurto de energía.

de acuerdo a un programa, iniciándose el trabajo con la instalación de medidores a usuarios con elevados consumos de energía eléctrica.

b. Alternativa N° 2

Esta segunda alternativa considera la instalación de medidores en un año, para todos los usuarios de Pensión Fija.

Debido a la aplicación de una de estas alternativas, los clientes inmersos van a experimentar, en algunos casos, un aumento en sus tarifas hasta el nivel de las tarifas normales y su consumo va a disminuir.

El beneficio económico por reducción de pérdidas no técnicas se va a calcular para cada una de las etapas de implementación. Este beneficio es el ahorro neto de la reducción en el consumo como efecto del aumento de la tarifa experimentado por los clientes que se regularizan, ya que antes estos pagaban sólo una parte de sus consumos reales.

El costo de la tarifa a emplearse en la situación actual sin proyecto, esta dado por la siguiente relación:

$$TSP = f \times C$$

donde:

TSP : Tarifa actual, situación sin proyecto

f : Fracción porcentual que registra el contador (%)

C : Tarifa aplicada a clientes

El análisis de las alternativas contempla lo siguiente:

- . Número de suministros a regularizar, desglosadas por tipo de usuarios (Residencial y Comercial).
- . Consumo fraudulento promedio por año, calculada para cada una de las categorías señaladas.

- Tarifa aplicable al consumo marginal para cada uno de los clientes normales de las mismas categorías. Es decir, la tarifa que se aplica para cobrarle al usuario un kWh adicional respecto a su nivel de consumo de energía.
- Consumo promedio por año de los clientes normales típicos de las mismas categorías (tomado de un muestreo de campo).

Los contadores de energía se distribuirán de la siguiente manera:

Para Usuarios a Pensión Fija

Tarifa 22 : 17,195 contadores de energía

Tarifa 41 : 1,375 contadores de energía

Tarifa 51 : 614 contadores de energía

Por Cambio de contadores en mal estado físico

Sector Residencial : 5,608 contadores de energía

Sector Comercial : 428 contadores de energía

Selección de Alternativa

De la evaluación de mínimo costo realizado para cada una de las alternativas, resulta mas ventajosa la alternativa N° 1, que considera el proyecto desarrollado en tres etapas

5.5 Normalización

Actualmente Electro Norte Medio S.A. utiliza como referencia para la Elaboración y Aprobación de Proyectos de Distribución a 10 kV, un conjunto de tipos de armado y disposiciones así como materiales y equipos, preparados por el Departamento de Ampliaciones y Mejoras de la Unidad de Distribución.

El documento mencionado, si bien no tiene carácter oficial a nivel de Normas Internas de Electro Norte Medio S.A., cumple su finalidad al definir las características de los materiales y equipos que con preferencia se utilizan.

5.5.1 Materiales y equipos.

Entre los materiales y equipos comunmente utilizados por la empresa, en las redes de distribución primaria; se puede mencionar los siguientes:

Conductores:

Tipo	Calibre
Cobre Desnudo	2, 4 y 2/0 AWG
Aleación de Aluminio	250 MCM, 2/0 AWG y #2

Cables subterráneos:

Tipo	Calibre
NKY - 10 kV	35, 70, 120 y 240mm ²

Postes:

Tipo	Longitud y Esfuerzo en Punta
Concreto Armado	11.0, 12.0, 13.0 y 15.0 m
Centrifugado	200, 300 y 400 Kg.

Madera Tratada Pino Amarillo 3

Aisladores: 50 y 60 pies

Tipo	Clase
Suspensión "ball and socket"	ANSI 52-3.
Pin	ANSI 55-5, 56-2 y 56-3

Accesorios - Aisladores y Postes

Descripción	Dimensión
Adaptador Casquillo - ojo	
Adaptador Horquilla - bola	
Grillete F°G°	
Espiga F°G° - Cabeza de Plomo al Antimonio.	3/4" x 11"
Ojal Roscado F°G°	3/4"∅
Pernos Doble Armado	3/4"∅ x 12" 3/4"∅ x 14"
	3/4"∅ x 16" 3/4"∅ x 18".
Arandela Cuadrada Plano F°G°	2" x 2" x 1/4"

Accesorios - Conductores

Descripción

Grampa de Anclaje tipo Pistola para Conductores Aleación de Aluminio y Cobre Desnudo.

Grampa de Suspensión para Conductores de Aleación de Aluminio y Cobre Desnudo.

Varillas de armar de Aleación de Aluminio

Accesorios - Retenidas

Descripción	Dimensión
Cable de F°G°	3/8"∅
Varilla de Anclaje F°G°	5/8"∅ x 8'
Abrazadera Partida F°G°	
Grampa de F°G°, doble vía	Cable 3/8"∅.
Guardacabo F°G°	Cable 3/8"∅

Tuerca Ciega de Bronce	5/8"Ø
Arandela Cuadrada F°G°	2" x 2" x 1/4"
Bloque de Concreto	0.50 x 0.50 x 0.15m
Guardacable F°G°	1/32" x 8'
Crucetas:	
Tipo	Longitud
CAV	1.20m - 1.30m
Asimétrica CAV	1.50m
Madera tratada	2.40m
Ménsula CAV	0.60m

El Departamento de Ampliaciones y Mejoras de la Unidad de Distribución de Electro Norte medio S.A., ha desarrollado a nivel de detalle una serie de armados y disposiciones de materiales y equipos, para las redes de distribución primaria de la ciudad de Trujillo.

CAPITULO VI EVALUACION ECONOMICA DE PERDIDAS Y PROYECTOS

Introducción.

En la actualidad las ventas de energía eléctrica a concesionarios de distribución, destinados al servicio público, se efectúan a tarifas de barra.

Los precios regulados reflejan los costos marginales y se estructuran de modo que se promueva la eficiencia del sector.

Debido a la configuración actual de los sistemas eléctricos en el Perú, los cálculos realizados de precios se han dirigido por separado a tres sectores distintos:

- . Sistema Interconectado Centro Norte, SICN.
- . Sistemas Sur Este y Sur Oeste.
- . Sistemas Aislados.

Tarifas en barras o nodos.

Los precios tarifarios en barras están dados bajo los siguientes conceptos:

- a. Tarifa de potencia en barra.
- b. Tarifa de energía en barra.

Para la determinación de los precios en barra se han seguido las etapas de cálculo que se indican a continuación, señalándose los criterios utilizados en cada uno de ellos.

a. Tarifa de potencia en barra

$$TP_j = C_{PB_j} \times FP_{PM_j} + P_c$$

donde:

TP_j : Tarifa de potencia punta en la barra j

C_{PB_j} : Precio básico de la potencia en la barra j

FP_{PM_j} : Factor de pérdidas marginales por potencia en la barra j

P_c : Peaje de conexión.

b. Tarifas por energía en barra.

$$TE_j = C_{EB_j} \times FP_{EM_j}$$

donde:

TE_j : Tarifa de energía en la barra j

C_{EB_j} : Precio básico de la energía en la barra j

FP_{EM_j} : Factor de pérdidas marginales de energía en la barra j .

Precios básicos.

Los precios básicos de energía y potencia, son los costos marginales de generación en la barra j .

Factor de Pérdidas Marginales.

Para poder trasladar los precios básicos de potencia y energía a las distintas barras en el caso del SICN se han aplicado los factores de penalización.

Para el caso de la Ciudad de Trujillo, se tienen los siguientes Precios :

BARRA	POTENCIA US\$/kW-mes	PUNTA US\$/kWh	ENERGIA FUERA PUNTA US\$/kWh	TOTAL US\$/kWh
TRUJILLO NORTE	6.43	0.0499	0.0250	0.0309

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE-Abril 1,994)

6.1 Evaluación económica de pérdidas

Para la evaluación económica de las pérdidas; en el presente estudio se han considerado los precios de barra proporcionados por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE-Abril 1,994). La Evaluación de los costos de las pérdidas eléctricas, de las radiales en estudio de la ciudad de Trujillo, se muestran en el cuadro N° 6.1, de donde se extrae el siguiente resumen:

- . Las pérdidas económicas por concepto de potencia eléctrica activa ascienden a 690,582 US\$/año.
- . Las pérdidas económicas por concepto de energía eléctrica activa ascienden a 4'201,751 US\$/año.
- . Las pérdidas económicas totales por concepto de potencia y energía ascienden a 4'892,333 US\$/año.

6.2 Evaluación económica de proyectos del presente estudio.

A continuación se presentan las definiciones, parámetros y premisas utilizadas en la evaluación económica de los proyectos integrantes del presente estudio.

Simulación de energías.

Es la previsión de lo que ocurrirá con la energía en los escenarios o situaciones de SIN proyecto y CON proyecto.

Situación SIN proyecto.

Cuantifica la energía que se establece en ausencia del proyecto, supone un escenario sin considerar inversión alguna.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRIJILLO

CUANTIFICACION ECONOMICA DE LAS PERDIDAS

ITEM	CONCEPTO	PERDIDAS			COSTOS DE PERDIDAS	
		POTENCIA kW	ENERGIA MWh	POTENCIA US\$	ENERGIA US\$	
1	PERDIDAS TECNICAS					
1.1	RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA (ROP)	2,395	7,682	184,798	237,374	
1.2	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION (SED)	1,626	7,241	125,462	223,747	
1.3	RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA (ROS)	4,929	11,604	380,322	358,564	
	SUB TOTAL (1)	8,950	26,527	690,582	819,684	
2	PERDIDAS NO TECNICAS					
2.1	TARIFA A PENGION FIJA		21,560		666,204	
2.2	DESCALIBRACION DE MEDIDORES		15,443		477,189	
2.3	CONEXIONES CLANDESTINAS FRAUDES, OTRO6		72,449		2,238,674	
	SUB TOTAL (2)		109,452		3,382,067	
	TOTAL (1) + (2)	8,950	135,979	690,582	4,201,751	
3	TOTAL (US\$)				4,892,333	

BASE DE DATOS (Fuente Comisión de Tarifas Eléctricas - Abril 1, 994):

PRECIO DE POTENCIA EN BARRA TRIJILLO NORTE

6.43

US\$/KW-mes

0.0309

US\$/kWh

CUADRO Nº 6.1

Situación CON proyecto.

Cuantifica la energía que se establece en presencia del proyecto, supone que se llevan a cabo todas las inversiones implícitamente consideradas en la evaluación del proyecto.

Cambios de energía.

Para establecer la energía que ofertará el proyecto es fundamental efectuar la simulación de la misma, de esta manera se evitará que se subvaloren o se sobrevaloren por error los beneficios del proyecto.

La simulación de energías permite establecer el aporte en energía que otorga el proyecto.

Según el tipo de obras que se ejecuten, los aportes fundamentales de los proyectos son los siguientes:

- a. Reducción de pérdidas técnicas
 - . Mediante la repotenciación de centros de transformación.
 - . Mediante la remodelación de redes (aumento de la sección de los conductores) .
 - . Mediante la optimización del sistema de protección.
- b. Reducción de pérdidas no técnicas
 - . Mediante la instalación de medidores en usuarios a pensión fija.
 - . Mediante la implementación de la oficina de control de pérdidas.
- c. Energía marginal

Permite el incremento de la oferta de energía eléctrica en la situación CON proyecto.

6.2.1 Metodología, parámetros y premisas para la evaluación de proyectos

Se plantea una metodología general para la evaluación económica del proyecto de reducción de pérdidas de las redes eléctricas de la ciudad de Trujillo. sin profundizar al nivel de un análisis económico detallado.

La evaluación económica de un proyecto es el proceso de medición de su valor en base a la comparación de los beneficios que genera y los costos que se requiere, desde algún punto de vista determinado.

El objetivo de la evaluación económica es la obtención de los elementos de juicio necesarios para tomar decisiones respecto a la ejecución o no de un proyecto.

Por consiguiente, toda la evaluación es orientada a proporcionar una pauta pragmática, tanto para la selección de los criterios, como la técnicas de evaluación pertinentes para cada caso.

La evaluación económica se interesa en identificar los costos y beneficios que representa un flujo neto para el conjunto de individuos y entidades que componen una sociedad y así medir el rendimiento del proyecto en términos de recursos reales para la sociedad como un todo.

Cabe destacar que existen diferentes métodos para la evaluación económica de proyectos. Unos buscan definir la contribución del proyecto a la economía en términos del valor agregado de aportes de divisas y reducción de importaciones. Otros, con una visión menos macroeconómica, hacen el análisis en función de la relación beneficio/costo, tratando de reflejar tanto los costos, como los beneficios, en términos de precios económicos.

Dentro del análisis beneficio/costo, se han utilizado los costos marginales para definir el costo económico.

Como cualquier método, el presentado aquí requiere de cierta información básica, para su utilización. Sin embargo, se ha requerido partir de la existencia de datos, lo más generales posible, con el fin de no restringir innecesariamente el uso de la metodología expuesta. Lo anterior no impide que, en casos donde sea posible, se utilicen los datos de manera más desagregada.

a. Metodología

Se ha adoptado como metodología unificada de evaluación la propuesta por Little & Mirrles y Squire & van der Tak, denominado "METODO LM/ST" el cual reemplaza los precios de mercado por los precios de cuenta (PC) que reflejan el costo de oportunidad de los insumos o el valor que los productos de un proyecto tiene para la economía.

Además con la finalidad de uniformizar criterios se usa las indicaciones dadas en la "Guía para el Análisis Beneficio Costo y del Efecto Distributivo de Proyectos de Subtransmisión y Distribución de la Electricidad" Diciembre de 1992, J. Ignacio Coral M.

b. Tasa de descuento

La tasa de descuento utilizada en todas las etapas de la evaluación económica es de 12%.

c. Horizonte de evaluación

El período a considerar en el análisis beneficio costo de los proyectos de distribución está acotado por la vida útil de los

proyectos. Si el proyecto contiene obras con vidas útiles diferentes, el período de evaluación está acotado por la vida útil de la obra o equipo de mayor costo de inversión.

Con fines de homogenizar criterios se ha adoptado el período de evaluación de los proyectos de distribución de 15 años

d. Costos de Inversión

Para la evaluación económica se han desagregado los costos de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Mano de obra calificada
- Mano de obra no calificada
- Bienes comercializables
- Bienes no comercializables
- Imprevistos
- Impuestos

e. Costos Marginales

En la selección y evaluación económica de los proyectos, se utilizaron los costos marginales de operación y expansión de largo plazo. Los costos marginales de distribución corresponden a las empresas distribuidoras y representa el costo en que se incurriría para producir una unidad adicional del bien demandado.

f. Costos de Falla

Se ha adoptado como costo de falla el valor de US\$ 0.80, que es válido para todos los proyectos.

g. Tarifas

En las evaluaciones económicas se han usado como tarifas unos niveles iguales al correspondiente al costo de la electricidad asociado al nivel de voltaje en que recibe el suministro el cliente.

6.2.2 Indicadores de rentabilidad.

Los resultados de la evaluación económica, se presentan a través de los siguientes indicadores de rentabilidad:

- a. Valor presente neto (VPN): Es el flujo neto actualizado de la diferencia entre los beneficios totales y los costos totales del proyecto, actualizados a la tasa de descuento.

En otras palabras es el valor actualizado de los beneficios y costos, a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto.

La tasa de descuento es la tasa que refleja la pérdida de valor que a través del tiempo sufre la utilidad obtenida de una unidad de inversión adicional.

- b. Tasa interna de retorno (TIR): Es la tasa en % a la cual la diferencia entre los beneficios totales y los costos se hace cero.

Dicho de otra manera el TIR se define como la tasa de interés a la cual se igualan los costos y beneficios del proyecto, descontados los costos de operación y mantenimiento (para determinar dichos beneficios en términos netos).

- c. Relación beneficio costo (B/C): Es el cociente de los flujos actualizados de los beneficios totales y los costos totales del proyecto, a la tasa de descuento del 12%.

En otras palabras es el cociente del valor actualizado de los beneficios, descontado el costo de operación y mantenimiento y del valor actualizado de los costos de inversión. Se debe utilizar la misma tasa de descuento que para el cálculo del valor presente neto del proyecto.

- d. Período de recuperación del capital (PRI): Llamado también período de repago. Es el lapso en el que la sumatoria de los valores actualizados de los beneficios se igualan a la de los costos del proyecto. Mide el tiempo necesario para el inversionista recupere su inversión vía utilidades del proyecto.

Los criterios anotados anteriormente tienen estrecha relación entre sí y deberán cumplir las siguientes condiciones:

- . $TIR > \text{Tasa de descuento}$.
- . $VNP > 0$
- . $B/C > 1$; cuanto mayor sea esta relación, mayor prioridad tiene el proyecto.

El PRI constituye una herramienta de evaluación complementaria y su principal limitación consiste en que no dice nada con respecto al costo del proyecto ni a su rentabilidad global.

Los costos de inversión se establecen de acuerdo con las características del proyecto, definidas según previos estudios técnicos. Puede tratarse de inversiones para instalaciones nuevas o de inversiones para ampliar o mejorar instalaciones ya existentes con el fin de reducir costos o incrementar los beneficios.

Con el fin de evitar los efectos de la inflación, tanto los beneficios como los costos se deben cuantificar a precios constantes de un año.

En general la cuantificación de beneficios se establece mediante la comparación de la situación SIN y CON proyecto. (En el caso de un proyecto nuevo los costos y beneficios de la situación SIN proyecto serán cero).

Los pasos a seguir para la evaluación económica son los siguientes:

1º. Cuantificación del valor presente de la inversión (VPNC):

$$VPNC = \sum_{j=0}^n I_j / (1+i)^j$$

Donde :

I_j : Costos de la Inversión en el año j .

i : Tasa de descuento.

n : Vida útil del proyecto.

2º. Cuantificación de los beneficios, año a año y determinación de su valor presente neto (VNPB):

$$VNPB = \sum_{j=0}^n (B_j - (Co+CM)_j) / (1+i)^j$$

Donde :

B_j : Beneficios en el año j .

$(Co+CM)_j$: Costos de operación y mantenimiento en el año j , definidos como los costos CON el proyecto menos los costos SIN el proyecto.

i : Tasa de descuento.

n : Vida útil del proyecto.

3º. Cálculo del valor presente neto del proyecto:

$$VPN = VPNB - VPNC$$

4º. Relación beneficio costo:

$$B/C = VPNB / VPNC$$

5º. Tasa interna de retorno: Se obtiene cuando $VPN = 0$.

Es importante hacer notar que para el caso de evaluación económica los valores de los costos y beneficios, base del cálculo de los índices anteriores, deben estar en términos de precios de cuenta.

6.2.3 Beneficios en el sistema de distribución de energía eléctrica.

a. Beneficios por reducción de pérdidas técnicas

Los beneficios que se establecen por concepto de pérdidas físicas se valoran por los costos marginales pertinentes, es decir los costos marginales del nivel donde se reducen las pérdidas.

Para una mejor cuantificación de los beneficios se deben dividir en beneficios por reducción de pérdidas en el fierro y en el cobre.

. Beneficios por reducción de pérdidas en el fierro

Representan las pérdidas en el fierro de los transformadores involucrados en el proyecto. Se consideran que permanecen constantes durante el horizonte del proyecto.

. Beneficios por reducción de pérdidas en el cobre

Representan las pérdidas por efectos Joule tanto de los conductores, cables o cobre de los transformadores. Se separan estas pérdidas de las del fierro, ya que estas si varían y se proyectan durante el horizonte del proyecto.

b. Beneficios por reducción de pérdidas no técnicas.

c. **Beneficios por energía marginal**

Se cuantifican por separado los del sector industrial, y los del sector no industrial (Residencial, Comercial y otros) denominado en las planillas de evaluación como otros.

d. **Beneficios por aumento de confiabilidad**

Está asociado al menor número y duración de cortes que genera el proyecto.

6.2.4 Costos de Inversión

Los costos de inversión son establecidos una vez se tengan definidas las características particulares del proyecto. Tanto los beneficios, como los costos, se deberán cuantificar a precios constantes de un año, puede ser el año base o año cero, con el fin de eliminar los efectos de la inflación.

Los costos de inversión deben presentarse a precios constantes del año base del proyecto y desglosarse respecto a la inversión en las siguientes categorías:

- **Mano de obra calificada**
- **Mano de obra no calificada**
- **Materiales y equipos comerciables en el exterior**

Son aquellos que de una u otra manera se pueden comerciar con el exterior (importar o exportar). Aquí se incluyen bienes no producidos en el país y aquéllos que siendo producidos nacionalmente, podrían competir en licitaciones internacionales.

- **Materiales y equipos no comerciables**

Se consideran como materiales y equipos no comerciables a aquellos que no se pueden comerciar con el exterior, bien sea por dificultades en el transporte (poste de concreto por ejemplo.) o por otras razones (bajos precios internos que dejarían fuera del mercado a cualquier competidor externo).

6.2.5 Distribución de Imprevistos

En caso de definirse imprevistos separadamente, deben repartirse en cada una de las otras categorías. Un criterio simple para hacerlo puede ser la ponderación con respecto al costo total de la mano de obra calificada + mano de obra no calificada + materiales y equipos comercializables en el exterior + materiales y equipos no comercializables.

6.2.6 Subsidios e Impuestos

Para el caso del Perú los subsidios han desaparecido por la política de libre competencia, pero los impuestos generales a la venta (IGV) es de 18%.

6.2.7 Costos de operación y mantenimiento

La entrada de un proyecto en particular implica variación de costos de operación y mantenimiento; por ejemplo en proyectos de construcción de nuevas subestaciones los costos de operación aumentan, en cambio en proyectos de remodelación de redes los costos de mantenimiento disminuyen.

Los flujos por este concepto se determinan calculando la diferencia en los costos de operación y manteniendo con o sin el proyecto. Cuando la

diferencia es negativa se trata de un beneficio y cuando es positiva es un costo.

Determinación de los costos ó beneficios de operación y mantenimiento.

Para calcular los costos de operación y mantenimiento CON y SIN el proyecto, se debe recurrir a los datos sobre los costos de operación y mantenimiento en las obras parecidas en términos de capacidad, carga y ubicación.

Al igual que los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento se desglosan en las mismas categorías, a excepción de los imprevistos y de los impuestos, a precios constantes del año base del proyecto.

Una vez obtenido para cada año el flujo de costos CON y SIN proyecto, se procede hacer la diferencia para cada categoría de costos y para cada año de vida útil del proyecto. No debe olvidarse que para todos los flujos el año cero es el año en el cual se realiza la primera inversión.

Beneficios por reducción de pérdidas.

La reducción de pérdidas se determina por la diferencia entre las pérdidas técnicas existentes en el sistema SIN y CON proyecto.

Para hallar el beneficio por reducción de perdidas se dan algunas consideraciones generales para la estimación de la reducción de estas pérdidas, el cual para cada año de la vida útil del proyecto. Debe realizarse un análisis por separado de cada obra que podría ser constituida independientemente.

Una vez calculados los ahorros en pérdidas en términos de unidades físicas (kWh -kW) se debe proceder a valorarlos en unidades económicas,

para lo cual se tiene como base el costo para la sociedad de ofrecer un kWh adicional en energía o de un kW adicional en potencia, es decir, en términos del costo unitario de la expansión del sistema eléctrico de dicha sociedad, ya que dichos ahorros en pérdidas implican menores requerimientos de potencia y energía en la expansión del sistema para un horizonte de tiempo (largo plazo) dado.

6.3 Costo marginal de largo plazo y costo marginal relevante

El concepto de costo marginal de largo plazo, es el de costo incremental de todos los ajustes requeridos en el plan de expansión y en la operación del sistema eléctrico para efectos de atender un incremento futuro de la demanda.

Dado que el término "marginal" puede ser interpretado en el estricto sentido matemático de un cambio infinitesimal y ya que el término "incremento" con lleva el concepto de cantidades pequeñas y discretas.

Adicionalmente, puesto que para un horizonte de planeamiento dado las inversiones a realizar se dan en bloques, ya que los proyectos no son divisibles como suplir una unidad adicional (incremento discreto), se adapta la utilización del costo incremental promedio de largo plazo (CiPLP), concepto que se aplica para los diferentes niveles de tensión, como la base para definir lo que llamaremos costo marginal relevante, costo con el cual se valuarán las pérdidas técnicas en términos económicos.

El costo marginal relevante es el costo marginal acumulado, en términos de costo incremental promedio de largo plazo, correspondiente al nivel de tensión anterior al del proyecto. Así por ejemplo cuando se trata de obra de distribución, el correspondiente costo marginal relevante será la suma del

costo incremental promedio de largo plazo del nivel de generación con el costo incremental del nivel de transmisión. Se utiliza el término "relevante" en el sentido de "valor que debe ser aplicado" (no hay un mismo costo marginal para todos los niveles de tensión de un sistema).

Los costos marginales se deben tomar a precios constantes del año (el mismo que se tiene para todos los cálculos económicos del proyecto), y la valoración de los beneficios deberá hacerse para todos los años de la vida útil del proyecto.

a. Cálculos del beneficio por reducción de pérdidas técnicas

Este beneficio estará compuesto por ahorro por concepto de energía y ahorro por concepto de potencia así:

$$BPT = Cme \times Ae + Cmp \times Ap$$

Además :

$$Cme = CiGe + CiMe + CiDe$$

$$Cmp = CiGp + CiMp$$

Donde

BPT : Beneficio por reducción de pérdidas técnicas

Cme : Costo marginal relevante de energía.

Cmp : Costo marginal relevante de potencia.

Ae : Ahorro en energía.

Ap : Ahorro en potencia.

CiDe : Costo incremental de distribuidora (energía)

CiMe : Costo incremental de mayoristas (energía).

CiMp : Costo incremental de mayoristas (potencia).

CiGe : Costo incremental de Generadora (energía).

CiGp : Costo incremental de Generadora (potencia).

Si la reducción de pérdidas técnicas se está calculando solamente en términos de energía (kWh), se puede atribuir el costo por potencia usando la siguiente ecuación:

$$C_{m\ eq} = C_{me} + C_{mp} / (8760 \times F_c)$$

Donde:

Fc : Factor de carga.

Cm eq : Costo marginal relevante equivalente.

Si no se conoce la reducción en potencia, es posible estimarla a partir de los ahorros de energía, así:

$$A_p = A_e / (8760 \times F_p)$$

Donde :

Fp: Factor de pérdida.

Los niveles de beneficios por potencia y energía son comparables por lo tanto es recomendable no desconocer el tratamiento de ninguno de los dos en el cálculo de estos beneficios.

b. Cálculos del beneficio por reducción de pérdidas no técnicas.

Estos beneficios se obtienen al conectar legalmente los usuarios que consumen con acometida directa, ya sea por conexiones fraudulentas, o por adulteración de los aparatos. Al quedar legalmente conectados los usuarios experimentan un aumento en su tarifa hasta el nivel de tarifas normales por lo que se presenta disminución en el consumo; dicha disminución se traduce en un ahorro el cual se valora en términos de costo marginal, con base en costo incrementales, siguiendo la misma filosofía que en pérdidas técnicas.

Las inversiones típicas para reducción de pérdidas no técnicas son básicamente la instalación de contadores, cambio de acometidas, adquisición de equipos para calibración de medidores, etc.

Cabe destacar que la cobertura de las inversiones para reducción de pérdida no técnicas se establece por lo general de acuerdo con un programa de inversión, el cual, debe dividirse, en lo posible, en proyectos que correspondan a los diferentes grupos de conexiones, para las pérdidas no técnicas se evaluará a clientes conectados a la red (a pensión fija.).

En el caso de integrar zonas marginales representativas como consumidores legales mediante cambio de acometidas e instalación de contadores, por ejemplo, es aparente que se obtiene un impacto significativo en la mejora de los aspectos financieros de la empresa distribuidora y mejor aún si alguna medida es trasladable a los usuarios el costo de la inversión (cobrando parcialmente el valor de los contadores, por ejemplo).

El análisis para cada programa debe incluir un cálculo de:

- a. Número de conexiones a pensión fija.
- b. Consumo fraudulento promedio por año.
- c. Tarifa que se cobra al consumo marginal para cada uno de los consumos legítimos de la misma categorías.
- d. Consumo promedio por año de las conexiones legítimas de usuarios de las mismas categorías.

- e. Pérdidas técnicas (componente técnico) relacionadas con las pérdidas no técnicas que pueden ser atribuibles a las características técnicas de las acometidas de las conexiones.

6.4 Evaluación económica de proyectos identificados en el presente estudio

A continuación se detallan los parámetros utilizados en la estimación preliminar de costos.

Para la determinación de los costos de inversión para los diferentes proyectos identificados en el presente estudio, se aplican las siguientes premisas :

- . Se utilizan costos de mercado, obtenidos por la empresa regional de electricidad, en base a información histórica disponible y a cotizaciones solicitadas por la misma, tanto del mercado local como del internacional.
- . Los costos unitarios de inversión, han sido estimados a partir de análisis de precios unitarios realizados por la empresa regional, tomando como base la información histórica disponible.
- . Para ciertos rubros de los presupuestos, se emplean estimaciones típicas de otros costos evaluados, que constituyen valores promedio utilizados por los proveedores de equipos y servicios a la empresa regional.
- . Los costos de operación y mantenimiento en redes de distribución, se ha considerado que representan el 1.8% anual del costo de inversión.
- . El período de evaluación de los diferentes proyectos de distribución es de 15 años, a menos que se especifique otro plazo.
- . La tasa de descuento a aplicarse es del 12 %.

- . Los costos marginales a largo plazo, que se han empleados para las evaluaciones de potencias y energías, son los planteados por la Comisión de Tarifas Eléctricas en el documento de Tarifas Inter-empresas y a clientes finales, para localidades alimentadas por el SICN.
- . Para la selección de alternativas de cada proyecto, se ha considerado la alternativa de mínimo costo, considerando los valores actualizados de costos de inversiones y de costos operativos (es decir costo de pérdidas más los costos de operación y mantenimiento).

6.4.1 Proyecto de repotenciación de la SET Patio El Porvenir

La ejecución de este proyecto implica los siguientes costos:

Alternativa N° 1

Elaboración del estudio de Ingeniería de detalle e inversión lo cual representa un gasto de 686,904 US\$. Ver cuadro de metrado y presupuesto mostrado en el cuadro N° 6.2

Alternativa N° 2

Elaboración del estudio de Ingeniería de detalle e inversión, la cual representa un costo de 705,943 US\$, según el cuadro de metrado y presupuesto, cuadro N° 6. 3

Los costos de inversión se desglosan en obras civiles, equipamiento electromecánico, montaje, gastos de aduanas e imprevistos.

Elección de alternativa solución.

Se realizó la evaluación de costos de ambas alternativas los resultados de los mismos se muestran en los cuadros N° 6.4 y N° 6.5, de donde se elabora el siguiente resumen que indica que la mejor alternativa de solución según el criterio de mínimo costo es la Alternativa N° 2.

Alternativa N° 1:

Pérdidas : 176,776 US\$

Inversión : 686,904 US\$

Total : 863,680 US\$

Alternativa N° 2:

Pérdidas : 140,936 US\$

Inversión : 705,943 US\$

Total : 846,879 US\$

6.4.2 Proyecto de remodelación del sistema de distribución primaria

La ejecución de este proyecto implica los siguientes gastos.

Alternativa N° 1

En el cuadro N° 6.6 se muestran los respectivos metrados y presupuestos.

Alternativa N° 2

En los cuadros N° 6.7, 6.8 y 6.9 se muestran el metrado y presupuesto para la presente alternativa.

Elección de alternativa solución:

En este proyecto se seleccionó la Alternativa N° 2 que presenta las mejores características técnicas y una mayor reducción de pérdidas.

La evaluación técnica para la Alternativa N° 1 no dio resultados positivos pues los niveles de pérdidas y de caída de tensión en algunos casos superaban a los actuales.

La Evaluación de costos para las dos alternativas se muestran en los cuadros N° 6.10, 6.11, 6.12 y 6.13, a partir de los cuáles se elabora el siguiente resumen:

- Alternativa N° 1:

Pérdidas : 7'861,869 US\$

Inversión : 1'805,068 US\$

Total : 9'666,957 US\$

- Alternativa N° 2:

Pérdidas : 6'379,584 US\$

Inversión : 2'125,783 US\$

Total : 8'505,367 US\$

6.4.3 Proyecto de optimización del sistema de protección de la red de distribución primaria.

Los costos del proyecto se muestran en el cuadro N° 6.14 y considera la elaboración del estudio de ingeniería de detalle y la implementación del equipamiento respectivo.

6.4.4 Proyecto de adquisición e instalación de medidores de energía

Se va a evaluar un proyecto de instalación de contadores de energía para aquellos usuarios que están conectados a la red a pensión fija. y a los que no cuentan con medidor y la adquisición de un modulo de contraste de medidores.

Mediante la implementación de este proyecto se busca reducir las pérdidas no técnicas.

El presente proyecto para ser ejecutado requiere de una inversión que se desagrega de la siguiente manera:

- Adquisición de medidores de energía.
- Adquisición de un módulo para contraste de medidores

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO

METRADO Y PRESUPUESTO ESTIMADO

ALTERNATIVA N° 1: REMODELACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

ITEM	DESCRIPCION	UNIDA u	CANTIDAD	COSTO US\$/u.	COSTO TOTAL US\$
I	SUMINISTRO DE MATERIALES:				
1	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 240 mm ²	m.	7,910.0	120.0	949,200
2	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 120 mm ²	m.	2,530.0	79.0	199,870
3	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 70 mm ²	m.	2,950.0	45.0	132,750
4	Conductor de Cobre desnudo Temple Duro 35 mm ²	m.	490.0	2.3	1,103
5	Caja terminal Interior 3 x 240 mm ²	u.	13.0	480.0	6,240
6	Caja terminal Exterior 3 x 240 mm ²	u.	9.0	480.0	4,320
7	Caja terminal Interior 3 x 120 mm ²	u.	8.0	400.0	3,200
8	Caja terminal Exterior 3 x 120 mm ²	u.	2.0	400.0	800
9	Caja terminal Interior 3 x 70 mm ²	u.	4.0	350.0	1,400
10	Caja terminal Exterior 3 x 70 mm ²	u.	6.0	350.0	2,100
11	Tubo de F G DE 3" x 3 m.	u.	44.0	50.0	2,200
12	Cinta de Señalización color rojo	m.	13,420.0	0.1	1,208
13	Cruceta de madera 3 3/4" x 4 3/4" x 1.5 m.	u.	16.0	25.0	400
14	Cruceta de C.A.V. 1.5 m.	u.	10.0	32.0	320
15	Alfilerador Pln clase 56-2 con accesorios	u.	71.0	25.0	1,775
16	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 350 Amperios	u.	63.0	160.0	10,080
17	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 300 Amperios	u.	15.0	160.0	2,400
18	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 200 Amperios	u.	12.0	160.0	1,920
19	Fusible Tipo Chicote	u.	90.0	15.0	1,350
20	Postes 12/300 m/kg	u.	8.0	300.0	2,400
21	Postes 12/400 m/kg	u.	2.0	315.0	630
22	Retenida simple para poste de 12 m.	u.	3.0	155.0	465
23	Ferretería y Accesorios.	Glob.	4.0	1,500.0	6,000
24	Sistema de Puesta a tierra completa	u.	8.0	150.0	1,200
	TOTAL I				1,333,330
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
1	Excavación y cierre de zanja 0.6 x 1.2 m.	m.	13,390.0	3.1	41,509
2	Conductor de Cobre desnudo Temple Duro 35 mm ²	m.	490.0	1.0	490
3	Caja terminal Interior 3 x 240 mm ²	u.	13.0	68.0	1,144
4	Caja terminal Exterior 3 x 240 mm ²	u.	9.0	92.0	828
5	Caja terminal Interior 3 x 120 mm ²	u.	8.0	80.0	640
6	Caja terminal Exterior 3 x 120 mm ²	u.	2.0	80.0	160
7	Caja terminal Interior 3 x 70 mm ²	u.	4.0	50.0	200
8	Caja terminal Exterior 3 x 70 mm ²	u.	6.0	55.0	330
9	Tubo de F G DE 3" x 3m.	u.	44.0	10.0	440
10	Cinta de Señalización color rojo	m.	13,420.0	0.1	1,208
11	Cruceta de madera 3 3/4" x 4 3/4" x 1.5 m.	u.	16.0	10.0	160
12	Alfilerador Pln clase 56-2 con accesorios	u.	71.0	10.0	710
13	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 350 Amperios	u.	63.0	50.0	3,150
14	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 300 Amperios	u.	15.0	50.0	750
15	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 200 Amperios	u.	12.0	50.0	600
16	Fusible Tipo Chicote	u.	90.0	3.0	270
17	Postes 12/300 m/kg, con cruceta C.A.V 1.5 m.	u.	8.0	80.0	640
18	Postes 12/400 m/kg, con cruceta C.A.V 1.5 m.	u.	2.0	80.0	160
19	Retenida simple para poste de 12 m.	u.	3.0	70.0	210
20	Ferretería y Accesorios	Glob.	4.0	300.0	1,200
21	Sistema de Puesta a tierra completa	u.	8.0	50.0	400
	TOTAL II				55,199
	COSTO BASICO				1,388,529
III	TRANSPORTE (5% DE COSTO BASICO)				69,426
IV	DIRECCION TECNICA, SUPERVISION Y GASTOS GENERALES (25% DE COSTO BASICO)				347,132
	TOTAL GENERAL				1,805,088

CUADRO N° 6.6

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA CIUDAD DE TRUJILLO

METRADO Y PRESUPUESTO ESTIMADO

ALTERNATIVA Nº 2: REMODELACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

SUBPROYECTO : SET TRUJILLOSUR - TRANSFERENCIA DE CARGA Y REFUERZO DE RADIALES TS-01, TS-02, TS-02, TS-06, TS-08, TS-10, TP-02 Y TS-07 NUEVA

ITEM	DESCRIPCION	UNIDA u	CANTIDAD	COSTO US\$/u.	COSTO TOTAL US\$
I.	SUMINISTRO DE MATERIALES:				
1	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 240 mm2	m.	8,722	120.0	1,046,640
2	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 120 mm2	m.	1,915	79.0	151,285
3	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 70 mm2	m.	1,856	45.0	83,520
4	Conductor de Cu desnudo Cu 2	m.	1,650	2.3	3,713
5	Caja terminal Interior 3 x 240 mm2	u.	18	480.0	8,640
6	Caja terminal Exterior 3 x 240 mm2	u.	2	480.0	960
7	Caja terminal Interior 3 x 120 mm2	u.	66	400.0	26,400
8	Caja terminal Interior 3 x 70 mm2	u.	7	350.0	2,450
9	Caja terminal Exterior 3 x 70 mm2	u.	1	350.0	350
10	Tubo de F G DE 3" x 3 m.	u.	30	50.0	1,500
11	Cinta de Señalización color rojo	m.	8,772	0.1	789
12	Cruceta de madera 3 3/4" x 4 3/4 x 1.5 m.	u.	3	25.0	75
13	Cruceta de C.A.V. 1.5 m.	u.	7	32.0	224
14	Aislador Pin clase 56-2 con accesorios	u.	30	25.0	750
15	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 350 Amperios.	u.	44	160.0	7,040
16	Fusible Tipo Chicote	u.	44	15.0	660
17	Postes 12/300, m/kg.	u.	7	300.0	2,100
18	Retenida simple para poste de 12 m.	u.	2	155.0	310
19	Ferretería y Accesorios	Glob.	2	1,500.0	3,000
20	Sistema de Puesta a tierra completa	u.	7	150.0	1,050
21	Tablero de salida para nueva radial TS-07	Glob.	1	15,000.0	15,000
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				1,356,456
II.	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
1	Excavación y cierre de zanja 0.6 x 1.2 m.	m.	8,772	3.1	27,193
2	Conductor de Cobre desnudo Cu 2	m.	1,650	0.5	825
3	Caja terminal Interior 3 x 240 mm2	u.	16	88.0	1,408
4	Caja terminal Exterior 3 x 240 mm2	u.	2	92.0	184
5	Caja terminal Interior 3 x 120 mm2	u.	66	80.0	5,280
6	Caja terminal Interior 3 x 70 mm2	u.	7	50.0	350
7	Caja terminal Exterior 3 x 70 mm2	u.	1	55.0	55
8	Tubo de F G DE 3" x 3m.	u.	30	10.0	300
9	Cinta de Señalización color rojo	m.	8,772	0.1	789
10	Cruceta de madera 3 3/4" x 4 3/4 x 1.5 m.	u.	3	10.0	30
11	Aislador Pin clase 56-2 con accesorios	u.	30	10.0	300
12	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 350 Amperios.	u.	44	50.0	2,200
13	Fusible Tipo Chicote	u.	44	3.0	132
14	Postes 12/300, m/kg.	u.	7	80.0	560
15	Retenida simple para poste de 12 m.	u.	2	70.0	140
16	Ferretería y Accesorios.	Glob.	3	300.0	900
17	Sistema de Puesta a tierra completa	u.	7	7.0	49
18	Tablero de salida para nueva radial TS-07	Glob.	1	1,500.0	1,500
	TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO				42,196
	COSTO BASICO (I+II)				1,398,652
III	TRANSPORTE (5% DE COSTO BASICO):				
					69,933
IV	DIRECCION TECNICA, SUPERVISION Y GASTOS GENERALES (25 % DE COSTO BASICO):				
					349,663
	TOTAL GENERAL				1,818,247

CUADRO Nº 6.7

**SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO
METRADO Y PRESUPUESTO ESTIMADO**

ALTERNATIVA N° 2: REMODELACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

SUBPROYECTO: SET TRUJILLO SUR - TRANSFERENCIA DE CARGA Y REFUERZOS DE RADIALES TS-03, TS-04, TS-05, y TS-11

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO U. US\$/u	COSTO TOTAL US\$
I	SUMINISTRO DE MATERIALES:				
1	Conductor Aéreo Cu2	m.	13,060.0	2.3	29,363
2	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 240 mm2	m.	200.0	120.0	24,000
3	Cable Subterráneo 10 KV. NKY 3 x 120 mm2	m.	400.0	79.0	31,600
4	Caja terminal Interior 3 x 240 mm2	u.	1.0	480.0	480
5	Caja terminal Exterior 3 x 240 mm2	u.	1.0	480.0	480
6	Caja terminal Interior 3 x 120 mm2	u.	2.0	400.0	800
7	Caja terminal Exterior 3 x 120 mm2	u.	2.0	400.0	800
8	Tubo de FGP DE 3" x 3m.	u.	4.0	50.0	200
9	Cinta de Señalización color rojo	m.	600.0	0.1	54
10	Crucetas de madera 3 3/4" x 4 3/4" x 1.5 m.	u.	3.0	25.0	75
11	Aislador Pin clase 56-2 con accesorios	u.	9.0	25.0	225
12	Seccionador Fusible CUT OUT 15 KV - 350 Amperios.	u.	6.0	160.0	960
13	Fusible Tipo Chicote	u.	6.0	15.0	90
14	Retenida simple para poste de 12 m.	u.	4.0	155.0	620
15	Ferriteria y Accesorios.	glob.	3.0	1,500.0	4,500
16	Conductor de Cobre desnudo 35 mm2	m.	60.0	2.5	150
17	Postes, aisladores, ferriteria y otros para tendido de conductor Cu2 - 0.46 km.	glob.	1.0	2,000.0	2,000
	TOTAL I				98,397
II	MONTAJE ELECTROMECANICO				
1	Excavación y cierre de zanja 0.6 x 1.2 m.	m.	600.0	3.1	1,860
2	Tendido de conductor Cu2, incluye obra civil, poste, crucetas, aisladores, ferriteria, etc.	m	450.0	3.1	1,373
3	Caja terminal Interior 3 x 240 mm2	u.	1.0	86.0	86
4	Caja terminal Exterior 3 x 240 mm2	u.	1.0	82.0	82
5	Caja terminal Interior 3 x 120 mm2	u.	2.0	80.0	160
6	Caja terminal Exterior 3 x 120 mm2	u.	2.0	80.0	160
7	Tubo de FGP DE 3" x 3m.	u.	4.0	10.0	40
8	Cinta de Señalización color rojo	m.	600.0	0.1	54
9	Cruceta de madera 3 3/4" x 4 3/4" x 1.5 m.	u.	3.0	10.0	30
10	Aislador Pin clase 56-2 con accesorios	u.	9.0	10.0	90
11	Seccionador Fusible CUT OUT 15KV - 350 Amperios.	u.	6.0	50.0	300
12	Fusible Tipo Chicote	u.	6.0	3.0	18
13	Retenida simple para poste de 12 m.	u.	4.0	70.0	280
14	Conductor de cobre desnudo temple duro 25 mm2	m.	60.0	1.0	60
	TOTAL II				4,805
	COSTO BASICO (I+II)				101,001
III	TRANSPORTE (7% DE COSTO BASICO)				5,151
IV	DIRECCION TECNICA, SUPERVISION Y GASTOS GENERALES (25% DE COSTO BASICO)				25,250
	TOTAL GENERAL				131,402

CUADRO N° 6.8

En el cuadro N° 6.15 se muestra el metrado y presupuesto de este proyecto.

La evaluación de costos para las dos alternativas se muestran en los cuadros N° 6.16 y 6.17.

El monto total de la inversión para la ejecución de este proyecto asciende a 1'960,995 US\$. La cobertura de esta inversión es para la adquisición de medidores y de una mesa contrastadora de los mismos.

Elección de alternativa solución

De las evaluaciones económicas realizadas, se concluye que la alternativa de mínimo costo y la más ventajosa es la alternativa N° 1, que considera el proyecto desarrollado en tres etapas.

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTO: REDUCCION DE PERDIDAS NO-TECNICAS MEDIANTE LA ADQUISICION DE MEDIDORES DE ENERGIA Y MESA DE CONTRASTE

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO US\$	M.N NACIONAL US\$	M.E EXTRANJERO US\$	TOTAL US\$
EQUIPO ELECTROMECHANICO-E.E.M						
Medidores Monofasicos	21,161	u	35		745,502	745,502
Cajas Portamedidores	21,161	u	5	111,825		111,825
Tornillos + Conductores	21,161	Global	2	37,275		37,275
Mesa Contrastadora	1	u	137,500		137,500	137,500
TOTAL EQUIPO ELECTROMECHANICO						1,032,102
TRANSPORTE 5% de E.E.M			51,605	51,605		51,605
MONTAJE						
Calificada			134,173	134,173		134,173
No calificada			72,247	72,247		72,247
IMPREVISTOS 8% de E.E.M			82,568	82,568		82,568
TRIBUTOS						
Aduana 39% de E.E.M			402,520	402,520		402,520
Tributos 18% de E.E.M			185,778	185,778		185,778
TOTAL INVERSION				1,077,993	883,002	1,960,995

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE TRUJILLO

EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO ADQUISICION E INSTALACION DE MEDIDORES-ALTERNATIVA Nº 1.

AÑO	CONSUMO DE ENERGIA GWh/año		AHORRO ENERGIA (GWh)	BENEFICIOS	COSTOS	FLUJO
	SIN PROYECTO	CON PROYECTO				
1993	145.67	145.67	0.00			0
1994	145.67	145.67	0.00		382,292	(382,292)
1995	145.67	142.94	2.73	124,016	686,334	(562,318)
1996	145.67	132.90	12.77	666,047	892,275	(226,228)
1997	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
1998	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
1999	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2000	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2001	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2002	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2003	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2004	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2005	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2006	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2007	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2008	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2009	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017
2010	145.67	121.17	24.50	1,314,017		1,314,017

VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS	7,584,880
VALOR ACTUAL DE COSTOS	1,706,407
RELACION B/C	4.44
TASA DE DESCUENTO	12.0%

CUADRO Nº 6.16

CAPITULO VII SISTEMAS DE PROTECCION Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

7.1 Sistema de protección

En el presente acápite se establecerán las bases para implementar en la red de distribución de la ciudad de Trujillo, el más apropiado sistema de protección.

Para tal efecto las premisas fundamentales para un eficiente sistema de protección y una adecuada coordinación de la protección son:

- . Selectividad, es decir de presentarse una falla, se debe aislar la parte fallada sin comprometer el resto del sistema eléctrico.
- . Sensibilidad y Seguridad, esto significa que la operación del equipo de protección debe ser correcta y oportuna.
- . Estabilidad, la protección debe actuar solamente en los casos requeridos, manteniéndose pasiva en cualquier otra situación.

Toda red de distribución de energía eléctrica debe asegurar el suministro de energía eléctrica a los usuarios, en forma confiable y eficiente.

Para que se cumpla lo anteriormente expresado, el diseño del sistema de protección debe tomar en cuenta las siguientes condiciones:

- . Toda la red debe contar con un adecuado sistema de protección.
- . Los dispositivos de protección deben prever la detección de fallas monofásicas, bifásicas y/o trifásicas y accionar los equipos de apertura y señalización lo más rápido posible.

Entre las principales perturbaciones que pueden producir falla se tienen las siguientes:

- Perforaciones del aislamiento, producidos por el envejecimiento.
- Daños producidos por animales: Pájaros en redes aéreas y roedores en líneas subterráneas.
- Corrosión de cables.
- Errores humanos, tales como apertura de seccionadores bajo carga o interruptores

A continuación se desarrolla el sistema de protección más recomendable a implementar en las redes de distribución desde la salida de la radial en 10 kV hasta la salida en baja tensión 380/220 V.

7.1.1 Red de distribución primaria

Las radiales de distribución de energía eléctrica en 10 kV, deben contar para su correcta operación con los siguientes dispositivos de protección:

- La salida de la radial de la SET estará equipada con interruptores de potencia, mientras que las salidas de tales radiales a las subestaciones y/o puestos de protección y maniobra estarán equipados con seccionadores de potencia tripolares.
- Sistema de protección a distancia, el cual es coordinado con los relés de sobrecorriente existentes en la SET.
- Protección contra fallas a tierra de alta resistencia y fallas de fase abierta. Esta protección se consigue con los relés direccionales de sobre corriente homopolar, para detectar las fallas a tierra y con los relés de secuencia negativa, para las fallas de fase abierta.

Además de los relés se requieren equipos complementarios tales como los transformadores de protección e indicadores de falla.

Normalmente se utilizarán transformadores de corriente y de tensión. Referente a los transformadores de corriente, se requiere uno por cada alimentador y cada fase, mientras que de los de tensión se requerirá uno

por cada barra de transformador, no obstante se aconseja tener uno de reserva. Además estos pueden ser compartidos con los destinados a medición; es decir, los transformadores pueden tener un arrollamiento destinado a medición y otro arrollamiento destinado para protección.

Los Indicadores de Falla, sin ser elementos propiamente de protección, permiten detectar las fallas y facilitar su ubicación. De esta manera los costos de mantenimiento de un sistema se reducen, ya que el tiempo de ubicación de una falla cuando no se cuenta con estos equipos puede ser mucho mayor.

Sobre las características principales de los indicadores de falla se puede anotar que son aparatos que en forma automática e inmediata indican fallas, al predecir su elemento detector una corriente igual o superior a su corriente nominal. Al reparar el punto fallado de la red y reponer el servicio, el indicador volverá a indicar automáticamente el estado normal.

7.1.2 Subestaciones de distribución y red de distribución secundaria

Puestos de Protección y Maniobra

Estos puestos constituyen puntos de enlace entre alimentadores radiales directamente o a través de alimentadores laterales.

Estos puestos se ubicarán preferentemente en las subestaciones tipo caseta, como las que actualmente existen, constituyendo no sólo puestos de protección y maniobra sino también de transformación

Las actuales tipos de subestaciones de transformación que se encuentran operando en la Ciudad de Trujillo son las siguientes:

- . Subestación convencional.
- . Subestación compacta.
- . Subestación aérea.

Tales instalaciones cuentan con diferentes sistemas de protección pero todos responden al mismo principio común.

El elemento más importante y de más alto costo en una subestación es la unidad de transformación de media tensión a baja tensión, motivo por el cual es importante desarrollar una adecuada protección al mismo.

Además es necesario tener bastante cuidado en la protección de la red de baja tensión realizando una correcta coordinación con los dispositivos de protección del lado de alta tensión del transformador, de esta manera se logra proteger la red de media tensión, de una falla en una subestación que comprometa la continuidad del servicio en las demás subestaciones.

Para la protección de los transformadores en el lado de 10 kV se emplean fusibles de tipo limitadores de corriente o del tipo expulsión; en el lado de baja tensión se emplean interruptores termomagnéticos y/o fusibles del tipo limitadores de corriente (tipo NH).

Todos estos equipos se emplean según el tipo de subestación y de acuerdo al estudio de coordinación de la protección que se realiza para cada caso.

Sistema de Protección a emplear por tipo de Subestación:

a. Subestación Convencional y Subestación Compacta:

Los dispositivos de protección a utilizar en estos tipos de subestaciones son:

- . En el lado de 10 kV del transformador de potencia se debe contar con seccionadores fusible de potencia, equipados con fusibles de 10 kV (Limitadores de Corriente).
- . En el lado de baja tensión (380/220V) se deben instalar Interruptores termomagnéticos tipo caja moldeada.

- En el tablero de baja tensión se deberán instalar fusibles seccionadores de potencia, equipados con Fusible tipo NH de 380/225 V (Limitadores de corriente).

En la Figura N° 7.1 se muestra la S.E y su sistema de protección mencionado anteriormente.

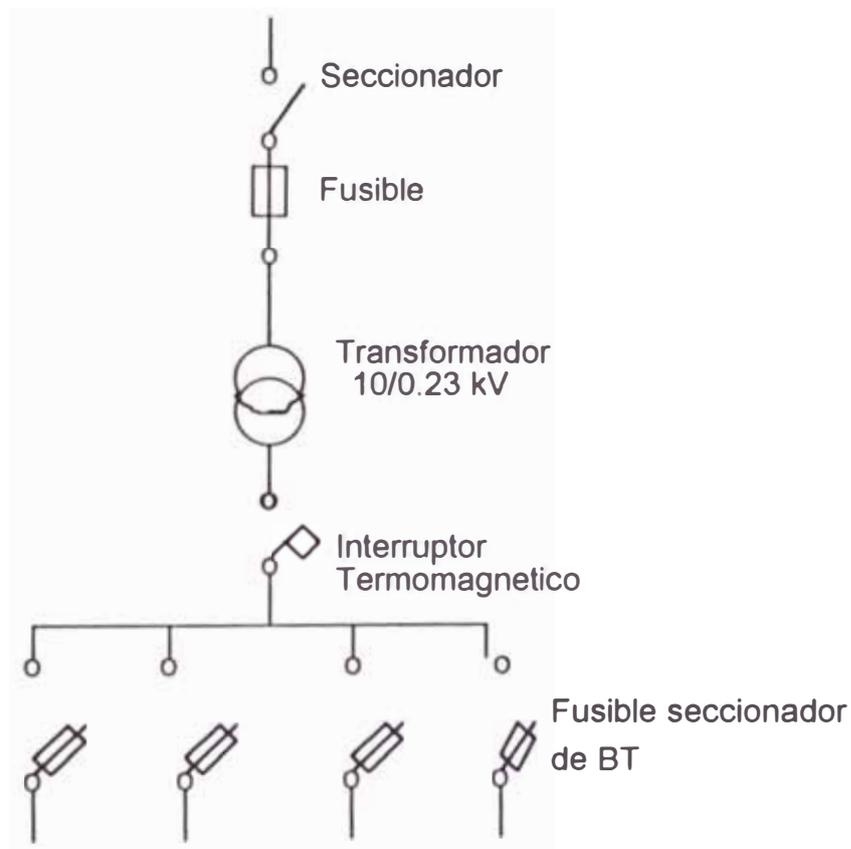


Figura N° 7.1

b. Subestación tipo a aérea biposte:

Los dispositivos de protección a utilizar en este tipo de subestaciones son:

- En el lado de 10 kV del transformador de potencia se debe contar con tres seccionadores unipolares tipo cut out, equipados con fusibles de expulsión de 10 kV.

- En el lado de baja tensión (380/220V) se deben instalar Interruptores termomagnéticos tipo caja moldeada.
- En el tablero de baja tensión se deberán instalar fusibles seccionadores de potencia, equipados con Fusible tipo NH de 380/225 V (Limitadores de corriente).

En la Figura N° 7.2 se muestra la S.E y su sistema de protección mencionado.

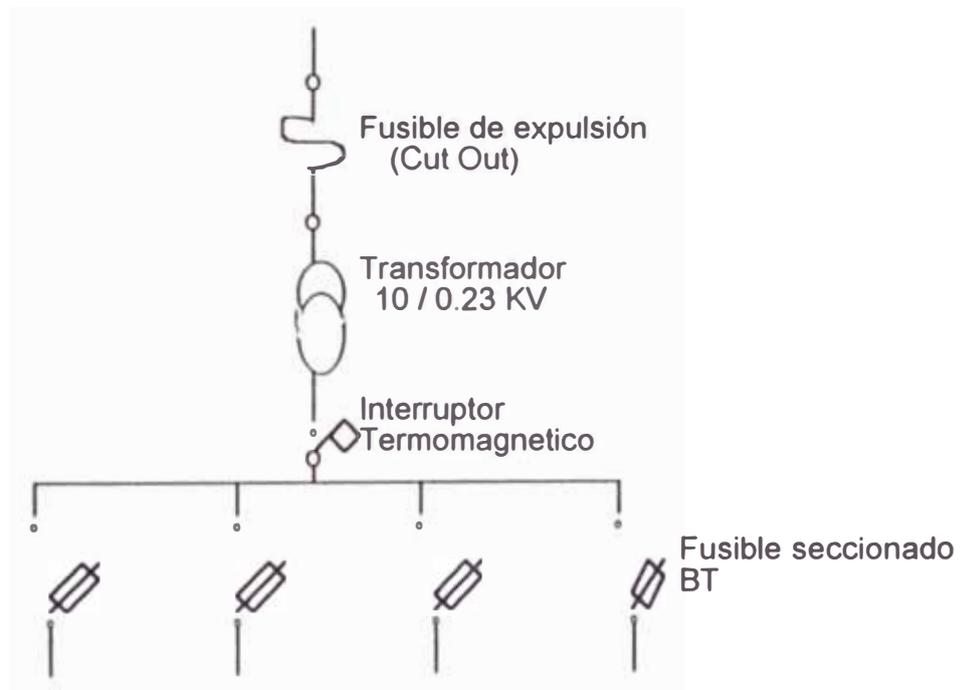


Figura 7.2

Análisis de la Protección

En los tres tipos de subestación existente en el lado de media tensión se utiliza como protección los Fusibles, los mismos que están destinados a dar protección contra fallas en bornes de 10 kV del transformador o contra fallas internas.

En el nivel de baja tensión (380/220 V) se utilizan en el caso de las subestaciones convencionales los interruptores termomagnéticos los cuales brindan protección contra fallas en barras, respaldo de la protección

de los alimentadores en baja tensión y protección de los transformadores de potencia contra sobrecargas.

Para la protección de los mencionados alimentadores de baja tensión se emplean los fusibles limitadores de corriente tipo NH.

7.1.3 Sistema de puesta a tierra

Finalidad de la puesta a tierra.

Las puestas a tierra están destinadas a conducir y/o dispersar diversos tipos de corriente eléctrica, en el suelo, cumpliendo dos objetivos principales:

- a. Evitar gradientes peligrosos entre la infraestructura de superficie y el suelo para:
 - Protección de las personas; mediante tensiones de toque y de paso de baja magnitud.
 - Protección de los equipos; evitando potenciales nocivos.
- b. Propiciar un circuito conductor dispensor de baja impedancia a un menor costo para:
 - Correcta operación de la protección por relés.
 - Dispersión rápida de elevadas corrientes, evitando sobretensiones o deterioros por corriente de corto circuito.
 - Retorno de corrientes de operación normal.

Definición del Potencial de paso.

Es el potencial que puede afectar a una persona cuando esta hace contacto con el durante una falla, con sus dos pies, al estar caminando en las inmediaciones de la estructura; dicho potencial tendrá una magnitud supeditada a la longitud de un paso normal, la cual para normalizar se toma de un metro de distancia.

Definición del Potencial de toque.

Es el potencial que puede afectar a una persona cuando esta hace un contacto casual durante una falla, con una mano y los pies, al estar al pie de una estructura puesta a tierra; dicho potencial tendrá una magnitud supeditada a la distancia del alejamiento de los puntos a diferente potencial interceptados.

Puesta a tierra de la subestación.

Para la protección contra tensiones de toque se debe colocar todas las carcasas de equipos de protección (aisladores, seccionadores), equipos de mando, tableros de medición, los transformadores de distribución y de medida deben ser puestos a tierra.

Una de las fases del secundario de los transformadores de medida de tensión y de corriente deben ser puestos a tierra en el lado de baja tensión.

En los puntos de medición a la intemperie de las S.Es aéreas se debe colocar de igual manera los pozos de puesta a tierra mencionados anteriormente.

Pozo de tierra.

Para la protección del personal se construirá un pozo de tierra para el lado de 10 kV y otro para el lado de baja tensión. Los pozos de tierra serán de 0.80 m. ϕ 2.80 m. ejecutada con tierra vegetal y aditivos del tipo gel. En el centro del pozo se instalará una varilla de cobre de 5/8" por 2.40 m. En el extremo superior llevarán conector para empalmar con el cable de tierra.

El cable de puesta a tierra será de cobre blando de 35 mm² de sección.

El pozo del lado de 10 kV. tendrá una resistencia equivalente menor de 25 ohm y el pozo del lado secundario tendrá una resistencia equivalente menor de 15 ohm.

Puesta a tierra de postes de 10 kV.

Para la protección contra tensiones de toque y de paso se debe colocar la parte metálica sin tensión de los postes de 10 kV solidamente a tierra. El sistema de tierra estará conformado por:

- . 15 metros de cable desnudo de cobre recocido de 16mm²
- . Una varilla de cobre o similar de 5/8" ϕ x 2.4 metros y conector; la cual debe estar directamente empotrada en el terreno.

La resistencia equivalente de puesta a tierra será menor o igual a 25 ohm.

7.2 Confiabilidad

La finalidad de un sistema eléctrico de potencia es la de generar energía y poder distribuirla a los distintos puntos en donde se necesita y en donde se le dará distintas aplicaciones. Los sistemas deberían ser planificados y diseñados para entregar esta energía a los puntos de utilización teniendo en cuenta los criterios de confiabilidad y economía.

Los parámetros normalmente utilizados para determinar la calidad del servicio son la confiabilidad (Suministro de energía sin restricciones) y la adecuada tensión de las redes del sistema.

Inicialmente definimos los criterios de confiabilidad en los sistemas de distribución bajo los siguientes términos:

- a. Nivel 1 .- La confiabilidad del suministro no debe ser afectada por una falla en cualquier elemento de la red, ni por el retiro del servicio para mantenimiento u otro propósito de cualquier equipo o circuito del sistema. El suministro debe ser continuo.
- b. Nivel 2 .- En caso de falla en cualquier elemento de la red, la carga será transferida a un circuito o suministro alternativo,

mediante dispositivos automáticos de transferencia de carga. El suministro se interrumpirá sólo por muy poco tiempo.

Nivel 3.- En caso de falla en cualquier elemento de la red, la carga será transferida en forma total o parcial a un circuito o suministro alternativo, mediante maniobras con dispositivos manuales de transferencia de carga. El suministro será interrumpido por lo tanto durante el tiempo requerido para llegar al lugar de la falla, aislarla y reponer el servicio.

d. Nivel 4.- En caso de falla de cualquier elemento de la red no hay posibilidad de transferir la carga a otro circuito o suministro alternativo.

Toda empresa de distribución de energía eléctrica debe tener especial cuidado en el nivel de confiabilidad que ofrece al usuario, el cual debe ser aceptable y para lo cual debe contar con una red que tenga como requerimiento mínimo las siguientes características:

- a. Más de una fuente o punto de suministro de energía o en su defecto circuitos alternativos.
- b. La existencia de enlaces laterales, con sus respectivos elementos de protección y maniobra, que permitan efectuar transferencias de carga entre alimentadores radiales, sea por medio de maniobras manuales o automáticas.
- c. El diseño de los alimentadores troncales debe ser tal que, en condiciones de emergencia, en que sale del servicio uno de los troncales adyacentes, tengan capacidad de tomar por lo menos el 50% de la carga del troncal saliente, sin exceder su capacidad nominal de

corriente en mas de 25% en cables subterráneos y 15% en líneas aéreas

En base a los criterios de confiabilidad descritos, el sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo cuenta con:

- a. Tres puntos de distribución de energía, siendo estas, los Centros de Transformación Trujillo Norte, Trujillo Sur y Patio El Porvenir.
- b. Gran parte de las radiales están operando en el limite de su capacidad o con excesos de carga.
- c. La configuración de la red existente permite realizar transferencia de carga entre la radiales por medio de maniobras manuales.

Como consecuencia de todo lo expuesto anteriormente, el sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo tiene confiabilidad del nivel 3, en el centro de la ciudad; lo cual significa que el servicio en situaciones de falla será interrumpido el tiempo que se demora en llegar al lugar de falla, aislarla y reponer el servicio, este tiempo es impredecible.

Indices de confiabilidad.

Para la determinación de los índices de confiabilidad del sistema es necesario el conocimiento de los siguientes datos:

- Número de fallas por período.
- Tiempo medio entre fallas.
- Tiempo de duración de reparaciones.
- Tiempo medio entre reparaciones.

Es necesario señalar que la frecuencia de fallas es mayor cuando más antigua y descuidada es la red, lo que esta relacionado con un mayor número de maniobras operativas necesarias para restablecer el servicio.

En las redes subterráneas el tiempo que dura la interrupción es mayor que para las redes aéreas, sin embargo el número de interrupciones en ellas es menor.

Asimismo la calidad del servicio brindado a los usuarios desde el punto de vista de la confiabilidad del suministro eléctrico está relacionado con los siguientes parámetros:

- El índice de desconexiones del sistema.
- La topología de las redes.
- La versatilidad en la transferencia de cargas entre alimentadores radiales de la red de distribución primaria.

Las red de distribución primaria de la ciudad de Trujillo es del tipo radial, por lo tanto la aparición de una falla en algún punto del alimentador causa inmediatamente la interrupción del suministro de energía al total de cargas conectadas al mismo.

Asimismo, la topología de las redes primarias permiten que buena parte de los alimentadores radiales se puedan interconectar y por lo tanto ejecutar las transferencias de carga necesaria; en la actualidad esta posibilidad de maniobra se encuentra limitada parcialmente debido a que gran parte de los alimentadores radiales se encuentran trabajando con excesiva carga.

Según los reportes estadísticos proporcionados por la empresa eléctrica, se tiene que la frecuencia y la duración de las fallas varia en forma directamente proporcional con la longitud de las radiales, tal es el caso de las radiales TS-05, TS-10, TN-03, TN-05, TP-01 y TP-02, tal como se muestra en los cuadros N° 7.1

En dichos cuadros se observa, que las interrupciones en el servicio en algunas radiales; duran varias horas, siendo en muchos casos las fallas

transitorias y el servicio se podría haber restablecido en un tiempo relativamente corto (segundos o minutos) si las radiales estuvieran equipadas con equipos de reconexión automática.

En el Anexo N° 5 se presentan los reportes y estadísticas globales de desconexiones en el sistema de distribución de la ciudad de Trujillo para el año de 1992, los cuales incluyen subestaciones de potencia, radiales de alimentación y subestaciones de distribución.

Los tipos de desconexiones verificados en el mencionado reporte corresponden a:

- Fallas del Sistema
- Cortes
- Mantenimiento
- Restricción del Servicio (restricción del SICN)

Además se presenta el número de horas de desconexión y la energía en kWh equivalente al tiempo de desconexión de las redes, por mes y por alimentador.

7.2.1 Cuantificación económica de las interrupciones

A continuación se desarrolla una forma de análisis para cuantificar el costo económico que implica una interrupción del sistema.

Las inversiones necesarias para reducir la frecuencia y horas de interrupción del servicio eléctrico; pueden ser justificables sólo si los beneficios obtenidos comparados con los costos de las mismas son mayores. Este costo incluye no solo la magnitud de la pérdidas para la empresa distribuidora, sino también las pérdidas ocasionados a la economía y el costo para los usuarios.

La cuantificación económica de estas pérdidas toma en consideración los siguientes factores:

- a. La Potencia que se interrumpe (Potencia operativa antes de la desconexión).
- b. Duración de la interrupción (horas).
- c. Frecuencia de las interrupciones (la probabilidad de una nueva desconexión).
- d. Tipo de carga que queda sin servicio.

Como primera aproximación se considera que el costo de la interrupción es proporcional a los factores arriba mencionados y esta definido por la siguiente relación:

$$C_i = C_{iu} \times P \times T$$

$$C_i = C_{iu} \times E_i$$

donde:

C_i : Costo de Interrupción (US\$)

C_{iu} : Costo Unitario de kWh interrumpido (US\$/kWh)

P : Potencia Interrumpida (kW)

T : Período de análisis (horas de interrupción)

E_i : Energía dejada de servir por causa de la interrupción (kWh)

Se considera que la influencia de la frecuencia de interrupción se estima con cierta precisión sumando los valores de energía que se dejó de servir en un período de análisis T (mes o año).

$$C_i = C_{iu} \times \sum_0 E_i$$

La suma de los valores E_i es sólo una aproximación, inevitable ante el actual estado del conocimiento sobre las consecuencias de la interrupción del servicio.

7.2.2 Estadística de las interrupciones

Para el sistema de distribución de Trujillo no hay datos estadísticos completos que clasifiquen a las fallas según su frecuencia, causa, ubicación.

Para un análisis adecuado de las interrupciones en el suministro de energía es necesario que la empresa eléctrica clasifique las fallas y lleve un control estadístico de ellas lo cual permitirá realizar un control constante del estado de confiabilidad de su sistema.

La información sobre las interrupciones dan la posibilidad de determinar de una manera efectiva los medios y la forma de mejorar las condiciones del suministro de energía. Los principales datos que se deben registrar son:

a. Sobre las interrupciones

- Duración promedio de la interrupción (h).
- Magnitud de la potencia interrumpida (kW interrumpido), en cada interrupción.
- Número Promedio de usuarios sin servicio por interrupción.
- Promedio de interrupciones anual.

b. Sobre las causas

- Externas (condiciones atmosféricas, accidentes, etc.)
- Internas (fallas en el equipamiento, líneas, equipos de medición ó control, protección).

c. Sobre la Forma

- Falla monofásica, bifásica o trifásica a tierra
- Falla entre fases.

d. Sobre su Naturaleza

- Interrupción transitoria (de poca duración)

- Luego de una reconexión rápida (reclose), cortocircuito desconectado.
- Luego de una reconexión lenta (falla sostenida)

Con los datos recopilados estadísticamente se procede a efectuar el análisis de las interrupciones, para lo cual es necesario determinar los siguientes índices:

Índice promedio anual de interrupciones (I PAI)

Este parámetro representa la cantidad promedio de interrupciones anual por consumidor servido y se define matemáticamente mediante la siguiente fórmula:

$$I \text{ PAI} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de interrupciones/año}}{\text{N}^\circ \text{ Total de consumidores servidos}}$$

Índice promedio de duración de las interrupciones (I PDI)

Es el número promedio de duración de las interrupciones anuales por consumidor servido, se halla por la relación:

$$I \text{ PDI} = \frac{\text{Duración total de las interrupciones/año}}{\text{N}^\circ \text{ Total de consumidores servidos}}$$

Índice promedio de disponibilidad de Servicio. (I PDS)

Esta definido por la razón entre el número total de horas que el servicio estuvo disponible durante el año y el número total de horas demandadas por los usuarios (normalmente 8,760 horas).

Índice promedio de Interrupción de Carga (I PIC)

Es la carga total interrumpida durante un año por unidad de carga servida expresada por la relación:

$$I \text{ PIC} = \frac{\text{Carga Total Interrumpida}}{\text{Carga Total servida}}$$

Tiempo de interrupción, en cada falla (promediada con respecto al N° de usuarios).

Estos datos estadísticos permiten prevér los medios necesarios (brigadas y materiales) para restablecer el servicio, es decir realizar una mejor previsión que en aquel caso en el cual solo se valoraba los kWh interrumpidos.

7.2.3 Calidad de Servicio.

Importancia estratégica de la calidad de servicio.

En la sociedad desarrollada actual, se está produciendo cambios mucho más profundos que lo que puede parecer a simple vista.

Conceptos que, de una forma u otra, han estado siempre presentes entre los atributos que se han demandado tradicionalmente a los bienes y servicios requeridos por la sociedad, adquieren, en el momento actual, especial significación.

Una vez cubiertos los niveles cuantitativos de suministro a costes adecuados para el mercado, la calidad se erige en el valor decisivo.

En los sectores del mercado de bienes y servicios con mayor grado de libertad de competencia, la calidad, entendida como concepto global, juega un papel cada vez más decisivo en la competitividad de las empresas y esta competitividad es la que determina, en último término, cuales son los productos y empresa que sobreviven.

El concepto de calidad total ha irrumpido con fuerza en el mundo empresarial y los gestores se manifiestan más y más preocupados en mejorar la competitividad de sus empresas a través de la mejora continuada de la calidad de sus productos.

Será el cliente quien, a través de sus opciones, decidirá, a un plazo cada vez más corto, cuales serán las empresas que tendrán viabilidad, qué productos y a qué precio tendrán vigencia.

El Sector Eléctrico está entrando a un ritmo acelerado en el mercado libre de competencia.

En el caso del Perú, la nueva ley de concesiones eléctricas, propugna una división del ciclo, subdividiéndolo de generación, transporte, distribución y comercialización, a través del cual y conjuntamente con otras nuevas figuras como el productor independiente, se pretende introducir elementos de competencia y facilitar al cliente el acceso a la energía más conveniente en cada caso, tanto en cuanto a cantidad, y precio como en cuanto a calidad.

La trascendencia que para la sociedad en general tiene el llegar a disponer de energía eléctrica barata y de calidad es tan evidente que resulta innecesario insistir sobre ello.

Coincidiendo con la nueva situación en nuestro país, las administraciones están ejerciendo una presión creciente sobre las empresas eléctricas para que se eleve el nivel de la calidad del servicio prestado. Así, está previsto la posibilidad de que la administración obligue a una Empresa Eléctrica a efectuar determinadas inversiones en orden a mejorar la calidad de servicio, así como, la aplicación de penalizaciones económicas de consideración en caso de alteración de las condiciones reglamentarias del suministro, es decir, se penalizan claramente las deficiencias en la calidad del servicio.

Los principales indicadores de la calidad de servicio se definen a continuación:

a. Determinación del índice del TIEPI

Con el fin de disponer de un instrumento objetivo que permitiera valorar la calidad de servicio existente en un ámbito determinado y establecer comparaciones entre ámbitos se definió en el sistema eléctrico español el índice TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada).

Este índice regularmente permite realizar el seguimiento de la calidad de servicio así como puede ser utilizado como un elemento más de la definición de estrategias a medio y largo plazo en el terreno energético eléctrico.

El índice TIEPI responde a la siguiente expresión :

$$\text{TIEPI} = \left(\sum_{j=1}^{j=n} P_{ij} \cdot t_j \right) / P_i$$

donde :

P_{ij} : Es la potencia instalada interrumpida en la interrupción j

t_j : Es la duración de la interrupción j

P_i : Es la potencia instalada total en el ámbito cuyo TIEPI se determina

n : Es el total de interrupciones habidas en el período de tiempo considerado, en el ámbito cuyo TIEPI se determina.

En función de la aplicación para la que se determina el TIEPI vendrá referido a distintos ámbitos, tanto técnicos como temporales.

Los ámbitos técnicos más usuales son

- Centros de transformación
- Circuitos alimentadores
- Estación receptora, subestación, estación de maniobra.

El ámbito temporal más usual es el año natural.

No obstante y con objeto de facilitar un seguimiento más cercano, se efectúan estimaciones mensuales cuya fiabilidad depende de la celeridad en la complementación de los procesos de captura de información y, obviamente, de la calidad de la misma.

Factores mas influyentes en la calidad de servicio.

Admitiendo a priori que el concepto de calidad debe entenderse de forma global, introduciéndolo en todos los ámbitos de la empresa y especialmente en la atención directa al cliente, el objetivo de este módulo se centra en la calidad del suministro de energía, entendiéndose como tal el mantenimiento de los atributos exigibles a esta energía, como son :

- . Continuidad
- . Amplitud
- . Frecuencia
- . Forma de onda
- . Simetría de la onda

En el terreno de la continuidad del suministro, las acciones deben emprenderse en tres frentes distintos

- Minimizar la FRECUENCIA de las interrupciones
- Minimizar el ALCANCE de las interrupciones
- Minimizar la DURACION de las interrupciones

En el primer frente deben arbitrarse medidas tanto de diseño y calidad de materiales y ejecución de trabajos, como de mantenimiento de las instalaciones.

El alcance de las interrupciones está ligado directamente al diseño de la red, que debe estar concebida de forma que las incidencias más habituales afecten al menor número de clientes posibles.

Finalmente, la duración de las interrupciones se **minimiza** disponiendo de los medios adecuados para la rápida localización y aislamiento de los elementos averiados, que permita la rápida reposición del servicio al mercado afectado.

b. Duración equivalente de interrupción (DEQI)

Para el cálculo de la duración equivalente del sistema es necesario relacionar la energía dejada de suministrar con la energía anual distribuida.

La Duración Equivalente de Interrupción anual (DEQI) es calculada mediante la siguiente relación:

$$DEQI = \frac{E_i}{P_M}$$

E_i : Energía interrumpida anual.

P_M : Potencia media anual.

Estimando la duración equivalente de interrupciones para el sistema de distribución de Trujillo se tiene:

$$P_M = \frac{E_D}{8,760}$$

$$P_M = 345,990 \text{ MWh} / 8760 \text{ h} = 39.50 \text{ MW}$$

donde:

E_D : Energía distribuida anual.

$$DEQI = 1,735.94 \text{ MWh} / 39.50 \text{ MW} = 43.95 \text{ h/año}$$

En el cuadro siguiente se muestra la duración equivalente de interrupción (DEQI) para el sistema de distribución de Electricite de France.

DURACION EQUIVALENTE DE INTERRUPCION PARA
EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ELECTRICITE DE FRANCE

USUARIOS	DEQI
Directos de las S.Es de Potencia y de las RDP	10-30 min/año
Industriales de Media Tensión 10 -20 kV	2 h/año
Alimentadores de Redes de Ba' a Tensión 110-600 V	10 h/año

Fuente: René Pelisier - Paris 1982

La duración equivalente de interrupción anual para el sistema de distribución de la ciudad de Trujillo en el año de 1991 alcanzo a 43.95 h/año. Este valor esta muy alejado de los índices de las empresas de electricidad que utilizan tecnologías de avanzada.

La duración equivalente de interrupción anual y el costo anual de la energía interrumpida es sólo una primera aproximación para calcular las pérdidas por interrupción del suministro de energía, pero es suficiente en la mayoría de los casos.

Para una estimación más precisa es necesario considerar la frecuencia de interrupciones (número de fallas por año); la importancia de ello es por la duración de la interrupción así como por la magnitud de la potencia interrumpida.

Cuando hay una estructura radial de la red, como es el caso del sistema eléctrico de la Ciudad de Trujillo, los servicios de mantenimiento y reparación requieren la ausencia de tensión en la línea. Las interrupciones debido a estos trabajos son considerados y tienen el mismo valor que las interrupciones por falla.

c. Frecuencia equivalente de interrupción (FEQI).

Es el número de interrupciones que, en promedio afectó a cada unidad de potencia instalada en el sistema en el período considerado:

Su expresión matemática es la siguiente:

$$FEQI = \left(\sum_{j=1}^{j=n} P_{ij} \right) / P_i$$

Este índice representa la fragilidad del sistema, básicamente por la falta de mantenimiento adecuado, por las condiciones ambientales y/o por la antigüedad de las redes y equipos.

7.2.4 Regulación de tensión

Para poder brindar un servicio de electricidad en condiciones óptimas de calidad; es necesario mantener un nivel normal de tensión en los bornes de salida del alimentador primario y en las subestaciones de distribución.

Consecuencias de la Variación de Tensión:

- . Cuando la tensión de operación es superior al valor nominal se origina un rápido envejecimiento del aislamiento de los conductores con altas fugas de corriente ocasionando con ello averías o fallas en el equipamiento eléctrico.
- . Cuando el sistema opera a una tensión inferior a la nominal; en los nodos de carga de la línea disminuye la capacidad de transporte de energía y estimula el incremento de pérdidas, pues estas varían de forma inversamente proporcional al cuadrado de la tensión.

Una buena calidad del servicio de energía eléctrica, implica que los parámetros eléctricos tales como tensión y frecuencia se aproximen a sus valores nominales y las interrupciones de servicio no sean frecuentes. Si esto se cumple, entonces se considera que la energía suministrada tiene una calidad aceptable. Otro parámetro de calidad para la energía eléctrica es su forma senoidal y la simetría de las tensiones.

En el sistema de distribución de la ciudad de Trujillo, el nivel de tensión que se registra en el lado primario de las subestaciones de distribución no se ajusta a las normas establecidas por el Código Nacional de Electricidad,

tal como se muestra en el cuadro N° 3.4, el mismo que es un resumen de resultados de los flujo de carga de las 21 radiales que tiene la ciudad de Trujillo; 12 de estas radiales se encuentran operando con una caída de tensión superior a lo establecido por las normas, brindando de esta manera un servicio sin la calidad adecuada.

En las redes de distribución secundaria también se presentan problemas en la regulación de tensión, tal como se muestra en el cuadro N° 3.5 donde se observa que las caídas de tensión superan el valor de 5% establecido por el Código Nacional de Electricidad.

Luego del análisis de los resultados del estudio y de la comparación con indicadores del mismo tipo de otras empresas se puede afirmar que la calidad del servicio ofrecido en la ciudad de Trujillo no es la óptima, pues no cumple con lo establecido en las normas. Así tenemos que el nivel de tensión en las redes de distribución secundaria llega en algunos casos a valores bajos tales como 122 V. en horas de máxima demanda. Ello se ha tenido en cuenta en las alternativas de remodelación pues una mejora en la calidad de servicio estimula el consumo e incrementa la energía a vender.

A la luz de estos resultados se hace imprescindible la ejecución de las soluciones técnicas presentadas en el presente estudio, con el objeto de alcanzar niveles de calidad aceptables que puedan rendir un beneficio al país, a empresa y al usuario.

CAPITULO VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones de pérdidas técnicas

A continuación se presentan las conclusiones desagregadas de acuerdo a los subsistemas RDP, SED y RDS.

Conclusiones en la red de distribución primaria (RDP)

1. Pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia en la red de distribución primaria ascienden a 2,395 kW, la misma representa el 26.8% del total de pérdidas técnicas de potencia y el 3.7% respecto a la máxima demanda del sistema.

Las radiales cuyos niveles de pérdidas de potencia exigen una pronta solución son:

- Radial TP-03, sus pérdidas representan el 6.95% de la máxima demanda de la radial.
- Radial TN-04, sus pérdidas representan el 6.15% de la máxima demanda de la radial.
- Radial TN-03, sus pérdidas representan el 5.24% de la máxima demanda de la radial.

2. Pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía en la RDP para el año 1993 ascienden a 7,682 MWh, lo que representa el 28.96% del total de pérdidas técnicas de energía y el 2.22% respecto al total de energía distribuida en la ciudad de Trujillo.

Las mayores pérdidas técnicas de energía en la RDP, se presentan en las radiales:

- Radial TN-04, 4.03% respecto a la energía distribuida por la radial.
- Radial TP-03, 3.99% respecto a la energía distribuida por la radial.

3. Caída de tensión

Las máximas caídas de tensión a lo largo de la red, son más críticos en las siguientes subestaciones:

- Radial TN-03 - S.Es. 137, 511, 173, 604 - 9.70%
- Radial TN-04 - S.E 121 y S.E 539 - 9.41%
- Radial TP-03 - S.E QUIRU y S.E ALDEA - 8.74%

Conclusiones de subestaciones de distribución (SED)

4. Pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia en las subestaciones de distribución ascienden a 1,626 kW, la misma representa el 18.2% del total de pérdidas técnicas de potencia y el 2.5% respecto a la máxima demanda del sistema.

Las subestaciones asociadas a la radial TN-05 presentan altas pérdidas en potencia lo cual exige una pronta solución.

En la radial TN-05, sus pérdidas representan el 4.85% de la máxima demanda de la radial.

5. Pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía en las subestaciones de distribución para el año 1,993 ascienden a 7,241 MWh, lo que representa el 27.30% del total de pérdidas técnicas de energía y el 2.09% respecto al total de energía distribuida.

Las mayores pérdidas técnicas de energía en las SED, se presentan en la radial TN-05, 3.75% respecto a la energía distribuida por la radial.

6. Factores de Utilización.

En las subestaciones de distribución se han encontrado factores de utilización bastante elevados tales como:

- . S.E 352, 226.7%, Radial TS-11
- . S.E 136, 209.7%, Radial TP-02
- . S.E 153, 189.7%, Radial TS-08
- . S.E 202, 188.1%, Radial TN-03

7. Subestaciones agrupadas por factores de carga.

En el Anexo N° 03, se muestra los cuadros de pérdidas de potencia en las subestaciones de distribución, los mismos que especifican los factores de utilización para todas las subestaciones de distribución de la ciudad de Trujillo, radial por radial; de donde se extrae las siguientes conclusiones:

Del total de subestaciones de distribución, 78 tienen un porcentaje de carga que se encuentra dentro del rango apropiado (80-100%), dicha cantidad representa el 16.22% del total de S.Es (481 S.Es).

Existen 112 subestaciones que están operando con un porcentaje de carga mayor al 100 %, esta cantidad de S.Es. representan el 23.28 % del total.

Se ha determinado que existen 158 subestaciones de distribución que operan con un porcentaje de carga menor al 40.0 %, dicha cantidad representa el 32.85 % del total de S.Es.

Conclusiones de red de distribución secundaria (RDS)

8. Pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia en la red de distribución secundaria ascienden a 4,929 kW, la misma representa el 55.1% del total de pérdidas técnicas de potencia y el 7.6% respecto a la máxima demanda del sistema.

Las radiales cuyos niveles de pérdidas de potencia exigen una pronta solución son:

- . Radial TS-08, cuyas pérdidas representan el 17.38% de la máxima demanda de la radial.

Radial TN-05, cuyas pérdidas representan el 11.99% de la máxima demanda de la radial.

En el Anexo N° 03, se muestran las S.Es. ordenadas descendientemente según las pérdidas de potencia, de donde se puede afirmar:

- . El número de subestaciones con RDS que presentan pérdidas de potencia entre 0 y 5% es 96, que representan el 30.57% del total de S.Es (314 S.Es. con RDS).
- . El número de subestaciones con RDS que presentan pérdidas de potencia mayores del 15% es 63, que representan el 20.06% del total de S.Es.
- . El número de subestaciones tienen R.D.S que presentan pérdidas de potencia entre el 5% y 15% es 155, que representan el 49.36% del total de S.Es.

9. Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía en las RDS para el año 1,993 asciende a 11,604 MWh, lo que representa el 43.74% del total de pérdidas técnicas de energía y el 3.35% respecto al total de energía distribuida.

Las mayores pérdidas técnicas de energía en la RDS, se presentan en las radiales:

- . Radial TS-08, 9.51% respecto a la energía distribuida por la radial.
- . Radial TN-05, 7.00% respecto a la energía distribuida por la radial.
- . Radial TP-01, 6.16% respecto a la energía distribuida por la radial.

10. Caídas de tensión.

Las máximas caídas de tensión en la RDS, son más críticos en las siguientes subestaciones:

- . Radial TP-03 - S.E 374 - 40.00%
- . Radial TN-03 - S.E 208 - 39.23%
- . Radial TN-05 - S.E 243 - 38.60%

Conclusiones de pérdidas no - técnicas

11. Pérdidas de energía

En la ciudad de Trujillo las pérdidas no técnicas ascienden a 84,190 MWh/año y representan el 76.04% respecto a las pérdidas totales de energía.

Las pérdidas no técnicas en la ciudad de Trujillo, se han desagregado en los siguientes rubros:

- . Tarifa a Pensión Fija: 16,585 MWh/año.
- . Descalibración de Medidores: 11,871 MWh/año.
- . Conexiones Clandestinas, Fraudes y otros: 55,734 MWh/año.

Conclusiones generales

12. Pérdidas de potencia.

La pérdida de potencia total en el sistema de distribución de la ciudad de Trujillo es de 8,950 kW, la misma que representa el 13.81% de la máxima demanda del sistema.

Con respecto a las pérdidas técnicas, se observan que las mayores pérdidas de potencia se presentan en el subsistema de distribución secundario; 7.61% respecto a la máxima demanda del sistema.

13. Pérdidas de energía.

Las pérdidas totales de energía en el sistema de distribución de la ciudad de Trujillo es de 110,717 MWh/año, que representa el 32.00 % de la energía total distribuida; estas pérdidas se desagregan en:

- . Pérdidas técnicas de energía : 26,527 MWh/año
Porcentaje respecto a energía distribuida : 7.67%.
- . Pérdidas no técnicas de energía :84,190 MWh/año
Porcentaje respecto a energía distribuida : 24.33%.

Con respecto a las pérdidas técnicas, se observan que las mayores pérdidas de energía se presentan en el subsistema de distribución secundario; 3.35% respecto a la energía total distribuida

14. Pérdidas económicas.

Considerando los precios de barra en la SET Trujillo Norte los cuales son de 6.43 US\$/kW-mes y de 0.0309 US\$/KWh, el costo total de pérdidas tanto técnicas como no técnicas en la Empresa Regional Electro Norte Medio S.A. - Zonal La Libertad para el año 1,993 será de 4'892,333 US\$.

Recomendaciones

Evaluando los resultados del estudio de pérdidas y remodelación del sistema de distribución en la ciudad de Trujillo, las recomendaciones que a continuación se realizan, están encaminados hacia el control permanente y reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas. Es cierto que, para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, se requerirá realizar inversiones; pero las que se realizan para la reducción y control de las no técnicas, resultará menores, proporcionalmente al porcentaje de pérdidas totales, y de mucho más fácil realización en el tiempo.

Recomendaciones referente a las pérdidas no técnicas.

Para atacar el problema de las pérdidas de energía debido principalmente al fraude, contrabando, medidores dañados o mal instalados, se recomienda:

1. La consolidación de la Oficina de Control de Pérdidas, cuya función principal será la de reducir y controlar las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Trujillo.

Esta dependencia, deberá participar activamente y en forma directa con los órganos de dirección de la empresa, por las características propias de su funcionamiento; de otro lado, deberá explotar sus vínculos comerciales con los clientes, para que ellos sean considerados, como agentes activos en

los programas y campañas de ahorro y control de pérdidas que la empresa lleve a cabo.

2. A continuación se describen recomendaciones concretas de las actividades a llevar a cabo por la oficina de control de pérdidas.

a. Aplicación de la actual legislación en lo que se refiere a pérdidas no técnicas.

Se analizar y estudiar en profundidad la legislación para ver si esta da una solución realista al problema que las pérdidas no técnicas de energía suponen para la empresa eléctrica.

Del estudio de la misma, deben partir propuestas para su mejora que la empresa distribuidora, debe proponer a la administración del estado, para que ésta, apruebe sus modificaciones si cree necesario.

Se debe tomar conciencia que la legislación vigente es la que da autoridad moral a la empresa eléctrica en su línea de actuación para minimizar este problema. Han de ser las reglas del juego en la relación empresa-cliente las que refuerzan la actuación de la empresa.

b. Campaña de inspección de suministros.

c. Campaña de precintaje de suministros.

d. Introducción de nuevos tipos de precintos.

e. Elaborar una base de datos del historial de consumos.

f. Información a los medios de comunicación.

Para aquellos casos que tengan un componente significativo para el público, por el efecto disuasorio que puede producir.

3. Recomendamos, también se considere como medidas preventiva lo siguiente:

a. La instalación eléctrica de los suministros, incluyendo redes, medidores de energía y equipos asociados deberán ser tales que reduzcan al máximo el riesgo de manipulación.

- b. Los lectores y cualquier otro personal que visite a los clientes, deberán ser formados en la detección de métodos de fraude y deberán conocer las técnicas que se emplean para impedir la detección de éste.
 - c. Realizar, al interior de la empresa, un diagnóstico especial que permita conocer los motivos reales de la ocurrencia de anomalías sostenidas en un periodo determinado. Por ejemplo:
 - Demoras en el otorgamiento de suministros.
 - Aplicación incorrecta de los factores establecidos para la facturación de energía de un consumidor importante.
 - Reestablecimiento del suministro en forma ilegal, cuando está vigente la orden de corte o de otro similar.
4. Se recomienda, como acción inmediata, la elaboración de planes de abatimiento de las pérdidas en base a la información contenida en el presente estudio. Sugerimos se considere lo siguiente:
 - a. Investigación especial de la anomalía detectada
 - b. Investigación programada de los suministros.
5. Una recomendación a los directivos de la empresa. Luego de la toma de conciencia del problema del hurto de energía eléctrica; es necesario e importante facilitar recursos a la oficina de control de pérdidas. Los recursos incluirían la contratación de especialistas para la elaboración y desarrollo de programas especiales o proyectos y la adquisición de equipos así como materiales para detectar y reducir el nivel de pérdidas.
6. La solución del problema de las pérdidas de facturación originadas por cuestiones administrativas, comerciales o de medición debe resolverse atendiendo a las siguientes recomendaciones:

- a. Estudio estadístico del estado del parque de medidores de energía, con investigación detallada de los modelos, edades y procedimientos que pueden hacer rentable su sustitución.
- b. Eliminación, en los casos en que sea posible, de los contratos a cuota fija, por cuanto no solamente representan una forma incorrecta de valorar un servicio en el que los costes directos son importantes, sino que incentiva el derroche de energía en detrimento de la disponibilidad para otros usuarios. Los servicios públicos no medidos deben vigilarse para impedir que se produzcan consumos inútiles por falta de conservación o por desarrollo incontrolado.
- c. Se recomienda una actualización permanente en la tarificación de los clientes. Es necesario asimismo una mayor flexibilidad en la atención a nuevos usuarios para evitar el clandestinaje.

Recomendaciones referente a las pérdidas técnicas

Dependiendo del subsistema a que se refiere, se alcanzan a continuación recomendaciones generales para la reducción de las pérdidas técnicas.

7. Recomendaciones en la red de distribución secundaria.
 - a. En la medida que las mayores pérdidas técnicas de energía se presentan en la red de distribución secundaria, se recomienda iniciar el programa de reducción de pérdidas en este rubro.
 - b. Evitar las acometidas demasiado largas así como la implementación de acometidas del tipo concéntrico en reemplazo de las acometidas convencionales.
 - c. Ejecutar a la brevedad el programa de reducción de pérdidas, con el fin de reducir las pérdidas técnicas, poniendo mayor énfasis en:
 - Conversión de líneas monofásicas a líneas trifásicas

- Limitar el radio de acción de las subestaciones de distribución de acuerdo a un estudio técnico económico.
- Balancear la carga en las tres fases del sistema.
- Es recomendable que todos los tableros de medición o medidores de energía, estén instalados en los frontis de los predios para su fácil lectura y revisión.
- Es recomendable reemplazar paulatinamente, las lámparas de luz mixta, por lámparas de vapor de sodio, que normalmente son usadas con buenos resultados, en grandes avenidas y calles de grandes ciudades.
- Las lámparas suspendidas en cables deben sujetarse a las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, que limita su uso a calles angostas y cruces donde no se puedan instalar postes.

8. Recomendaciones de red de distribución primaria (RDP).

Debido al estado actual del sistema de distribución, en cuanto a calidad de servicio, y a la evolución dinámica de la demanda en la ciudad de Trujillo, que podría en el mediano plazo hacer colapsar al sistema, es prioridad fundamental la implementación de los proyectos identificados en el presente estudio.

De la identificación de proyectos y las evaluaciones técnico-económicas realizadas a dichos estudios es conveniente remarcar a manera de recomendación lo siguiente:

- a. Desarrollar a la brevedad los proyectos de rehabilitación de redes de distribución, a nivel de Ingeniería de Detalle, para que así la empresa pueda tener proyectos en cartera que puedan ser absorbidos por entidades financieras para evitar el colapso de la red, así como el de

- reducir las pérdidas técnicas, elevando el nivel confiabilidad del sistema y brindando un mejor servicio de electricidad al usuario.
- b. En el programa de remodelación de redes se debe optimizar la inversión, es decir invertir en aquellos proyectos cuyos análisis técnico económico muestren alta rentabilidad y cortos períodos de recuperación de capital.
 - c. Es necesario el equipamiento de la protección en los radiales, pues la energía dejada de vender por fallas en el sistema es relativamente alta, asimismo son altas la frecuencia y la duración de las fallas.
 - d. En la red de distribución primaria mejorar la calidad de servicio, en el corto plazo, mediante la regulación de tensión en los transformadores de distribución.
 - e. El retiro de cargas, ubicados en los tramos finales de los actuales alimentadores radiales, para obtener niveles de tensión acordes a una buena calidad de servicio, se realizará mediante el traslado de dichas cargas a los nuevos alimentadores radiales que serán construidos.
 - f. Se ha realizado el análisis para el refuerzo de sección en los conductores, resultando una inversión relativamente elevada, debido principalmente a que el sistema de distribución primaria es a base de cables subterráneos.
 - g. Disminuir la resistencia de los conductores (utilizando materiales de alta calidad, tecnologías de avanzada o conductores de mayor sección)
 - h. La ampliación de la subestación El Porvenir a 20 MVA, 138/10 kV se ha evaluado técnica y económicamente por no requerir de proyectos conexos, bastando sólo con la definición de la potencia a instalar y la inversión para su ejecución. Dicho proyecto es factible por cuanto actualmente se tiene una sobrecarga que limita las ventas de energía.

- i. Mejorar el factor de potencia de la línea. Esto se logra mejorando el factor de potencia de la carga. Para esto se utiliza condensadores conectados generalmente en paralelo con la carga.
9. Recomendaciones de subestaciones de distribución (SED)
 - a. Se recomienda mantener los niveles de carga de las subestaciones de distribución entre 80 y 100% en horas de máxima demanda.
 - b. Efectuar la redistribución de cargas para eliminar las S.Es sobrecargadas y S.Es con bajos factores de utilización.
 - c. Realizar una auditoría de las conexiones de los circuitos de medición y transformadores de medida.
 - d. Implementar tableros de protección en las subestaciones de distribución, tomando en cuenta las disposiciones que al respecto se establecen en el Código Nacional de Electricidad.
 - e. Revisar los dispositivos de protección de las subestaciones de distribución y adecuarlos a las disposiciones que al respecto se establece en el Capítulo 3, Numeral 3.5 del Código Nacional de Electricidad.
 10. Recomendaciones generales
 - a. Realizar periódicamente (cada 2 años, si no fuera posible anualmente), programas de mejoras de los subsistemas; con prioridad en redes primarias (por su mayor rentabilidad).
 - b. El presente estudio, enmarcado en los términos de referencia el cual define a evaluaciones técnicas-económicas de proyectos en distribución primaria, se realiza con el objeto de orientar inversiones en aquellas partes del sistema eléctrico, donde técnicamente sea conveniente y económicamente se obtenga una mayor rentabilidad y mayor tasa interna de retorno (TIR).

- c. La factibilidad de ejecución de los proyectos se ha evaluado técnica y económicamente, obteniéndose de ellos parámetros que indican la conveniencia para la empresa de la ejecución de determinados proyectos y estudios.
- d. la empresa distribuidora deberá determinar, en lo sucesivo, diseños de las redes de distribución secundarias para el servicio particular y alumbrado público, en base a un conductor económico que cumpla con las condiciones de conducción de carga y caída de tensión.
- e. Distorsión armónica, cuyo origen suele ser la presencia en la red de cargas no lineales, equipos de regulación de tensión o de potencia por ángulo de fase, etc.
- f. Utilización del aluminio como conductor de líneas aéreas y subterráneas cuando sea económico y en los emplazamientos para los que sea adecuado.
- g. Redacción de normas y recomendaciones para la instalación de nuevos centro de transformación MT/BT y para el desarrollo de las redes de distribución secundaria.
- h. Promoción de la Cogeneración (generación conjunta de calor, energía eléctrica y, eventualmente, frío) en los casos en que exista un proceso térmico adecuado en la industria.
- i. En el rendimiento energético de un sistema de distribución influyen también las causas que afectan al número y duración de los paros que se producen en él y, consiguientemente, las características de la red que afectan a la posibilidad de aparición de averías.

Por estas razones debe presentarse atención a los siguientes puntos:

- Puesta a tierra del neutro en las redes de media tensión. Esta cuestión está íntimamente ligada a los sistemas de protección utilizados. Influye en lo siguiente:
 - Intensidad de la corriente de defecto
 - Tensión que aparece en las fases sanas durante el defecto
 - Posibilidad de detección inmediata de la línea defectuosa y de actuación rápida de las protecciones.
 - Posibilidad de establecer un ciclo de reconexiones rápida y lentas.
 - Daños producidos en el punto del defecto y posibilidad de que el defecto evolucione o no a permanente.
 - Diseño de las instalaciones de tierra en los centros de distribución (transformación MT/BT).
- Protecciones y automatismos en la red de distribución. Las protecciones en el nivel de distribución primaria están relacionadas con el método de puesta a tierra del neutro de MT. En particular, la conexión de éste a través de una impedancia de valor medio o reducido permite instalar protecciones de corriente residual (homopolares) sencillas y eficientes en las salidas de línea de MT, así como dotarlas de reconexión automática rápida (reenganche rápido). Puesto que en líneas aéreas de MT la proporción de averías que son en líneas de naturaleza no permanente es del orden del 70 al 80%, este automatismo permite restablecer el servicio inmediatamente en la mayoría de los casos.
- Control de los niveles máximo y mínimo de la potencia de cortocircuito en media y baja tensión. El nivel máximo determina las sollicitaciones térmicas y mecánicas de los elementos de la red, causantes en gran parte del envejecimiento de los materiales. El mínimo describe la

sensibilidad del sistema a las variaciones de carga que deba soportar, especialmente de carga reactiva.

- . Estudio de la coordinación de aislamiento y protección contra sobretensiones.
- . Métodos de localización de averías.
- . Procedimientos organizativos y equipos técnicos (automatismo) de reposición de servicio.
- . Estudio sistemático y detallado de las incidencias y averías ocurridas en la red, constituyendo con ello una base de datos fiable.
- . Supervisión de las instalaciones de usuario cuyas averías puedan tener repercusión sobre el servicio general.

11. Acciones sobre la demanda

- a. Se puede conseguir una mejora importante en el aprovechamiento de los recursos de generación, transmisión y distribución actuando sobre la curva de carga diaria, semanal y estacional en el sentido de mejorar la relación carga media- carga máxima, tanto a nivel global como a pequeña escala.
- b. Se debe promover el uso de la energía con factor de potencia elevado y bien regulado (sin llegar a la sobrecompensación). Esta acción es posible vía tarifas con incentivos y penalizaciones que conduzcan a situaciones técnica y económicamente favorables al usuario y a la empresa distribuidora.
- c. Desplazamiento horario de cargas incentivado por tarifas con discriminación horaria, incluyendo variantes más perfectas como la programación anual de horas punta y fuera de punta. En el caso de usuarios domésticos puede pensarse en sistemas de control a distancia

de aparatos receptores que permitan ser conectados en horas fuera de y desconectados en horas punta por la compañía suministradora mediante señales transmitidas por la red.

- d. Gestión de la potencia de punta. La tarificación con indicador de máxima demanda conduce al usuario a la utilización de métodos de control o automático de la punta de carga, desconectando bloques de receptores en función de la potencia y del momento dentro del período de integración. El usuario puede también recurrir al uso de generadores autónomos para alimentar parte de su carga durante los períodos de punta.
- e. Promoción de convenios de interrumpibilidad. Ciertos usuarios importantes pueden contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico y a permitir su funcionamiento en situaciones comprometidas desconectando toda o parte de la carga a voluntad de la empresa suministradora
Promoción de la Cogeneración (generación conjunta de calor, energía eléctrica y, eventualmente, frío) en los casos en que exista un proceso térmico adecuado.
- f. Corrección del factor de potencia por parte del consumidor, instalando Bancos de Condensadores donde proceda y extendiendo el control de este aspecto a todos los usuarios en los que pueda tener relevancia. En ciertos casos puede llegar a ser interesante para la empresa suministradora el participar en los costes de instalación de condensadores del usuario. Cuando sea posible, debe impulsarse la exigencia de homologación de receptores con objeto de que éstos estén debidamente compensados, además de que no causen perturbaciones de ningún otro tipo.

BIBLIOGRAFIA

- " MANUAL LATINO AMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS"
ORGANIZACION LATINO AMERICANO DE ENERGIA - OLADE
BOGOTA - COLOMBIA - AGOSTO DE 1993
- LAS REDES DE ENERGIA ELECTRICA
RENE PELISSIER
DUNOD, PARIS 1971, 1995
- CARGABILIDAD OPTIMA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.
ING. G. CRUZ
CONSULTORES UNIDOS COLOMBIA
- MANUAL DE AHORRO DE ENERGIA
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA - ICEL
AENE LTDA SANTA FE DE BOGOTA - JULIO 1992
- EXPERIENCIAS DE LAS EMPRESAS DE ELECTRICIDAD CHILECTRA EN REDUCCION DE PERDIDAS DE DISTRIBUCION
III SEMINARIO DE DISTRIBUCION DE ELECTROCENTRO
DICIEMBRE 1991
- PLAN DE EVALUACION DE PERDIDAS
ING. HEINZ SCHMIDT - LIMA - DICIEMBRE 1989
- GUIA PARA EL ANALISIS BENEFICIO COSTO Y DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD
IGNACIO CORAL - LIMA - DICIEMBRE 1992
- ANALISIS ECONOMICO DE INVERSIONES
CENERGIA - DICIEMBRE 1990
- PROCEDIMIENTOS Y CALCULOS TARIFARIOS
COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
- TECNOLOGIA ELECTRICA EN REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA
ASOCIACION DE TECNICOS DE ELECTRICIDAD - LIMA - 1991
- NORMAS V DE 0100 DE PROTECCION ELECTRICA
HORNING / SCHNEIDER
MARCOMBO - BARCELONA - MEXICO
- ILUSTRACIONES DE PUESTAS A TIERRA
VITTORIO DE MARCOMBO - BARCELONA - ESPAÑA