

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**DETECCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y PÉRDIDAS  
NO TÉCNICAS EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**LUIS BENITO MAURICIO SHIGUETO**

**PROMOCIÓN  
1997-I**

**LIMA-PERÚ  
2007**

**DETECCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN  
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

## SUMARIO

Como consecuencia de las políticas de privatización de empresas eléctricas sucedido en el Perú y en algunos países de la región; estas empresas buscan ser más eficientes y mejorar de diferente manera su rentabilidad. En el caso particular de las empresas distribuidoras de Energía Eléctrica, dedicadas a la venta de Energía en pequeña y mediana escala al usuario final, la principal causa que impacta en su rentabilidad son las pérdidas de energía ocasionadas ya sea por errores administrativos, técnicos o por fraudes externos de comercialización a las que se les denomina Pérdidas no Técnicas..

Así mismo los organismos reguladores de la tarifa eléctrica, en el Perú el OSINERGMIN, a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART-OSINERGMIN), le reconocen a las distribuidoras un nivel de pérdidas de energía, la cual está prevista que será reducida gradualmente, obligando a las empresas a ser cada vez más eficientes en beneficio del usuario final.

Para dar una referencia del impacto económico de las pérdidas de energía ponemos como ejemplo a una empresa eléctrica que distribuye anualmente un promedio de 4 700 GW-h, solo el 1% de pérdidas (4.7 GW -h) representa una pérdida económica anual de 1.8 millones de dólares. Así mismo, lo anterior también significa que aún en empresas que presentan bajos niveles de pérdidas, es posible realizar planes de reducción que brinden grandes beneficios económicos.

El problema con las Pérdidas de Energía radica especialmente en la Gestión de la Empresas Eléctricas, es decir en su eficiencia y optimización de recursos. Debido a la situación actual no se puede realizar inversiones en todas las áreas de una empresa, pero con pequeñas inversiones en lugares estratégicos se puede recuperar dicha inversión hasta en un corto plazo.

El presente informe identifica el nivel de Pérdidas de Energía Eléctrica de una Empresa Concesionaria de Distribución Eléctrica (EDELNOR) y el análisis respectivo para el control y reducción de las mismas.

## INDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>CONCEPTOS GENERALES</b>	
1.1 Conceptos Generales sobre la Problemática de las pérdidas de Energía Eléctrica un Sistema de Distribución	2
1.1.1 Importancia del Negocio de Distribución de Energía Eléctrica	2
1.1.2 Importancia del Control de las Pérdidas de Energía en el negocio de la Distribución de Energía Eléctrica	5
1.1.3 Influencias y Consecuencias de las Pérdidas de Energía Eléctrica	6
a) En la Gestión técnica-económica de las empresas	6
b) En el orden social y la seguridad	7
c) En el orden de la ética y la moral	8
1.1.4 Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica en un Sistema de Distribución Eléctrica	
a) Pérdidas Técnicas	8
b) Pérdidas No Técnicas	8
<b>CAPITULO II</b>	
<b>ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA(EDELNOR)</b>	9
2.1 <i>Descripción General del Problema de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica</i>	9
2.1.1 Factores que inciden en las Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica	10
a) Pérdidas en los conductores por efecto Joule, lo cual se da en las Redes de Baja, Media y Alta Tensión	10
b) Pérdidas en los Transformadores que se deben al Efecto Joule (Pérdidas variables) y las Pérdidas en el Fierro (Pérdidas Fijas)	11

c) Pérdidas en los Medidores de Energía debido al funcionamiento propio del Equipo de Medida	11
2.2 Resumen de la estimación de las Pérdidas Técnicas desarrollada por la Empresa de Distribución Eléctrica EDELNOR	12
2.2.1 Pérdidas Técnicas en Alta Tensión	12
2.2.2 Pérdidas Técnicas en Media Tensión	13
2.2.3 <i>Pérdidas Técnicas en Baja Tensión</i>	13
<b>CAPITULO III</b>	
<b>PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	16
3.1 Introducción	16
3.2 Definición de Pérdidas No Técnicas	16
3.2.1 Pérdidas Comerciales	17
3.2.2 Pérdidas por hurto de Energía Eléctrica	18
3.3 Descripción General del Problema de Pérdidas No Técnicas	18
3.4 <i>Naturaleza y Origen de las Pérdidas No Técnicas</i>	18
3.5 Determinación de las Pérdidas No Técnicas	20
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>MEDICIÓN, CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN</b>	21
4.1 Medición de Pérdidas de Energía	21
4.1.1 Pérdidas Estándares de Distribución en Potencia y Energía	21
4.1.2 Conceptos Utilizados en el Módulo de Balance de Energía para la medición de las pérdidas de Energía en la <i>Empresa de Distribución de Energía eléctrica</i>	23
4.2 Balance de Energía en un Sistema de Distribución para la medición de las pérdidas de Energía en Media Tensión y Baja Tensión	23
4.2.1 Generalidades	24
4.2.2 Esquema de balances de Energía en el Sistema de Distribución	24
4.2.3 Metodología de Cálculo del Índice de Pérdidas Físico	26
4.3 Medición y Control de Pérdidas de Energía en un Sistema de Distribución	29
4.3.1 Medición y control de las Pérdidas de Energía al Nivel de Media y Baja Tensión	29
4.3.2 Sistema Automatizado mediante un software desarrollado por la empresa Distribuidora de los Balances de Energía en Media Tensión y Baja Tensión (módulos informáticos)	

para el Control de Pérdidas de Energía Eléctrica	30
a) Objetivo del Sistema Automatizado	30
b) Áreas Involucradas en la realización del Sistema de Balance	31
c) Alcances del Sistema	31
Balance de Energía en Media Tensión (SET y Alimentadores)	
d) Balance de Energía en Baja Tensión (SED)	33
4.4 Criterios para la selección de las Subestaciones a Inspeccionar	35
4.4.1 Nivel de Criticidad	35
4.4.2 Nivel de Confiabilidad	35
4.4.3 Cantidad de Energía Pérdida	36
4.4.4 Nivel de Pérdidas Históricas	36
4.4.5 Cantidad de Clientes	36
4.5 Proceso de Detección de Hurto de Energía en Subestaciones de Distribución y Clientes finales	36
4.5.1 Focalización de pérdidas	37
4.5.2 Herramientas utilizadas para la focalización de Pérdidas	38
a) Productos Alimentadores Críticos	38
b) Producto Giro de negocio	39
c) Producto Tradicionales	40
d) Producto Hurtadores Frescos	40
e) Producto Grandes Clientes	41
4.6 Tipos de Irregularidades y Anomalías encontradas en la Red de Distribución y las normalizaciones respectivas de estas	41
4.6.1 Generalidades	41
4.6.2 Irregularidades tipificadas en el Art 90° de la Ley de Concesiones Eléctricas	43
a) Bobina puenteada	43
b) Conexión clandestina al cable de Acometida	43
c) Conexión clandestina al cable matriz	45
d) Conexión directa a la caja de distribución aérea	47
e) Conexión directa al Alumbrado público	49
f) Conexión directa prescindiendo del medidor	50
g) Conexión directa tercera línea	51
h) Engranajes de medidor manipulados	52
i) Puentes de Tensión abiertos	53
j) Sellos de medidor violados numerador retrocedido	54

k) Servicio eléctrico sin número de suministro	56
l) Suministro retirado con servicio eléctrico	57
m) Una línea directa en la bornera	57
4.6.3 Anomalías tipificadas en el Art 92° De la Ley de Concesiones Eléctricas	58
a) Actualización de lectura	58
b) <i>Error de Factor en el sistema</i>	58
c) Medidor conectado en contrafase	59
d) Numerador entrelazado, malogrado o trabado	59
e) Reductores de corriente desconectados	60
f) Reductores de corriente no cumplen relación	61
g) Sellos de medidor conformes, medidor defectuoso	62
h) Sellos de medidor violados, medidor defectuoso	62
i) Hurto a través de la fase de tensión	63
j) Reventa de energía	64
4.7 Procedimiento para la detección de vulneración del suministro, conexiones clandestinas y anomalías de la medición	65
4.7.1 Metodología de trabajo en Campo	65
4.7.2 Trabajo Básico sobre suministros con Inspección Generada (Primera Baterías de Pruebas)	66
4.7.3 Trabajo sobre suministros con Sospecha de Hurtos que no superaron la Primera Batería de Pruebas. Detección de manipulación del medidor (Segunda Batería de Pruebas)	67
4.7.4 Trabajo sobre suministros con Sospecha de Hurtos que no superaron la Primera y Segunda Batería de Pruebas. Detección de conexiones clandestinas (Tercera Batería de Pruebas)	68
4.8 Análisis de los Expedientes de Consumos No Registrados (CNR), Evaluación y Valorización	
4.8.1 Elaboración y Gestión de Expedientes de Consumos No Registrados (CNR's)	68
4.8.2 Valorizaciones, Metodología de Cálculos (Art 177° y Art 92° de la Ley de Concesiones Eléctricas antes de la norma de Reintegros y Recuperos de Energía promulgada en el mes de Diciembre del 2005)	77

a) Cálculo por aumento de facturación Post- Normalización (80% de casos)	78
b) Cálculo por Consumos anteriores (5 % de casos)	78
c) Cálculo por consumos anteriores y posteriores (5 % de casos)	79
d) Cálculo por Carga- Aplicación del Art 177° actual (10 % de casos)	80
4.8.3 Comunicaciones de Consumos No Registrados (CNR's)	81
4.9 Cobranza, Negociaciones y Reclamos	81
4.9.1 Cobranza de Consumos No Registrados (CNR's)	81
4.9.2 Negociaciones y/o conciliaciones de Consumos No Registrados (CNR's)	82
4.9.3 Tipos de Reclamos por Consumos No Registrados (CNR's)	83
4.9 Otras estrategias de trabajo para la reducción y control de Pérdidas de Energía en un Sistema de Distribución	83
4.10.1 Política Comercial	83
4.10.2 Medidas Técnicas	84
4.10.3 Prácticas Operacionales	84
4.10.4 Calidad de Información	84
4.11 Solución de las Pérdidas Técnicas en el Sistema de Distribución	85
4.11.1 Alternativas de Reducción de Pérdidas Técnicas	85
4.11.2 Instalación de Condensadores en los medidores	85
4.11.3 Detección de Fugas a tierra	85
4.12 Alternativas de Reducción de pérdidas no técnicas	86
4.12.1 Control Externo	
a) Pérdidas Administrativas	86
4.12.2 Control Externo	
a) Revisión total de clientes con alto consumo	86
b) Campaña Psicosocial del no hurto de Energía Eléctrica	87
c) Soporte y representación legal	87
4.12.3 Normatividad Legal en el Perú que es usada en el combate del hurto de Energía Eléctrica	87
a) Código Penal	88
b) Ley de Concesiones Eléctricas	88
c) Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas	90
d) Norma DGE "Contaste del Sistema de Medición	



de Energía Eléctrica”	92
-----------------------	----

## **CAPITULO V**

### **ANÁLISIS DE REFORMA DE REDES AÉREAS EN ZONAS CON ALTO**

<b>ÍNDICE DE HURTO DE ENERGÍA</b>	<b>94</b>
5.1 Antecedentes	94
5.1.1 Problemática de Hurto de Energía	94
5.1.2 Zonas Críticas	95
a) Zona Barracones	95
b) Zona Sarita Colonia	96
c) Zona Huerta Pérdida	97
5.2 Sistema con Redes DAM (Distribución Aérea Mixta)	99
5.2.1 Definición del sistema DAM	99
5.2.2 Estructuras de las Redes DAM	100
5.2.3 Armados típicos de las Redes DAM	101
5.2.4 Detalle del Sistema DAM (zona AA HH Puerto Nuevo)	101
5.2.5 Esquema de funcionamiento de comunicación lectura y corte	102
5.3 Resultados esperados	104

## **CAPITULO VI**

### **OTRAS EXPERIENCIAS EN EL CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

<b>EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE LATINOAMERICA</b>	<b>106</b>
6.1 Plan extraordinario de Control de Pérdidas en EDESUR (Argentina)	106
6.2 Plan para reducir Pérdidas de Energía en BRASIL, Empresas Distribuidoras CERJ- COELCE	107
6.3 Plan extraordinario de Control de Pérdidas en EDENOR (Argentina)	110

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>112</b>
---------------------------------------	------------

<b>ANEXOS</b>	<b>115</b>
---------------	------------

Anexo A Metodología para la estimación de las Pérdidas Técnicas de la Empresa de Distribución Eléctrica EDELNOR	115
--	-----

Anexo B Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga MT(Alto, Medio, Bajo) y pérdidas de Energía por alimentador MT	163
--	-----

Anexo C Evaluación de la incidencia de los Maxímetros en Baja Tensión	178
---	-----

Anexo D Factor de desbalance	180
------------------------------	-----

Anexo E Esquemas de Redes utilizadas	182
--------------------------------------	-----

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>184</b>
---------------------	------------

## INTRODUCCIÓN

En las Empresas Concesionarias de Distribución de Energía se tiene Pérdidas de Energía considerables debido a pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

El objetivo del presente trabajo es identificar las pérdidas de energía que se tiene en un Sistema de Distribución Secundaria y establecer un plan para reducir y controlar las pérdidas de energía eléctrica. Para este efecto el estudio realizado nos muestra los trabajos realizados por la empresa para tal fin.

*Los alcances de esta tesis son las siguientes:*

Analizar las causas que originan pérdidas de energía en empresas de distribución.

Formular un plan de reducción de pérdidas.

La estructuración de los capítulos de este trabajo permite la introducción al tema de forma sencilla.

En el capítulo I se definen los conceptos generales de las pérdidas técnicas y no técnicas y la descripción general del problema de las pérdidas de Energía en las Empresas de Distribución Eléctrica.

En el Capítulo II se desarrolla un procedimiento para la estimación de las pérdidas técnicas y poder evaluar las pérdidas no técnicas.

En el capítulo III se describe de forma detallada las pérdidas no técnicas en las Empresa concesionarias de Distribución Eléctrica, ya sea por pérdidas por facturación o por errores administrativos o por hurto de energía.

En el Capítulo IV se da a conocer la metodología aplicada en la empresa concesionaria en este caso EDELNOR para el control y detección de pérdidas de energía.

En el Capítulo V se realiza un análisis de Reforma de Redes de Distribución Aérea en una zona con alto índice de hurto de energía (PROYECTO DAM- Distribución Aérea Mixta)

En el Capítulo VI se muestra otras experiencias realizadas en el Control de Pérdidas de Energía en otros países latinoamericanos.

En el Capítulo VII se dan las recomendaciones y conclusiones de los diferentes aspectos que se dan en el control y reducción de pérdidas en una empresa concesionaria.

## **CAPITULO I**

### **CONCEPTOS GENERALES**

#### **1.1 Conceptos Generales sobre la Problemática de las Pérdidas de Energía Eléctrica en un Sistema de Distribución.**

##### **1.1.1 Importancia del Negocio de Distribución de Energía Eléctrica**

Desde sus inicios, el sistema eléctrico peruano fue desarrollándose por iniciativa privada. Un hecho importante se dio en 1955 cuando se promulgó la Ley N° 12378 donde se regularon los mecanismos de participación privada, estableciéndose el esquema de *concesiones con compromisos de incrementar la capacidad de generación en 10% al año*. Con este propósito se crearon la Comisión Nacional de Tarifas y otros mecanismos que buscaban garantizar la rentabilidad de las inversiones introduciéndose paralelamente el concepto de bienes de dominio público.

A comienzos de los setenta, se da un giro drástico. En 1972, el gobierno de facto de las Fuerzas Armadas, mediante la Ley N° 19521, estatizó la industria y creó la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERU), la cual se encargaría de la gestión empresarial. De esta manera ELECTROPERU llegó a ser propietario de los diferentes activos de generación, transmisión y distribución, encargándose de la provisión del servicio y la *planificación de las inversiones*. En este período de gobierno militar, y hasta comienzos de la década del 80, hubo una gran inversión en proyectos hidroeléctricos y térmicos. Este dinamismo se fue perdiendo en los años ochenta debido principalmente a la crisis de la deuda, iniciada en 1982, que impidió contar con un nuevo financiamiento y que más bien se convirtió en una carga importante para los países latinoamericanos.

En aquella época, El Ministerio de Energía y Minas establecía los mecanismos de fijación de tarifas. Sin embargo, no existía un sistema tarifario basado en costos económicos sino sólo contables, y se introducían ciertos criterios de equidad de una forma que no permitía un adecuado manejo de los recursos y que dio lugar posteriormente a una serie de problemas como los surgidos a partir del D.L. N° 163, de 1981, donde se estableció un impuesto al consumo de electricidad (25%) y al consumo del agua (5%) destinado a

recaudar fondos para el desarrollo de obras en zonas que carecen del servicio eléctrico y agua.

Hubo algunos intentos de reforma como la Ley N° 23406, de 1982, donde si bien se estableció que el servicio público de electricidad estaría a cargo del Estado, se descentralizó en cierta medida la provisión de los servicios, incluyendo además de ELECTROPERU a las empresas regionales de servicio público de electricidad y las empresas de interés local como prestadoras del servicio. Paralelamente, esta norma también definió la estructura del sector, la cual estaría conformada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, ELECTROPERU, las empresas regionales y locales, y la Comisión de Tarifas Eléctricas, creada en esta misma ley. Por último, la norma también incluía todo un título al Planeamiento y las Obras, encargándose a ELECTROPERU la elaboración de un Plan Maestro, el cual debería ser presentado anualmente al Congreso de la República y ejecutado en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas.

Sin embargo, el Sistema tarifario no estaba estructurado, aunque se creó el Fondo de Compensación en Generación como un mecanismo de balance de costos por diferencias en fuentes de energía, escala de producción y mercados entre áreas geográficas. El uso inadecuado de estos mecanismos, unido al creciente control político, contribuyó en parte a las distorsiones de precios experimentadas posteriormente. Adicionalmente, un mecanismo de este tipo no permitía fijar tarifas de acuerdo a costos y dar señales a los consumidores sobre el costo de proveer el servicio en cada localidad, ya que las tarifas se basaban en precios promedios para el conjunto de empresas de servicios público.

Los problemas de financiamiento y fijación política de precios se vieron agravados en la segunda mitad de los ochenta, llegando a coexistir una diversidad de tarifas de acuerdo a la actividad de las empresas, (industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario). Esta discriminación de precios no tenía mayores fundamentos económicos y obedecía en mayor grado a criterios políticos y presión de determinados grupos económicos. Adicionalmente, la sostenibilidad financiera de las empresas también se veía deteriorada por un esquema desordenado de subsidios entre empresas, siendo ELECTROLIMA la empresa más perjudicada debido a que recaudaba cerca del 80 % de los recursos del sector y tenía que financiar a las empresas regionales.

Así, a inicios de los noventa, la actividad eléctrica en el Perú mostraba un importante deterioro como consecuencia de la escasa inversión en infraestructura debido a los problemas fiscales, a que las tarifas no cubrían los costos de producción, las limitadas inversiones en mantenimiento y la destrucción sistemática de infraestructura por parte del terrorismo. Ello llevó a que el coeficiente de electrificación alcanzara en 1990 sólo el 45%,

uno de los más bajos de América Latina, a que la oferta de energía sólo cubriera el 74% de la demanda y que las pérdidas de distribución superaran el 20% (Comisión de Tarifas de Energía, 2000).

El uso de criterios políticos para la fijación de las tarifas y su retraso frente a una inflación creciente hizo que éstas cubran cada vez un porcentaje menor de sus costos operativos, excluyendo los costos asociados a la recuperación del capital, llegando a cubrir sólo un 33% de sus costos operativos medios en 1989.

Esta situación produjo significativas pérdidas en las empresas del sector, todas ellas de propiedad estatal, y agravó el proceso de descapitalización. Así de acuerdo a estadísticas del Banco Central de Reserva, empresas como ELECTROPERU perdieron entre 1985 y 1989 cerca de US\$ 420 millones acumulados debido a estas razones.

Entonces hubo un examen profundo en cuanto a los resultados, concluyendo que era un problema no de ejecuciones, sino de pensamiento y entonces se acuñó un nuevo término: el negocio eléctrico. Bajo esta nueva era, la actividad empresarial pasó a las concesionarias, en donde el negocio eléctrico requiere una rentabilidad real.

Uno de los puntos más importantes que inciden en la rentabilidad de las empresas de distribución, son las altas pérdidas de energía que poseen, estas pueden originarse por diferentes motivos. Como referencia tomaremos como ejemplo a la ex empresa ELECTROLIMA, que llegó a presentar pérdidas superiores al 20%, más del 30 % de suministros carecían de medidores de energía y la atención a los nuevos clientes era muy lento o simplemente el crecimiento de electrificación era insignificante. Dicho estado se debía a factores internos, como las políticas administrativas e inversiones, atención y servicio al cliente, herramientas tecnológicas, y factores externos generalmente determinados por aspectos socioeconómicos.

Esta problemática no es solo propia de nuestro país, en el ámbito sudamericano también las diversas empresas tratan de reducir sus pérdidas.

En las economías latinoamericanas, las reformas estructurales en los sectores de infraestructura fueron usualmente motivadas por serios desequilibrios macroeconómicos en la década del 80 caracterizados por problemas en las cuentas fiscales y externas, crecientes niveles de precios y también por problemas de endeudamiento.

En el nivel sectorial, en las industrias eléctricas de las economías latinoamericanas prevalecía el funcionamiento de las empresas estatales; las cuales, en diversos casos, presentaban bajos niveles de productividad y tenían tarifas en niveles inferiores a los costos, lo que naturalmente creaba crecientes dificultades para ampliar la oferta eléctrica, incrementar la cobertura del servicio y mejorar la calidad del mismo. Además, a lo largo de la década, las empresas estatales en países como el Perú sufrieron progresivamente

problemas de financiamiento, sobre-empleo y gestión que se traducían en bajos estándares de calidad comercial y técnica, así como ineficiencias asociadas a importantes pérdidas de energía. También se vio afectado significativamente en el periodo pre-reforma por la acción de grupos subversivos.

Las Pérdidas de Distribución han disminuido significativamente debido en parte a la fijación de niveles máximos reconocidos en la tarifa (suma de las pérdidas estándares y las reconocidas). Si las empresas tienen niveles mayores pierden dinero y si logran pérdidas menores a las estándares obtienen una ganancia. Ello les genera incentivos de alto poder para ser más eficientes y lleva a una convergencia de las pérdidas de energía, las cuales se redujeron de cerca del 22% al inicio de la reforma a menos del 10% en la actualidad.

En la figura N° 1.1 por ejemplo se muestra la variación en porcentaje del índice de pérdidas de EDELNOR desde el año 1994 al año 2006.

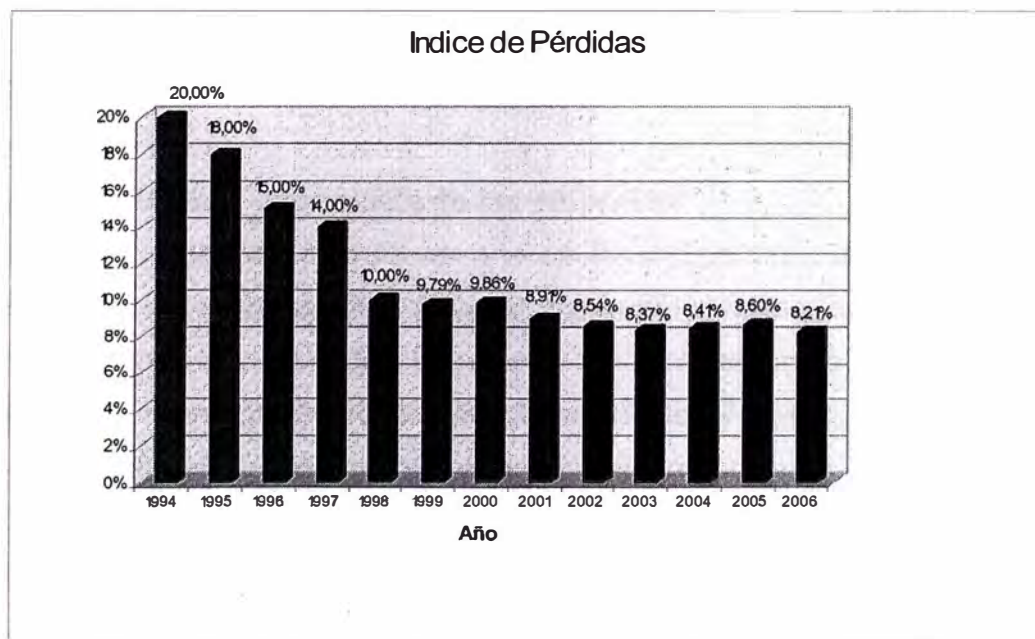


Figura 1.1 Índice de Pérdidas de Edelnor

### 1.1.2 Importancia del Control de las Pérdidas de Energía en el Negocio de la Distribución de Energía Eléctrica

El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los flagelos que ha azotado a las empresas eléctricas, ya sea en el marco socioeconómico, desinversión y de necesidad de racionalización del uso de la energía. Es evidente que toda acción que estimule la

eficiencia en la producción y distribución como en el uso posterior de la energía eléctrica contribuirá a optimizar los requerimientos de inversión.

La desinversión en los Sistemas de Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica no solo conduce a un deterioro en la calidad del servicio que se presta, sino que es uno de los factores contribuyentes al incremento de las pérdidas, tanto las técnicas como las no técnicas.

Poseer altas pérdidas de energía, da muestra de desorganización en la empresa de distribución, considerable existencia de pérdidas internas, desasbateamiento de equipos de medición o equipos dañados, falta de conocimiento del personal técnico, falta de motivación de los trabajadores, etc.

La Gerencia Adjunta de Regulación de Tarifas (GART), reconoce a las empresas de distribución en su fijación tarifaria, cierto porcentaje de pérdidas (pérdidas estándares), si una empresa logra ser más eficiente a lo reconocido, presenta una ganancia adicional, la cual en parte va a realizar nuevos proyectos de reducción de pérdidas y en parte impacta en la rentabilidad de la empresa.

### **1.1.3 Influencia y Consecuencias de las Pérdidas de Energía Eléctrica**

Las influencias y consecuencias de las pérdidas de energía eléctrica que usualmente se tienen son:

#### **a) En la gestión técnica –económica de las empresas**

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

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

- Produce cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones, lo que haría que la empresa realice fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones; las mismas serían sobre dimensionadas a fin de soportar el incremento indiscriminado de los consumos; y
- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados

El problema de no ejecutar los Proyectos y Planes de Reducción de Pérdidas, produce en el personal de la empresa un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia. Facilitando así el degradamiento de los procedimientos y los controles, que lleva a un fuerte deterioro de la operación dando lugar a:

- Desarrollo de un sentimiento generalizado de impotencia en los responsables de

supervisión y control.

- Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la empresa ya sea por beneficio propio o de terceros perjudicando económicamente a la empresa; y
- Aumento permanente en el hurto de la energía o realización de todo tipo de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumo y por ende el valor de la facturación.

### **b) En el orden social y de la seguridad**

La crisis económica por la que actualmente atraviesa nuestro país, la deuda externa e interna, la falta de inversión extranjera, falta de fuentes de trabajo y el elevado costo de kilovatio-hora, son factores que han llevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica este fuertemente relacionado con el empobrecimiento generalizado de los usuarios de ingresos medios y bajos.

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

- Apropiarse en forma indebida y gratuita de la energía a fin de evadir los registros reales generalizándose así esta situación.
- A no pagar las facturas de energía motivo por el cual la empresa ordena el corte del servicio.
- Conectarse directamente de la red de distribución eléctrica.
- Este tipo de problema normalmente se da en las áreas marginales de las ciudades, pero con el pasar del tiempo se ha extendido a la zona urbana.

El apoderarse en forma ilegítima de la energía eléctrica por parte de algunos usuarios produce lo siguiente:

- Verdaderas agresiones sobre las instalaciones lo que conducen a un pronto deterioro de las mismas con serias consecuencias para la seguridad de las instalaciones.
- En las horas de máxima demanda estos tipos de usuarios no pueden usar ningún electrodoméstico. Debido a que el voltaje en estas zonas es menor al aceptable, con lo cual la utilización normal de los electrodomésticos es técnicamente peligrosa para la duración de los mismos.
- Estas se realizan sin ninguna norma técnica, con uniones manuales, conductores inadecuados.
- De igual forma el manejo por personas no idóneas de los medidores, produce en estos un deterioro prematuro. La manipulación de las borneras de los medidores produce el recalentamiento de las mismas y por lo tanto la inutilización del mismo, lo que provoca cambios o reparaciones necesarias para la normalización respectiva (cambio de medidor).



### **c) En el orden de la ética y la moral**

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

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

Pero el robo de energía no se lo tiene tan solo en los usuarios masivos, sino también en las industrias y comercio, donde la modalidad característica del ilícito consiste en la manipulación de los sistemas de medición, es decir en la intervención ilícita técnicamente mas calificada, la degradación ética-moral es más injustificable dado que persigue fines de lucro, fomentando la competencia desleal y la evasión fiscal que repercute luego sobre toda la sociedad.

#### **1.1.4 Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica en un Sistema de Distribución Eléctrica.**

##### **a) Pérdidas técnicas**

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto.

Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía hacia los consumidores.

Existen las pérdidas en las líneas de distribución (efecto Joule), así como también en los transformadores de las subestaciones y de distribución (pérdidas por corrientes parásitas e histéresis)

A partir de las curvas de carga de los componentes del sistema y las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas técnicas de energía.

##### **b) Pérdidas No Técnicas**

Las Pérdidas No Técnicas es la diferencia entre la energía Suministrada a la Red y la Energía Facturada tras deducir las Pérdidas Técnicas derivadas de la explotación del Sistema.

Básicamente se da en dos grandes grupos como son las anomalías que afectan a la facturación y fraudes de Energía Eléctrica.

## CAPITULO II

### ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA(EDELNOR)

#### **2.1 Descripción General del problema de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica**

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

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART-OSINERGMIN) Comisión de Tarifas eléctricas, tiene programado una reducción paulatina de pérdidas totales, a fin de establecer eficiencia en las empresas. Las pérdidas estándar a alcanzar en el año 2007, están en evaluación pero se encontraría cercano al 7 % en la zona de Lima.

#### **2.1.1 Factores que inciden en las Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica**

De estudios realizados sobre pérdidas técnicas de energía a empresas eléctricas, se ha tenido como resultado que en la parte de distribución y concretamente lo que corresponde a *baja tensión es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas debido a factores que influyen en estas y que se muestra en la figura N° 1.2.*

Estos factores inciden en las pérdidas y cabe señalar que al reducir las pérdidas en distribución se descargará todo el resto del sistema de transporte de energía.

Son pérdidas ocasionados por la propia distribución de energía a los clientes finales. No es el fin en la presente tesis presentar en detalle las diferentes maneras de cuantificar las pérdidas técnicas, sin embargo daremos algunas consideraciones generales.

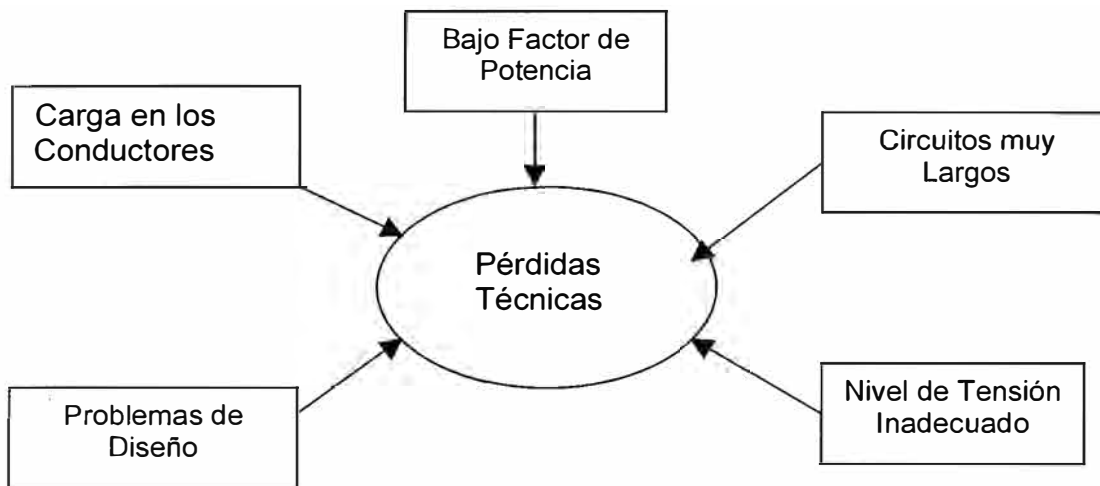


Figura N° 1.2 Factores que inciden en las Pérdidas Técnicas

Entre las principales pérdidas técnicas en un Sistema de Distribución se tienen las siguientes:

**a) Pérdidas en los conductores por Efecto Joule, lo cual se da en las Redes de Baja, Media y Alta Tensión.**

Redes de Baja Tensión:

En redes de baja tensión debido a la gran cantidad de subestaciones que posee una distribuidora, es recomendable realizar un estudio muestral, teniendo en cuenta que la muestra debe tener la siguiente información:

- Tamaño de muestra estadísticamente significativa
- Muestra representativa

Se debe contar con la siguiente información de cada tramo de las redes:

- Sección del Conductor
- Tipo de conductor
- Longitud del conductor
- Fase del tramo
- Clientes asociados al tramo

El cálculo se puede realizar a través de software particulares

Redes de Media Tensión:

La cantidad de alimentadores en Media Tensión en una distribuidora no representa una cantidad tan grande, es recomendable realizar un cálculo de pérdidas para cada alimentador a fin de contar también con pérdidas técnicas por alimentadores.

Se debe contar con información de cada tramo:

Sección del conductor

Tipo del conductor

Longitud del conductor

Energía de clientes MT

Energía de SET

Energía del Alimentador

Software de flujo de potencia

Redes de Alta Tensión:

En las redes de alta tensión, de poseer las mediciones de la compra de Energía y mediciones de Energía en puntos de Distribución, las pérdidas se puede calcular directamente. De no contar con medidores de distribución de pérdidas el cálculo de las pérdidas se realizaría por medio de flujo de potencia.

**b) Pérdidas en los Transformadores que se deben al Efecto Joule (Pérdidas Variables) y a las pérdidas en el Fierro (Pérdidas Fijas)**

Es recomendable realizar el cálculo de las pérdidas del 100% de transformadores de distribución y que corresponden a los respectivos alimentadores de MT.

Se debe contar con la siguiente información:

Potencia Nominal (Pnom)

Máxima demanda

Factor de Pérdidas y factor de Carga (fp y fc)

Pérdidas nominales en cobre (Pn Cu) y fierro (PnFe)

Tiempo de evaluación (T)

$P_{cu} = P_{n\ Cu} (P_{m\ max}/P_{nom})^2 \times T \times f_p$ .....Pérdidas en el Cobre

$P_{fe} = P_{n\ fe} \times T$ .....Pérdidas en el Fierro

**c) Pérdidas en los Medidores de Energía debido al funcionamiento propio del Equipo de Medida**

El cálculo de las pérdidas en los medidores de Energía directamente del consumo de Energía del cliente y de la curva de error del medidor de energía. Hay que agregar adicionalmente el consumo propio del medidor existente aún cuando no exista consumo del cliente.

Es necesario contar con:

- Diagrama de carga del consumo del cliente
- Curva de error del medidor de energía
- Consumo propio del medidor

Las pérdidas se calcularán como el producto de la energía consumida a determinada carga por el error del medidor a determinada carga

$$\text{Pérdida} = \sum E(i) * e(i) * t$$

E(i) : Energía consumida por una carga i

e(i) : error del medidor a una carga i

t : tiempo a evaluar

## **2.2 Resumen de la Estimación de las Pérdidas Técnicas desarrollada por la Empresa de Distribución Eléctrica EDELNOR**

Se presenta el resumen de la estimación de las pérdidas técnicas de Energía Eléctrica en la Empresa de Distribución Eléctrica Edelnor en los niveles de alta, media y baja tensión teniendo en cuenta los parámetros anteriores.

Como resultado final se obtuvo en el periodo Enero - Diciembre 2005 los siguientes porcentajes de pérdidas respecto a la energía ingresada a la red de Edelnor:

Se muestra en la Tabla 2.1 los valores de las Pérdidas Técnicas del año 2005 de la Empresa Eléctrica de Distribución EDELNOR

Tabla 2.1 Pérdidas Técnicas estimadas de Energía Eléctrica en Edelnor

<b>AT:</b>	<b>1.37%</b>
<b>MT:</b>	<b>2.00%</b>
<b>BT:</b>	<b>1.80%</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>5.20%</b>

### **2.2.1 Pérdidas Técnicas en Alta Tensión**

La estimación de las pérdidas técnicas se efectuó utilizando el programa de flujo de carga WINFLU.

La evaluación se realizó dividiendo las redes de AT de Edelnor en cuatro sistemas:

- Chavarría-Barsi
- Santa Rosa
- Huacho
- Paramonga

En cada sistema se estableció su curva de duración para luego dividirlo en 12 bloques de igual periodo. En cada bloque se calcula las pérdidas de potencia mediante la utilización del programa del flujo de carga. Por último, integrando las pérdidas de potencia determinadas en cada bloque se obtuvieron las pérdidas de energía para el periodo de evaluación.

El porcentaje de pérdidas de energía en AT respecto a la energía total que ingresa al

sistema AT se obtuvo un valor de: 1.37%.

### **2.2.2 Pérdidas Técnicas en Media Tensión**

El cálculo de las pérdidas en las redes MT se realizó utilizando el programa de flujo de carga CYMDIST.

El metrado de la red MT utiliza los datos de los esquemas unifilares, el cual a su vez toma en cuenta los metrados de los planos de replanteo, por lo cual se considera que este metrado es lo más representativo de la red real MT.

Los datos relevantes que se toman en cuenta son las corrientes que ingresan al alimentador, las cargas de los clientes MT y la potencia instalada de cada Subestación de Distribución.

Asimismo, se estableció la curva de duración de cada alimentador para luego dividirlo en 3 bloques de igual periodo. En cada bloque se calcula las pérdidas de potencia mediante la utilización del programa de flujo de carga. Finalmente, integrando las pérdidas de potencia determinadas en cada bloque se obtuvieron las pérdidas de energía para el periodo de evaluación.

El porcentaje de pérdidas de energía en MT respecto a la energía total que ingresa al sistema MT se obtuvo un valor de: 1.16%

Para la evaluación de las pérdidas en los transformadores MT/BT se utilizaron los resultados obtenidos del análisis de las pérdidas MT y los parámetros eléctricos propios del transformador, para luego calcular las pérdidas de energía correspondiente a cada SED.

El porcentaje de pérdidas de energía MT/BT respecto a la energía total que ingresa al sistema MT/BT se obtuvo un valor de: 1.80%

### **2.2.3 Pérdidas Técnicas en Baja Tensión**

El cálculo de las pérdidas en las redes BT se realizó utilizando en programa de flujo de carga CYMDIST.

La estimación de las pérdidas en la red BT se realizó mediante simulación de flujo de carga al total de la población de Subestaciones de Distribución y su red BT asociada.

El Proceso se basa en la conversión de la base de datos del SIPRE-SDA hacia el formato de base de datos del CYMDIST y la asignación de cargas a los suministros de baja tensión con la finalidad de realizar simulaciones de flujo de carga en la red de baja tensión, teniendo como consideración la definición de bloques horarios representativos de la demanda.

Mediante la evaluación de la información se determinó la curva monótona de demanda de cada SED evaluada para luego dividirlos en tres bloques: alto, medio y bajo. En cada bloque se calcula las pérdidas de potencia mediante la utilización del programa

de flujo de carga. Finalmente, integrando las pérdidas de potencia determinadas en cada bloque se obtuvieron las pérdidas de energía para el periodo de evaluación.

El porcentaje de pérdidas de energía en la red BT respecto a la energía total que ingresa a la red SP se obtuvo un valor de: 3.09%

Para la evaluación de las pérdidas en los medidores y acometidas se utilizaron los consumos de energía de cada uno de los clientes monofásicos y trifásicos, datos físicos de las acometidas de cada cliente y los parámetros eléctricos representativo de los medidores.

El porcentaje de pérdidas de energía en medidores y acometidas respecto a la energía que ingresan a los clientes BT se obtuvo un valor de: 0.66%

El periodo de evaluación que se consideró en el presente informe para la estimación de las pérdidas técnicas en AT, MT y BT fue el mes de Noviembre del 2005, lo cual se tomó en cuenta considerando el ingreso de la mayoría de las reformas y nuevas instalaciones del año 2005 a esta fecha.

En el presente estudio respecto al realizado el año anterior se agrega lo siguiente:

En el cálculo de las pérdidas en MT/BT se adiciona las pérdidas que se producen en el cable de comunicación.

En MT, MT/BT y BT se considera un factor de corrección por la utilización de tres bloques en vez utilizar más bloques para calcular las pérdidas de energía.

Los resultados que se obtuvieron en el mes de evaluación se extrapolaron para estimar las pérdidas de todo el año 2005, los cuales se presentan en el figura 2.1

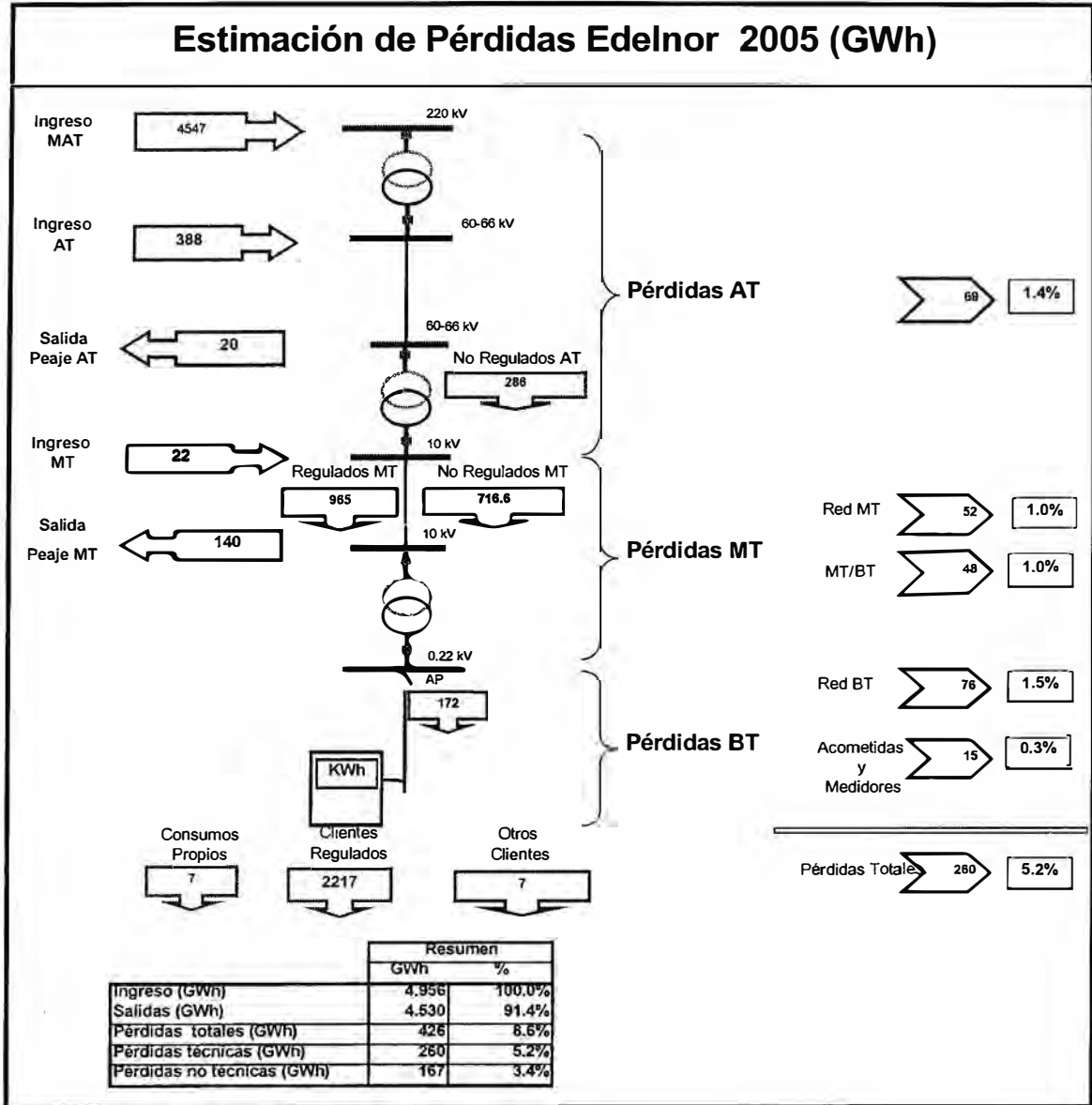


Figura 2.1 Estimación de Pérdidas Técnicas de Energía de Edelnor del año 2005



## **CAPITULO III**

### **PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **3.1 Introducción**

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía. En efecto está energía es utilizada por algún usuario para alguna actividad, el mismo que puede estar registrado o no en la empresa de distribución, la misma que es la encargada de distribuir la energía eléctrica, y por ello recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio, ocasionándole así una pérdida económica.

La revisión de las instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infracciones y para el control de las pérdidas no técnicas.

#### **3.2 Definición de Pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas representan la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno. Para las finanzas de la empresa esto es un perjuicio.

Podemos ver que las pérdidas no técnicas se producen básicamente por el robo de energía y por deficiencias administrativas y legales, como por ejemplo:

- Clientes conectados al sistema legalmente, pero que no se les cobra puesto que no están incluidos en el sistema de facturación.
- Clientes con medidores defectuosos que no han sido reemplazados por medidores en buen estado.
- Clientes que están subfacturados por que la instalación no es correcta o por que la empresa no les ha colocado medidor.
- Errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de información.
- En cuanto al robo, estos se pueden agrupar en dos clases. La primera es que los clientes que roban energía reducen el consumo que se les factura mensualmente; la segunda, es que los clientes roban energía debido a que ésta no está disponible para ellos en forma legal por falta de una campaña de comercialización adecuada.

Los principales aspectos que provocan este tipo de pérdidas son los siguientes:

- Condiciones socio económicas desfavorables para las compañías distribuidoras.

Estas mismas condiciones socioeconómicas, también provocan en los usuarios la imposibilidad del pago normal de las facturas y en muchos casos originando una apropiación ilícita de energía eléctrica.

Apreciación de bajo riesgo de sanción (impunidad)

Incremento de las tarifas de Energía Eléctrica, en muchos casos con una alta carga impositiva.

Falta de recursos financieros y humanos para implementar proyectos y programas de reducción.

Continuidad de los programas para asegurar resultados permanentes.

Desplazamiento de estos programas dando mayor prioridad a los programas de inversión, ya que los anteriores reflejan menos beneficios visibles para las gestiones operativas a corto plazo.

Obsolescencia de la infraestructura, lo que permite la agudización de este problema ya que se facilita la acción sobre las redes de distribución y la medición.

Son las pérdidas ocasionadas por las anomalías que afectan a la facturación o por fraudes o hurto de energía.

Las Pérdidas No Técnicas de Energía pueden clasificarse según el origen que las determina, como son Pérdidas Comerciales y Pérdidas por Hurto de Energía.

### **3.2.1 Pérdidas Comerciales**

Cuando existen problemas de facturación por una mala cuantificación de la energía consumida, generalmente debido a alguna irregularidad en el sistema comercial, la cuál es detectable auditando dicho sistema. De este tipo de Pérdidas podemos tener:

- Desactualización de data del sistema de facturación

Cuando el sistema comercial no cuenta con la actualización del 100% de datos de los suministros, por consecuencia una cantidad de medidores no son leídos. Así mismo el sistema debe poseer el correcto factor de reducción de los suministros que poseen medición indirecta para la adecuada cuantificación de energía.

- Desprotección del Sistema de Facturación

Es necesario contar con una adecuada protección del software del sistema comercial, a fin de no permitir ningún tipo de manipulación por parte de algún trabajador (hurto interno)

- Errores técnicos del equipo de medida

- Errores por el mal funcionamiento del equipo de medición de energía que trae como consecuencia un registro inferior al consumo real realizado

- Errores Administrativos

Debido al proceso de facturación.

### **3.2.2 Pérdidas por Hurto de Energía**

Las pérdidas por hurto de energía son las de mayor incidencia, y pueden darse con diferentes modalidades

El hurto de energía sería la apropiación indebida de Energía Eléctrica con las siguientes características diferenciales

Se ha producido una manipulación en la Red de Distribución o en el equipo de medida instalado

Está manipulación ha comportado un beneficio económico para el usuario de Energía Eléctrica

### **3.3 Descripción General del Problema de Pérdidas No Técnicas**

Al enfrentarse a un escenario de elevados niveles de pérdidas de energía, el principal objetivo de las empresas es bajar las pérdidas no técnicas lo más rápido posible y mantenerlas en niveles mínimos durante la operación de la empresa en su zona de concesión. Para esto, se desarrollan proyectos de normalización, proyectos de electrificación, de medidas antihurto y de gestión sobre la medida, así como gestiones administrativas y legales, orientadas a los clientes a desincentivar a que los clientes cometan fraude.

Una de las herramientas utilizadas para controlar la eficiencia de todo este conjunto de medidas tiene sobre los niveles de pérdidas de una empresa, es el cálculo periódico de las pérdidas de energía, el nivel que estas representan y el seguimiento de su evolución anual. Estimando los niveles de pérdidas técnicas existentes, es posible determinar el nivel de pérdidas no técnicas y evaluar con mayor precisión la efectividad de la empresa en el control del hurto.

### **3.4 Naturaleza y Origen de las Pérdidas No Técnicas**

Las Pérdidas no técnicas son por naturaleza, pérdidas íntimamente vinculadas con la calidad de la gestión entre la clientela y la empresa, el origen de estas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al usuario y que a continuación se describen:

**Alimentar :** Esta etapa consiste en dar servicio al cliente, las pérdidas no técnicas son originadas por las conexiones clandestinas (fraudes) y los clientes conectados sin medidor.

**Identificar :** Es decir se deben conocer los datos técnicos, administrativos y comerciales característicos de cada cliente, pero en ciertos casos los datos del mismo son erróneos y no se encuentran bien identificados originándose con ellos pérdidas no técnicas, como por ejemplo error en el factor del suministro, error en la tarifa.

Medir : El consumo de cada cliente debe ser registrado sin error, pero se pueden tener medidores en fraude, defectuosos, estimaciones de consumo erróneas (medidores internos) etc., los cuales también originan pérdidas no técnicas

Facturar : Con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo al contrato establecido por parte del cliente, pero por razones de datos erróneos, lentitud e irregularidad en la edición y cobro de la factura, se originan estos tipos de pérdidas.

Cobrar : Se debería recaudar en el plazo más corto posible la suma debida de los clientes, aquí las pérdidas no técnicas tienen su origen en la falta de pago por parte del cliente.

¿ Que significa tener pérdidas de energía?

Tener pérdidas de energía significa económicamente para las empresas distribuidoras lo siguiente:

Menor disponibilidad de capacidad instalada

Disminución de ingresos por los consumos no facturados

Mayor pago en la compra de energía al sistema

Estas tres causas dan como consecuencia lo siguiente

Mayor pago por el transporte de la energía por el sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Distribución.

Disminución de vida útil del Infraestructura Eléctrica (redes o Instalaciones), obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.

Menores planes de expansión y reposición.

Entre los principales factores que hacen que aumente las pérdidas de energía en una Empresa Distribuidora se pueden citar:

Aumento de las tarifas, lo que provoca el incremento de la sustracción de energía, para de esta forma pagar menos.

La situación económica de un país en determinado momento

La vulnerabilidad de las redes para que los clientes se conecten directamente

La cultura hacia la sustracción de energía arraigada en los clientes por falta de un sistema legal que minimice lo anterior cuando la gente ve que alguien roba energía y la empresa no hace nada

La falta de inversión en comercialización

Compromisos ilícitos con personal de la empresa o de índole política

Desorden administrativo en la empresa distribuidora.

### **3.5 Determinación de las Pérdidas no Técnicas**

Se puede determinar usando la estimación de las pérdidas técnicas que fueron

calculados en el capítulo anterior mediante la siguiente fórmula:

$$E_p = E_{PT} + E_{PNT}$$

Donde :  $E_p$       Energía Pérdida

$E_{PT}$       Energía Pérdidas técnicas

$E_{PNT}$     Energía de Pérdidas no técnicas

Teniendo el índice de pérdidas se calcula la Energía Pérdida Total y como se sabe el porcentaje de pérdidas técnicas, se puede calcular las pérdidas no técnicas.

Cuando no se cuenta con la información de la estimación de pérdidas técnicas se podría estimar las pérdidas no técnicas.

Para el caso de la concesionaria EDELNOR es aproximadamente para el año 2005 de 8.21% de pérdidas Totales, siendo las Pérdidas Técnicas de 5.2%, las pérdidas no técnicas serían del orden del 3%.

## CAPITULO IV

### MEDICIÓN, CONTROL Y REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELECTRICA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

#### 4.1 Medición de Pérdidas de Energía

##### 4.1.1 Pérdidas estándares de Distribución en Potencia y Energía

Las pérdidas de potencia se calcularán para la hora de punta del sistema de distribución y para el sistema de distribución teórico (empresa modelo), cuyas instalaciones estén técnica y económicamente adaptadas a la demanda.

Los resultados se expresarán como porcentajes de la potencia máxima coincidente y de la energía ingresada a cada nivel de tensión. Los porcentajes resultantes se expresarán con aproximación a un decimal. Las pérdidas físicas en la red resultantes del cálculo, deberán tener en cuenta que la caída de tensión máxima en sus extremos no deberá exceder lo establecido en la LCE y la NTCSE.

La determinación de las pérdidas técnicas estándar será efectuada sobre circuitos económicamente adaptados según un estudio técnico económico de las configuraciones básicas de cada sector típico o zona.

Las pérdidas técnicas estándar para cada etapa de transformación o distribución del sistema (MT y BT) deben reconocerse tomando en cuenta estos circuitos, que significan la mejor opción de secciones de conductores y módulos de transformación para cada etapa y cada uno de sectores típicos o zonas, manteniendo las condiciones básicas de tensiones nominales utilizadas y tecnologías empleadas.

El Consultor efectuará los cálculos de las pérdidas por etapa: para cada etapa de cada sector típico ó zona se determinarán la potencia y energía de pérdidas porcentual, referida a las correspondientes abastecidas por la etapa. Dichas etapas son las siguientes:

Pérdidas en los Centros de Transformación AT/MT (sólo indicativo);

Pérdidas en las redes de MT;

Pérdidas en las Subestaciones de Distribución MT/BT y otras;

en las redes de BT; y

Pérdidas en las redes de BT; y

Pérdidas en las acometidas y en medidores.

Como resultado de este análisis el Consultor obtendrá las Pérdidas Técnicas Estándar de Energía y Potencia para los Sistemas Económicamente Adaptados (por sector típico). El Consultor remitirá al OSINERG - GART las ecuaciones y modelos empleados.

Al enfrentarse a un escenario de elevados niveles de pérdidas de energía, el principal objetivo de las empresas es bajar las pérdidas no técnicas lo más rápido posible, y mantenerlas en niveles mínimos durante la operación de la empresa en su zona de concesión. Para esto, se desarrollan proyectos de normalización, proyectos de electrificación, de medidas antihurto y de gestión sobre la medida, así como gestiones administrativas y legales, orientadas a desincentivar a que los clientes cometan fraude.

### **Pérdidas físicas y comerciales**

Las pérdidas también se clasifican en físicas y comerciales, pudiendo ser éstas reales, estándares y reconocidas.

#### **Pérdidas Reales.**

Las pérdidas fijas reales son las incurridas en el transporte de la energía hacia los clientes finales, por las instalaciones de distribución en el estado que se encuentren (óptima o no), mientras que las pérdidas comerciales reales corresponden a los consumos no facturados.

#### **Pérdidas Estándares.**

Las pérdidas físicas estándares corresponden a las incurridas en el transporte de energía en una instalación dimensionada y mantenida eficientemente, mientras que las pérdidas comerciales estándares corresponden a las pérdidas permisibles de consumos no facturados en los sistemas de distribución. Estos porcentajes de pérdidas son comparables entre sistemas de distribución.

**La sumatoria de las pérdidas físicas y comerciales estándares representa las pérdidas estándares del sistema de distribución.**

#### **Pérdidas Reconocidas.**

Las pérdidas reconocidas son las que se consideran en el traslado de precios a los clientes finales regulados, y corresponde a la sumatoria de las pérdidas eficientes estándares y un porcentaje determinado de exceso de pérdidas reales.

El exceso de pérdidas es la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas eficientes estándares, se calcula por nivel de tensión y generalmente corresponde a pérdidas comerciales.

$$\text{Excesos} = \text{Reales} - \text{Estándares}$$

En este sentido la formulación tarifaria vigente considera una gestión eficiente en el transporte del suministro eléctrico en el sistema de distribución. La señal tarifaria de eficiencia viene dada a través de los Factores de Expansión de Pérdidas, los cuales representan las pérdidas reconocidas por cada unidad de venta de potencia o de energía en cada subsistema de distribución.

El artículo 64 de la ley de Concesiones Eléctricas considera el reconocimiento de las pérdidas estándares de distribución de potencia y energía y el artículo 143 del Reglamento de la Ley establece que las pérdidas a considerarse para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán pérdidas estándares físicas y comerciales.

A continuación se desarrollan herramientas que nos ayudan al control y reducción de Pérdidas de Energía en un Sistema de Distribución

#### **4.1.2 Conceptos utilizados en el Módulo de Balance de Energía para la medición de las Pérdidas de Energía en la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica CNR.**

Consumo No Registrado por Hurto de Energía, debido a conexiones clandestinas y/o manipulaciones en el medidor, por inadecuada medición o por error en el proceso de facturación.

##### **Alimentadores.**

Conformados por un grupo de Subestaciones de Distribución (SED) pertenecientes a una determinada área geográfica asociada a una Subestación de Transmisión (SET).

##### **Módulo de Balance.**

Módulo comercial de balances energéticos en Media y Baja Tensión y registro de interrupciones en Alta y Media Tensión. Permite calcular los índices de pérdidas de energía a nivel de Llave, SED, Alimentador y SET.

##### **Módulo de Control de Hurtos.**

Módulo Comercial que permite generar inspecciones a clientes sospechosos de hurto.

##### **Suministro de Alumbrado Público (ALP).**

Equipo de medición que se instala al pie de una subestación de distribución (SED), para que registre el consumo de energía eléctrica del radio de la subestación.

##### **Suministro Totalizador.**

Equipo de medición que se instala al pie de una subestación de distribución (SED), para que registre el consumo total de energía eléctrica de toda la subestación (ALP, clientes, máxímetros en BT, pérdidas, etc.)

#### **4.2 Balance de Energía en el Sistema de Distribución para la medición de las Pérdidas de Energía en Media Tensión y Baja Tensión**



### **4.2.1 Generalidades**

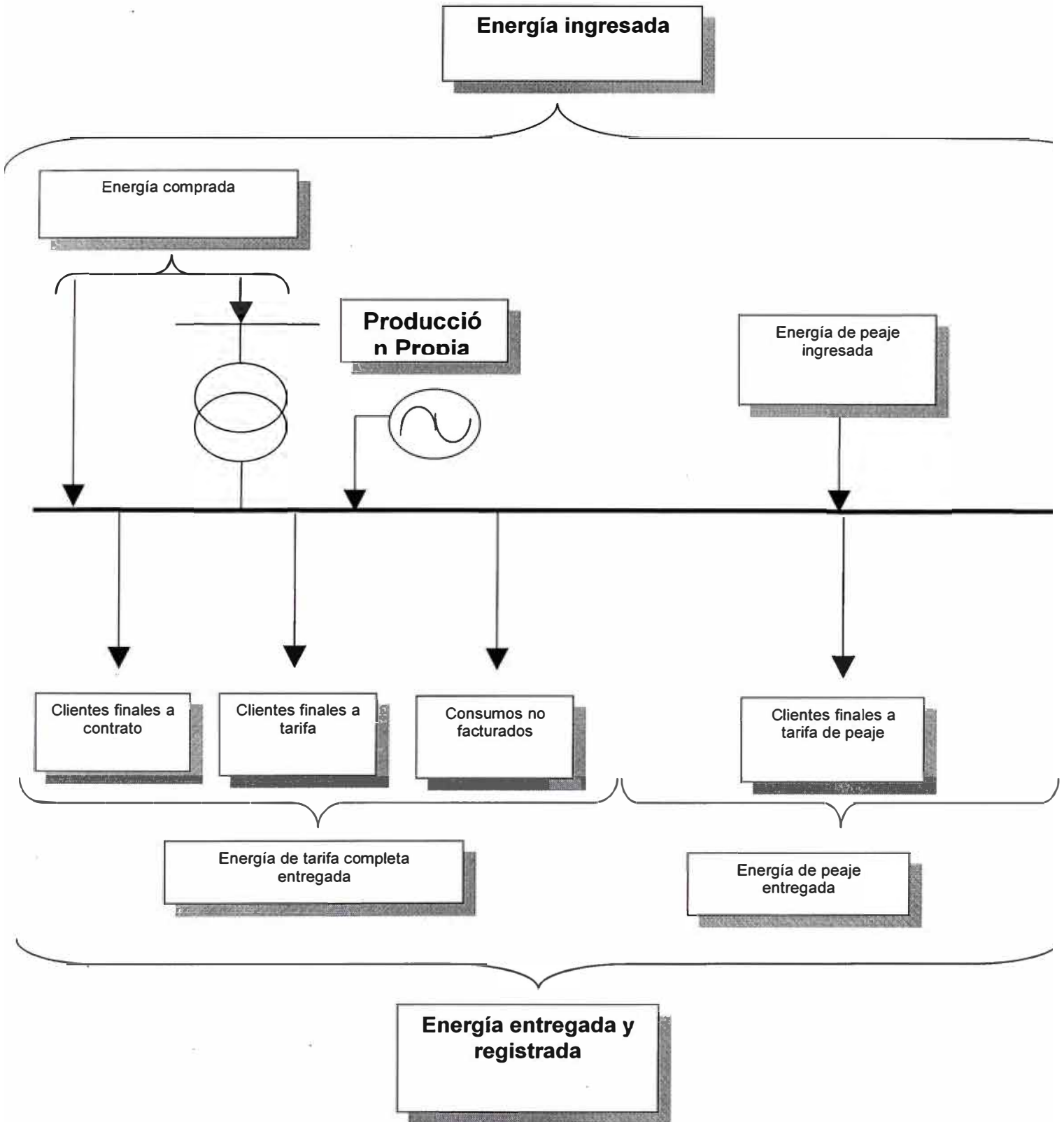
Las empresas distribuidoras al cumplir con su objetivo de dar servicio eléctrico a sus clientes, se enfrentan a que en sus sistemas se producen pérdidas de energía, tanto de origen técnico como no técnico.

Al enfrentarse a un escenario de elevados niveles de pérdidas de energía, el principal objetivo de las empresas es bajar las pérdidas no técnicas lo más rápido posible y mantenerlas en niveles mínimos durante la operación de la empresa en su zona de concesión. Para esto, se desarrollan proyectos de normalización, proyectos de electrificación, de medidas antihurto y de gestión sobre la medida, así como gestiones administrativas y legales, orientadas a desincentivar a que los clientes cometan fraude. Una de las herramientas utilizadas para controlar la eficiencia que todo este conjunto de medidas tiene sobre los niveles de pérdidas de una empresa, es el cálculo periódico de las pérdidas de energía, el nivel que estas representan y el seguimiento de su evolución en forma anual. Estimando los niveles de pérdidas técnicas existentes, es posible determinar el nivel de pérdidas no técnicas y evaluar con mayor precisión la efectividad de la empresa en el control del hurto.

Se utiliza una herramienta muy eficaz como es el Balance de Energía a nivel de Subestaciones de Distribución en toda la zona de concesión y así poder evaluar la metodología que tiene que aplicarse a las diferentes realidades de las distintas áreas geográficas de la concesionaria y los distintos niveles socioeconómicos.

### **4.2.2 Esquema de Balance de Energía en el Sistema de Distribución**

En la figura N° 4.1 se muestra en forma representativa los flujos de un balance de energía genérico y que se utiliza para calcular el índice de pérdidas de energía de la empresa concesionaria de Distribución Eléctrica.



El balance de energía se obtiene de la diferencia entre la "energía ingresada al sistema eléctrico de Edelnor" y de la "energía entregada al sistema eléctrico de Edelnor y registrada en los usuarios", es decir viene a ser la diferencia entre las compras de energía (generadores y otros) versus las ventas de energía (usuarios).

Figura N° 4.1 Esquema de Balance de Energía

### 4.2.3 Metodología de Cálculo del Índice de Pérdidas Físico

A continuación se describen en la Tabla N° 4.1 los conceptos y sus unidades utilizados en la metodología de cálculo del índice de pérdidas físico:

Tabla N° 4.1 Conceptos usados para calcular el índice de pérdidas

CONCEPTO	DESCRIPCION	UNIDAD
<b>Índice de pérdidas físico</b>	Pérdidas de Energía / Energía ingresada (Mercado) para un mismo período de tiempo.	%
<b>Pérdidas de energía</b>	Diferencia entre energía ingresada al sistema (Mercado) y la entregada y registrada para un período de tiempo	MWh
<b>Energía ingresada (Mercado)</b>	Total de energía física que ingresa al sistema eléctrico de la empresa, en un período de tiempo. Corresponde a la suma de energía ingresada por compras de energía, energía de peajes y la generación propia.	MWh
<b>Energía entregada y registrada</b>	Corresponde a la cuantificación física de la energía entregada al total de los clientes de la empresa, ajustada a un período de tiempo. Equivale a la suma de la energía facturada por ventas de energía, refacturaciones, ventas de peaje y consumos no facturados más la variación de energía pendiente de leer en medidores.	MWh
<b>Compras de energía</b>	Total de energía comprada a las empresas generadoras y/o distribuidoras y/o al mercado spot, en un mismo período de tiempo.	MWh
<b>Producción propia</b>	Energía producida por unidades de generación de propiedad de la empresa distribuidora e inyectada en la red de la misma en un período de tiempo.	MWh
<b>Energía de peaje ingresada/entregada</b>	Energía distribuida a clientes finales a tarifa de peaje y a otras distribuidoras o sistemas que compran energía con un agente distinto a la propia distribuidora. Se contabiliza tanto energía ingresada de peaje como energía entregada y registrada de peaje por las redes de la distribuidora.	MWh

<b>Consumo no facturados (CNF)</b>	Consumos propios y otros consumos no facturados, registrados y leídos, para un periodo de tiempo (ejemplo: consumos propios)	MWh
<b>Energía facturada por venta de energía</b>	Suma de MWh correspondientes a facturas y boletas de ventas de energía en un periodo de tiempo	MWh
<b>Energía facturada por venta de peajes</b>	Suma de MWh correspondientes a facturas y boletas de venta de peaje en un periodo de tiempo	MWh
<b>Refacturaciones</b>	Ajustes de facturación por errores administrativos de lectura y facturación correspondiente a un período, que no excedan un retroactivo de 12 meses.	MWh
<b>Variación de energía por leer en medidores</b>	Diferencia entre saldos de energía pendiente de leer en medidores del periodo anterior respecto al periodo en curso.  Se denomina "Energía pendiente de facturar (Mes 13)" en el CODICE.	MWh
<b>Sectores de facturación (S)</b>	Agrupaciones de clientes que son facturados un mismo día dentro del calendario de lectura.	
<b>Consumos no registrados (CNR/TEOR)</b>	Estimación de la energía que no fue registrada dentro del proceso normal de facturación, ya sea por hurto de energía o Mediciones incorrectas en un período de tiempo.	MWh
<b>Balance de energía</b>	Detalle de entradas y salidas de energía en unidades físicas para el sistema eléctrico de una empresa distribuidora.	MWh
<b>Clientes finales a tarifa</b>	Corresponde a clientes que son facturados con tarifas reguladas.	
<b>Clientes finales a contrato</b>	Corresponde a clientes que poseen un contrato libre de compra de energía con la distribuidora.	
<b>Clientes finales a tarifa de peaje</b>	Corresponde a clientes que pagan únicamente una tarifa de peaje a la empresa distribuidora.	

El indicador de pérdidas físico se calcula para periodos mensuales, acumulados mensuales y anuales. Para el caso de los anuales se calcula como una tendencia de doce (12) meses consecutivos (Tasa Anual Media, TAM)

Se muestra en la figura N° 4.2 el índice de pérdidas para la empresa de Distribución Eléctrica EDELNOR desde el año 1994 hasta el año 2006

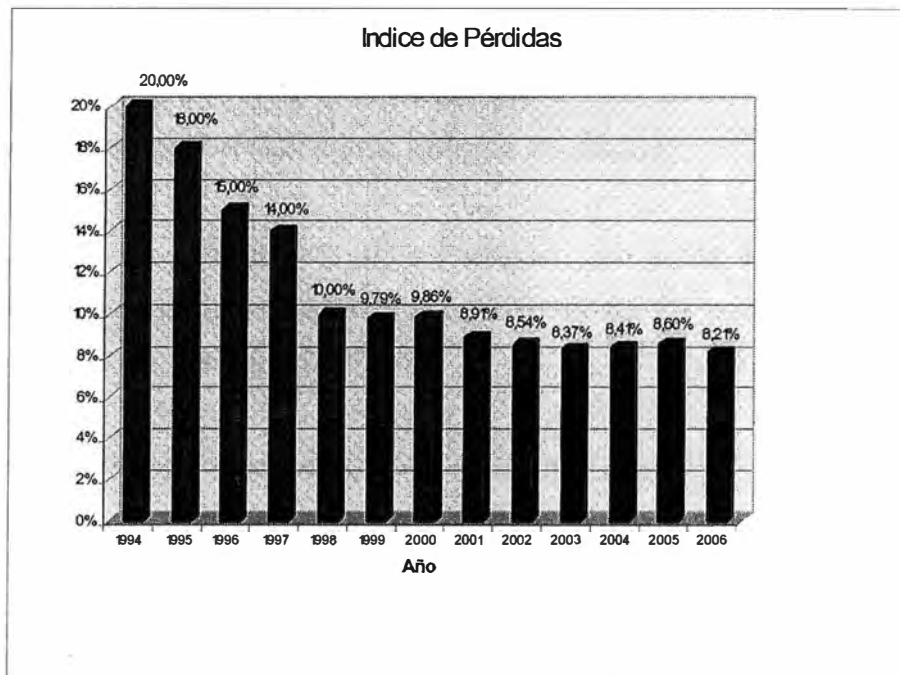


Figura N° 4.2 Índice de Pérdidas de EDELNOR

El índice de pérdidas físico se evalúa como el porcentaje de las pérdidas de energía con respecto al total de la energía ingresada al sistema eléctrico de la distribuidora en un mismo periodo de tiempo, siendo su expresión general la siguiente.

$$\text{Índice de pérdidas físico} = \frac{\text{Pérdidas de Energía (MWh)} * 100 (\%)}{\text{Energía Ingresada (MWh)}}$$

Las Pérdidas de Energía se calculan como la diferencia entre la energía ingresada y la energía entregada y registrada en las redes de la empresa distribuidora, en un mismo periodo de tiempo. Esta diferencia incluye tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas:

$$\text{Pérdidas de Energía} = \text{Energía Ingresada} - \text{Energía Entregada y Registrada (MWh)}$$

Donde la Energía Ingresada se define como:

$$\text{Energía Ingresada} = \text{Energía Comprada} + \text{Energía de peaje Ingresada} + \text{Producción Propia}$$

La Energía Ingresada corresponde generalmente a un período calendario, es decir

cuya lectura se realiza el último día del mes, por disponer generalmente de lectura instantánea.

Por otra parte, la energía entregada y registrada proviene de agregar toda la energía que fue leída a clientes finales y otras empresas, sean estas facturadas o no, agregando un ajuste (variación de energía por leer en medidores) para corresponder a un periodo calendario comparable con la energía ingresada:

$$\text{Energía Entregada y Registrada} = \text{Energía Facturada por venta de Energía} + \text{Energía Facturada por venta de peajes} + \text{Refacturaciones} + \text{Consumos no facturados} + \text{Variación de energía por leer en medidores}$$

A diferencia de la energía ingresada, en el caso de la energía facturada no siempre concuerdan los días facturados con el mes calendario. En general para los clientes a tarifa, el plan de lectura se efectúa en distintos días del mes para agrupaciones de clientes llamados “sectores”.

Por lo tanto, los días que abarca la lectura para los clientes a tarifa puede incluir parte del registro de energía de un mes anterior para el cual se desea calcular el índice de pérdidas físico y no estar incluyendo parte de los días de lectura del mes en curso, por lo que las energías contabilizadas no son comparables con la energía ingresada.

Para corregir esta situación, es necesario el cálculo de la variación de energía pendiente de leer en medidores.

En general los clientes libres y las ventas por peaje se lecturan el último día del mes, por lo que la energía generalmente es leída y facturada para el periodo del mes calendario. En aquellos casos en que no se dé la situación descrita, la energía de los clientes libres se determinará usando el mismo método que para los clientes a tarifa.

### **4.3 Medición y Control de las Pérdidas de Energía en un Sistema de Distribución**

#### **4.3.1 Medición y Control de las Pérdidas de Energía al Nivel de Media Tensión y Baja Tensión**

La medición de las pérdidas de energía o balances de energía se realiza en diferentes niveles de tensión (en forma de cascada), es decir, en el lado de Media Tensión en SET's y Alimentadores (10kV), se miden las energías entregadas por medio de los medidores electrónicos o los relés DPU y en el lado de baja tensión ello se realiza con medidores electromecánicos ó electrónicos que han sido instalados en las SED's, como se muestra en la figura N° 4.3

A la fecha se tiene la totalidad de SET's y alimentadores con equipos de medición.

Este mismo control se tiene proyectado extender en el año 2006, actualmente al nivel de BT (220V) se cuenta con 6015 suministros totalizadores instalados en las

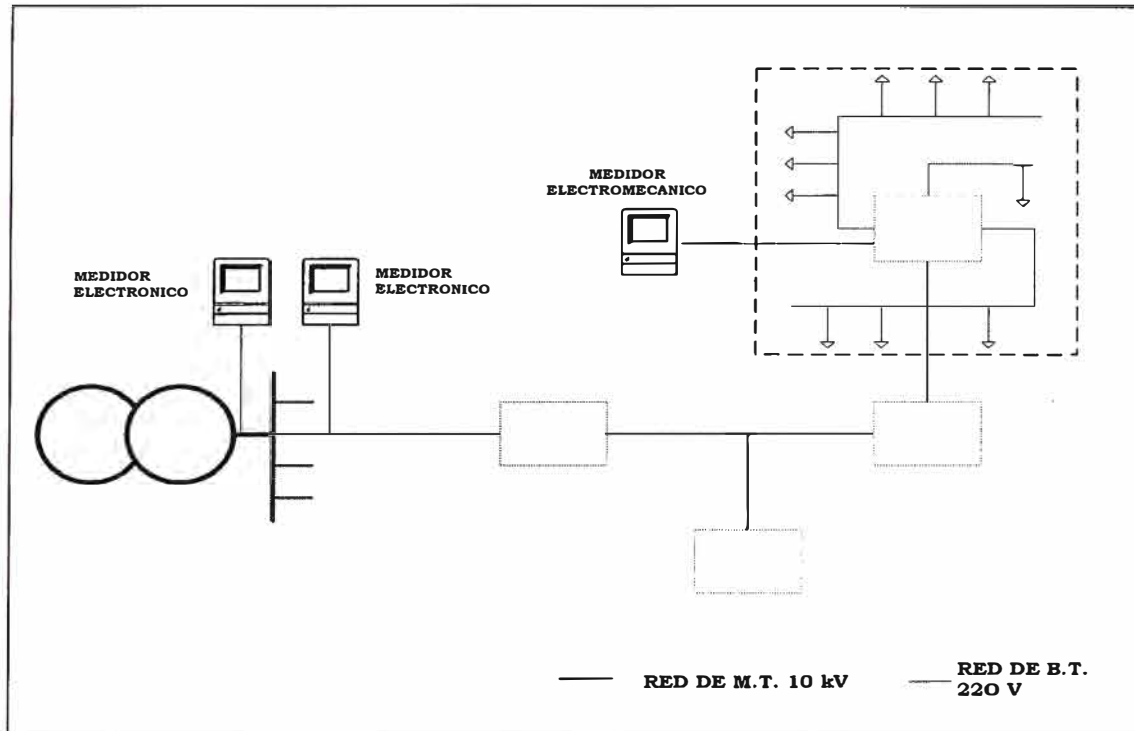


Figura N° 4.3

## Esquema de Balance de Energía a Nivel De MT y BT

Subestaciones de Distribución (SED), siendo el total de subestaciones de 7584. Se tiene un 80% de las subestaciones con equipo totalizador, a fines del año 2006 se tiene programado instalar en el total de Subestaciones de Distribución de la concesionaria; y cuando se instale una nueva Subestación ya vendrá instalado su equipo totalizador e ingresado al sistema para su control respectivo.

La Sección Control de Pérdidas es la encargada de hacer la medición y el control de los balances de energía, apoyándose para ellos en el módulo de balance de energía, dicho módulo se encarga de recoger las lecturas de todos los equipos totalizadores instalados en SED y procesar la información de energía registrada en suministros de clientes y otros, para luego arrojar las pérdidas de energía en kWh y en %.

#### 4.3.2 Sistema automatizado mediante un Software desarrollado por la Empresa Distribuidora, de los balances de Energía a nivel de Media Tensión y Baja Tensión (Módulos Informáticos) para el Control de Pérdidas de Energía Eléctrica

##### a) Objetivo del sistema

El sistema de balance de energía tiene como objetivo proporcionar información de las pérdidas de energía en media tensión (MT) y baja tensión (BT) producidas en el período de un mes del servicio de distribución de energía eléctrica que provee.

Este sistema permite capturar los datos principales de distribución de energía y de consumos, realizando luego algunos cálculos, revisión, corrección de dichos datos para obtener finalmente las consultas del balance que es la resultante de la comparación de la energía distribuida y su consumo por parte de los clientes en un mes determinado.

### b) Áreas involucradas en la realización del Sistema de Balance

Para la operatividad del sistema integrado se cuenta con la participación de dos gerencias: Comercialización y Técnica. Dentro de las gerencias se tiene identificado los siguientes sistemas y áreas (figura N° 4.4)

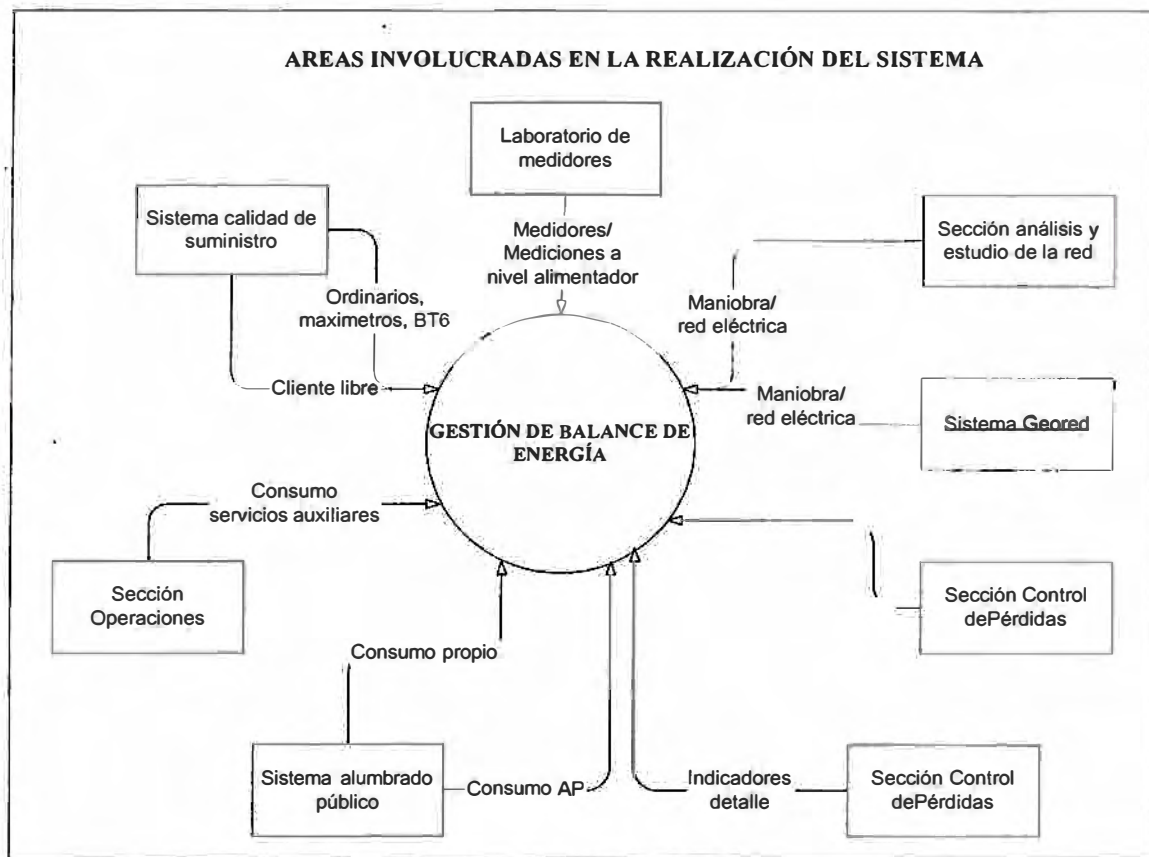


Figura N° 4.4 Áreas Involucradas en la realización del Sistema de Balance

### c) Alcances del Sistema

#### Balace de energía en media tensión (SET y Alimentadores):

- Este sistema de información permite la generación del balance de energía en MT a los niveles de SET y alimentador.
- Contempla la existencia de puntos de medición intermedios o de frontera en la ruta SET, alimentador y la identificación de los clientes debajo de este punto de distribución de energía.
- El procesamiento esta dividido en períodos de un mes.



- En cada mes de proceso se conserva esencialmente el resumen de los cálculos realizados en un período para generar el Balance de Energía, permitiendo con ello la consulta de los diferentes Balances generados en períodos anteriores.

Existe un tipo de formato con en el que se captura los datos de mediciones por el sistema para los medidores de distribución de energía, sobre la base de la información de las lecturas de los medidores electrónicos y de los relés.

Ejecuta un proceso que registra los posibles traslados de carga definitivos y temporales sobre la base de una comparación de la ubicación de las SED's en la cadena eléctrica de media tensión del período de proceso con la del período anterior.

Contempla la opción de actualización de datos para los clientes nuevos y los casos de clientes con cadena eléctrica errada.

Ejecuta procesos que se sirve de otros sistemas de información para la obtención de los consumos de energía de los clientes.

Muestra el árbol de opciones que comprende el sistema de balance de energía en media tensión: SET, Alimentador.

Este Balance de Energía se realiza mensualmente al cierre de facturación de todos los sectores del Sistema

Muestra la pantalla con los resultados de los balances tal como se muestra en la figura N° 4.5 a N°4.5 b

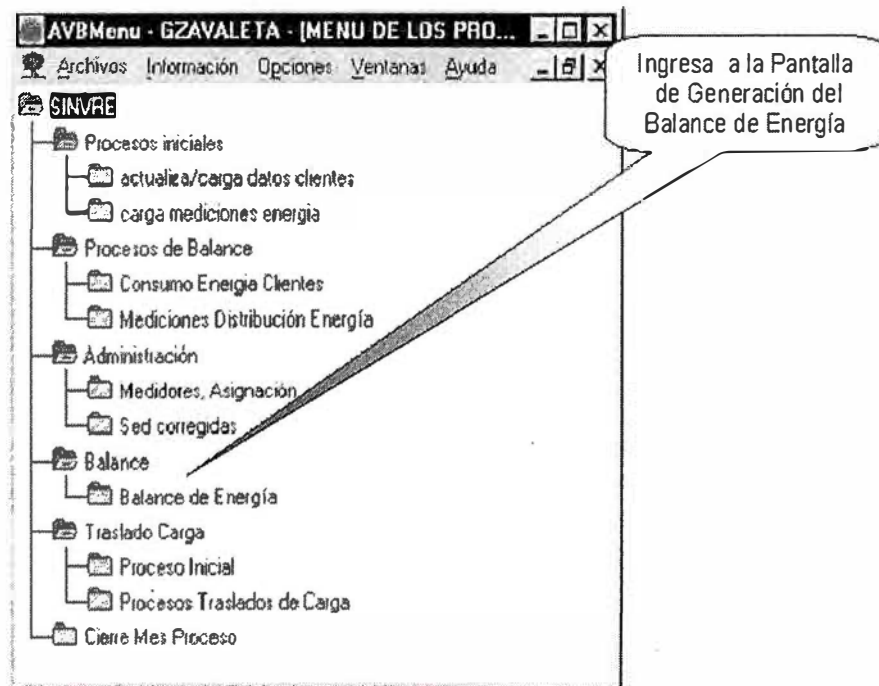


Figura N° 4.5a Modulo de Balances en MT

Balance de Energía por SET

Usuario: GZVALETA

Datos de Filtro: Período: 2005-10 Tipo de Ajuste:  Al. Exante  Al. Semipost  Al. Expost

SET	Nombre de Set	Carz. Alm.	Energía Distribuida	Suc.	Max.	Brutas Libres	Total	Pérdidas c/Ajustes
CH	CHAVARRIA	18	32015051	15012096	9865048	3829275	28806418	6.02
CT	CANTA (SET --	0	191013	91930	0	15276	107206	14.17
CV	CAUDIVILLA	8	10771993	7281553	844240	1029044	9154837	6.53
I	INFANTAS	16	22432983	12007165	5749232	1357084	19113480	9.03
N	ANCON	5	1411521	687119	374074	0	1061193	12.04
NJ	NARANJAL	8	17072638	6540214	2883629	5984651	15414495	5.36
O	DQUEENDO	9	13324926	1683603	4072268	6656164	12412035	4.70
PP	PUENTE	2	12122191	2487543	2807114	1727186	7021843	39.17
TV	TOMAS VALLE	8	21422281	9465665	6224806	2529635	18221005	12.06
V	VENTANILLA	6	5642906	3249375	1011762	0	4261137	15.67
W	ZAPALLAL	3	3686333	2223031	452907	0	2675938	14.16
		83	140093836	60730194	34391080	23129315	118249587	
CG	CANTOGRANDE	10	17978092	10024456	3417333	1948587	15390376	9.12
F	SANTA MARINA	16	18885290	7891978	3999088	2696079	14587145	19.67
ID	INDUSTRIAL	8	8696842	999150	4003845	3356844	8358840	2.27
J	JICAMARCA	4	4420649	3034797	342353	0	3377150	13.14
K	BARSI	21	19179094	4989754	8017203	2183138	14790094	20.40
M	MIRONES	25	32618540	9728047	10807325	10810781	31346153	2.24
MA	MARANGA	11	17175148	7954000	4724139	2761208	15439347	7.11
P	SANTA ROSA	22	38123670	14325955	13591211	6710926	34628031	7.74
PA	PANDO	12	19342764	8510374	5256869	3167016	16934259	11.37
D	PERQUINIC	16	24359111	14029510	5777777	0	10240595	0.45

Total: 35 regs.

Figura N° 4.5b Modulo de Balances en MT

**d) Balance de energía en Baja Tensión (SED):**

Este sistema de información permite la generación del balance de energía a los niveles de SED y circuito de SED.

Se considera que en una determinada fecha se procesa más de un sector (agrupación de clientes con igual fecha de lectura). En cada sector esta ubicado más de un totalizador que a su vez está asignado a una SED.

Por lo tanto aquí se contempla la ejecución de acciones para una determinada fecha de proceso, en el que se procesan varias SED's pertenecientes a los sectores, dichos procesos son:

Carga de los clientes asociados a la SED.

Carga de los consumos de los clientes del mismo sector de la SED en proceso.

Cálculo del consumo estimado de los clientes pertenecientes a la SED en proceso y que pertenecen a otros sectores aún no procesados.

Consolidación de los consumos de los clientes a nivel de SED para construir el Balance por SED.

Como resultado se obtienen los totalizadores procesados en una fecha determinada con datos de la energía distribuida, consumo de los clientes y la energía pérdida. Así mismo se cuenta con otras opciones donde se muestra el detalle de los consumos de los clientes asociados a la SED.

Muestra el árbol de opciones que comprende el sistema de balance de energía en media baja tensión.



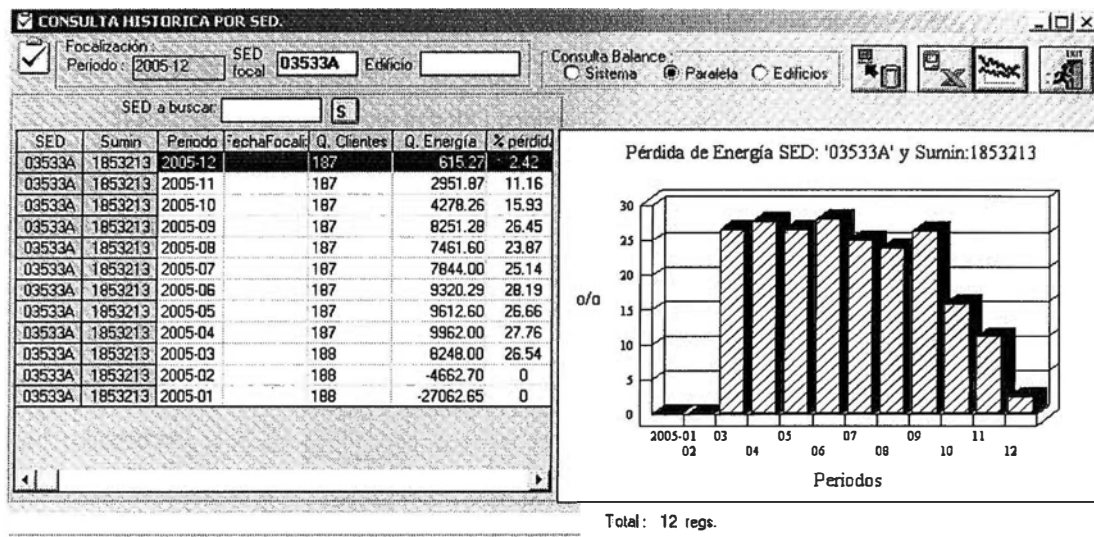


Figura N° 4.6 c Balance de Energía de una Subestación

#### 4.4 Criterios para la selección de las Subestaciones a Inspeccionar

De acuerdo al balance de energía mensual que nos arroja el Software utilizado para calcular las pérdidas por SED's se deben seleccionar las subestaciones que se tienen que inspeccionar para la detección del hurto de energía a través de diferentes irregularidades que se mostraran posteriormente.

##### 4.4.1 Nivel de criticidad

Se seleccionan de acuerdo a un nivel de criticidad de acuerdo a los siguientes parámetros preestablecidos

##### Muy Críticas

% Energía Pérdida > 15%

##### Críticas

8% <= % Energía Pérdida <= 15%

##### Controladas

0% < % Energía Pérdida < 8%

##### 4.4.2. Nivel de Confiabilidad

Pertenencia de clientes al mismo sector

##### Confiabilidad 1

90% <= Confiabilidad 1 < 100%

##### Confiabilidad 2

70% <= Confiabilidad 2 < 90%

##### Confiabilidad 3

0% < Confiabilidad 3 < 70%

#### 4.4.3 Cantidad de Energía Pérdida

Rango de Energía Pérdida

Energía Pérdida > 10000 kWh

5000 kWh < Energía Pérdida < 10 000 kWh

1000 kWh < Energía Pérdida < 5 000 kWh

Energía Pérdida < 1 000 kWh

#### 4.4.4 Nivel de pérdidas Históricas

Cantidad de meses que las pérdidas de Energía tiene la Subestación

Periodo de pérdidas

numero de meses > 4

Periodo de pérdidas

1 < número de meses < 4

Periodo de pérdidas

numero de meses < 1

#### 4.4.5 Cantidad de clientes

Se selecciona de acuerdo a la cantidad de clientes

Cantidad de clientes > 500

150 < Cantidad de clientes < 500

50 < Cantidad de clientes < 150

Cantidad de clientes < 50

Se selecciona aquella subestación en donde sea muy critica, con una confiabilidad 1, un rango de energía pérdida mayor a 10 000 kWh, que las pérdidas sean constantes durante un periodo de 4 meses y con una cantidad menor de clientes.

### 4.5 Proceso de Detección de Hurto de Energía en Subestaciones de Distribución y Clientes finales

La información de Balance de Energía en SED's es utilizado por la Sección Control de Pérdidas de forma prioritaria, buscando que las inspecciones tengan la máxima eficiencia y rentabilidad posible, dirigiéndolas primero hacia SED con las más altas pérdidas de energía para luego ir descendiendo en lo que se puede denominar la curva de Pareto de las pérdidas a nivel SED's.

Criterios como pérdidas totales por SED, % de pérdidas y pérdidas por cliente son utilizados a efectos de cumplir con lo anteriormente descrito.

Los productos como Giro de Negocio, Quiebres de Consumo, etc. se aplican en forma mayoritaria sobre el paraguas de pérdidas por SED como primer criterio de determinación de inspecciones. Es decir, determinado el nivel de pérdidas de una SED y resultando el mismo alto, se aplicará sobre la misma todos los productos generadores de inspecciones que mas adelante se describen.

Eventualmente en porcentajes no mayor al 20% de las inspecciones se generan en forma directa aplicando sólo el criterio de productos y algoritmos definidos a continuación, de forma tal de no estar perdiendo la oportunidad de atacar el segmento de BT que aún no se encuentran medidos.

#### 4.5.1 Focalización de Pérdidas

Este producto se utiliza para la generación de inspecciones tanto para clientes domésticos como para clientes pertenecientes a la subgerencia de Negocios Empresariales.

Permite controlar el nivel de pérdidas por Subestación de Distribución (SED). Es decir, aquellas SED con alto porcentaje de pérdidas son previamente analizadas para la programación de trabajos de inspección y normalización de clientes hurtadores y/o según diagnóstico corregir las distorsiones de pérdidas que ocasiona el sistema (lectura por tipo de cliente) y/o la red (fugas a tierra). Una vez detectados los puntos de falla o de hurto en el terreno, se generan las órdenes de trabajo para su posterior normalización.

Asimismo, el Modulo de Balance permite realizar el cálculo mensual del porcentaje de pérdidas por SED. Con esta información se seleccionan las SED con mayor porcentaje de pérdidas y se envía a inspeccionar al terreno, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{C_{\text{Total}} - \sum_{i=1}^n C_i}{C_{\text{Total}}} \quad (4.1)$$

Donde:

- n:** Cantidad de clientes que alimenta la SED.
- $C_{\text{Total}}$ :** Consumo del mes en análisis del Totalizador.
- $\sum_{i=1}^n C_i$ :** Sumatoria de consumos del mes en análisis de los “n” clientes de la SED.

En la figura N° 4.7 se muestra la instalación de los equipos totalizadores en la Subestación de Distribución

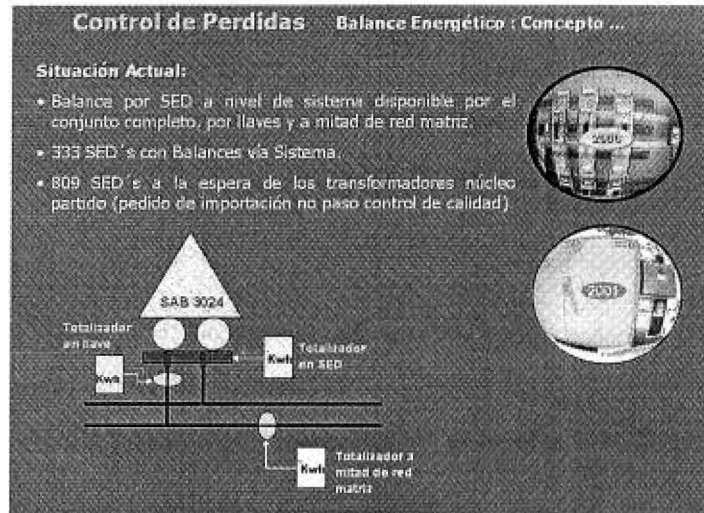


Figura N° 4.7 Focalización de Pérdidas en SED's

#### 4.5.2 Herramientas utilizadas para la focalización de pérdidas

##### a) Productos Alimentadores Críticos

Este producto tiene como objetivo controlar los alimentadores de cadena larga con mayor porcentaje de pérdidas de energía. En dichos alimentadores, debido a su gran extensión geográfica y al elevado número de clientes, la elección de clientes sospechosos se realiza a través de algoritmos de quiebre de consumo. A diferencia de los productos tradicionales, el control del alimentador es permanente, es decir, se asigna a una jefe de zona por un periodo de dos a tres meses hasta reducir las pérdidas del alimentador.

En la figura N° 4.8 se muestra los alimentadores de una Subestación de Transmisión (SET) y los distintos alimentadores, los cuales se seleccionan para la inspección de acuerdo al criterio anterior

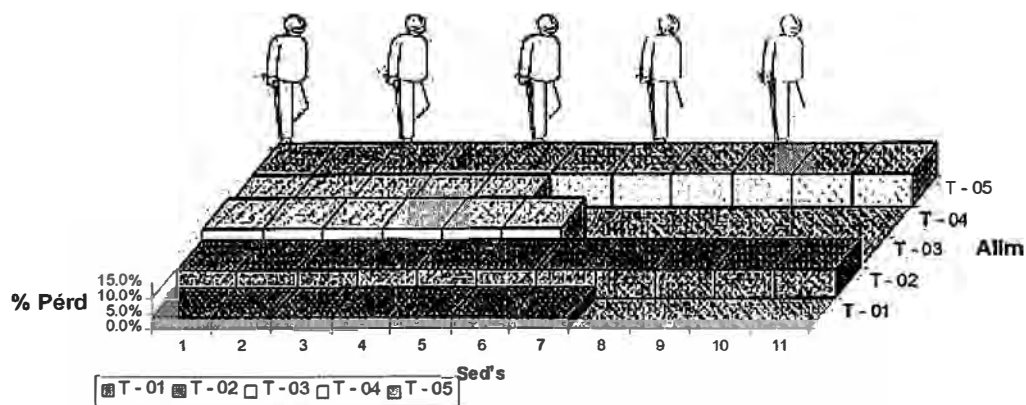


Figura N° 4.8 Selección de Alimentadores Críticos

### b) Producto Giro de Negocio

Este producto tiene como objetivo controlar el consumo de todos los clientes que tienen asociado a su predio algún giro de negocio importante (donde se requiera un alto consumo de energía eléctrica). Para ello se tiene clasificado por giro de negocio a todos nuestros clientes del sistema comercial (se tiene aproximadamente 150 códigos).

Con estos códigos de giro de negocio, se pueden extraer grupos de clientes de un mismo código y revisar su comportamiento mensual de consumo a través quiebres de consumo. Asimismo, se puede comparar los consumos mensuales con el consumo promedio que se tiene por cada giro de negocio. Una vez identificado los clientes sospechosos se envía a inspeccionar al terreno.

Se muestran algunos giros de negocio importantes como son bodegas (figura N° 4.9 a), Internet (figura N° 4.9 b), Tragamonedas (figura N° 4.9 c) y hostales (Figura N° 4.9 d) que se deberían inspeccionar permanentemente.



Figura N° 4.9 a Bodegas



Figura N° 4.9 b Internet



Figura N° 4.9 c Tragamonedas



Figura N° 4.9 d Hostales



### **c) Productos Tradicionales**

#### **- Quiebre de consumo**

Clientes que presentan una disminución de sus consumos en una proporción determinada, la misma que se analiza para diferentes periodos de consumo. La elección de clientes se realiza por alimentador, teniendo cuidado de no cruzarse con aquellos que están siendo trabajados por el Producto Alimentadores Críticos.

Las inspecciones son procesadas por el Módulo de Control de Hurtos, utilizando los siguientes algoritmos:

#### **Algoritmo Quiebres de Consumo.**

Esta herramienta nos ayuda a seleccionar a todos los clientes (clientes domésticos) que han disminuido su consumo. La comparación se realiza entre consumos promedio antes y después del mes en evaluación. Los quiebres de consumo suelen presentarse preferentemente a 12, 6 y 3 meses de consumos anteriores al mes de evaluación

#### **Algoritmo de Mínimos Cuadráticos.**

Esta herramienta nos ayuda a seleccionar a todos los clientes que han disminuido sus consumos en los últimos meses, para ello la curva de consumos por mes se ajusta a una línea recta; del cual se seleccionan los clientes que tienen la pendiente más negativa.

Solamente si la pendiente resultante es menor que cero, el cliente debe ser considerado como sospechoso.

#### **Denuncias y Segenes.**

Comprende las denuncias efectuadas a través de Fonocliente o en los Centros de Servicio, respecto a posibles conexiones indebidas.

#### **Claves de Lectura.**

Es la información proporcionada por los lecturistas, que a través de códigos nos indican que clientes presentan irregularidades en su suministro eléctrico. Estas denuncias generan Segenes automáticos en el sistema y son atendidas en un plazo de 72 horas.

Los códigos que actualmente generan Segenes automáticos son los siguientes (\*):

- Código 80: Manipulación de medidor.
- Código 90: Conexión Indebida

Quedando abierta la posibilidad de crear otros códigos que podrían ayudar a detectar otro tipo de irregularidades.

-(\*) El código 40 (Sin Medidor): Se genera manualmente

### **d) Producto Hurtadores Frescos**

Durante el proceso de facturación se determinan aquellos clientes sospechosos de hurto de energía y/o anomalía en la medición mediante el proceso automático de

variables u algoritmos que seleccionan a dichos clientes. La selección de Hurtadores frescos se realiza de la siguiente manera:

En la primera facturación, se deben marcar a los clientes que calificaron como posibles hurtadores para luego salir en el Libro de verificación de posibles hurtadores.

Esta calificación es según dos parámetros globales:

Porcentaje (Variable X), el cual se utiliza para saber si el cliente tuvo una baja de X% en su consumo actual según el consumo promedio de los seis últimos meses.

El segundo es un consumo (Variable Y), el cual se utiliza para filtrar los clientes cuyo consumo promedio de los últimos seis meses sea mayor a YkWh.

En la segunda vuelta de facturación, se genera el Libro de Verificación de Clientes Posibles Hurtadores. Este tendrá el mismo formato que el Libro de Verificación de Clientes Dudosos.

Se realiza la carga de la clave de lectura de los clientes que salieron a verificación como posibles hurtadores. Esta carga tan solo actualizará la clave de lectura de los clientes que traen la clave de facturación "30" (cliente Hurtador). Posteriormente se calculará y facturará el recupero que corresponda a estos clientes.

#### **e) Producto Grandes Clientes**

Orientado a clientes con Potencia Contratada mayor a 20 kW y a Clientes No Regulados.

La metodología utilizada consiste en la revisión de las variaciones de los consumos registrados y facturados a los clientes, tales como la energía activa, energía reactiva, potencia activa o máxima demanda, factor de potencia y calificación horaria de la máxima demanda.

Mediante el análisis de todas estas variables se logra determinar aquellos clientes que son sospechosos de hurto de energía y/o anomalías en el equipo de medición.

### **4.6 Tipos de Irregularidades y Anomalías encontradas en la red de Distribución y las normalizaciones respectivas de estas**

#### **4.6.1 Generalidades**

Existen diversas modalidades de hurto de energía las cuales serían originadas por manipulación del equipo de medida o conexiones irregulares en la conexión eléctrica y en redes eléctricas en BT de EDELNOR, así como también diversas anomalías en el equipo de medición ocasionados principalmente por fallas técnicas, sobrecargas y/o vencimiento de la vida útil de equipo de medida, los cuales han sido agrupadas en 22 tipos de irregularidades y/o anomalías en la medición.

En cada tipificación de las irregularidades y anomalías, también se describe la normalización del suministro

Con la finalidad de poder determinar que artículo de la ley de concesiones eléctricas correspondería aplicar en alguno de los casos de hurto de energía y/o anomalías en el equipo de medición, se han clasificado las irregularidades y anomalías en la medición en dos segmentos.

Según el artículo de la Ley o del Reglamento de Concesiones Eléctricas se tipifican las irregularidades encontradas en las inspecciones y se realiza un acta de intervención según la nueva Norma de Reintegros y Recuperos

**Artículo 92° D. L. 25844 :**

Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán al recuperos o al reintegro según sea el caso.

El monto a recuperar por el concesionario se calculará a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de 12 meses anteriores a esta fecha. El recuperos se efectuará en diez mensualidades iguales sin intereses ni moras.

El reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturaciones posteriores o en efectivo en una sola oportunidad considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizada el concesionario para el caso de deuda por consumos de energía.

**Artículo 177°.** El concesionario, en los casos de consumos de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90° de la Ley, queda facultado para:

- a) Calcular la cantidad de energía consumida, multiplicando la carga conectada sin autorización por 240 horas mensuales para los usos domésticos y por 480 horas mensuales para los usos no domésticos, considerando un período máximo de doce meses;
- b) Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección, correspondiente al tipo de servicio utilizado, considerando los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes; y
- c) Solicitar a la Dirección o, a quién designe en la localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de las multas que señala el Artículo 202° del Reglamento.

Cumplido el pago de las obligaciones que emanan de los incisos que anteceden, el usuario deberá regularizar de inmediato la obtención del suministro, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento.

## 4.6.2 Irregularidades tipificadas en el Art. 177° de la Ley de Concesiones Eléctricas

### a) Bobina Puenteada

Cable o alambre de cobre instalado en la bornera del medidor o al interior del mismo. Conectada en bornera de entrada a salida de una fase R ó S de sus instalaciones eléctricas.

Esta conexión impide que el 100% de la energía ingrese a la bobina de corriente y sea registrada por el medidor ya que parte de ella se deriva a través del cable colocado como puente. Tal como se muestra en las figuras N° 4.10 a y N° 4.10 b.

Para detectar la irregularidad, se realiza en forma visual en caso el puente se encuentre externo (cable en forma de U) y si el puente es interno hay que realizar contraste.

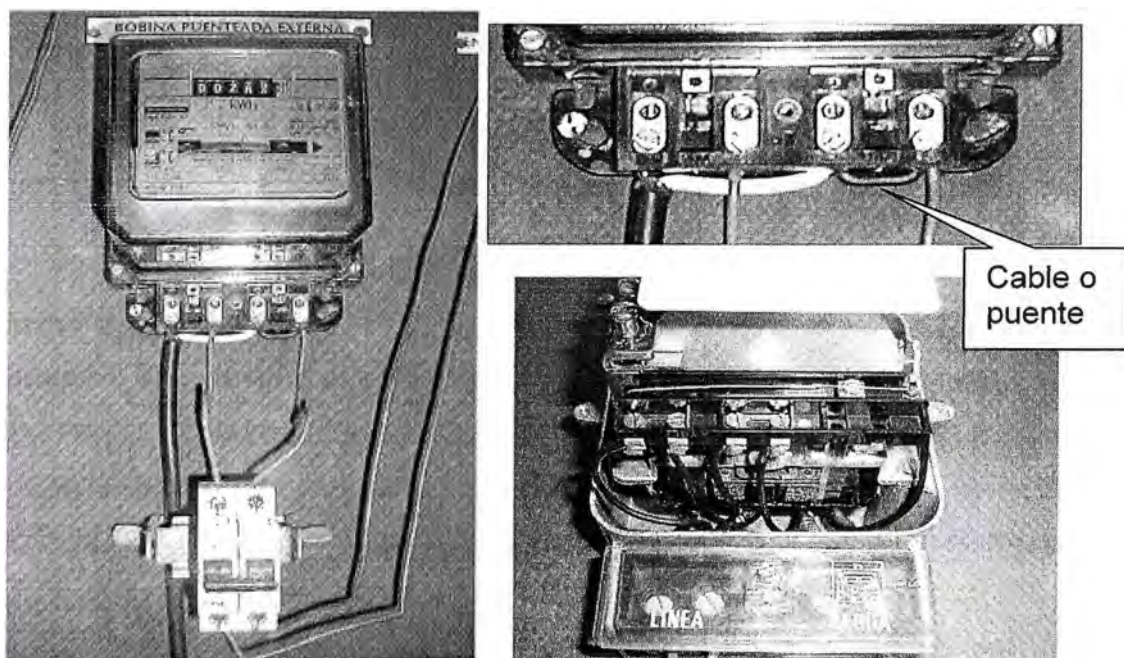


Figura N° 4.10 a Bobina Puenteada externa Figura N° 4.10 b Bobina Puenteada Interna

### Normalización de la irregularidad Bobina Puenteada

Si el puente es externo retirar el cable, contrastar para verificar el correcto funcionamiento, y si el puente es interno, generar una orden para cambio de medidor, sellar bornera, cambiar cerradura con pin antihurto, soldar tapa o aplicar sikaflex.

### b) Conexión Clandestina al Cable de acometida

Para detectar la irregularidad, se debe sondear la acometida, pasar el detector de flujo por la acometida para identificar los campos electromagnéticos que genera el flujo de corriente en algún punto que no corresponde, verificar que el tubo PVC no se

encuentre dañado. Se muestra en la figura N° 4.11 una Conexión Clandestina al cable acometida

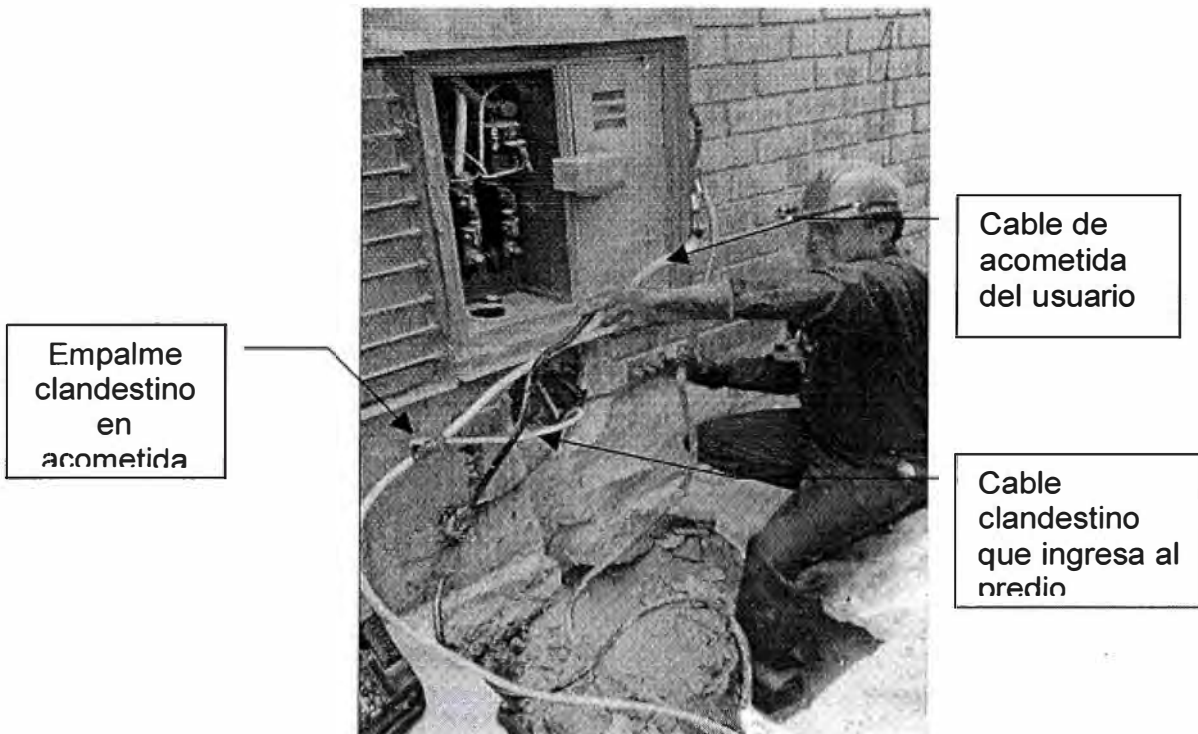


Figura N° 4.11 Conexión Clandestina al cable de Acometida

**Normalización:**

**Conexión clandestina al cable de acometida**

Se retira los cables clandestinos y se procede a cambiar la acometida. Adicionalmente se puede colocar una cerradura especial en la tapa de la caja toma. Se normalizan según la Red Matriz. En la figura N° 4.12a y N° 4.12b se Muestra la Normalización

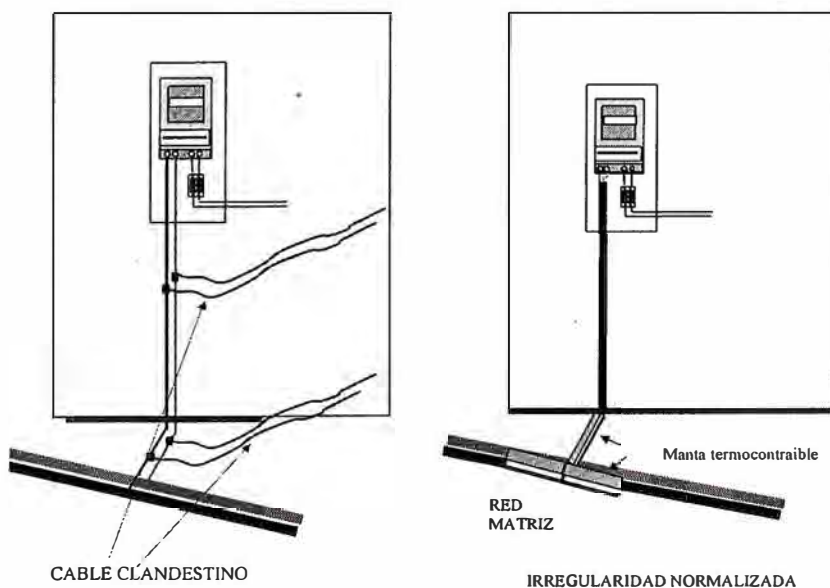


Figura N° 4.12 a Conexión Clandestina Figura N° 4.12 b Normalización del suministro Al Cable Acometida

**Conexión Aérea:** La Irregularidad en una conexión aérea se normaliza como se muestra en las figuras N° 4.13 a y N° 4.13 b

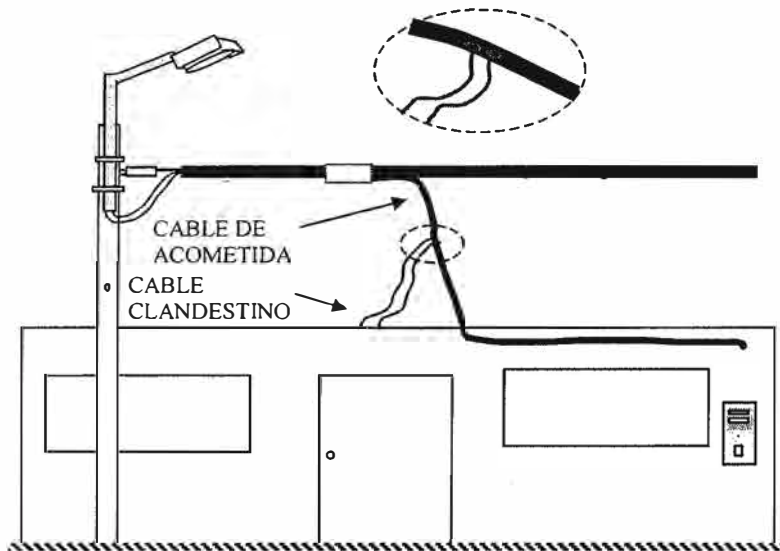


Figura N° 4.13 a Conexión clandestina al cable de acometida

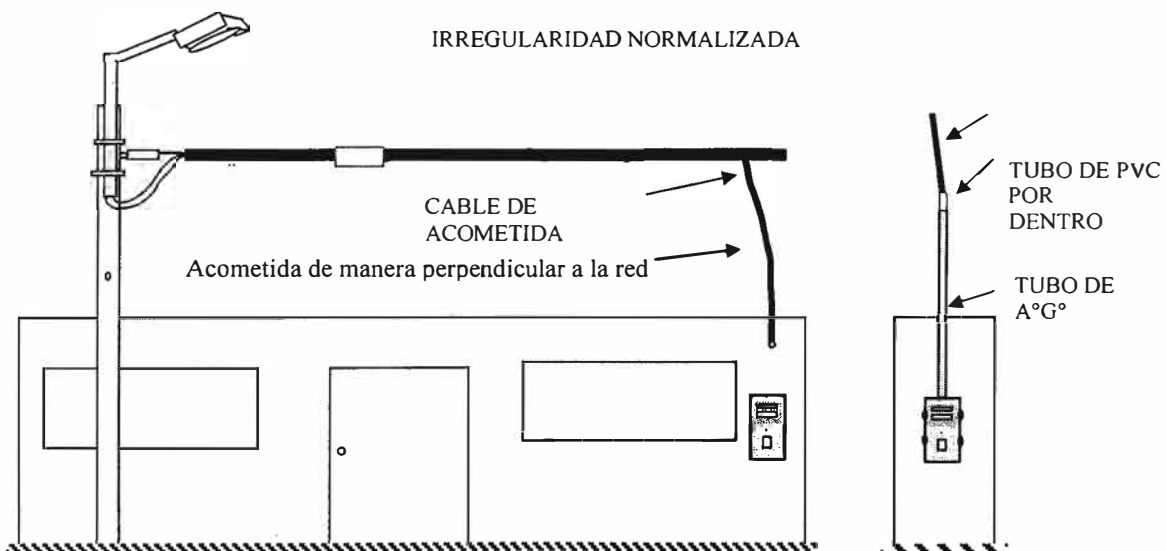


Figura N° 4.13 b Normalización de la Conexión Clandestina

### c) Conexión clandestina al cable matriz

El cliente tiene o no suministro y se ha empalmado de la red de distribución secundaria en forma directa sin que esa energía sea medida por el medidor como nos muestra la figura N° 4.14.

Para detectar la irregularidad, se debe pasar el detector de flujo por la vereda del predio el cual identificará los campos electromagnéticos que genera el flujo de corriente en algún punto que no corresponde. Otros instrumentos para detectar es el Radiodetección y el Raisenbond.

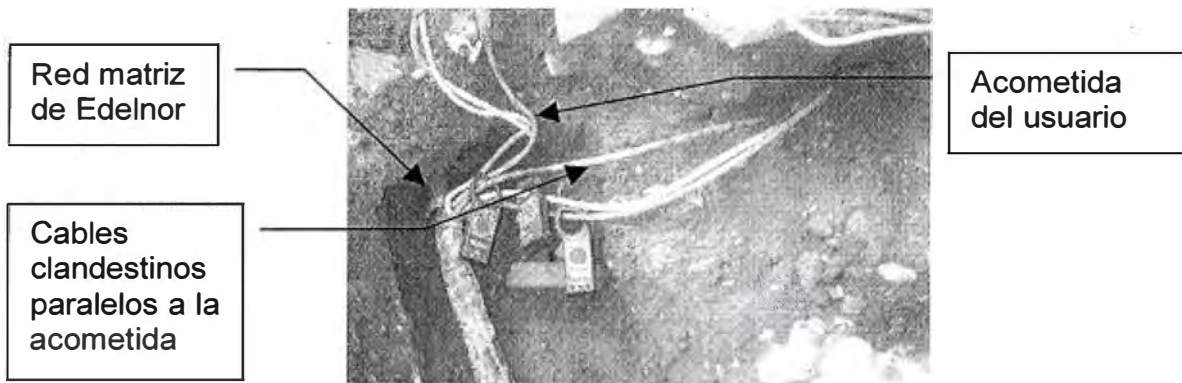


Figura N° 4.14 Conexión clandestina al cable matriz

#### Normalización:

#### Conexión clandestina al cable matriz Subterránea

Se retira los cables clandestinos. Si el cliente es reincidente se coloca mantas

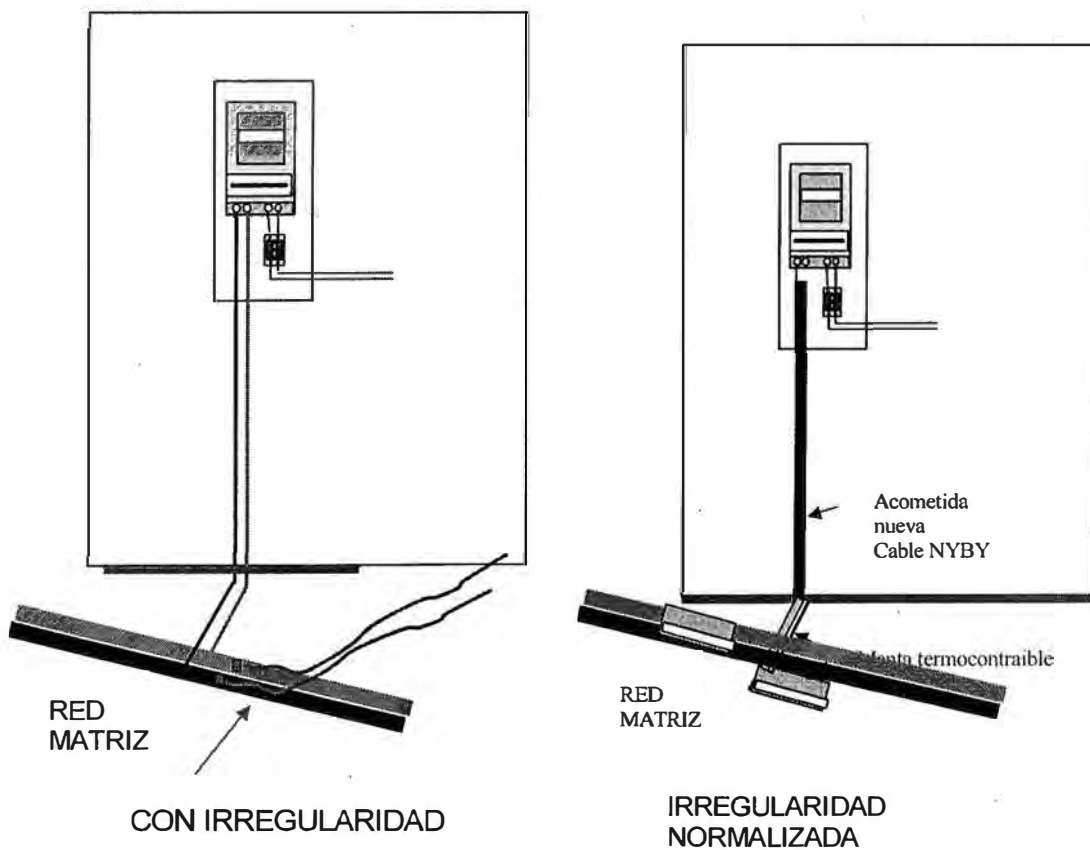


Figura N° 4.15 Normalización de una Conexión Clandestina al Cable Matriz Subterráneo

termocontraíbles en el empalme en el caso de conexiones aéreas. Las normalizaciones se muestran en la figura N° 4.15a

**Conexión Aérea :** A continuación se muestra la Normalización de una conexión clandestina al cable matriz aéreo subterráneo en la figura N° 4.15b

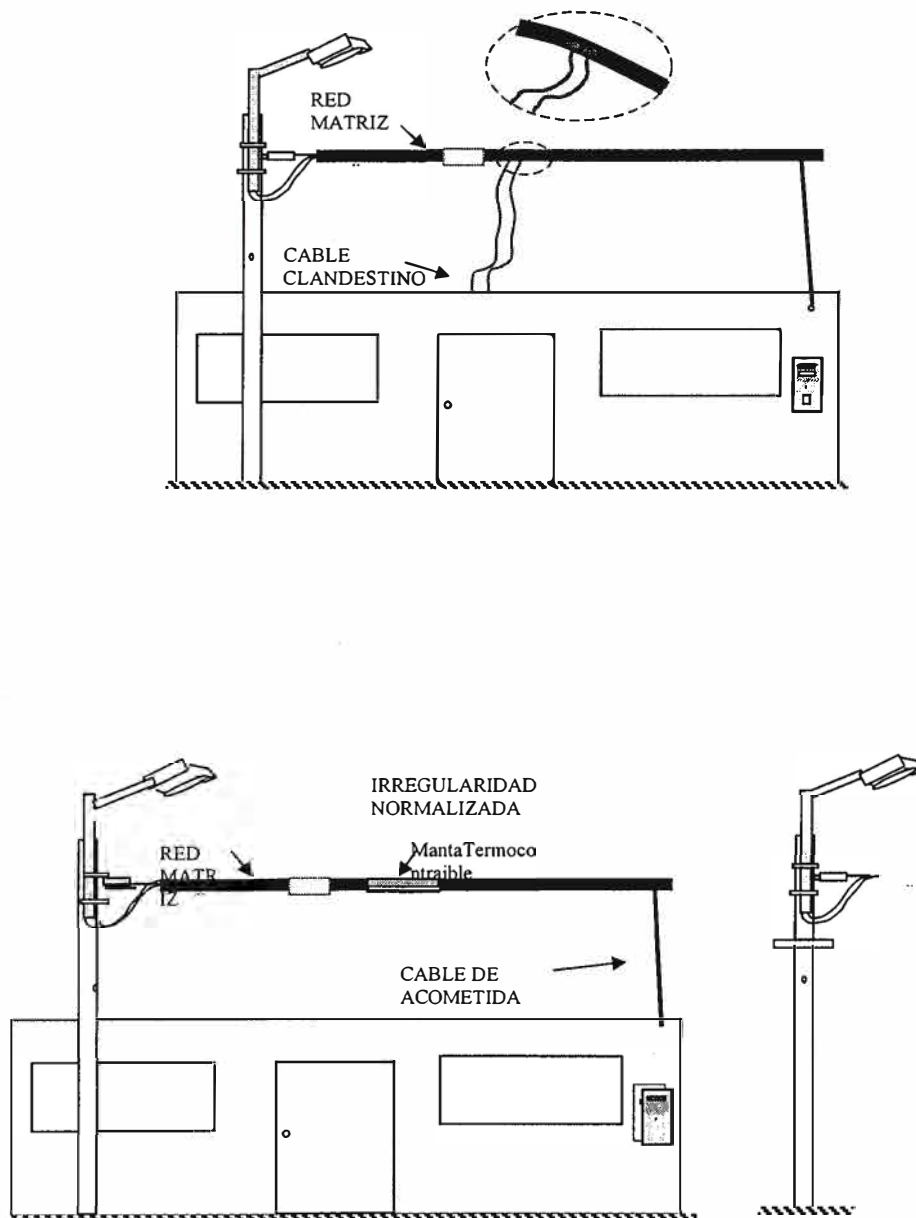


Figura N° 4.15 b Normalización de una conexión Clandestina Aérea

#### d) Conexión directa a la caja de distribución aérea

Cable tendido desde la caja distribución aérea (red aérea) hacia el predio.

El 100 % de esta energía no es registrada por el medidor y por la tanto no se factura.

Para detectar este tipo de Irregularidad se realiza en forma visible determinando que cables adicionales existen en las cajas de Distribución Aéreas como se muestra en la Figura N° 4.16.



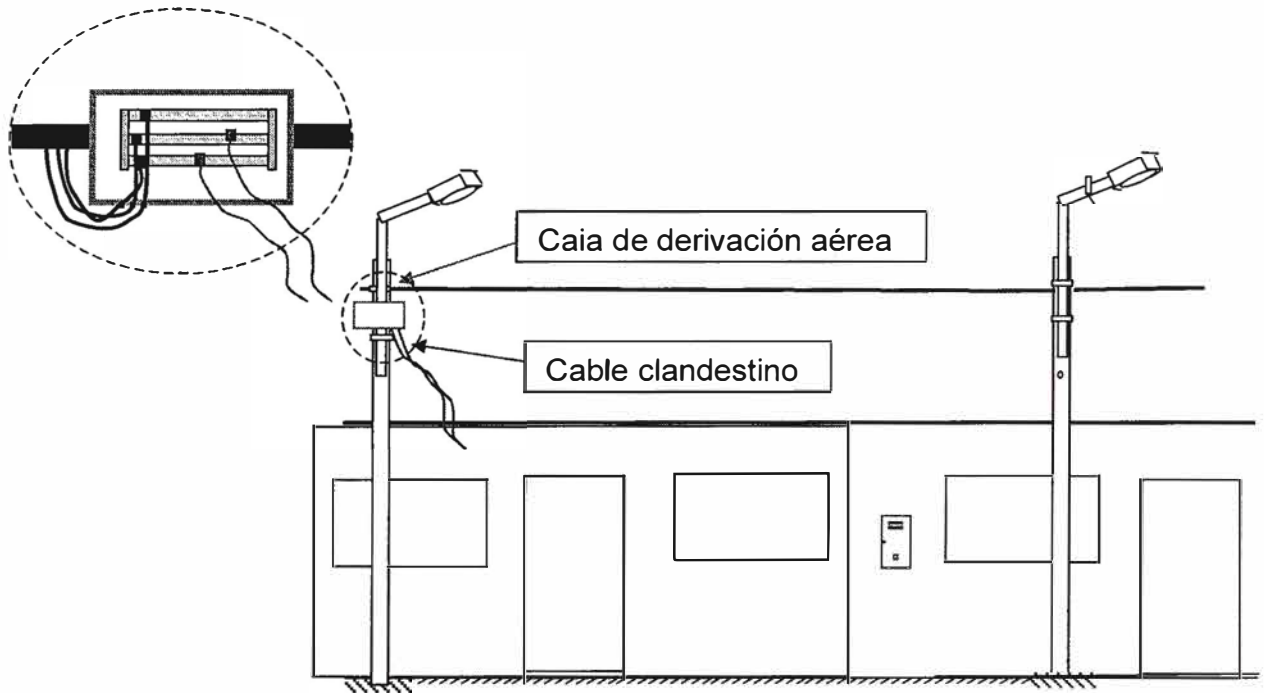


Figura N° 4.16 Conexión directa a la caja de Distribución aérea

#### Normalización:

Conexión directa a la caja de distribución aérea

Se retiran los cables clandestinos aéreos desde la caja distribución. Si el cliente es reincidente se traslada la caja derivación a 02 metros del poste y en otros casos se coloca una abrazadera antiescalamiento en el poste.

Se cambia el tipo de chapa (Chapa de 5 pines) Aplicar Sicaflex a caja polimérica de derivación En la figura N° 4.17 se grafica la normalización de esta irregularidad

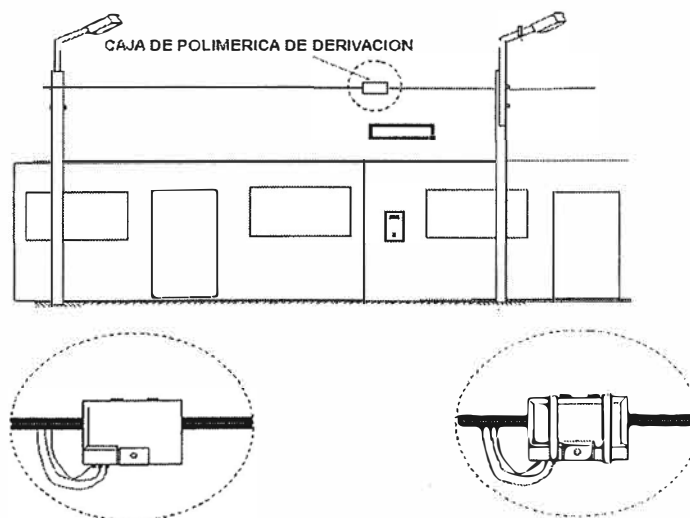


Figura N° 4.17 Normalización de la irregularidad Conexión directa a la caja de Distribución Aérea

### e) Conexión directa al alumbrado público

Cable tendido desde la caja portafusible del poste de alumbrado público al predio, en caso donde la red de AP. es subterránea.

Cable conectado a los cables de alimentación de las luminarias en caso sea aérea la red de Alumbrado Público. El 100 % de esta energía no es registrada por el medidor y por la tanto no se factura. Para detectar la irregularidad, en el caso de ser aéreo es visible y en caso subterráneo se deberá usar el detector de flujo, es recomendable realizar las inspecciones en horario nocturno. En la figura N° 4.18 se muestra la irregularidad

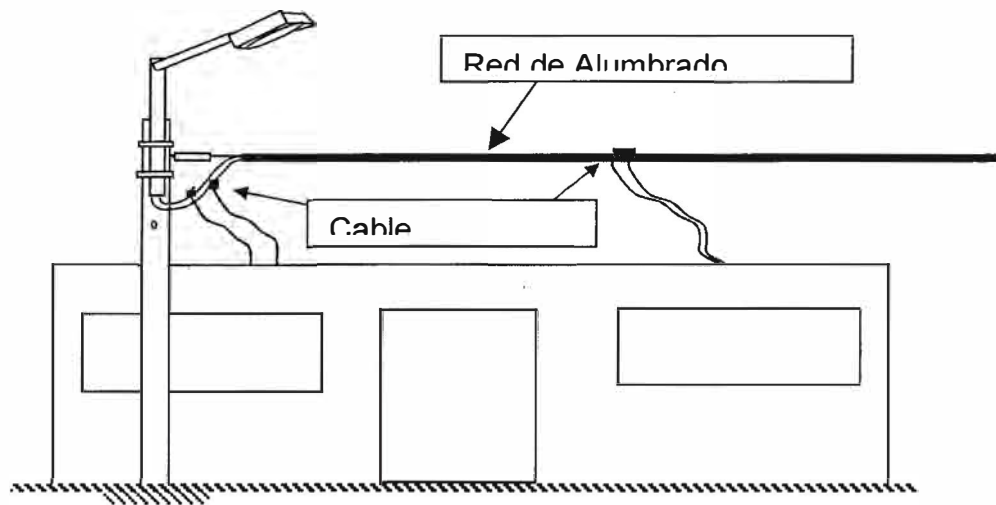


Figura N° 4.18 Conexión Directa a la Red de Alumbrado Público

### Normalización:

#### Conexión directa al alumbrado público

Se retira los cables clandestinos.

Se anula la loza portafusible en los casos de redes subterráneas.

Retirar la conexión directa del alumbrado público, generar orden para tapear la caja toma con cemento, instalar antiescaladores en el poste de alumbrado público. En la figura N° 4.19 se muestra la normalización de la irregularidad encontrada

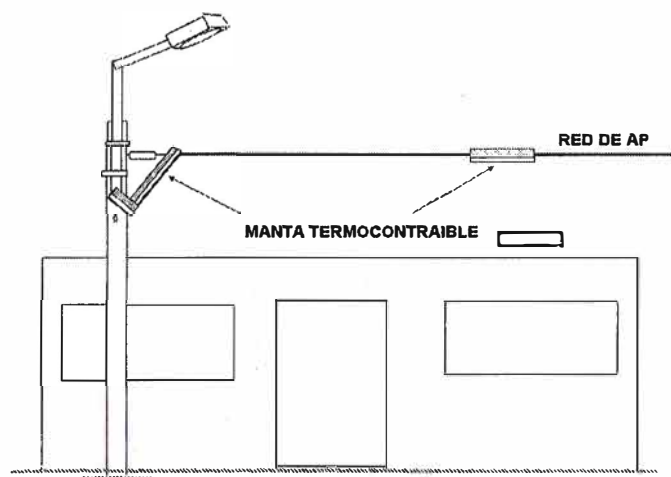


Figura N° 4.19 Normalización de la Conexión directa al alumbrado Público

**f) Conexión directa prescindiendo del medidor**

El cliente tiene suministro y se ha conectado de manera directa en las borneras de entrada del medidor prescindiendo de él ó existen 02 líneas directas adicionales conectadas a la entrada del medidor. La energía que consume no es registrada por el medidor. Para detectar la irregularidad, se verifica en el conexionado del medidor no se encuentren cables adicionales a los que normalmente existen (Figura N° 4.20)

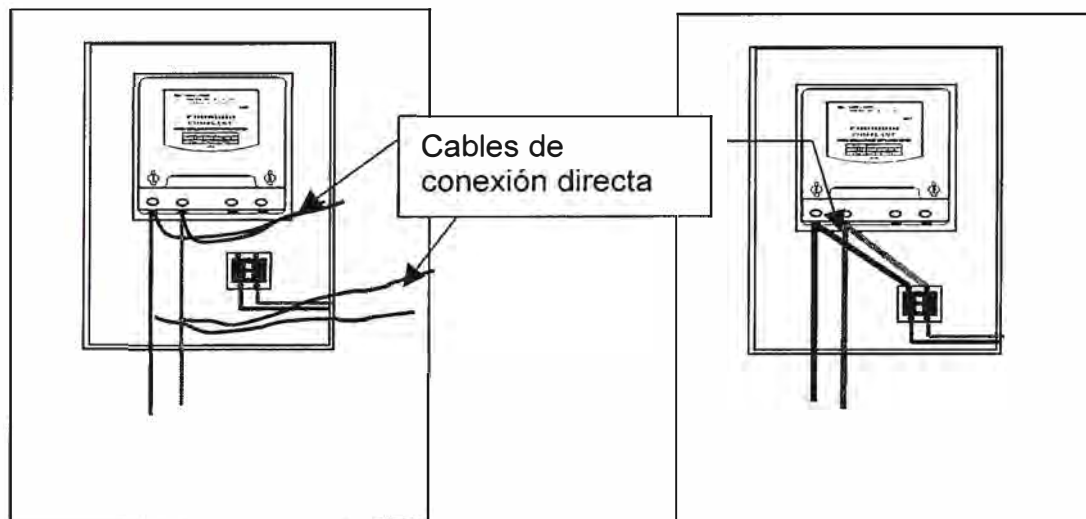


Figura N° 4.20 Conexión directa prescindiendo del medidor

**Normalización:****Conexión directa prescindiendo del medidor**

Se normaliza el conexionado y/o retirar los cables adicionales. Adicionalmente se coloca una cerradura especial en la caja toma para evitar reincidencias. En la figura N° 4.21 se muestra la normalización de la irregularidad

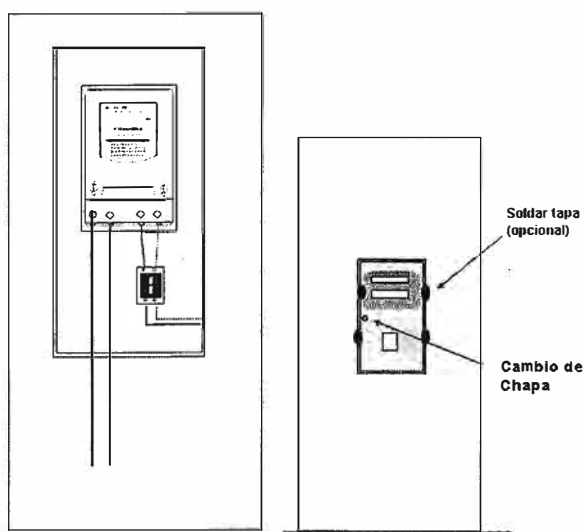


Figura N° 4.21 Normalización de la Conexión Directa Prescindiendo del medidor

### g) Conexión directa tercera línea

El cliente tiene medidor monofásico pero sin embargo se ven tres cables de ingreso en sus instalaciones internas y uno de ellos está conectado a un tercer cable de acometida o a la red matriz pero en la fase que le falta para que sea trifásica su alimentación.

Esto puede suceder cuando al instalarle la conexión monofásica al cliente en vez de utilizar un cable de acometida bipolar se instala uno del tipo tripolar o el usuario usa un cable unipolar y se conecta clandestinamente a la red matriz.

Para detectar la irregularidad, se debe tomar la carga homopolar, de existir una carga distinta de cero se tomarán las cargas fase por fase con el fin de observar un desbalance. Ayudarse con el detector de flujo para ubicar la conexión indebida, como se muestra en la figura N° 4.22

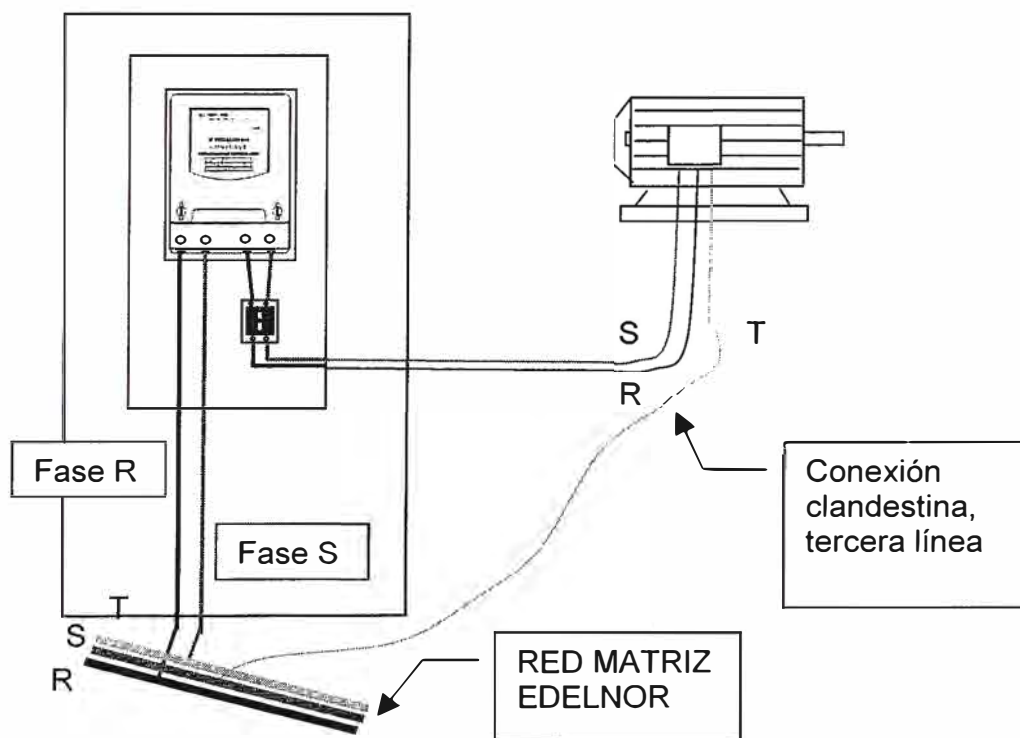


Figura N° 4.22 Conexión directa de tercera línea

#### Normalización:

##### Conexión directa tercera línea

En caso de estar directo de la acometida, se debe cortar la tercera línea, aislar el cable dañado y generar orden para el cambio de acometida, en caso de estar directo de la matriz se debe retirar cable y generar orden para empalme de matriz dependiendo del tipo de cable, cambiar la cerradura con pin antihurto, soldar tapa o aplicar sikaflex.

Si el cable de acometida es trifásico se cambia dicha acometida por un cable bipolar.

Si la conexión es directa a la red matriz se procede con el retiro del cable clandestino.

A continuación se muestra en la figura N°4.23 la normalización de la irregularidad

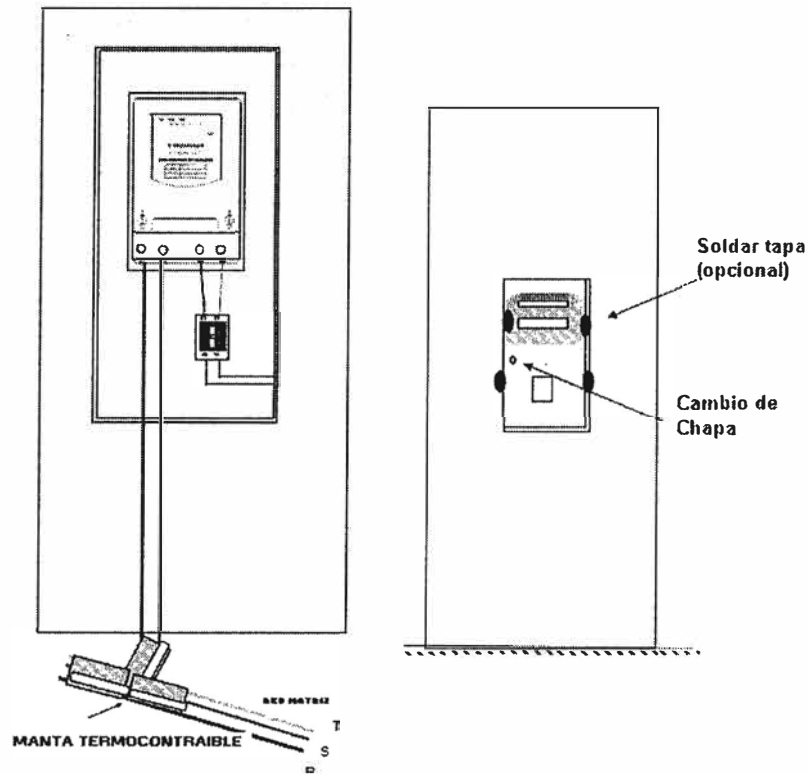


Figura N° 4.23 Normalización de la conexión directa tercera línea

#### h) Engranajes de medidor manipulados

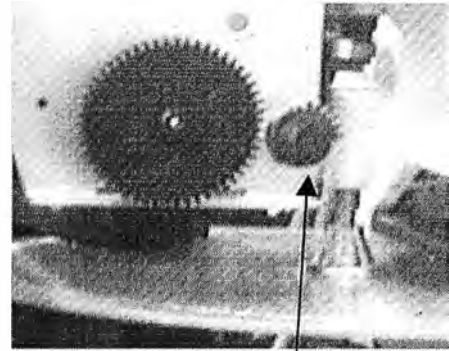
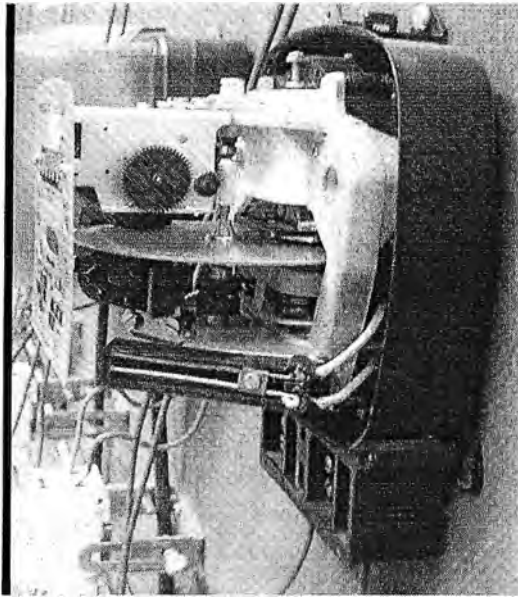
El medidor es aperturado (violando los sellos del candado del medidor) y es manipulado internamente, limando parte del dentado del principal que va asociado al giro del disco y que en su contacto con el engranaje secundario provoca una disminución en el avance del numerador. Al producirse esta vulneración el consumo del cliente puede reducirse en 20%, 30%, 40%, 70% ,etc. en correspondencia a la cantidad de dientes limados. En otros casos cambian los engranajes por otros que provocan el mismo efecto señalado anteriormente.

Esta anomalía se detecta con la prueba del numerador. Con una prueba de contraste no se detectaría dicha anomalía.

Esta manipulación se da principalmente en los componentes electromecánicos de los medidores ya sean estos medidores electromecánicos o electrónicos.

En esta modalidad no solo se manipulan los componentes electromecánicos sino que también se cambian por otros componentes con el fin de que disminuyan los consumos.

En la figura N° 4.24 nos muestra de la irregularidad y la normalización



Engranaje del  
medidor limado,  
le faltan dientes

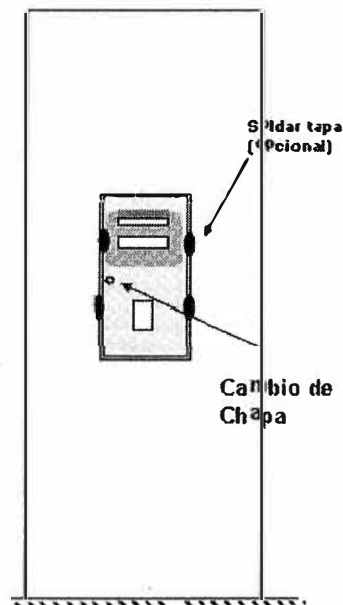
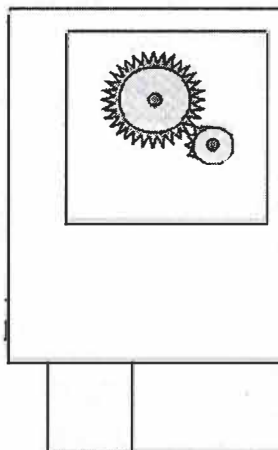
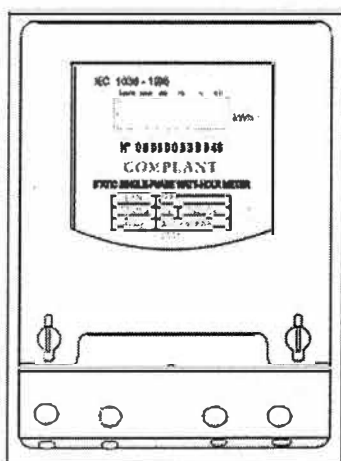


Figura N° 4.24 Engranajes limados y la normalización respectiva

#### Normalización:

##### Engranajes de medidor manipulados

Se procede con el cambio del medidor y se coloca una cerradura especial en la caja toma.

##### i) Puentes de tensión abiertos

-Es cuando la bobina de tensión, uno de los mecanismos del medidor que permite generar el campo magnético que hace que gire el disco, es aperturado. En este caso a la bobina de tensión del medidor, no llega una de las tensiones.

En la figura N° 4.25 se muestra la irregularidad y su normalización respectiva

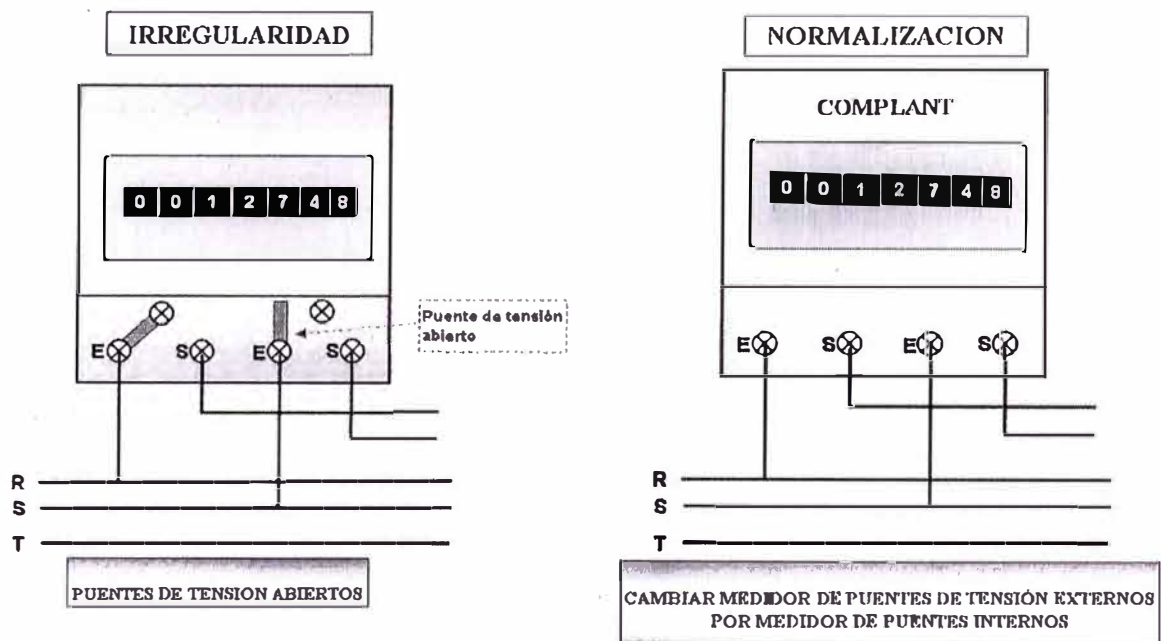
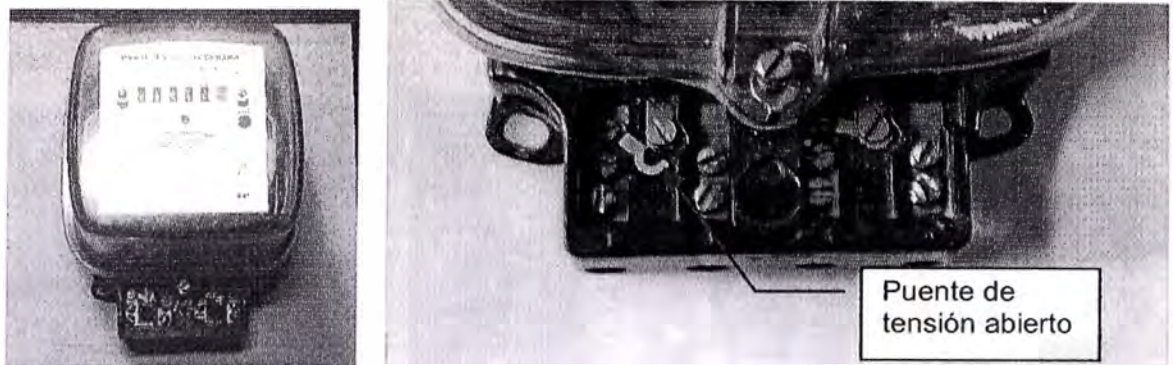


Figura N° 4.25 Puente de Tensión Abierto y su normalización

### Normalización:

#### Puentes de tensión abiertos

Se procede con el cambio del medidor para evitar reincidencia en el hurto y se coloca una cerradura especial en la caja toma.

#### j) Sellos violados de medidor numerador retrocedido

Es cuando vulnerando sutilmente los sellos del medidor ó perforando ligeramente la mica del medidor se manipula internamente el numerador, retrocediendo el estado del contómetro de manera tal que la facturación del mes es por debajo de su consumo real.

Esta irregularidad se detecta realizando seguimiento a las lecturas y proyectando los estados reales al mes (30 días).

En la figura N° 4.26 nos muestra la irregularidad y su respectiva normalización

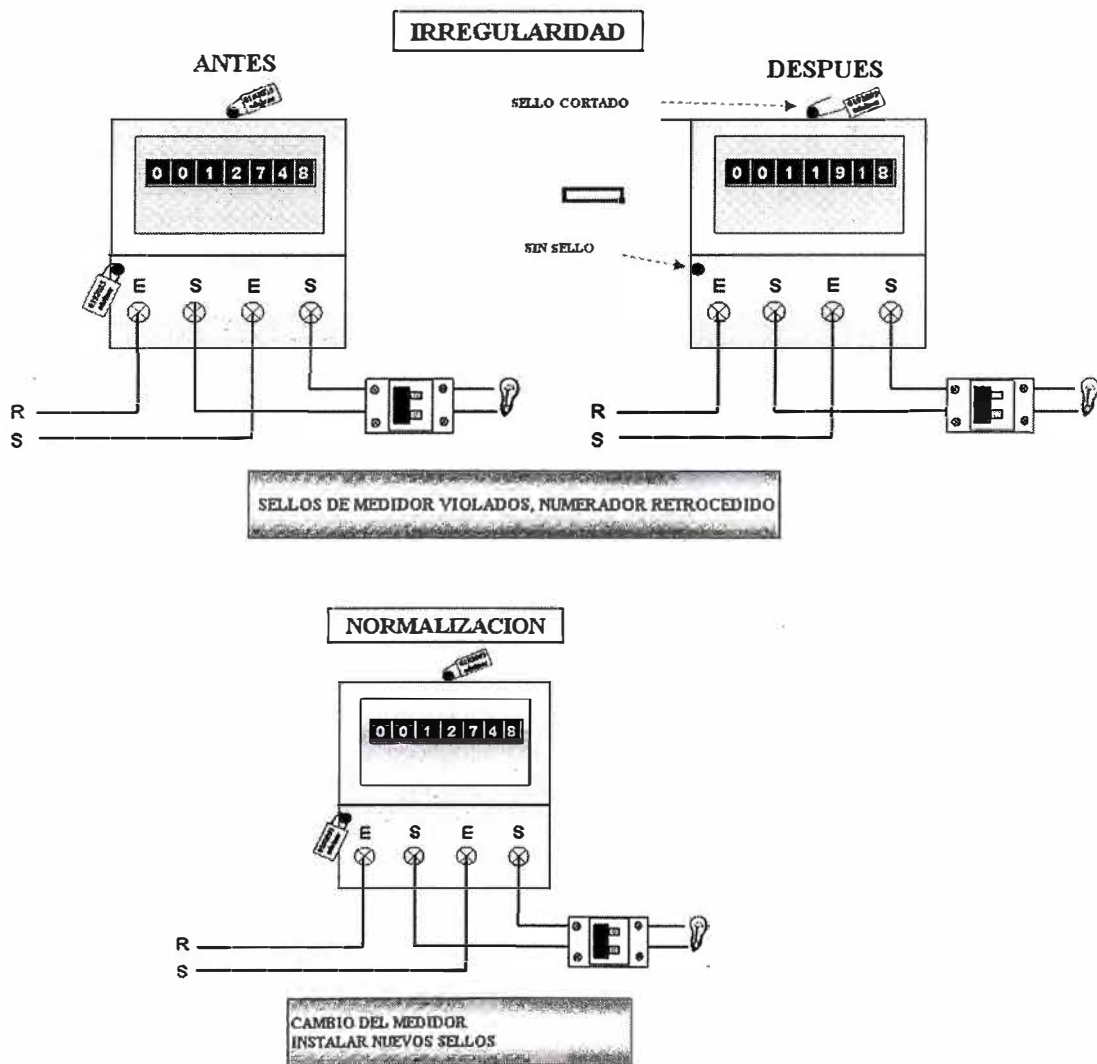
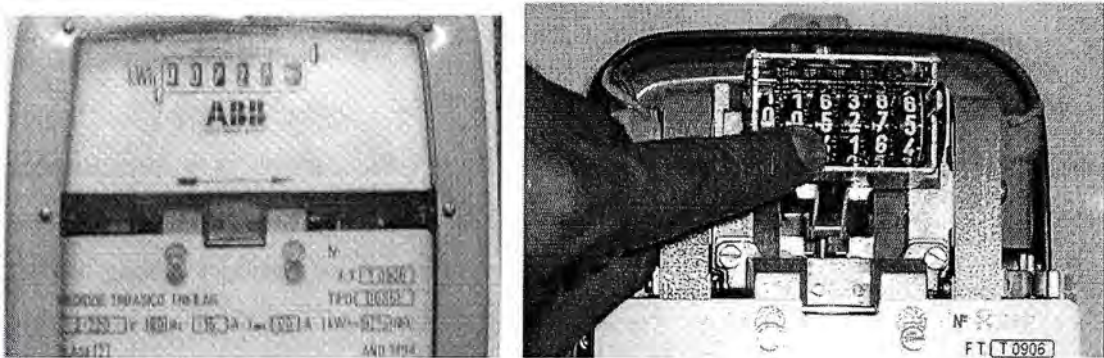


Figura N° 4.26 Sellos Violados de Numerador Retrocedido

**Normalización:**

**Sellos violados de medidor numerador retrocedido**



Se procede con el cambio del medidor y se coloca una cerradura especial en la caja toma. Dependiendo del giro de negocio se instalará el medidor trifásico electrónico con display digital.

**k) Servicio eléctrico sin número de suministro**

Sin autorización de Edelnor S.A.A. terceras personas han instalado su suministro eléctrico en sus predios y se han conectado a las redes eléctricas de Edelnor S.A.A. Los servicios cuentan con acometida, caja toma, medidor, etc.

Estos casos no están registrados en el sistema comercial de Edelnor S.A.A. y por consiguiente no les llega recibo alguno.

Para detectar la irregularidad, normalmente se realiza validando los listados de SED's (ordenes emitidas de trabajo a inspeccionar), en donde al no tener registrado el servicio inspeccionado en campo, se solicita la búsqueda del N° de medidor, dirección, en el sistema comercial, de no ser ubicado solicitar recibo al cliente y de no mostrar proceder a notificar. Se muestra en la figura N° 4.27 un cliente que no cuenta con suministro eléctrico por parte de la empresa

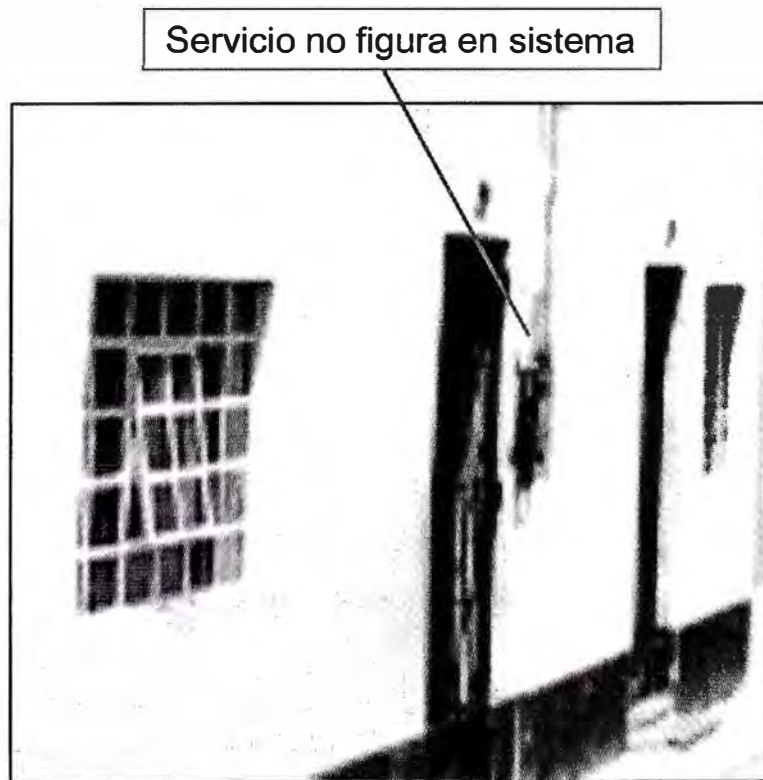


Figura N° 4.27 Servicio eléctrico sin número de suministro

**Normalización:**

**Servicio eléctrico sin número de suministro**

Cortar el servicio desde la matriz, en caso que el cliente no llegue a ningún para realizar un contrato como un nuevo cliente de la Empresa Concesionaria de Distribución se procede a desmantelar el servicio

Se realiza el desmantelamiento de la acometida y se hace entrega del medidor y/o accesorios al cliente.

#### **l) Suministro retirado con servicio eléctrico**

Es cuando se observa suministros retirados con conexión conforme, en estos casos el cliente se ha autorepuesto la acometida y los otros accesorios de conexión. El cliente se beneficia con el consumo de energía en su totalidad.

Edelnor S.A.A. procede con el desmantelamiento del servicio eléctrico y el pase retiro sistema comercial a los clientes morosos con una antigüedad de deuda mayor a 08 meses. En la figura N° 4.28 se muestra un servicio retirado

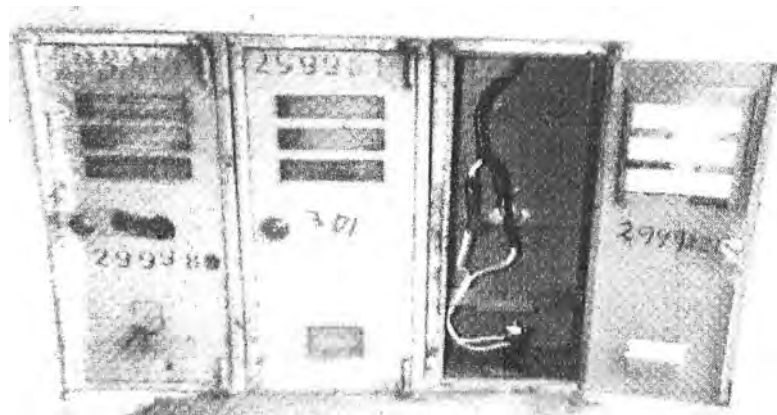


Figura N° 4.28 Servicio Retirado

#### **Normalización:**

##### **Suministro retirado con servicio eléctrico**

Se realiza el desmantelamiento de la acometida y se hace entrega del medidor y/o accesorios al cliente.

##### **m) Una línea directa en la bornera**

En este caso la fase de salida del medidor se desconecta y se instala en la entrada de éste, dejando sin funcionamiento la bobina de corriente, por lo que el medidor de registrar aproximadamente el 50% de energía en los casos de suministros monofásicos. Para detectar la falta, se debe reconocer la marca y modelo del equipo de medida y verificar el correcto conexionado del mismo, como también los sellos de bornera. En la figura N° 4.29 se muestra la irregularidad

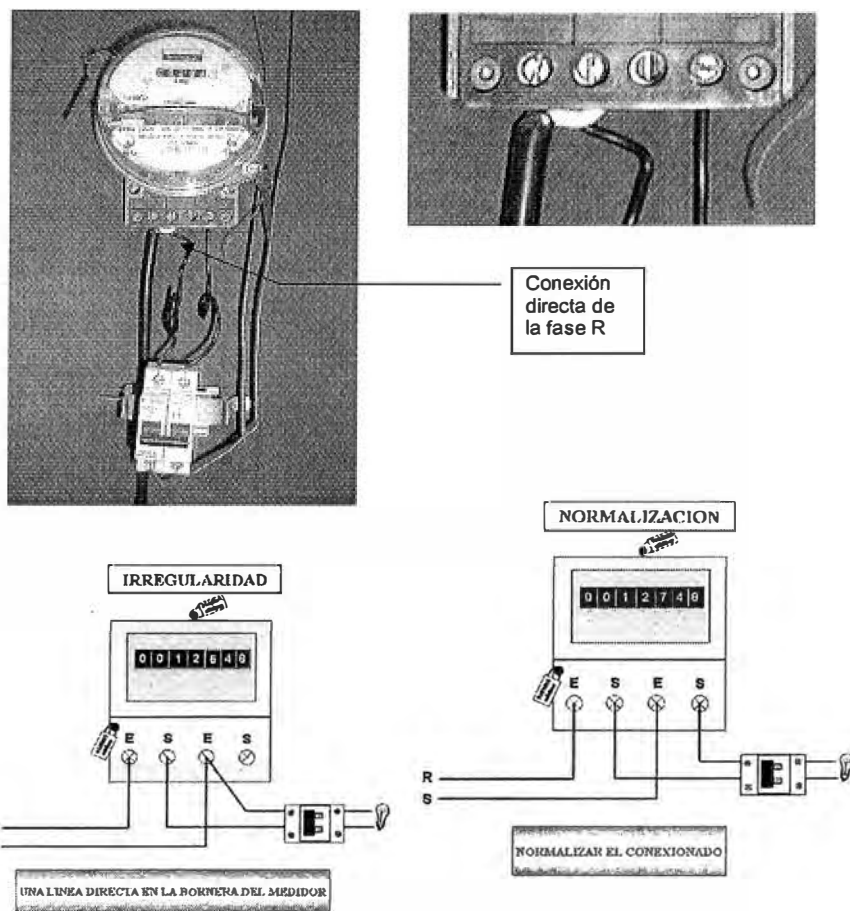


Figura N° 4.29 Una línea directa en la bornera y respectiva normalización

### Normalización

#### Una línea directa en la bornera

Se normaliza el conexionado y adicionalmente se coloca una cerradura especial en la caja toma para evitar reincidencias.

#### 4.6.3 Anomalías tipificadas en el Art. 92 de la LCE

##### a) Actualización de lectura

La facturación del suministro es tipo cerrado (0 kWh) ó a promedio con un valor muy por debajo del real.

Estos casos se presentan cuando el medidor es interno y no se puede efectuar la lectura, cuando esta fuera de ruta ó cuando no se ubica la dirección.

#### Normalización:

##### Actualización de lectura

Se traslada el medidor a un lugar accesible para la lectura, se modifica la ruta de lectura ó se modifica la dirección.

##### b) Error de factor en el sistema

El suministro es de medición indirecta y cuenta con una relación de transformación en Campo y en el sistema de facturación de EDELNOR S.A.A. figura conotra relación de

transformación menor.

### Normalización Error de factor en el sistema

Se modifica el factor de facturación del suministro en el sistema comercial.

#### c) Medidor conectado en contrafase

Fases de corriente invertidas en la bornera del medidor; es decir el cable de entrada (acometida) esta conectado en la salida de la bornera y el cable interno del usuario esta conectado en la entrada de la bornera del medidor.

Conexión realizada por otras áreas de Edelnor S.A.A. cuando se realizan reconexiones y/o falsos contactos en la bornera. Se muestra la irregularidad y su normalización en la figura N° 4.30

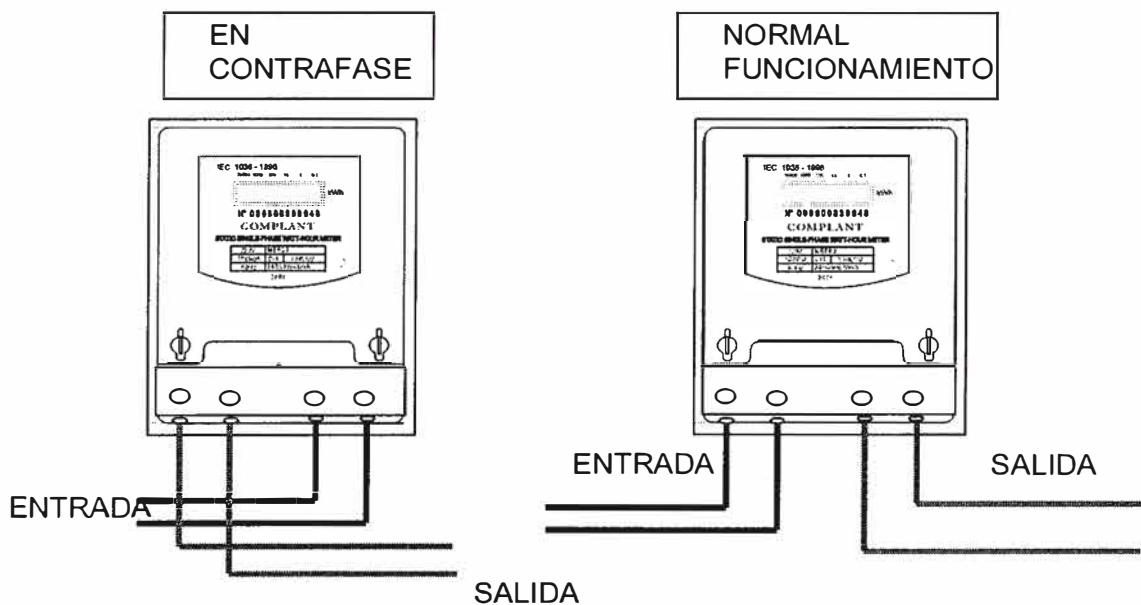


Figura N° 4.30 Medidor conectado en contrafase y normalización

### Normalización:

#### Medidor conectado en contrafase

Se normaliza el conexionado y adicionalmente se coloca una cerradura especial en la caja toma para evitar reincidencias.

#### d) Numerador entrelazado, malogrado, trabado

El medidor se encuentra con los sellos candado de la tapa conformes y sufre desperfectos por defecto de fabricación y/o por el envejecimiento en su uso.

En la Figura N° 4.31 se ve como en la parte del primer dígito de la derecha (las unidades) no se puede determinar con exactitud la lectura del medidor

No se sabe exactamente la lectura del medidor para su posterior facturación de la Energía Consumida.

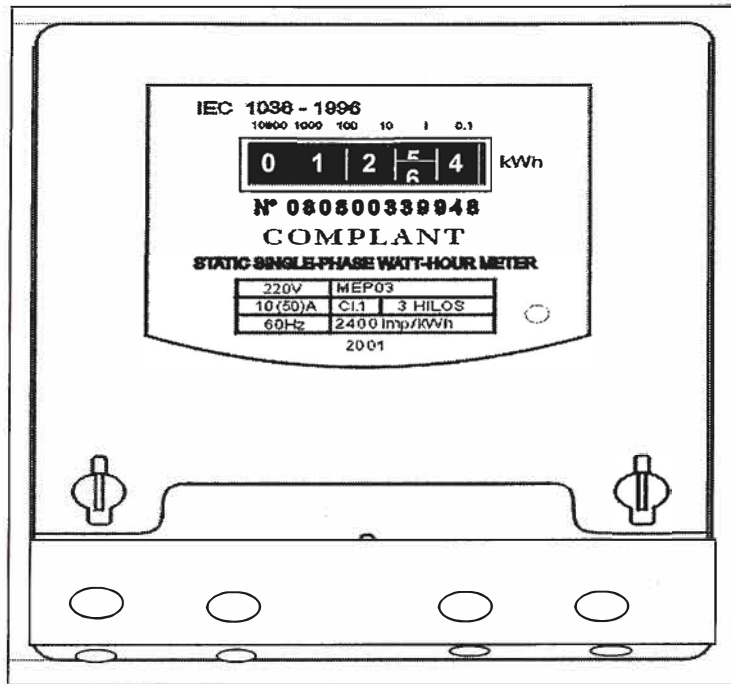


Figura N° 4.31 Medidor con Numerador entrelazado

#### Normalización:

#### Numerador entrelazado, malogrado, trabado

Se procede con el cambio del medidor.

#### e) Reductores de corriente desconectados

El suministro es de medición indirecta (cuenta con transformadores de corriente) y los cables de conexión del secundario se encuentran desconectados, se presentan por falso contacto o manipulación del cliente tal como se muestra en la figura N° 4.32

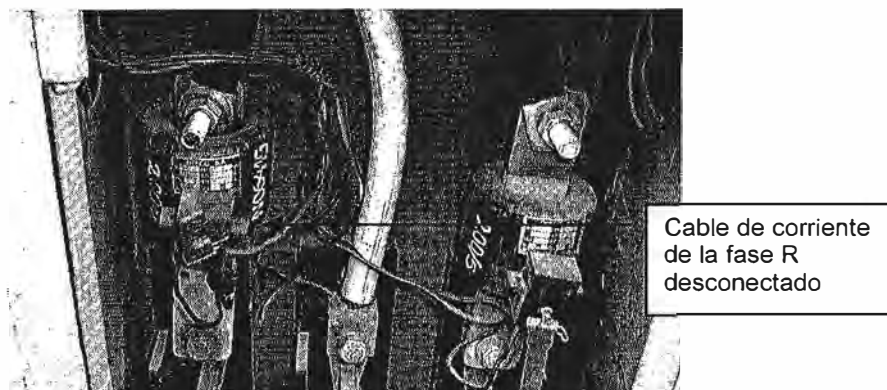


Figura N° 4.32 Reductores de corriente desconectados

#### Normalización

#### Reductores de corriente desconectados

Se normaliza el conexionado y adicionalmente se coloca una cerradura especial en la caja toma y caja de medidor tal como se muestra en la figura N° 4.33.

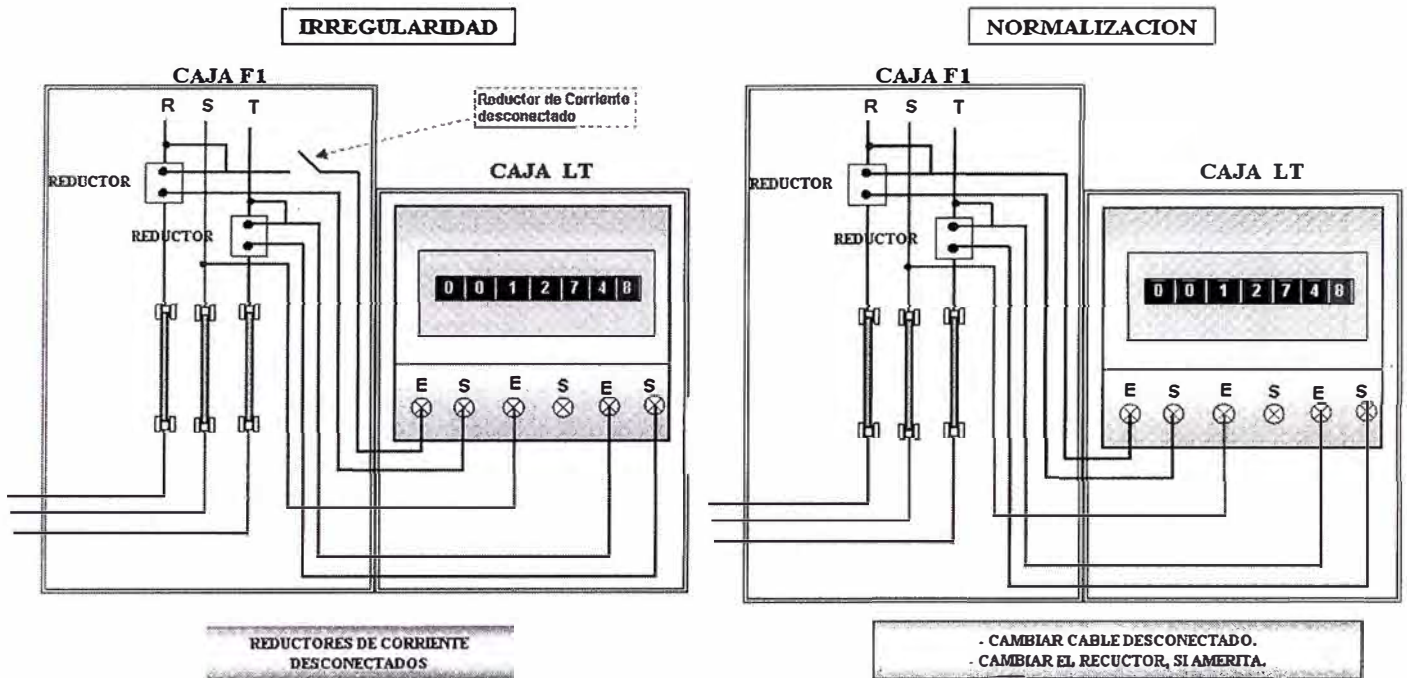


Figura N° 4.33 Reductores de Corriente desconectados y normalización

**f) Reductores de corriente no cumplen relación**

El suministro es de medición indirecta (cuenta con transformadores de corriente) y el/los reductores de corriente no transforman la corriente de acuerdo a la precisión establecido en los datos de placa. En este caso la relación de transformación registrada es inferior a su valor nominal.(figura N° 4.34)

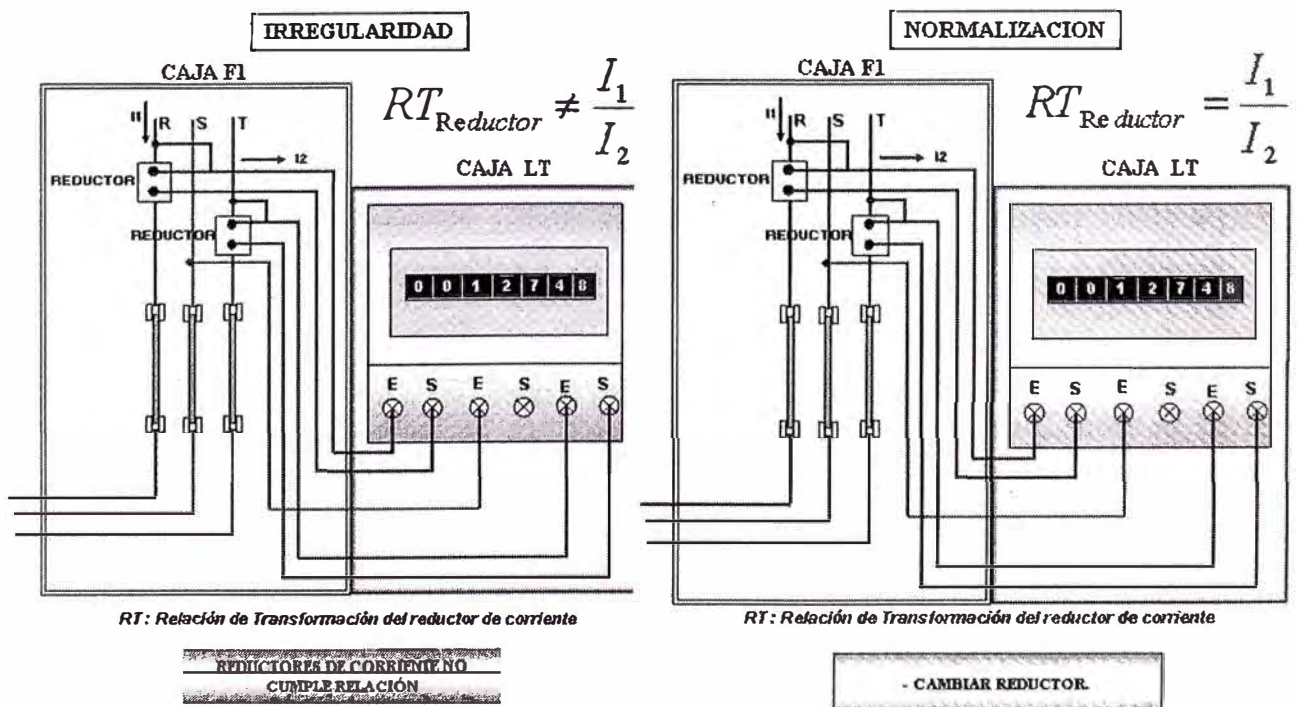


Figura N° 4.34 Reductores de corriente no cumplen relación

**Normalización****Reductores de corriente no cumplen relación**

Se normaliza el conexionado y adicionalmente se coloca una cerradura especial en la caja toma y caja de medidor.

**g) Sellos del medidor conformes, medidor defectuoso**

El medidor sufre desperfectos por defecto de fabricación y/o por el envejecimiento en su uso, lo que provoca que sus valores de precisión estén por debajo de sus datos de placa. (figura N° 4.35)

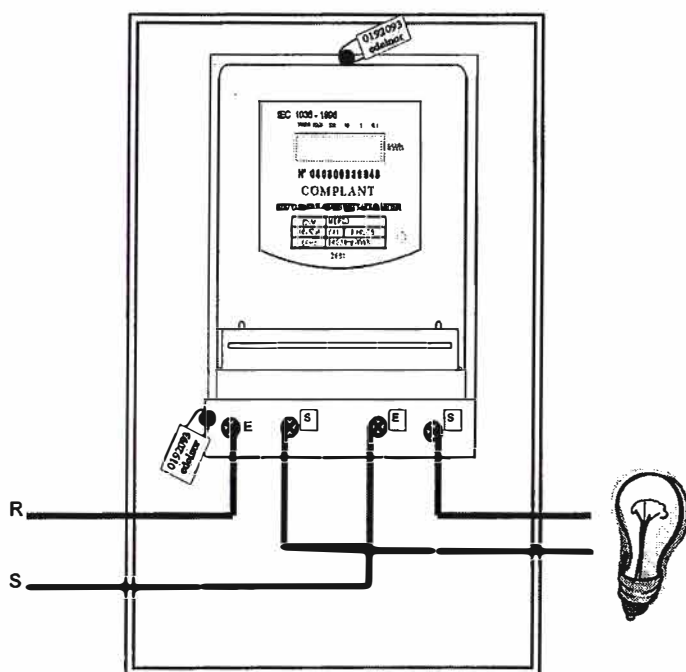
**Sellos conformes, medidor defectuoso**

Figura N° 4.35 Sellos de Medidor conformes Medidor Defectuoso

**Normalización:**

Se procede con el cambio del medidor.

**h) Sellos del medidor violados, medidor defectuoso**

El medidor sufre desperfectos por defecto de fabricación y/o por el envejecimiento en su uso, lo que provoca que sus valores de precisión estén por debajo de sus datos de placa.

El medidor es antiguo por consiguiente no cuenta con sellos en la tapa del medidor.

Esta irregularidad consiste en la vulneración de los precintos de seguridad de la cápsula del medidor y manipulación del sistema de inducción del equipo de medida, lo que genera que el disco del medidor gire con niveles de precisión fuera de los rangos permitidos, por tanto el medidor no registra correctamente la energía consumida.

En la figura N° 4.36 se muestra como se debe inspeccionar a este tipo de irregularidad ya que el concesionario tiene la obligación de sellar el medidor cuando es nuevo y resellar cada vez que se inspecciona el medidor

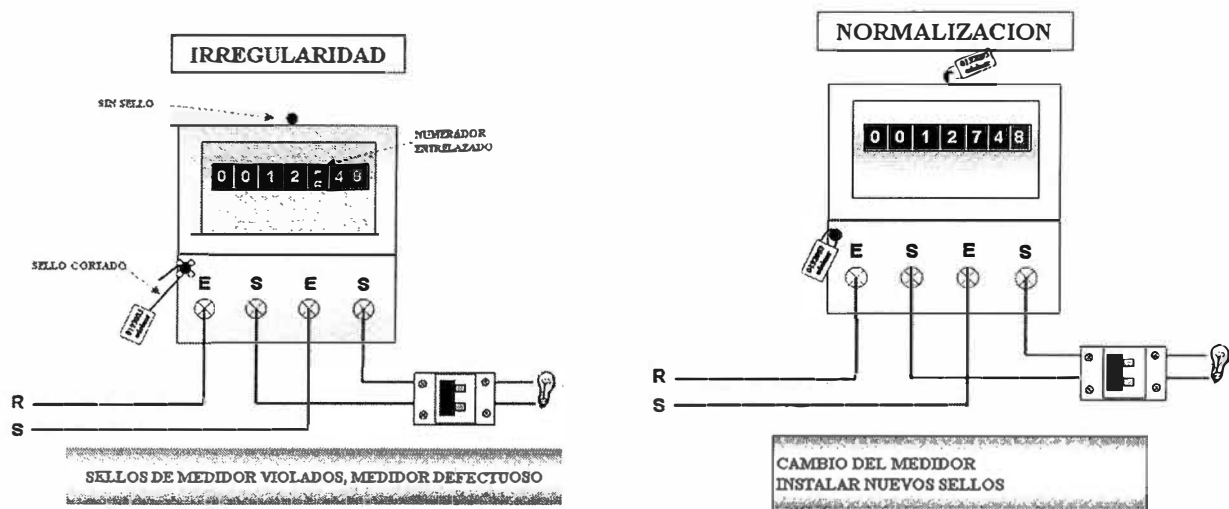


Figura N° 4.36 Sellos violados medidor defectuoso y normalización

#### Normalización:

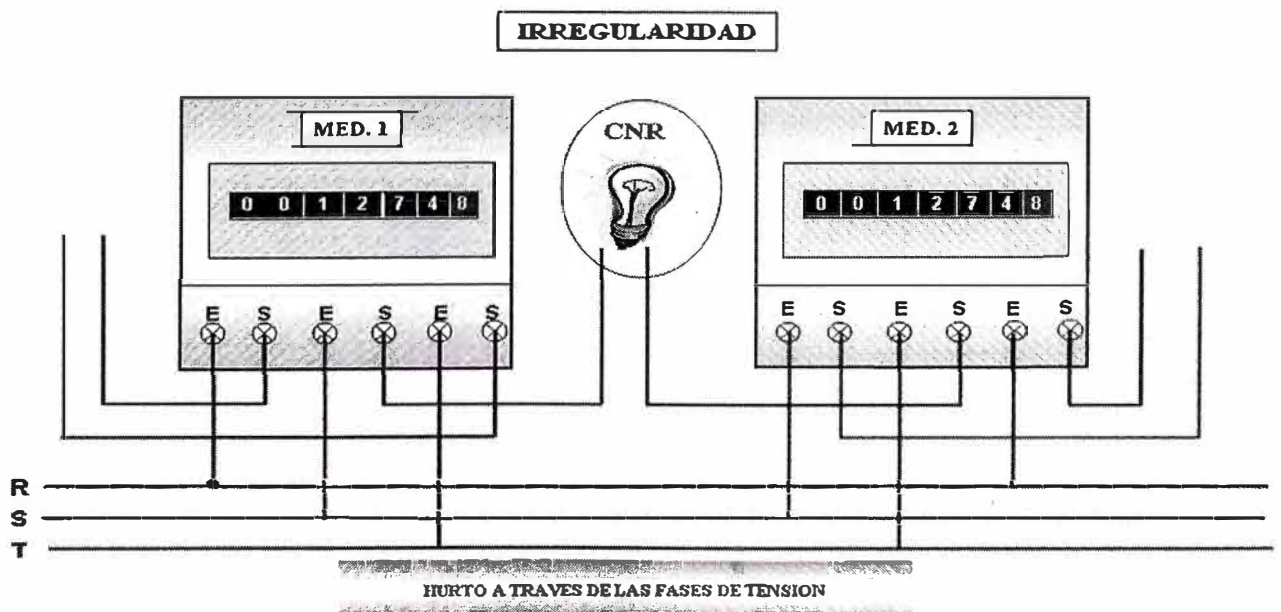
#### Sellos del medidor violados, medidor defectuoso

Se procede con el cambio del medidor.

#### i) Hurto a través de las fases de tensión

Fraude en el registro de los medidores utilizando la fase de tensión de dos o más suministros trifásicos o en combinaciones de fase aprovechando el desfase y la existencia de más de un suministro (combinaciones de monofásico - trifásico ó trifásico - trifásico) en el predio.

Cuando el predio cuenta con más de 02 suministros y en parte interna cruza las conexiones hacia sus equipos, esto ocasiona sub registros de energía. (figura N° 4.37)





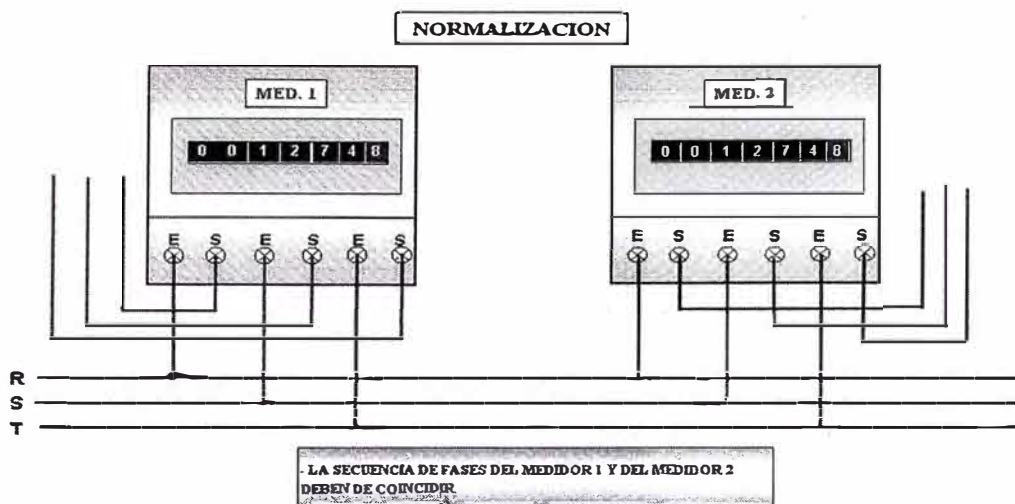


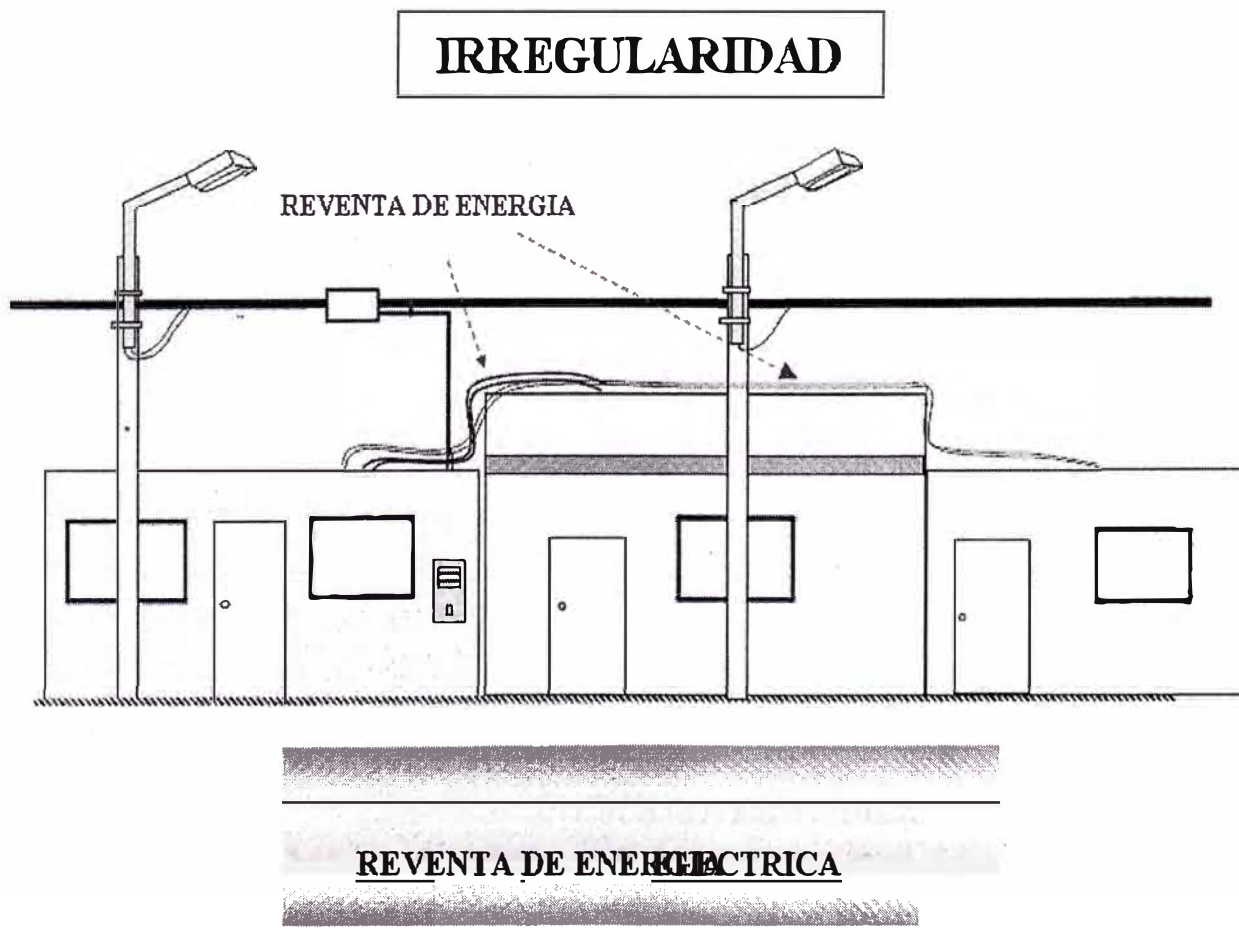
Figura N° 4.37 Hurto a través de la fase de tensión y normalización

#### Normalización:

Se procede con el retiro de uno de los medidores.

j) **Reventa de energía** No es ninguna irregularidad con respecto a alguna notificación, pero el área de morosidad notifica a estos tipos de clientes.

En la figura N° 4.38 se muestra la irregularidad y respectiva normalización



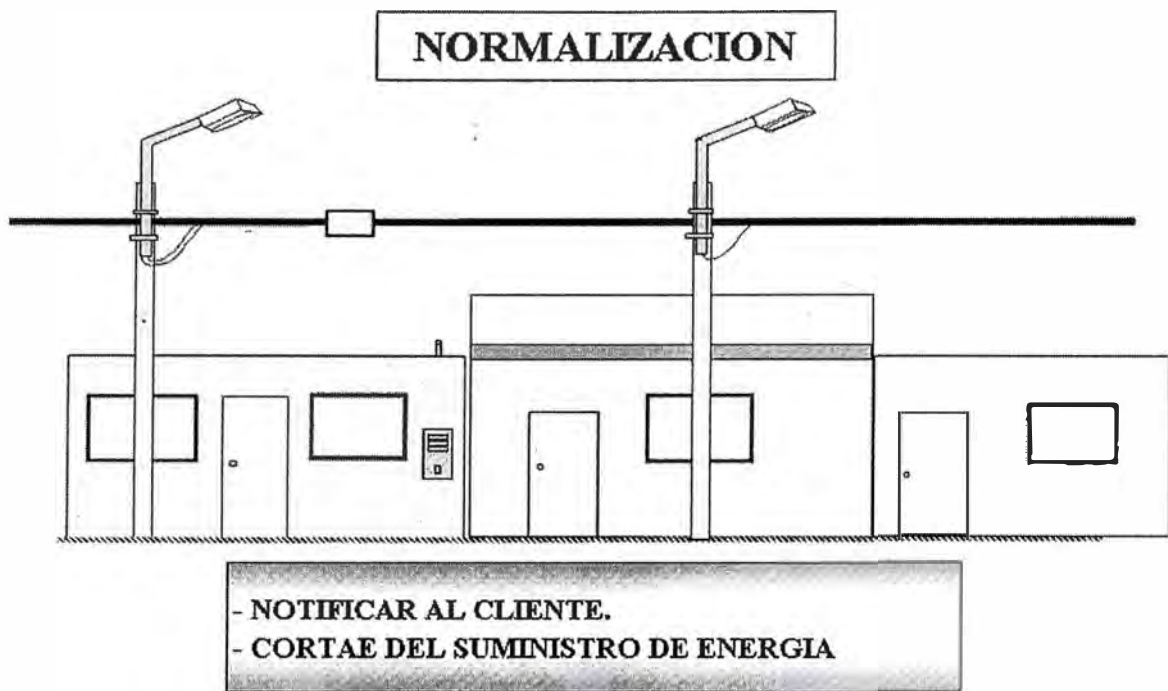


Figura N° 4.38 Réventa de Energía y su respectiva Normalización

#### **4.7 Procedimiento para la detección de vulneraciones del suministro, conexiones clandestinas y anomalías en la medición**

##### **4.7.1 Metodología del trabajo de campo**

- a) El supervisor sale al terreno con los planos de BT y las llaves de la SED seleccionadas.
- b) Los trabajos se inician al costado de la SED seleccionada.
- c) El supervisor informa a las cuadrillas las pérdidas de la SED y la carga objetivo a detectar.
- d) La cuadrilla revisa el funcionamiento de los equipos de medida del totalizador y del alumbrado público.
  - ✓ Si el equipo de medida del totalizador y/o ALP se encuentra conforme pasar a la actividad del inciso f.
  - ✓ Si el equipo de medida del totalizador y/o ALP se encuentra malogrado y como consecuencia los datos de pérdidas no son los suficientemente confiables se deberá pasar a la actividad del inciso e.
- e) La cuadrilla genera la orden para normalizar el equipo de medida del totalizador y/o del ALP y solicita la autorización al Jefe de producto de EDELNOR para pasar a inspeccionar a la siguiente SED de la lista y suspender los trabajos de la SED. Si el Jefe de Producto de EDELNOR lo ve conveniente puede ordenar que se revisen todos los suministros marcados como sospechosos.
- f) Una vez distribuido el trabajo y definido las llaves a trabajar, deberán dirigirse hacia los suministros marcados.

g)El supervisor deberá guiar a la cuadrilla para que no se distraigan realizando pruebas que no pertenezcan a la primera batería de pruebas, en suministros pequeños o en predios que no justifican la pérdida de la SED (viviendas precarias, deshabitadas y terrenos baldíos), las mismas que serán informadas en una base aparte a EDELNOR.

#### **4.7.2 Trabajo básico sobre suministros con inspección generada ( primera batería de pruebas)**

h)Una vez identificado el suministro a inspeccionar se compara visualmente el consumo que aparece en la planilla de inspección con el consumo aparente que el predio pueda tener.

i)Se pasa por todo el frontis del predio el rastreador de conexiones clandestinas (bobina), no demorar mas de 30 seg., salvo exista sospecha de conexión clandestina.

j)Con la autorización del Supervisor, se podrá pasar detector de flujo en horarios nocturnos o de madrugada, para los giros de negocios importantes donde exista sospecha de hurto.

k)Se procede a dar aviso previo al cliente.

l)Se toma carga y cuantificar posible consumo del mes.

➤ Sum. Monofásico:  $C_{prom} = 26 \times \text{Cargaprom}$

➤ Sum. Trifásico:  $C_{prom} = 91 \times \text{Cargaprom}$

El consumo calculado deberá compararse con el consumo aparente del predio y el de la planilla (consumo facturado).

m)Para predios con suministro trifásico se mide la carga homopolar. De registrarse una carga diferente de cero deberá ubicarse entre los aledaños, el suministro donde se está jugando con las fases de tensión, una vez identificado proceder a notificar.

n)Se revisa los precintos de seguridad y se compara con los sellos del planillón, si el medidor cuenta con sticker de papel verificar si están vulnerados.

o)Se revisa en forma integral el conexionado en busca de conexiones directas, bobinas puenteadas y puentes abiertos (visual). En caso de detectarse alguna irregularidad se procede a notificar al usuario.

p)Para los suministros cortados por deuda que se detecten hurtando energía (conexión directa prescindiendo del medidor), sólo se configurará la irregularidad si el CNR estimado es mayor o igual a 30 kWh. Para los casos inferiores a 30 kWh sólo se informará al supervisor de la irregularidad detectada y se retirará la conexión indebida.

$$\text{CNR} = C_{prom} \times (F_{notif} - F_{corte})/30,42 \quad (4.2)$$

Donde:

Cprom = Consumo promedio del cliente.

Fnotif = Fecha de detección de la irregularidad.

Fcorte = Fecha de corte del cliente.

q) Se colocan espejos al costado del medidor para descartar engranajes cambiados o manipulados (limados). En caso de detectarse alguna irregularidad se procede a notificar al usuario.

s) Si es conforme el resultado de las actividades de los incisos h, i, l, m, n, p y/o q se procede con el mantenimiento preventivo, siempre y cuando no se encuentre el sticker de mantenimiento, una vez concluido pasar a la siguiente inspección.

#### **4.7.3 Trabajo sobre suministros con sospecha de hurto que no superaron la primera batería de pruebas- Detección de manipulación de medidor (Segunda batería de pruebas)**

t) Para consumos aparentes menores a 500 kWh (3,0 Amp. trifásico y 10,0 Amp. monofásico), donde las actividades N° h, l y/o n no estuvieran conformes, se procede a efectuar una prueba de contraste visual con el cronómetro.

- I. Para los medidores con error mayor o igual al 20% de subregistro, deberá solicitarse el contraste del equipo de medida y si se confirma el error se procede a notificar al usuario.
- II. No se notificarán los errores menores al 20%, el error calculado se ingresará al módulo de hurtos y se informará al área de mantenimiento para su posterior normalización.

u) Para consumos aparentes mayores a 500 kWh (3,0 Amp. trifásico y 10,0 Amp. monofásico), donde las actividades N° h, l y/o n no estuvieran conformes (discrepancias fuertes), se procede a descartar retroceso de numerador proyectando consumos con la última lectura de planilla (Lec1) y la lectura de terreno (Lec2):

$$\text{Consumo Promedio} = (\text{Lec2} - \text{Lec1}) \times 30 / (\text{Fech2} - \text{Fech1}) \quad (4.3)$$

Donde:

Fech1: Fecha que figura en el planillón

Fech2: Fecha de inspección

A pesar que salga negativo la prueba, si se considera sospechoso de hurto se procede a informar al supervisor para su posterior seguimiento.

u) Si el promedio calculado es superior al consumo facturado de la planilla, se consigna la proyección en la planilla para que el Jefe de Producto de EDELNOR decida si se le hace seguimiento.

v) Para los casos de retroceso de numerador, la lectura se asienta en la comisaría de la jurisdicción.

w) Si es conforme la actividad N° t, se procede a revisar la bornera del medidor (romper el precinto de seguridad y retirar la tapa bornera), para detectar posibles puentes de tensión abiertos o cables de cobre (cangrejos). En caso de detectarse alguna irregularidad se procede a notificar al usuario.

x) Si es conforme la actividad N° w, se procede a efectuar una prueba de contraste y si además la actividad N° p genera sospecha se completa la prueba de contraste con la prueba del numerador. En caso se detecte la irregularidad se procede con la notificación al usuario.

#### **4.7.4 Trabajo sobre suministros con sospecha de hurto que no superaron la primera y segunda batería de pruebas - Detección de conexiones clandestinas (Tercera batería de pruebas)**

y) Para los casos donde las actividades N° m, n, o y/o p estuvieran conformes y existiera sospecha de hurto en las actividades N° h,i (discrepancias fuertes), l y no se haya detectado manipulación de medidor en las actividades s, t, w y x, se procede con las siguientes actividades en el orden indicado:

- 1.- Se revisa detrás de la loza porta fusible o del portaliras.
- 2.- Se sondea la tubería de la acometida aérea o subterránea para descartar posibles intersecciones.
- 3.- Seguimiento visual al cable de acometida aéreo hasta la caja de distribución aérea.
- 4.- Se revisa la caja de distribución aérea, contabilizando los cables de acometida encontrados con los medidores alimentados en campo.
- 5.- De no detectar la irregularidad, se utiliza los equipos: Radiodetection y Raiserbond de modo activo.
- 6.- En caso de detectarse alguna irregularidad en las actividades 1), 2), 3), 4) y 5) se procede a notificar al usuario.

Si existe señal de hurto al pasar el detector de flujo debido a la actividad N° l, proceder a revisar la red matriz (con rotura de vereda), para detectar la conexión clandestina. De confirmarse el hurto de energía proceder a notificar al usuario.

### **4.8 Análisis de los Expedientes de CNR, Evaluación y Valorización**

#### **4.8.1 Elaboración y gestión de expedientes de CNR's**

Cuando el personal técnico de pérdidas detecta una irregularidad ó anomalía en un suministro, estos elaboran un expediente de CNR, con la información registrada en campo, el cual debe contar con la siguiente información:

Debe incluirse la Constancia de Aviso Previo y la Notificación, sin correcciones, sin

errores de nombre, de dirección o de suministro, debe estar firmada por el usuario o por el testigo.

- a) Si la intervención se realizó con la presencia de un efectivo policial, se deberá incluir una copia del parte policial.
- b) Copia certificada de la ocurrencia, en caso esta devenga en un recupero de importancia.
- c) El expediente deberá indicar claramente los antecedentes (N° de Cliente, N° de Notificación, vivienda, nombre del cliente, dirección, fecha, giro, ubicación del medidor, tipo de empalme, N° de medidor, lectura, amperaje del medidor, irregularidad detectada, nombre del inspector, nombre del efectivo policial, etc.)
- d) El técnico debe describir en forma resumida y clara la irregularidad encontrada.
- e) Detallar como se efectuó la intervención (indicar si se efectuó con la presencia de un efectivo policial de la jurisdicción).
- f) Indicar si la conexión ilícita fue fotografiada en presencia del cliente y/o testigos de fe (personal policial o fiscal)
- g) Explicar claramente en caso de arranques aéreos o subterráneos, el lugar exacto de la conexión clandestina y la trayectoria que siguió hasta llegar al predio.
- h) En el caso de detectarse una conexión clandestina a la red matriz o acometida, se deberá tomar el registro de la carga instantánea que pasa por el cable clandestino. El registro se realiza a través de una pinza amperimétrica. Adicional al registro de cargas se tomarán varias vistas fotográficas (por fase).
- i) El expediente debe incluir las tomas fotográficas efectuadas, las mismas que deben mostrar la irregularidad junto a una pizarra acrílica donde se detalla la falta, la fecha y la carga detectada y el número de suministro.

Toda la información del expediente deberá ser ingresado al Módulo de Inspecciones como se muestra en las figuras N° 2.39 a , N° 2.9 b, N° 2.39c.

Consulta de Inspecciones

Histórico de Inspecciones

Número Inspección	Estado Inspección	Tarifa	Fecha Creación	Fecha Inspección	Fecha término	Notificación	Irregular
2005-3432589	VALORIZACION CNR	BT5B	27/12/05	26/12/05	01/01/06	98121	CONEXION
2004-2426498	ACTUALIZADO	BT5B	17/02/04	13/02/04	22/02/04	0	
2002-1814207	ACTUALIZADO	BT5B	19/10/02	18/10/02	24/10/02		
2002-1713616	ACTUALIZADO	BT5B	22/08/02	21/08/02	27/08/02		
1999-97926	ACTUALIZADO		31/07/99	02/08/99	03/08/99	0	

Ver Refacturaciones >> Para Ver Refacturaciones primero hacer click sobre el registro

Cerrar

Figura N° 2.39 a Modulo de Inspecciones

**CONSULTA CLIENTE**

**Datos del cliente**  
 Nro. de Cliente: 537937 - 7 DELGADO RIVAS JOSE  
 Dirección: CALLE S/N MZ R-1 L11 BELLAVISTA-C PESCADOR  
 Ruta de Lectura: 86 244 1690 -3 Tipo Cliente: NORMAL Teléfono: 452-1044 / BELLAVISTA

**Datos técnicos**  
 Tarifa: BT5B  
 Clave: 0021  
 Pot. contratada: 2.20  
 Tipo Red: SUBTERRANEA  
 SET Alimentador: SED  
 K 02 06271C  
 Acometida: CAJA TOMA 7 A 12  
 Tipo Med: SIMPLE  
 Pot. Cone. HASTA 34KV  
 Tension: 220 V - BT

**Datos generales**  
 Antigüedad: D 0.00 Promedio Consumo: 82.00  
 Estado cliente: ACTIVO CFR: NO  
 Convenio: SI Reparto postal: NO  
 Cargo cla:  
 Fecha retiro: CNR: SI  
 Cpd. Negocio: Viviendas de dos pisos A1  
 Med. Interno  Med. Enrejado  Tapa Soldada  
 Tapa Planura  ALP Especial  
 Sucursal: CENTRO

**Deuda**  
 Saldo S/. Redondeo 2021.58  
 Interes compensatorio: 0.00  
 Recargos por moras: 0.00  
 Deuda convenida: 2021.58  
 Deuda total: 2021.58  
 Total a pagar: 0.00

**Inspecciones**  
 Hist. Contraste

Cheque Devuelto  Acción Legal  Castigado  
 Contrato Excepcional  Cobranza Externa  Cliente VIP  
 Reincorporado  Deuda Corregida  Cobranza Judicial

Medidor	Marca	Fase	Cap.	Factor	Fec. Insta	Corr.
1145268	CMP	M	5	1.00	26/03/2004	1

Facturación	Importe	Emisión	Vencimiento	Reparto
Normal	95.00	20/12/2005	04/01/2006	21/12/2005
Normal	91.00	19/11/2005	05/12/2005	21/11/2005

Lectura	Fecha	Lec. Fac.	Lec. Terr.	Kwh
10	20/12/2005	4574.00	4574.00	214.00
10	19/11/2005	4360.00	4360.00	199.00

Pag	Monto	Fec. Pag.	Fec. Ing.	Hora	Oficina
R	95.00	02/01/2006	02/01/2006	14:00	Centro de

**Corte**  
 Tipo: CORTE CABLE (AL)  
 Fecha: 26/12/2005 Hora: 12:00:00  
 Motivo: ART. 90 INCISO B  
 Trámite: CORTE ALIMENTACION  
 Valor: 3.12

**Reconexión**  
 Reconexión anulada  
 Oficina: UND CONTROL MOROSIDAD CENTRO  
 FecGen: 26/12/2005 Hora: 16:05  
 Motivo: FIMU ACIA DE CONCILIACION  
 Trámite: REPUESTO  
 FecIng: 26/12/2005 Hora: 17:25:00  
 Valor: 4.36  
 CON SUMINISTRADO

F.MANT.PREVENTIVO:  
 INSPECC. 2005-3432589: VALORIZACION CNR

Figura N° 2.39 b Modulo de Inspecciones

**Mantenimiento de Inspecciones**

Cliente  
 Número: 537937 Nombre: DELGADO RIVAS JOSE Giro: A1 ?  
 Dirección: CALLE S/N MZ R-1 L11 BELLAVISTA-C PESCADOR Ruta Lectura: 86 244 1690 Tarifa: BT5 B

Medidor Sistema  
 Número: 1145268 Marca: CMP Factor: 1.00 Fase: MONOFASICO  
 Datos Técnicos  
 SET Alimentador: SED Clave: 0021 ?  
 K 02 06271C

Inspección  
 Número: 3005 3432589 ? Plazo: DENTRO DEL PLAZO POR 6 DÍA(S)  
 Sucursal: 9100 CENTRO Estado: VALORIZACION CNR ? Fec. Normalización: 26/12/2005  
 Creación: 27/12/2005 Digitación: 27/12/2005 Actualización: EGARCIA 27/12/2005

Datos Inspección  Generado  
 Técnico: 3013 BENAVENTE PANTA, ALEXIS ? Giro: A1 ?  
 Contratista: 7009 AVANET Cuedrilla: V118 Coord. Cued.: 15 SALCEDO BARRIENTOS, MOISES  
 Jefe Prod.: 10 CARLOS MATA URIBE Producto: FOCALIZACION

Inspección Terreno:  Normal  Con Irregularidad  
 Fecha y Hora: 26/12/2005 11:30  
 Indica Normalización  
 Indica Contraste  
 Empresa: 1145268 CMP 4.618 238803  
 Fábrica: 238803  
 Observación: Contraste: 0.0 0.0 0.0  
 SE ASCENDI DENUNCIA EN COMISARIA DE BELLAVISTA

Carga  
 R 11.2 S 11.2 T 0.0

Datos Detección  
 Notificación: 98121 Indica Hurto   
 Irregularidad: CONEXION CLANDESTINA AL CABLE DE ACOMETIDA SUBTEF  
 Observación: CNX. CLANDESTINA AL CABLE ACOMETIDA SUBTERRANEA 2

Testigo  
 Nombre: DELGADO RIVAS JOSE - PROPIET  
 Documento: D.N.I. 25609301  
 Observación General: AV 1331550 SE REALIZO CORTE DE ACUERDO ART 90 S/B 5025291

Figura N° 2.39 c Modulo de Inspecciones

Documentos necesarios para que se debe tener para realizar el análisis respectivo de su valorización de Recuperos de Energía del CNR de cada cliente notificado

**Aviso Previo :** Documento que se le da al cliente antes de realizar cualquier intervención al equipo de medida En la figura N° 2.40 se muestra la constancia de Aviso Previo.

**Notificación :** Documento que se entrega al cliente para informarle sobre la irregularidad encontrada en el equipo de medida o en el conexionado de la alimentación del suministro (sistema de medición). Este documento se muestra en la Figura N° 2.41

**Invitación :** También se le entrega al cliente un documento en el cual se le invita a las instalaciones de EDELNOR para darle una solución administrativa a la irregularidad encontrada.

Este tipo de documento se muestra en la figura N° 2.42

Nº 1331500 CLIENTE Nº 537937

**edelnor**  
CONSTANCIA DE AVISO PREVIO

El receptor de la prestación de energía eléctrica EDELNOR S.A. A su vez, el cliente, al recibir el servicio, declara que ha leído y comprende la finalidad de este aviso, así como el contenido de los artículos 171 y 172 del Reglamento de Medición y Cuentas de Energía que a la letra dice:

ART 171. En caso de irregularidad deberá ser orientado por el consumidor en el momento de la intervención de mantenimiento que se efectúe en las instalaciones en el sistema de medida, antes de comenzar la intervención, en caso contrario del asunto, inmediatamente constancia escrita.

RECORDED BY: *Delgado Ruan Jose*  
Cepidm

Nº REG. 25009301 FECHA 26/10/19 HORA 9:59:00

*[Firma]*  
FIRMA DEL CLIENTE

Figura N° 2.40 Constancia de Aviso Previo



edelnor

NOTIFICACION N° 095121

N° Cliente: 555107
Titular de la instalación: [Handwritten]
Dirección: [Handwritten]
Fecha: 26-12-05 Hora: 11:30 am

En inspección eléctrica en el equipo de medida, se detectó la conexión en las siguientes condiciones:
[Handwritten: Se detectó la conexión al cable de aluminio...]

Observando que consumos de energía realizados no hayan sido debidamente registrados y facturados.

Datos del Equipo de medida encontrado:
Tabla with columns: Estado, Marca, Sello con sello, Sello cancelado 2, Sello cancelado 1, Amp. Terminado.

Presencia alambres en cables: [SI/NO]
Luna de Medidor Rota: [SI/NO]
Mica Rota: [SI/NO]
Caja sin tapa: [SI/NO]
Tapa de Caja sin sellado: [SI/NO]

Registro de Cargas (amparos):
Tabla with columns: R, S, T for Carga registrada al ingreso del medidor, Carga registrada a la salida del medidor, Carga registrada en la conexión dieléctrica.

Verificación de constante y revisión del equipo de medida:
Tabla with columns: Verificación de constante, Revisión, 1er Ensayo, 2do. Ensayo.

Observación: [Handwritten notes]

Sellos nuevos instalados: [Handwritten]

Trabajos de normalización realizados y programados (\*):
Tabla with columns: N°, Partida, Realizada, Programada, N°, Partida, Realizado, Programado.

\* Los trabajos de normalización en programación se realizan a raíz de evaluación y reportes de campo. Los trabajos de normalización se ejecutan de inmediato.

Observación: [Handwritten]

La situación de esta irregularidad ha sido presenciada por el Sr(a) [Handwritten] en su condición de [Handwritten] quien firma la presente notificación.

mandando en lo expuesto anteriormente, EDELNOR S.A.A. analizará la facturación del cliente y de correspondencia, efectuará el recupero de energía registrada en esta obra según el artículo 92 de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25344) y el ART. 14 del Reglamento de la Ley (D.S. 09-2003-EF); según corresponda.

IMPORTANTE: Cualquier otra información adicional sobre el expediente deberá ser con respecto de la presente notificación podrá requerir en los centros de servicios Callao, Tarma, San Juan, Ica, Arequipa, Cuzco y Moquegua. Asimismo, podrá visitar los centros de servicios de Huacho, Huaral y Barranca aquellos usuarios que habita en dichas localidades.

Firma del Cliente: [Handwritten Signature]
Ingeniero EDELNOR S.A.A.: [Handwritten Signature]

Figura N° 2.41 Notificación de un cliente con irregularidad



Nº 101298

## INVITACION

Al haberse comprobado por personal técnico de EDELNOR S.A.A., con apoyo de un representante de la Policía Nacional del Perú, que el día 26 de enero del 2005, a horas 11:20, se estaba hurtando energía eléctrica desde las instalaciones eléctricas de EDELNOR S.A.A., hacia su propiedad, sito en Av. 24 de Julio - La Victoria - Lima, es que nos vemos en la necesidad de cursarle la presente.

Esta acción dolosa se encuentra sancionada como delito contra el Patrimonio, Modalidad de Hurto de Energía Eléctrica, en nuestro ordenamiento penal, artículos 185° y 186° del Código Penal. Comunicamos que conforme a lo que señala el artículo 407° del Código Penal este hecho debe ser comunicado al Ministerio Público, a efectos que se formalice denuncia penal en su contra.

Facultados en lo que establece el artículo 90 Inc b) de la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844 estamos autorizados a cortar el suministro de luz, N° 537232 con medidor N° LMS 268, facultad que estaríamos efectuando en la zona.

Con el propósito de darle una solución en el orden administrativo a este tema, y evitar que avance la denuncia penal por el Delito contra el Patrimonio Hurto Agravado, es que EDELNOR S.A.A. lo invita a sus oficinas, ubicadas en el Pasaje García Villón 660, Cercado de Lima, el día 26 de 05 a horas 11:00 con el Sr. Salvador Mejía, quien lo atenderá gustosamente y buscará encontrar una solución compartida.

Es necesario que concurra portando el original y copia de su D.N.I., título de propiedad y en caso quiera usted estar representado por un apoderado deberá presentar un poder debidamente legalizado.

FIRMA DEL USUARIO :   
 NOMBRE DEL CLIENTE : Dr. Pedro Luis S. Pico  
 FECHA : 26-12-05  
 Inspector EDELNOR S.A.A. : Salvador Mejía - U.I.I.E.

Figura N° 2.42 Invitación al cliente cuando se le encuentra una irregularidad

Sobre la base de los documentos anteriores, se arma un expediente para el control y valorización respectivo como se muestra en la figura N° 2.43

2011-11-25

Sd. 6271C Excedido 11/01/2011

edelnor

Informe de Investigación N° 95101

N° Cliente 539937 N° suministro aledaño Fecha notificación 20-11-05

Nombre y Apellido Defacto Riva Jairo

Dirección / distrito Calle 5to 1/2 R.1 64 11 Bellavista

Irregularidad detectada (marcar con X)

- 01. Adecuación de factura
- 02. Sesión de pago no cobrada
- 03. Cobranza clandestina al cargo de comunidad
- 04. Cobranza clandestina al cargo de miembro
- 05. Conexión directa a la carga de distribución aérea
- 06. Conexión directa a la red de Alamb. Público
- 07. Conexión directa presentando el cable de fibra
- 08. Conexión directa incorrecta
- 09. Errores en de medida Líneas / cambios
- 10. Error de lectura en el sistema
- 11. Medidor conectado en configuración
- 12. Numero de medidor no autorizado, mallegado / ilegítimo
- 13. Puertos de servicio alterado
- 14. Reductores de corriente no cumplen tabla
- 15. Reductores de corriente no cumplen tabla
- 16. Reversión de energía eléctrica
- 17. Conexión directa al cable de fibra
- 18. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 19. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 20. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 21. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 22. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 23. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 24. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 25. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 26. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 27. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 28. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 29. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 30. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 31. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 32. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 33. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 34. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 35. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 36. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 37. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 38. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 39. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 40. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 41. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 42. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 43. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 44. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 45. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 46. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 47. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 48. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 49. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 50. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 51. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 52. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 53. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 54. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 55. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 56. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 57. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 58. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 59. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 60. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 61. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 62. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 63. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 64. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 65. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 66. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 67. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 68. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 69. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 70. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 71. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 72. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 73. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 74. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 75. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 76. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 77. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 78. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 79. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 80. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 81. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 82. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 83. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 84. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 85. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 86. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 87. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 88. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 89. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 90. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 91. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 92. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 93. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 94. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 95. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 96. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 97. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 98. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 99. Conexión directa al cable de fibra mal instalado
- 100. Conexión directa al cable de fibra mal instalado

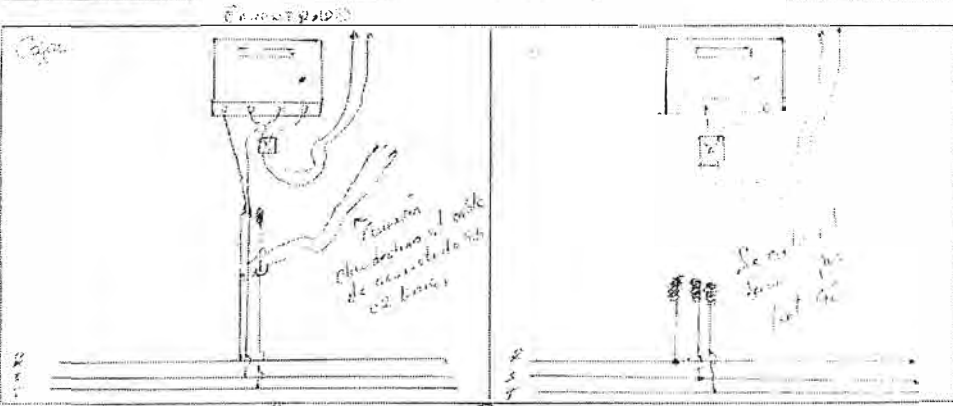
¿Se cortó el servicio en Aplicación del Art. 90 inciso b? Si  No

Expediente:

Aviso previo	Cantidad 01	N° documento 1221550	Acta policial asentada	Si	No
Notificación	01	48121	Copia Certificada	Si	No
Invitación			Libro de Ocurrencia OCC N°		
Fotos	06		Libro de Denuncia N°		
			Comisaría	50101010	

Informe técnico (obligatorio)

Se investigó el servicio y se encontró: Conexión clandestina al cable de distribución aérea de fibra, se detectó un medidor de fibra en el sistema, se realizó la conexión correcta y se realizó la conexión al cable de fibra en la comisaría de la zona Bellavista.



Firma/Nombre Técnico  
A. J. J. J.

Firma/Nombre Supervisor  
J. J. J. J.

Firma/Nombre  
J. J. J. J.

Figura N° 2.43 Expediente de un Cliente con Irregularidad

Foto 1: \_\_\_\_\_

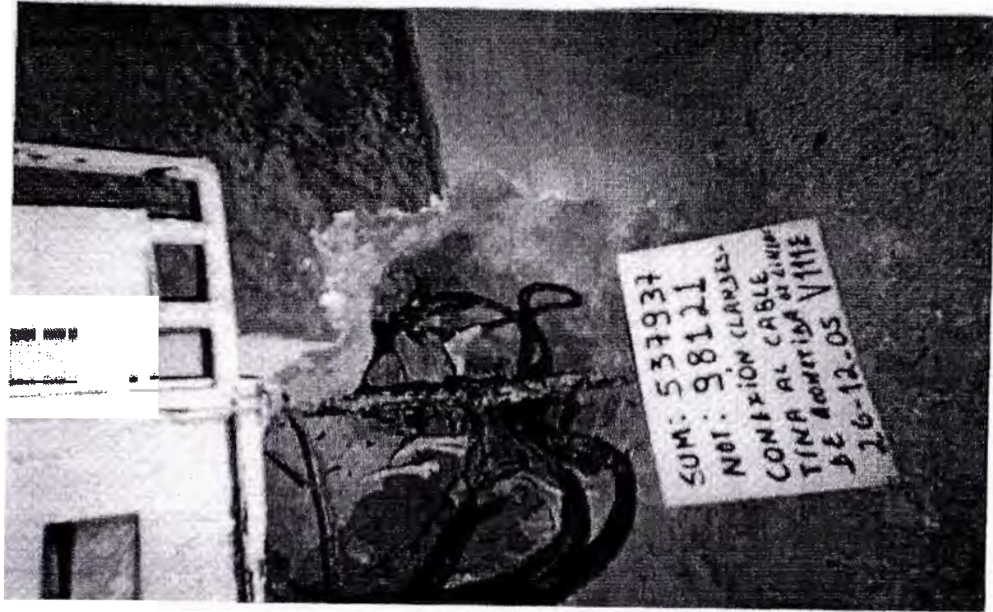


Foto 2: \_\_\_\_\_

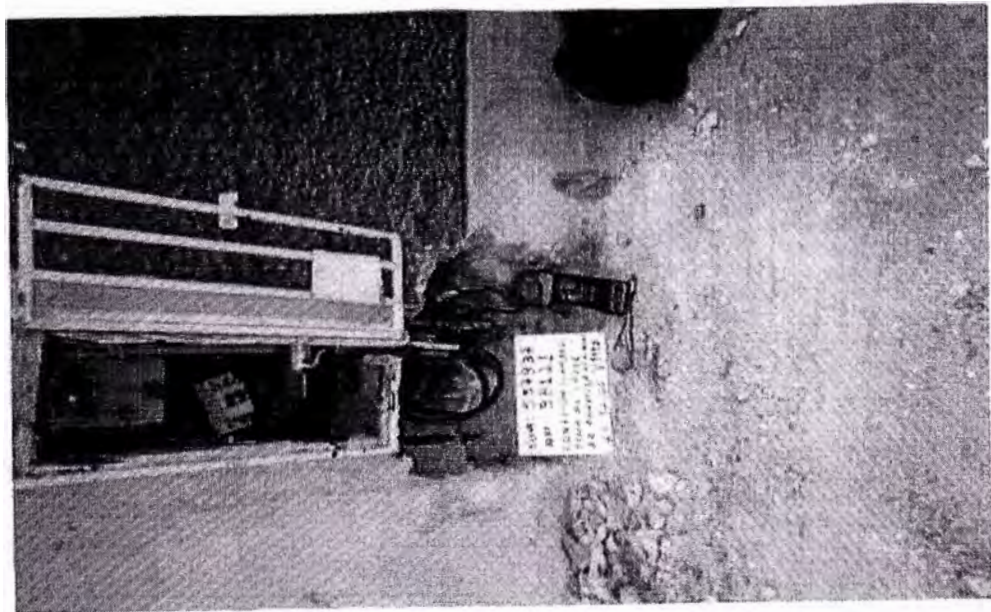


Figura N° 2.43 Expediente de un Cliente con Irregularidad

A continuación se indica el diagrama con el flujo de los expedientes de CNRs en la figura N° 2.44

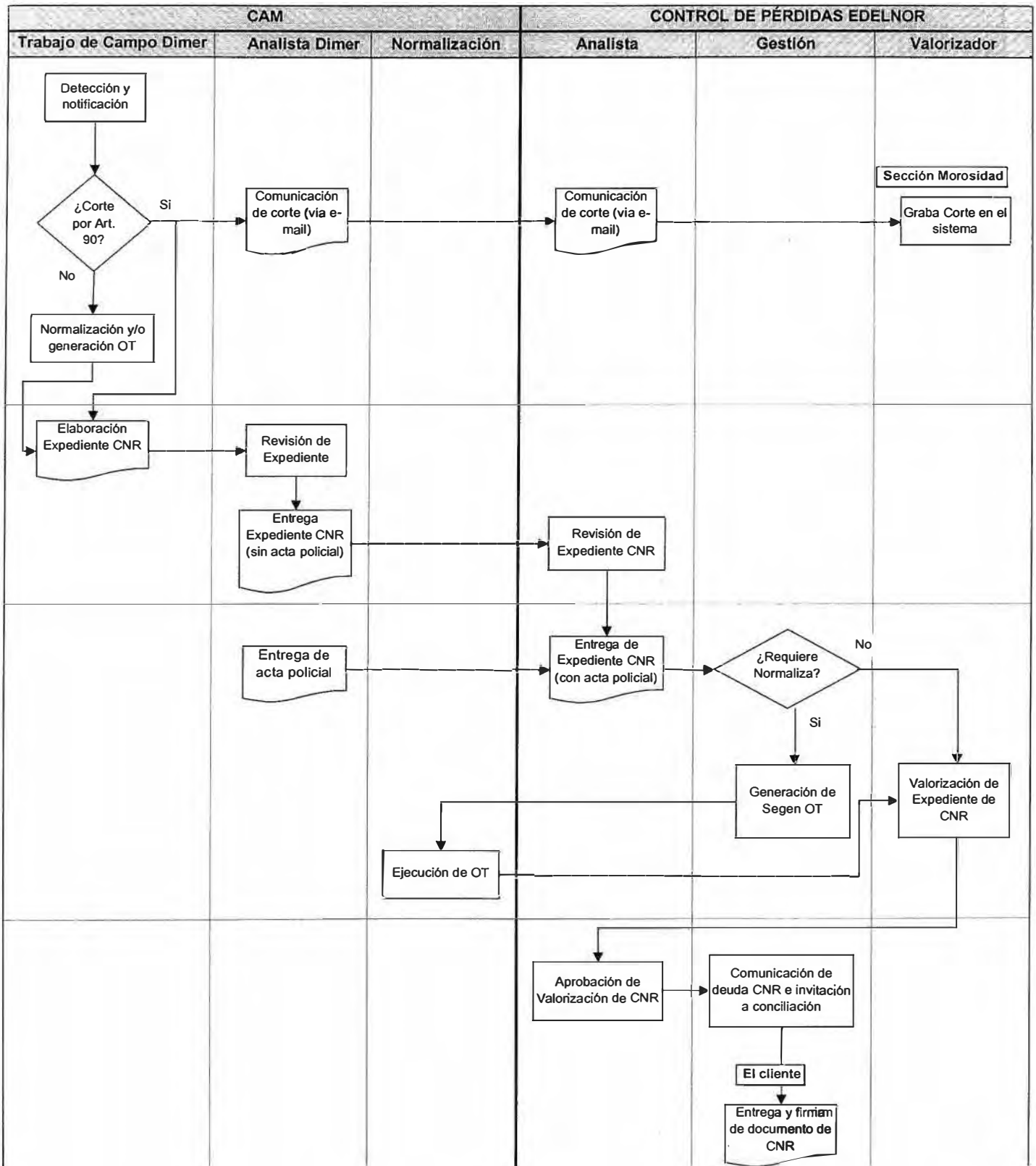


Figura N° 2.44 Flujo de los Expedientes CNR's

#### 4.8.2 Valorizaciones, Metodologías de cálculo de CNR's (Art. 177° y Art. 92° LCE) antes de la norma de Reintegros y Recuperos promulgada en el mes de Diciembre del 2006

Para el caso de suministros con tarifa BT5 (potencia contratada menor a 19.9 kW), existe 04 formas principales de evaluación del Consumo No Registrado (CNR), que se detallan a continuación.

- Cálculo por aumento de facturación post normalización (80% de casos)
- Cálculo por consumos anteriores (5% de casos)
- Cálculo por consumos anteriores y posteriores (5% de casos)
- Cálculo por carga – aplicación de Art. 177° actual (10% de casos)

#### Glosario

$F_N$  : Fecha de normalización

$F_{PN}$  : Fecha de inspección Post Normalización (lectura)

$E_N$  : Estado del medidor en  $F_N$

$E_{PN}$  : Estado del medidor en  $F_{PN}$

$P_N$  : Promedio Mensual de Consumo Post Normalización (kWh/mes)

$P_B$  : Promedio Mensual de Consumo Base para Cálculo de Recupero (kWh/mes)

$P_6$  : Promedio Mensual de Consumo de los 6 meses anteriores a la irregularidad

$C_i$  :  $i=1,6$  Consumos de los 6 meses precedentes a la irregularidad

$C_R$  : Carga detectada en fase R

$C_S$  : Carga detectada en fase S

$C_T$  : Carga detectada en fase T

$C_{RST}$  : Promedio de cargas fases R-S-T

$F_C$  : Factor de Carga

$H_M$  : Horas mensuales de utilización de energía

$R_E$  : Recupero de Energía (kWh)

$P_E$  : Período de Recupero de Energía (kWh)

$E_C$  : Energía Calculada para el Período de Recupero (kWh)

$E_F$  : Energía Facturada en el Período de Recupero (kWh)

### a) Cálculo por aumento de facturación post normalización (80% de casos)

- Este sistema es utilizado para todos los tipos de anomalías detectadas en clientes de Edelnor (usuarios con contrato).
- No es utilizado para casos de no clientes (usuarios sin contrato de suministro)

$$P_N = \frac{(E_{PN} - E_N)}{(F_{PN} - F_N)} \times 30,42$$

Donde:

$(F_{PN} - F_N) \geq 35$  días (Mínimo 2 facturas Post-Normalización)

$$P_B = P_N$$

$$P_E = 12 \text{ meses}$$

$$E_C = P_E \times P_B$$

Luego :  $R_E = E_C - E_F$  (4.4)

### b) Cálculo por consumos anteriores (5% de casos)

- Este sistema es utilizado para anomalías detectadas en suministros que luego de la normalización no registran aumento de facturación debido a que están bajo situación de corte.
- Asimismo se usa cuando se tiene un consumo siempre homogéneo y se presenta un quiebre evidente, en este caso se presume que el aumento de facturación posterior será de la misma magnitud de los consumos históricos, hecho que se corrobora de alguna manera al hacer un cálculo aproximado del consumo mensual con la carga registrada en el momento de la detección.
- Esta forma de cálculo no se usa para conexiones clandestinas a la matriz, a la acometida o al alumbrado público, ni para casos de no clientes (usuarios sin contrato de suministro)

$$P_B = \frac{\sum C_i}{i = 1, 6}$$

6

$$P_E \leq 12 \text{ meses}$$

$$E_C = P_E \times P_B$$

$$\text{Luego: } \boxed{R_E = E_C - E_F} \quad (4.5)$$

### c) Cálculo por consumos anteriores y posteriores (5% de casos)

- Actualmente este sistema se utiliza cuando una vez normalizado el suministro se evidencia una intencional contracción del consumo de parte del usuario que hace que el aumento de facturación, a pesar que se produce, no sea el íntegro esperado.
- En más del 50% de todos los casos de recupero detectados no es factible aplicar esta fórmula debido a que la irregularidad se remonta a muchos meses antes de la detección superando los dos o tres años y algunos casos de suministros relativamente nuevos se evidencia que la falta se produce poco después de la instalación.
- Esta fórmula de cálculo es la que aparece como principal en la propuesta de modificadora del Art. 177°. Además en la Tabla N° 4.1 se muestra los valores de  $F_c$

$$P_6 = \frac{\sum C_i}{6} \quad i = 1, 6$$

$$P_B = \frac{(P_6 + P_N)}{2}$$

$$P_E \leq 12 \text{ meses}$$

$$E_C = P_E \times P_B$$

$$\text{Luego: } \boxed{R_E = E_C - E_F} \quad (4.6)$$

Tabla N° 4.2 Factores de Carga



Tipo	F <sub>c</sub>
Residencial A	0,66
Residencial B	0,54
Industrial	0,59
Comercial y otros	0,49

**d) Cálculo por carga – aplicación de Art. 177° actual (10% de casos)**

Este sistema es utilizado para anomalías detectadas en clientes (usuarios con contrato de suministro) y no clientes (usuarios sin contrato de suministro) cuando las anomalías son del tipo siguiente:

- Conexión Directa al Alumbrado Público
- Conexión Directa a la Caja de Distribución Aérea
- Conexión Clandestina al Cable de Acometida
- Conexión Clandestina al Cable Matriz
- Servicio Eléctrico sin número de suministro
- Suministro Retirado con servicio eléctrico (autorepuesto)

En estos casos la intencionalidad del hurto de energía es evidente razón por la cual la empresa siempre ha mantenido la postura de valorizarla como recupero de Art. 177° pues adicionalmente al perjuicio económico de la falta de facturación del consumo no registrado que debe ser resarcido por el usuario no sólo con la energía que se recupere sino con el pago de los intereses y moras respectivos, en la mayoría de los casos también se nos ha perjudicado al dañar las redes de la empresa.

De acuerdo a la gravedad de cada caso la Sección DIMER interpone demandas penales a los infractores.

$$C_{RST} = \frac{C_R + C_S + C_T}{3} \quad \text{para sistema trifásico}$$

$$C_{RS} = \frac{C_R + C_S}{2} \quad \text{para sistema monofásico}$$

$$P_B = C_{RST} \times 0,22 \times \sqrt{3} \times F_C \quad \text{para sistema trifásico}$$

$$P_B = C_{RS} \times 0,22 \times F_C \quad \text{para sistema monofásico}$$

Tabla de Factores de Carga y Horas mensuales de utilización

$$P_E \leq 12 \text{ meses}$$

$$E_C = P_E \times P_B \times 720$$

$$\text{Luego : } \boxed{R_E = E_C - E_F} \quad (4.7)$$

#### 4.8.3 Comunicaciones de CNR's

Una vez ingresado y aprobado el recupero de energía a los suministros con CNR, se deberá remitir una carta informativa al cliente en la que se indica que se le ha facturado en su suministro el importe por recupero de energía (en cumplimiento de la NTCSE).

La carta informativa deberá contener la siguiente información:

- Modalidad de cobro del CNR por Art. 92 LCE (10 cuotas sin moras ni intereses) ó Art. 77 RLCE (una cuota incluido intereses y moras)
- Fecha de inspección (notificación)
- Monto de recupero de energía en kWh y soles.
- El periodo del recupero de energía
- Costo en soles por kWh
- Tarifa del cliente
- Consumo estimado mensual post normalización
- Consumo estimado en el periodo del recupero de energía
- Consumo real facturado en el periodo del recupero de energía
- Consumo no registrado
- Intereses y moras si los hubiera

En los casos de corte del servicio eléctrico a clientes en aplicación del Art. 90° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se enviará al cliente una comunicación por escrito invitándole a conciliar.

#### 4.9 Cobranza, Negociación y Reclamos

La cobranza de los CNR's se realizará en estricta aplicación del artículo 92° de la Ley de Concesiones Eléctricas o el artículo 177° de su Reglamento, en función de la identificación o correspondencia de la irregularidad detectada.

Asimismo, la cobranza del monto de CNR puede variar según las condiciones que se establezcan en la negociación o conciliación pactada en función de la política de financiamiento de Edelnor (PC04.1) que se encuentre vigente.

##### 4.9.1 Cobranza de CNR's

La cobranza de los CNR's se realizará a partir de la carta informativa de CNR la cual fuera realizada en estricta aplicación del artículo 92° de la Ley de Concesiones

Eléctricas (10 cuotas) o el artículo 177° de su Reglamento (01 cuota más intereses y moras), en función de la identificación o correspondencia de la irregularidad detectada. En los casos que EDELNOR adicionalmente a la gestión de cobranza determine el inicio de una denuncia penal por hurto de energía eléctrica (artículo 177°) en contradel usuario, se emitirán la carta de invitación al cliente suscrita por los representantes legales de EDELNOR (Abogados de la Sección de Pérdidas), quienes iniciarán una gestión destinada a corregir y sancionar el actuar de las personas que utilizan la energía eléctrica de manera ilícita, y a efectuar acciones legales para el cobro del valor del CNR.

Existen cobranzas por CNRs que a pesar de haberse reconocido la infracción y señalado un plazo para el pago de la cuota inicial no efectivizó en su integridad, y además no son ingresadas al sistema comercial por carecer de la documentación exigida, estas serán derivadas a los abogados de la Sección Pérdidas para el inicio de la cobranza judicial por obligación de dar suma de Dinero.

En los casos que como consecuencia de una denuncia penal el Juez determine el resarcimiento del monto hurtado y se haga efectivo el pago éste deberá de ser ingresado de conformidad al artículo 177° en el suministro que le corresponda y si este estuviera retirado en aquel suministro que tuviera el usuario en la zona de concesión de EDELNOR.

Una medida sancionadora y no permisiva contra la conducta del cliente que realice acciones destinadas a vulnerar las condiciones del suministro o consumir energía eléctrica sin contar con la previa autorización del concesionario, es la solicitud al Regulador de la MULTA que establece el artículo 202 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctrica.

#### **4.9.2 Negociaciones y/o Conciliaciones de CNR's**

La negociación en los casos de CNR's pueden realizarse hasta desde el mismo instante en que es detectada la vulneración de las condiciones del suministro, o cuando se consume energía eléctrica sin autorización del concesionario y/o la inadecuada medición, todo está en la predisposición del cliente en buscar una solución a la situación encontrada.

Formalmente la negociación de los CNR's se inicia a partir de que el cliente se constituye en las oficinas de la Sección Control de Pérdidas de EDELNOR donde es informado sobre la valorización provisional de la deuda que se generó en el inmueble a consecuencia de la energía consumida y no registrada correctamente por alguna irregularidad y/o anomalía en el equipo de medición.

Queda establecido que las negociaciones por CNR's pueden darse en cualquier etapa

de un proceso, sea administrativo (OSINERG, Defensoría del Pueblo, INDECOPI, etc.), o judicial (Civil, Penal, etc.)

Para los casos en que se detecten irregularidades en la medición imputables al usuario, (vulnere condiciones del suministro) las negociaciones y acuerdos establecidos serán redactados en transacciones extrajudiciales de deuda, siguiendo el formato establecido al respecto, dejando establecido que si se incurre en una nueva infracción pierde todos los beneficios otorgados.

En los casos que exista una inadecuada medición en el equipo de medida cuyo origen no sea imputable al usuario, las negociaciones y acuerdos establecidos serán redactados en actas de conciliaciones, dejándose establecido la voluntad del cliente de renunciar al artículo 92 de la Ley de Concesiones Eléctricas en los casos que el usuario solicite un financiamiento de la deuda mayor a los 10 meses.

Todas las negociaciones se deberán de desarrollar dentro del procedimiento de conciliación establecidas por EDELNOR, de la política de financiamiento (PC04.1) que se encuentren vigentes y dentro del procedimiento de cálculo de recuperó.

#### **4.9.3 Tipos de reclamos por CNR's**

Dentro del proceso de reclamos en los casos de CNR existen los más comunes por parte del usuario:

- Determinar si corresponde el importe del recuperó de energía eléctrica.
- Determinar la procedencia del corte del servicio.
- Determinar si el Concesionario realizó las inspecciones en el suministro de acuerdo con las formalidades establecidas en la normatividad vigente.
- Determinar la validez de la notificación.
- Determinar si corresponde reconexión (medida cautelar).
- Determinar la procedencia del cargo por corte de servicio facturado.
- Determinar si corresponde que una transacción extrajudicial suscrita entre el concesionario y el cliente sea revisada por OSINERG.
- Determinar la validez de la anomalía en el medidor y solicitud de contraste del medidor.
- Denuncias al personal técnico que los notificaron por supuestos cobros indebidos.

#### **4.10 Otras Estrategias de Trabajo para la reducción y control de Pérdidas de Energía en un Sistema de Distribución**

Se dan a continuación algunas pautas para la reducción de pérdidas de energía en un Sistema de Distribución de Energía en donde las pérdidas están cercanas a las pérdidas reconocidas al momento de calcular las tarifas.

##### **4.10.1 Política Comercial**

- Ofrecer facilidades de pago aquellos clientes que han sido cortados por deuda hace tres meses, ya que son potenciales hurtadores de energía.
- A los clientes reincidentes que se conectan directamente a la red matriz se debería coordinar con la parte legal de la empresa para la denuncia respectiva.
- A los suministros retirados se debería dar facilidades de pago en su reincorporación, ya que también son clientes potenciales para realizar hurto de energía.
- En las zonas periféricas en donde se concentran gran cantidad de población marginal se debería atenderlos con suministros provisionales o realizar en forma masiva la Electrificación de estos.

#### **4.10.2 Medidas Técnicas**

- En aquellas Subestaciones en donde la Red Matriz tiene cables muy antiguos realizar el cambio respectivo, o realizar un programa de fugas a tierra para su reparación respectiva (en el caso de EDELNOR sería la zona del Centro de Lima, Barrios Altos, San Isidro, Magdalena)
- Clientes con alto índice de hurto de energía (Sistema DAM)
- Reforma de Redes en aquellas zonas en donde el hurto es masivo, como por ejemplo, instalar gabinetes, instalación de mantas termocontraíbles.

#### **4.10.3 Prácticas Operacionales**

- Las inspecciones que se realizan deben ser establecidas de acuerdo al procedimiento establecido por la empresa.
- Operativos Masivos, en aquellas SET donde por falta de personal y presupuesto no se pueda inspeccionar en su totalidad, se debería realizar Operativos Masivos.
- Se debería inspeccionar de acuerdo al horario de consumo de los clientes como por ejemplo inspeccionar de madrugada a las panaderías, en las noches a los nigh club, etc.
- Se debería automatizar por medio de un PLC cuando se realiza focalización de pérdidas en tramos de Red de aquellas subestaciones que cuentan con gran cantidad de perdidas de energía y gran cantidad de clientes y donde se es dificultoso encontrar las pérdidas.

#### **4.10.4 Calidad de Información**

- Se debería coordinar con otras áreas de la empresa para ir actualizando permanentemente los Giros de Negocio en el Sistema de la empresa
- Se debería contar en forma mensual de las Energía Distribuida en cada Subestación para mejorar la selección de las subestaciones a inspeccionar
- Se debería automatizar mediante un programa el análisis de los consumos de los clientes en forma mensual
- Se debería tener reportes de las Irregularidades más comunes por cada SET, SED

de la empresa

#### **4.11 Solución de las pérdidas Técnicas en el Sistema de Distribución**

##### **4.11.1 Alternativas de Reducción de Pérdidas Técnicas**

Se puede obtener mejoras en la reducción de pérdidas a partir de encontrar mejores eficiencias en la distribución de energía. Así tenemos:

- Uso de transformadores de alta eficiencia y aplicación de estos a su potencia óptima.
- La compensación reactiva es quizás la mayor inversión a realizar. Su bajo costo y beneficios en reducción de pérdidas activas, reducción en la compra de reactivos, reducción de la potencia contratada, así como beneficios adicionales en regulación de tensión y aumento de capacidad de los conductores, hace que el proyecto se pague en poco menos de un año

##### **4.11.2 Instalación de Condensadores en los medidores**

Con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas en las redes de alta, media y baja tensión, EDELNOR desarrolló e implantó su novedoso sistema denominado "compensación reactiva" en baja tensión. El estudio se inició el año 2000, llegando a la conclusión de que instalando un sistema de compensación reactiva en las redes de baja tensión se conseguía, entre otros beneficios, reducir las pérdidas técnicas y el pago de energía reactiva a las empresas generadoras de electricidad, así como mejorar la calidad de servicio en baja tensión.

Está consiste en la instalación de un dispositivo (condensador) en el interior de la caja del medidor, conectado entre el cable de alimentación y el medidor, a fin de que reduzca la cantidad de corriente que circula en la red de baja tensión y consecuentemente en las redes de media tensión y alta tensión.

De esta forma, entre los años 2001 y 2002 se ha logrado implantar este sistema a 42,000 clientes residenciales de la zona de concesión de EDELNOR (con suministros monofásicos) previendo la instalación durante este año a otros 27,000 clientes, para luego mantener durante los próximos cinco años un promedio de 28,000 por año. El proyecto es tan rentable que recuperar la inversión tardará un año aproximadamente.

En el futuro se procederá a solicitar medidores de energía con el condensador incorporado, lo que permitirá bajar los costos de montaje y a la vez disminuir el **b)**

##### **4.11.3 Detección de Fugas a Tierra**

Las redes de distribución de baja tensión pueden presentar, fuga externa por deterioro en las redes, debido principalmente a daños ocasionados por terceros o deterioro natural por el paso del tiempo. Estas fugas son relativamente continuas a lo largo del tiempo y representan importantes pérdidas de energía.

Ante esto de acuerdo a la gravedad en las redes, se realizará la reparación o la renovación total de la misma.

Para identificar las posibles redes con problemas de fuga de energía, éstas se pueden seleccionar de acuerdo a la antigüedad de la red subterránea, reportes de fallas, tipo de conductor, etc.

Una vez identificado, se procederá a visitar la SE, para constatar la existencia y posterior medición de la fuga, para esto se usará una pinza y voltímetro y se utilizará un método de integración de energía.

La reparación y posterior medición nos dan el ahorro de energía. El cuál también se puede observar en el totalizador respectivo.

El período de recuperación de la inversión a sólo seis meses.

#### **4.12 Alternativas de Reducción de Pérdidas No técnicas**

##### **4.12.1 Control Interno**

###### **a) Perdidas Administrativas**

Se procede a buscar inconsistencias de datos, básicamente esto se logra procesando gran cantidad de data por medio informáticos. Así tenemos:

Detección de posibles suministros sin facturación (“disponibles”); revisión en campo de los trabajos de puesta en servicio realizado con anterioridad por las áreas de obras y no presentes en el sistema comercial.

Detección de factores de reducción errados en los equipos de medición indirecta; cruce de datos entre base de clientes y base de obras de medidores.

Cruce de data de solicitudes de suministros con sistema de clientes, los no aparecidos se inspeccionan en campo.

Evaluación y Control de personal Propio

Se propone los siguientes puntos de control:

- Evaluación del personal técnico dedicado a las tareas de localización de clientes hurtadores
- Evaluación del personal técnico, que realiza la instalación de medidores y reductores respectivos en aquellos clientes de medición indirecta.
- Proponer metas de detección de casos de hurto por técnico.

##### **4.12.2 Control Externo**

Abarca los siguientes aspectos

Detección de clientes hurtadores

Detección de redes con fugas a tierra

Campaña psicosocial del no hurto

Soporte y representación legal

###### **a) Revisión Total de Clientes Con Alto Consumo**

Todos los clientes de gran consumo, cuya potencia es Superior a 20KW deben poseer un medidor Electrónico.

Los Grandes Clientes, podrían llegar a facturar una cantidad considerable de energía vendida por la empresa, por lo que es vital importancia una supervisión particular de dicho mercado, que conlleva a revisiones periódicas de la medición y el descarte de posibles conexiones clandestinas, hurto a través de las redes de baja tensión.

Para esto se contará con un equipo particular, que se guiará también de los diversos métodos señalados anteriormente.

#### **b) Campaña Psicosocial del no Hurto de Energía Eléctrica**

Se plantea realizar las siguientes actividades para la reducción del hurto:

- a.- Publicitar los casos grandes de detección de hurto, a través de los medios de comunicación.
- b.- Informar a los clientes a través de volantes anexados a la factura, acerca de los riesgos de hurto de energía y de la manipulación de su equipo de medición por cuenta propia y/o por terceros.
- c.- Publicitar a través de especiales de televisión o periódico, el impacto del hurto de energía para los demás usuarios, como fluctuaciones de tensión, fugas a tierra y electrificación, impacto en el costo de la tarifa.
- d.- Indicar los avances que realiza la empresa, los nuevos equipos obtenidos, señalando que la detección total de los casos es cuestión de tiempo
- e.- Es bueno también hacer cierto tipo de campañas sociales, para mantener y mejorar la imagen de la empresa en su concesión.

#### **c) Soporte y Representación Legal**

De país a país , las normas legales cambian, en especial referente a la penalización por hurto de energía.

Si bien el Código Penal sanciona al hurto en general, el hurto de energía eléctrica debe ser reglamentada adecuadamente para su aplicación.

Para nuestro país, la penalización por hurto de energía si se encuentra reglamentada y esto facilita su práctica directa. Además existen instancias de apelación y un Organismo Supervisor que es el OSINERG.

El no contar con respaldo legal, generaría diversos juicios, y un costo considerable para obtener el recupero de energía hurtado.

Solo se podría regularizar las condiciones anómalas, y seguir juicio a los casos de consideración.

No obstante se puede sentar antecedentes para facilitar y solicitar el pedido de reglamentación.

#### **4.12.3 Normatividad Legal en el Peru que es usada para el combate del hurto de Energía Eléctrica**



A continuación se desarrolla el soporte legal que la empresa tiene para el combate de hurto de energía

### **a) Código Penal**

#### **Artículo 185° (hurto simple):**

El que, para obtener provecho, se apodera ilegítimamente de un bien inmueble, total o parcialmente ajeno, sustrayéndolo del lugar donde se encuentra, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de tres años. Se equiparan a bien mueble la energía eléctrica, el gas, el agua y cualquier otra energía o elemento que tenga valor económico, así como el espectro electromagnético.

#### **Artículo 186° :**

El agente será reprimido con pena privativa de libertad no menor de tres ni mayor de seis años si el hurto es cometido:

- 1.- En casa habitada
- 2.- Durante la noche
- 3.- Mediante destreza, escalamiento, destrucción o rotura de obstáculos.
- 4.- Con ocasión de incendio, inundación, naufragio, calamidad pública o desgracia particular del agraviado.
- 5.- Sobre los bienes muebles que forman el equipaje de viajero.
- 6.- Mediante el concurso de dos o más personas.

La pena será no menor de cuatro ni mayor de ocho años si el hurto es cometido:

- 1.- Por un agente que actúa en calidad de integrante de una organización destinada a perpetrar estos delitos.
- 2.- Sobre bienes de valor científico o que integren el patrimonio cultural de la nación.
- 3.- Mediante la utilización de sistemas de transferencia electrónica de fondos, de la telemática en general, o la violación del empleo de claves secretas.
- 4.- Colocando a la víctima o a su familia en grave situación económica.
- 5.- Con empleo de materiales o artefactos explosivos para la destrucción o rotura de obstáculos.

La pena será no menor de ocho ni mayor de quince años cuando el agente actúa en calidad de jefe, cabecilla o dirigente de una organización destinada a perpetrar estos delitos.

### **b) Ley de Concesiones Eléctricas**

**Artículo. 64°.-** El Valor Agregado de Distribución se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,

c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

**Artículo. 89°.-** El usuario no podrá utilizar una demanda mayor a la contratada. Si superara su límite estará sujeto a la suspensión del servicio y al pago de las multas que fije el Reglamento.

En caso de reincidencia, deberá abonar las contribuciones reembolsables por el respectivo incremento de potencia.

**Artículo 90° D. L. 25844 :**

Los concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de la autoridades competentes, en los siguientes casos:

- Cuando estén pendientes de pagos de facturaciones y/o cuotas, debidamente notificadas de dos o más meses derivados de la prestación del Servicio Público de electricidad con los respectivos intereses y moras;
- Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización de la empresa o cuando se vulnere las condiciones del suministro; y,
- Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas; estando ellas bajo la administración de la empresa, o sean instalaciones internas de propiedad del usuario.

Los concesionarios deberán enviar las respectivas notificaciones de cobranza a los usuarios que se encuentran con el suministro cortado, en la misma oportunidad en que lo realiza para los demás usuarios, quedando facultados a cobrar un cargo mínimo mensual.

Los concesionarios fijarán periódicamente los importes por concepto de corte y reconexión de acuerdo a lo que establezca el Reglamento.

**Artículo 91° D. L. 25844 :**

En los casos de utilización ilícita, adicionalmente al cobro de los gastos de corte, pago de energía consumida y otros, las personas involucradas podrán ser denunciadas ante el fuero penal.

**Artículo 92° D. L. 25844 :**

Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán al recupero o al reintegro según sea el caso.

El monto a recuperar por el concesionario se calculará a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de 12 meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en diez mensualidades iguales sin intereses ni moras.

El reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturaciones posteriores o en efectivo en una sola oportunidad considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizada el concesionario para el caso de deuda por consumos de energía.

### **c) Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

**Artículo 143°.** Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el Artículo 64° del Reglamento. Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas.

#### **Artículo 171° D.S.009-93-EM :**

El equipo de medición deberá ser precintado por el concesionario en el momento de su instalación y en cada oportunidad en que efectúe intervenciones en el mismo. Dichas intervenciones deberán ser puestas, previamente, en conocimiento del usuario mediante constancia escrita.

#### **Artículo 172° D.S.009-93-EM :**

El equipo de medición deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito, éste queda autorizado a efectuar la facturación empleando un sistema de promedios. De no existir información adecuada para este sistema se estimará el consumo mensual multiplicando la potencia contratada por 240 horas.

Este sistema de facturación podrá efectuarse por un período máximo de seis meses, al cabo del cual y previa notificación al usuario, con treinta (30) días calendario de anticipación, el concesionario procederá a efectuar el corte del suministro, debiendo verificar y liquidar los consumos reales.

Si se hubieran producido consumos mayores a los facturados, éstos deberán ser pagados por el usuario al concesionario a la tarifa vigente en la fecha de liquidación, en una sola cuota y dentro del período de cobranza. En el caso contrario, de haberse producido consumos menores a los facturados, el concesionario deberá reembolsar la diferencia al usuario, valorizada a la tarifa vigente, en el mes siguiente de efectuada la liquidación.

#### **Artículo 173° D.S.009-93-EM :**

Cuando el equipo de medición sufriera deterioros debido a efectos en las instalaciones internas del usuario, éste deberá abonar el reemplazo o reparación del equipo de medición dañado y reparar sus instalaciones internas.

En este caso, el concesionario queda facultado a suspender el servicio y a restituirlo sólo una vez superadas satisfactoriamente las anomalías y/o efectuados los pagos correspondientes.

**Artículo 177° D.S.009-93-EM :**

El concesionario, en los casos de consumos de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90° de la Ley, queda facultado para:

- Calcular la cantidad de energía consumida, multiplicando la carga conectada sin autorización por 240 horas mensuales para los usos domésticos y por 480 horas mensuales para los usos no domésticos, considerando un período máximo de doce meses;
- Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección, correspondiente al tipo de servicio utilizado, considerando los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes; y
- Solicitar a la Dirección o, a quién designe en la localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de las multas que señala el Artículo 202° del Reglamento.

Cumplido el pago de las obligaciones que emanan de los incisos que anteceden, el usuario deberá regularizar de inmediato la obtención del suministro, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento.

**Artículo 179°.** La reconexión del suministro sólo se efectuará cuando se hayan superado las causas que motivaron la suspensión y el usuario haya abonado al concesionario los consumos y cargos mínimos atrasados, más los intereses compensatorios y recargos por moras a que hubiera lugar, así como los correspondientes derechos de corte y reconexión.

**Artículo 181° D.S.009-93-EM :**

Los usuarios podrán solicitar al concesionario la contrastación de los equipos de medición del suministro.

Si los resultados de la contrastación demuestran que el equipo opera dentro del margen de precisión, establecido en las Normas Técnicas para el tipo suministro, el usuario asumirá todos los costos que demande efectuarlo.

Si el equipo no se encontrase funcionando dentro del margen de precisión, señalado en el párrafo anterior, el concesionario procederá a reemplazar el equipo y recalcular y refacturar los consumos de energía. En este caso los costos de la contrastación serán asumidos por el concesionario.

En ambos casos la refacturación de los consumos se efectuará según lo establecido en el artículo 92° de la Ley.

**Artículo 202°.** OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

- Por usar energía sin la debida autorización del concesionario o por variar unilateralmente las condiciones del suministro;
- Por alterar el funcionamiento de los instrumentos de medición y/o de las instalaciones del concesionario; y,
- Por incumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley y el Reglamento;

En estos casos el concesionario, deberá presentar los documentos sustentatorios.

**Artículo 203°.** Contra las resoluciones de multa, emitidas por OSINERG según los Artículos 201° y 202° del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario.

El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Consejo Directivo del OSINERG, dentro de los diez (10) días calendario, siguientes a su notificación.

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo por el Consejo Directivo del OSINERG, como última instancia administrativa.

**Artículo 204°.** En caso de reincidencia, las multas establecidas en el Reglamento serán duplicadas.

**d) NORMA DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”  
RESOLUCION MINISTERIAL N° 496-2005-MEM/DM**

A continuación se transcribe la norma DGE de Contastre de Medidores en lo referente al Recupero o Reíntegro de Energía

**8. Reíntegro al Usuario o Recupero del Concesionario por Error de Medición**

El Concesionario efectuará el reíntegro o el recupero, según sea el caso, del monto correspondiente determinado conforme a lo establezca la Norma DGE “Reíntegros y Recuperos de Energía Eléctrica”.

8.1. El reíntegro procederá en los siguientes casos:

- i) Si la prueba de marcha en vacío no cumple lo establecido en la presente Norma; o,
- ii) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas, al contador o al transformador, resulta positivo y mayor que el promedio de los errores admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta norma o en las Normas indicadas en el numeral 5.2. según sea el caso.

8.2. El recupero procederá si se cumple las siguientes dos (2) condiciones:

- i) Si el promedio de errores de las pruebas realizadas , al contador a al tranformador, resulta negativo y menor que el promedio de los errores

admisibles correspondientes, conforme a los valores establecidos en esta Norma o en las normas indicadas en el numeral 5.2. según sea el caso; y

- ii) Si la Contrastación se realiza a través de un Contrastador.

## CAPITULO V

### 5 ANALISIS DE REFORMA DE REDES AEREAS ZONAS CON ALTO INDICE DE HURTO DE ENERGIA (ZONA CALLAO)

#### 5.1 Antecedentes

##### 5.1.1 Problemática de Hurto de Energía

EDELNOR S.A.A. dentro de su área de concesión cuenta con zonas de alto grado delincencial y de gran reincidencia en el hurto de energía, donde son inaplicables los trabajos tradicionales de reducción de pérdidas de energía (*arranques de clandestinos, normalización de suministros, etc.*) debido a la agresividad de los usuarios y no usuarios.

En dichos sectores se han ejecutado proyectos no tradicionales como:

Elevación de redes en poste de 11m, colocación de caja derivación a medio vano, instalación de coronas antiescalamiento, protección de redes con mantas termocontraibles, cambio de acometidas por cable cubierto con fleje de acero y tubo galvanizado; sin embargo los resultados obtenidos no han sido los esperados, debido a que fueron vulnerados, detectando reincidencia en el hurto de energía.

A continuación se muestran las zonas de alto nivel de pérdida de energía (figuras N° 5.1, 5.2 y 5.3)



Figura 5.1 Zona Callao



Figura 5.2 Zona Callao



Figura 5.3 Zona Callao

### 5.1.2 Zonas Críticas

Las zonas de mayor incidencia de hurto de energía, están localizadas principalmente en el Callao y Barrios Altos (SET Santa Marina, SET Oquendo y SET Santa Rosa), entre los que podemos mencionar:

Zona de Barracones, con pérdidas de energía del orden del 66.5%.

Zona del AH Puerto Nuevo, con pérdidas de energía del orden del 76.7%.

Zona del AH Sarita Colonia, con pérdidas de energía del orden del 42.2%.

Zona del AH Huerta Pérdida, con pérdidas de energía del orden del 50.8%.

**a) Zona Barracones (Av. Costanera, Jr. Paz Soldan, Jr. Apurimac, Av. Vigil, Av. Galvez y Jr. Bolognesi) y AH Puerto Nuevo**, en el 7% del total de subestaciones (32 SED's), se concentra el 26% del total de pérdidas de la Set Santa Marina (735 MWh). Están involucrados 7 009 clientes (3613 activos y 3396 retirados). Zona de mayor hurto, alta delincuencia y elevada reincidencia en el hurto de energía. Implementación del proyecto en los años 2005-2006.

En la figura 5.4 se muestra la zona de los "Barracones" del Callao en donde el hurto de energía es masivo, en el cuál los métodos tradicionales de inspección y normalización de los servicios no da resultado.





Figura 5.4 Zonas De alto índice de Pérdidas ("Barracones")

b) Zona Sarita Colonia, en el 14% del total de subestaciones (13 SED's), se concentra el 55% del total de pérdidas de la Set Oquendo (280 MWh). Están involucrados 4114 clientes (3065 activos y 1049 retirados). Zona de mayor hurto, alta delincuencia y elevada reincidencia en el hurto de energía.

En la figura 5.5 se muestra la Zona del AA. H.H. Sarita Colonia (Callao)

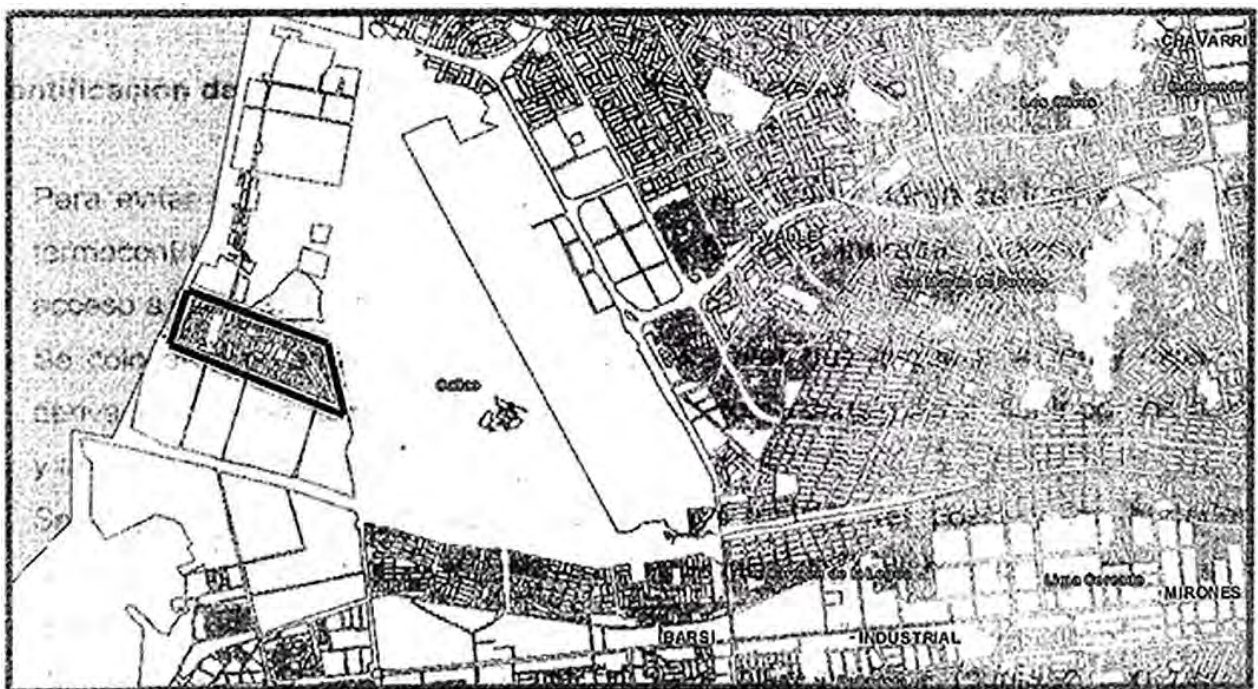


Figura 5.5 Zona del A.A. H.H. Sarita Colonia (Callao)

c) Zona Huerta Pérdida, en el 1.5% del total de subestaciones (05 SED's), se concentra el 8% del total de pérdidas de la Set Santa Rosa (180 MWh). Están involucrados 1745 clientes (1222 activos y 523 retirados). Zona de mayor hurto, alta delincuencia y elevada reincidencia en el hurto de energía.

En la figura 5.6 se muestra la zona del A.A. H.H. Huerta Perdida

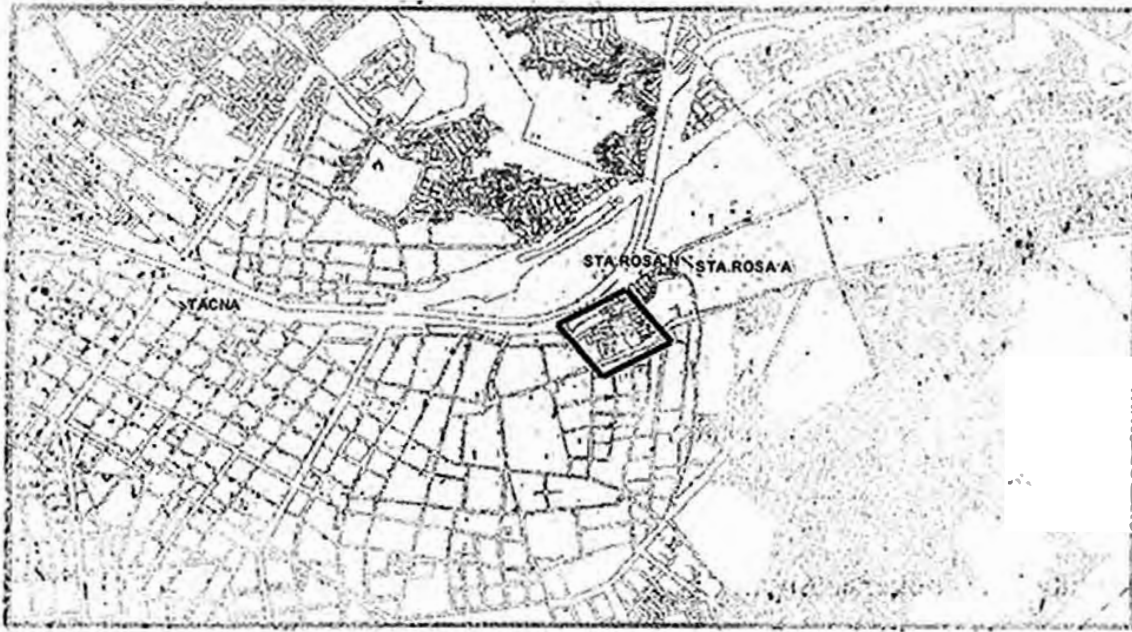
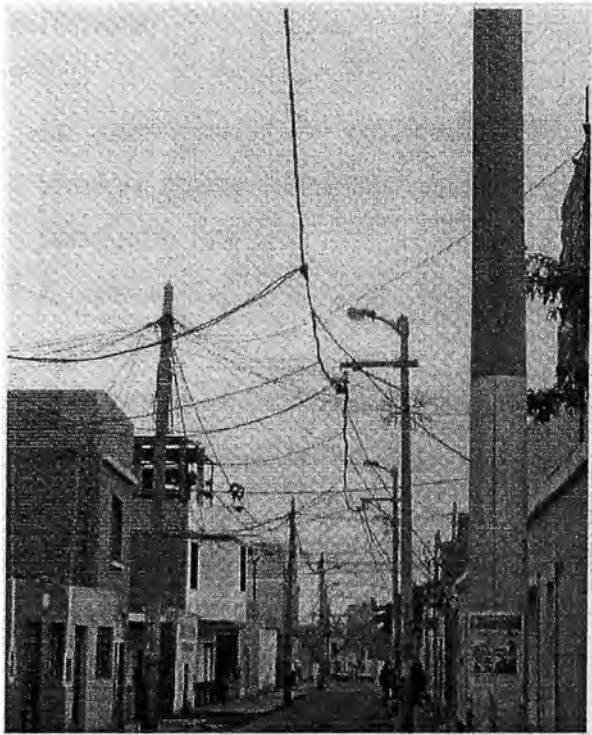


Figura 5.6 Zona del A.A. H.H. Huerta Pérdida

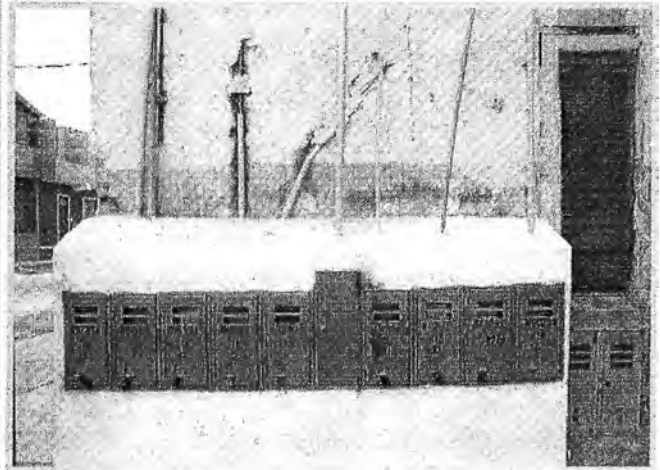
#### Identificación de debilidades de las redes aéreas existentes

- Para evitar las conexiones clandestinas a la red matriz aérea se instalaron mantas termocontraíbles en las redes aéreas y éstas fueron vulneradas (abiertas), por el fácil acceso a los postes.
- Se colocaron coronas antiescalamiento para evitar que llegue a la red y cajas de derivación y estas fueron vulneradas; los hurtadores consiguieron subir por los postes y acceder a la red matriz.
- Se trasladaron las cajas derivación a varios metros del poste y los hurtadores utilizaban escaleras rudimentarias que les permitía acceder a la red aérea y caja de distribución.
- Se cambiaron las acometidas existentes por cables NYBY (cubierto con fleje de acero) con tubo galvanizado y estos fueron vulnerados, se detectaron conexiones clandestinas a dichas acometidas.

Ejemplo de una subestación en la cual se realizo las reformas expuestas tal como se muestran en las figuras 5.7 y 5.8



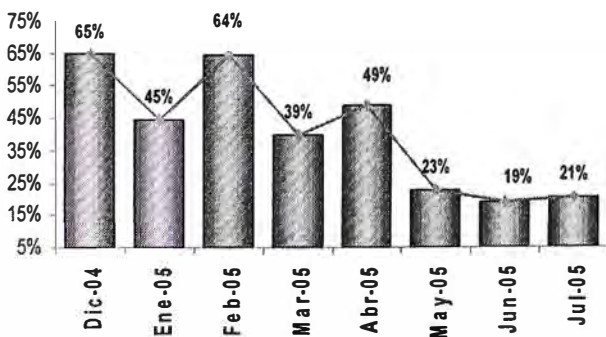
5.7 Reforma de Redes



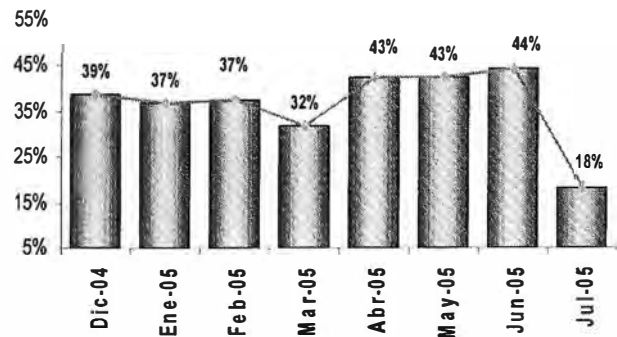
5.8 Normalización de Medidores

A continuación se muestran la evolución de las pérdidas de dos subestaciones de Distribución en la zona del Callao después de las reformas y se muestra en las figuras 5.9 y 5.10

Evolución del % de Pérdidas SED 02769A



Evolución del % de Pérdidas SED 02716A



5.9 Pérdidas de Energía de la Sed 0276A 5.10 Pérdidas deEnergía de la la SED 02716A

## 5.2 Sistema con REDES DAM (Distribución Aérea Mixta)

### 5.2.1 Definición del Sistema DAM (redes de distribución aérea mixta y con medición vía remota)

- La topología de las redes DAM se caracteriza por la instalación de la red de baja tensión (cable autoportado), a la misma altura de la red de media tensión con conductor desnudo.
- Ambas redes de baja tensión y media tensión están apoyadas en la misma cruceta de madera.
- Se respeta la distancia de seguridad establecidas en la norma vigente.
- Utiliza tableros, cables, etc.; con protección adicional que dificulta el hurto de energía.

Se aplica en redes donde las redes tradicionales (DAE, DAC, etc.) no fueron eficaces en la reducción de las elevadas pérdidas de energía, tal como se muestra en las siguientes figuras (Figura 5.11)

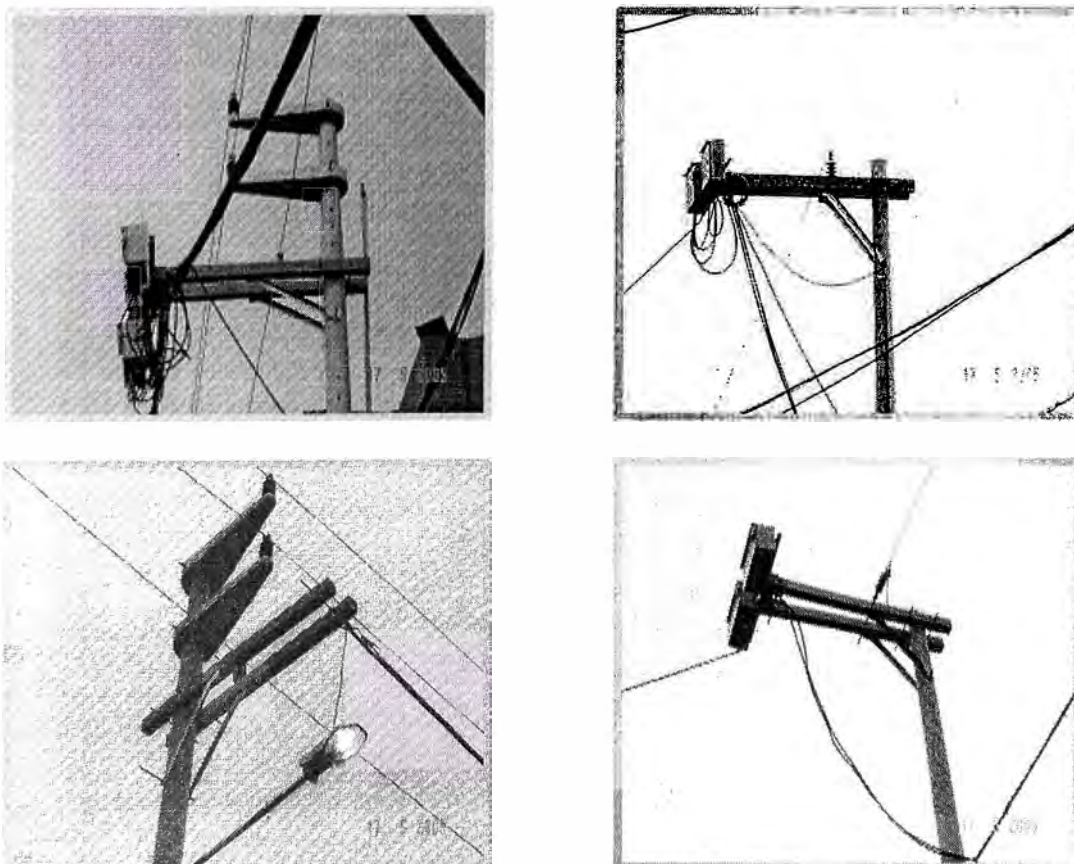


Figura 5.11 Sistema de Redes DAM

### 5.2.2 Estructuras de las redes DAM

- Las acometidas pueden ser directas o desplazadas a través de un portante y derivadas al suministro.
- Los cables de acometida al alumbrado público son con cable NYBY (con 02 flejes de acero).
- El cable de comunicación (cable del transformador al tablero) se ha cambiado por el cable blindado NYBY, adicionalmente se ha cubierto de un tubo termocontraíble.
- Las redes de BT cuentan con cable del tipo autosoportado con una cubierta externa (polietileno) e internamente cuenta con relleno de polietileno termoplástico.

A continuación se muestran las estructuras de las Redes DAM (Figura 5.12)

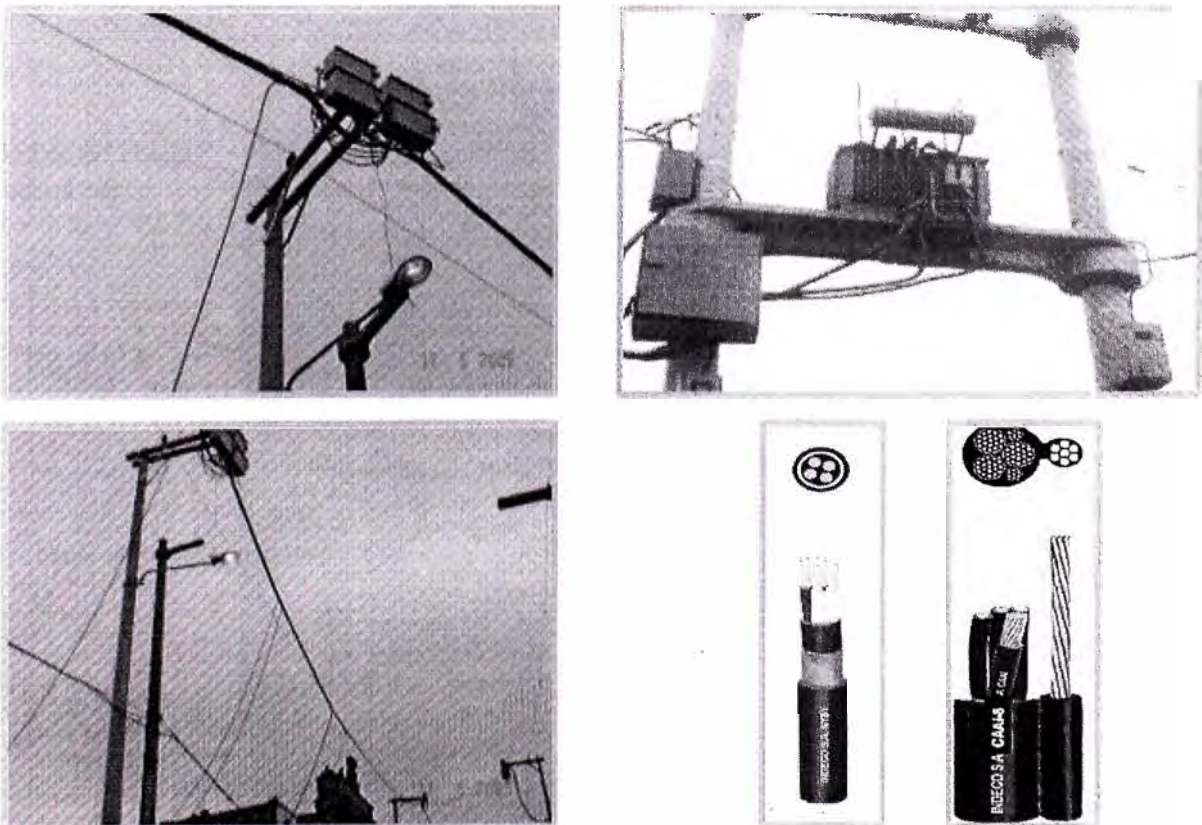
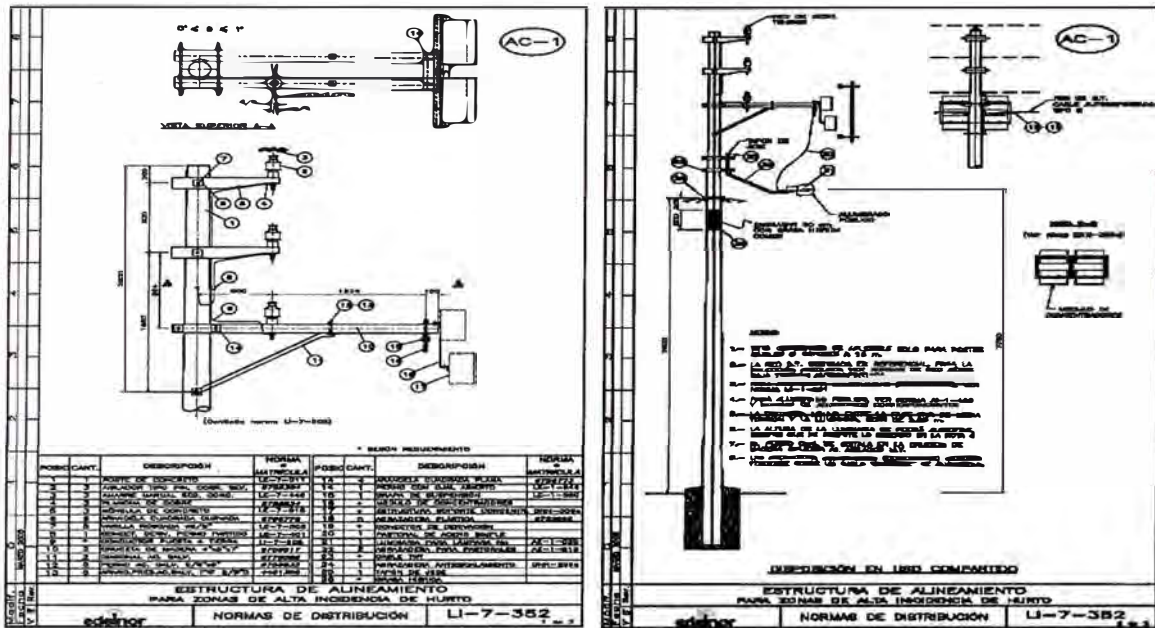
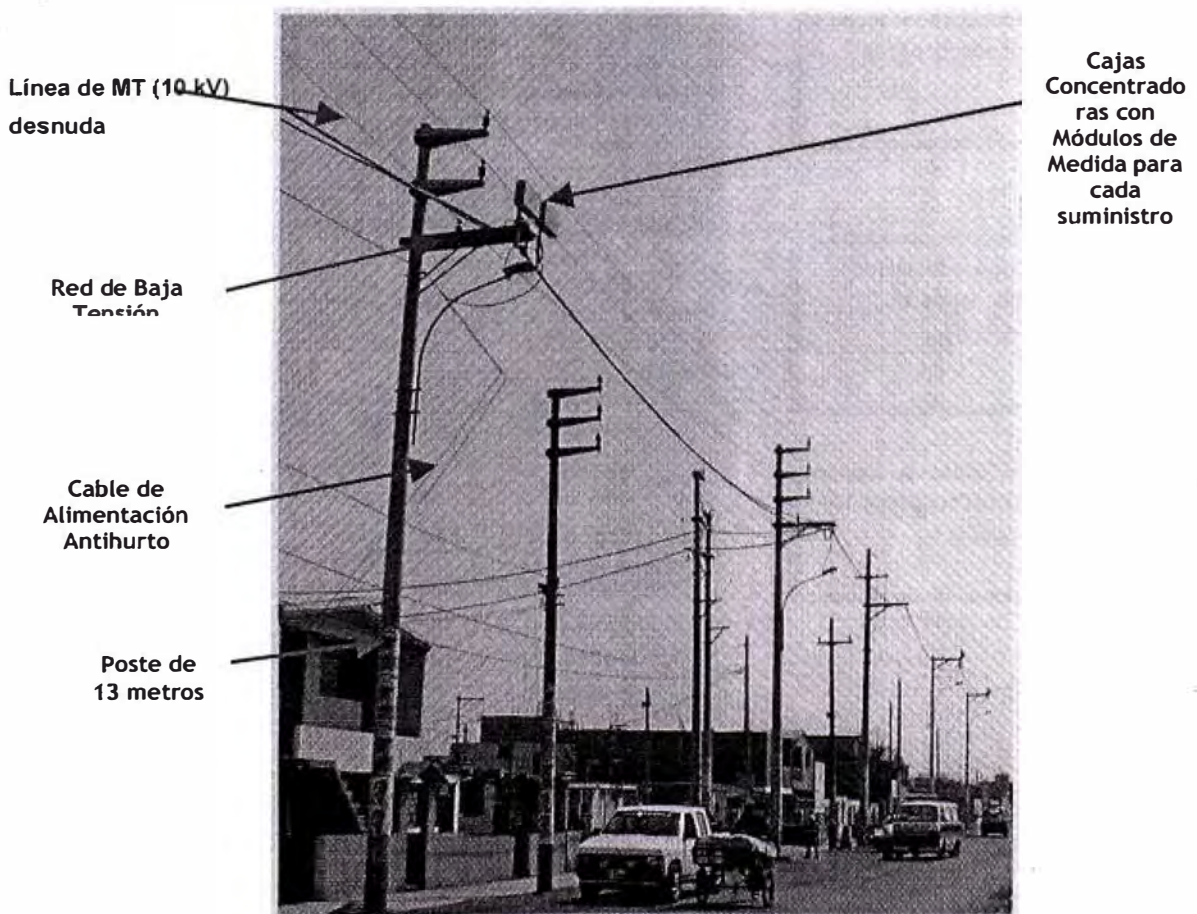


Figura 5.12 Estructuras de Redes DAM

### 5.2.3. Armados típicos de las redes DAM



### 5.2.4 Detalle del Sistema DAM (Zona AH Puerto Nuevo)



### 5.2.5. Esquema funcionamiento de comunicación (lectura y corte)

En la figura 5.13 se muestra el esquema de funcionamiento de las REDES DAM

- Sistema de medición concentrada con medidores monofásicos de 03 hilos.
- La comunicación PLC es a través de las líneas de baja tensión, hacia el colector de datos.
- Comunicación RS232, MODEM Celular y PSTN.
- Con dispositivo de corte, reconexión y lectura remota a distancia.

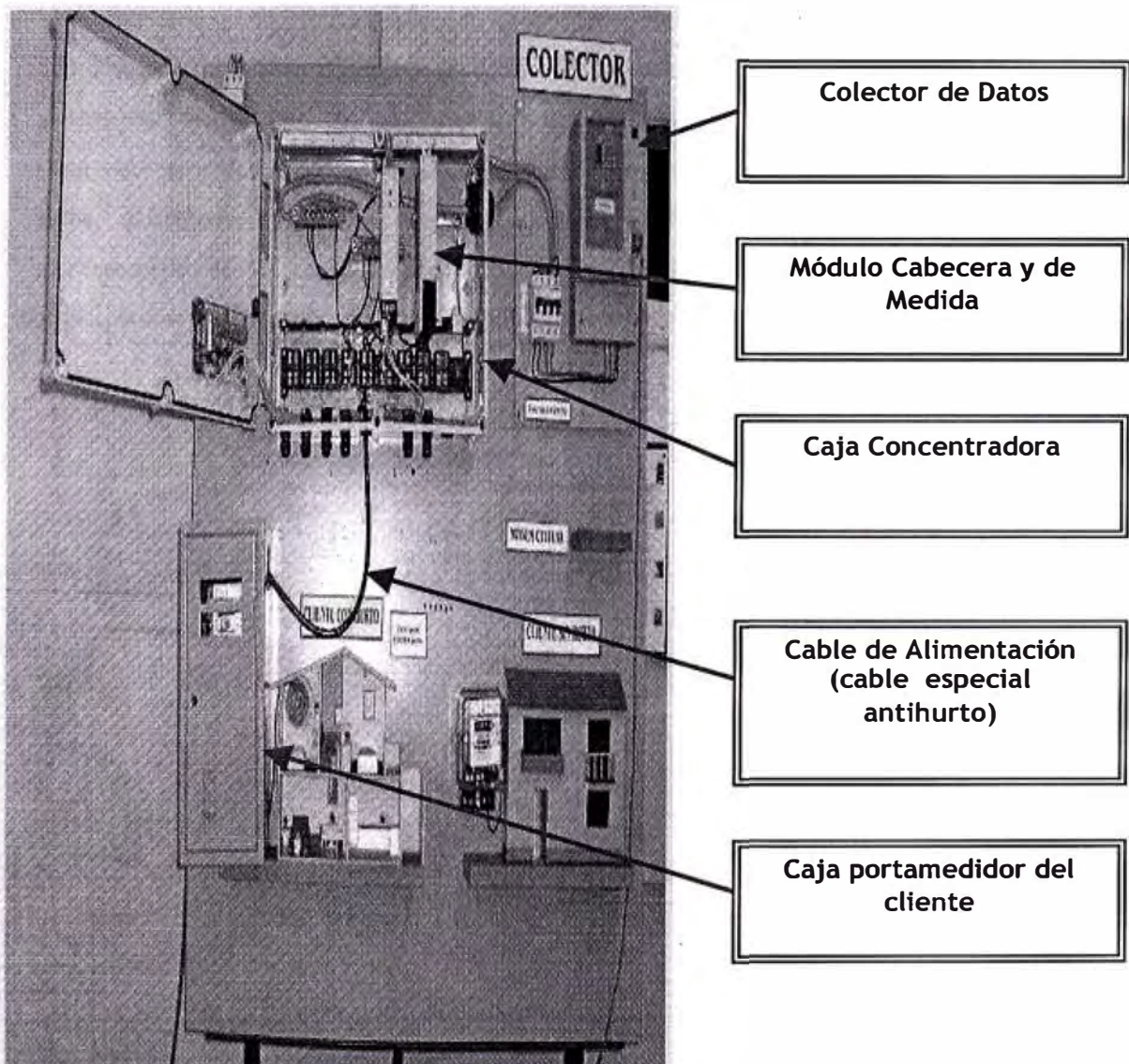


Figura 5.13 Esquema de Funcionamiento del Sistema DAM

El sistema está implementado de tal forma que la lectura, corte y reconexión de los medidores se realizan de forma automática:

- Toda orden será generada en el Sistema Comercial de Edelnor sa.a.: lectura, corte y reconexión.
- Dicha orden es transmitida vía comunicación Web al servidor de la empresa CLARO.
- El servidor enviará la orden vía comunicación celular hasta el equipo Módem denominado MCC, que se encuentra en el campo, aledaño a los clientes. Este equipo a su vez se comunicará con el equipo Colector de datos.
- Una vez que el Colector obtenga la orden, éste, lo enviará a un equipo electrónico de control denominado Modulo de Cabecera, quien a su vez ejecutará la orden directa sobre los medidores de los clientes según la opción solicitada.
- Una vez terminado el ciclo de envío, el sistema dará una respuesta de lo ejecutado y ésta, retornará de forma inversa. En el Sistema de Edelnor s.a.a se visualizará conformidad ó no-conformidad de la acción realizada.

A continuación se muestra el esquema de Lectura y Corte del Sistema DAM (Figura 5.14)

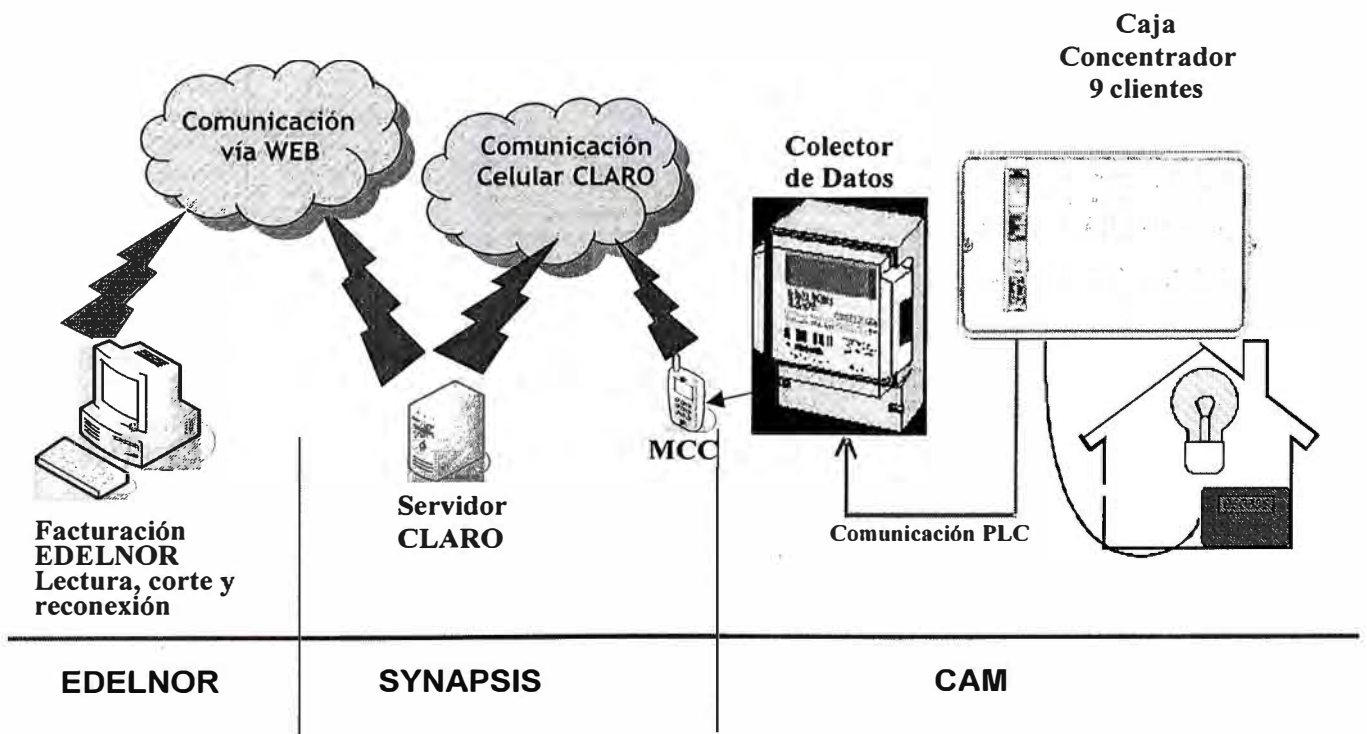


Figura 5.14 Esquema de Lectura y corte del Sistema DAM



### 5.3 Resultados esperados

A continuación se muestra los resultados que se esperan al implementar el Sistema DAM En la zona del Calloa (Tabla 5.1)

Tabla 5.1. Resultados de Pérdidas de Energía Esperados luego de la implementación del Sistema DAM

Item	SED	SET	Alim	Cantidad Total Clientes	Energía Distribuida (MWh)	Energía Pérdida (MWh)	% Pérdida	Beneficio por mes (MWh/mes)
<b>I.- ZONA DE BARRACONES</b>								
1	02708A	F	4	225	72	52	71.6%	48
2	02709A	F	4	172	36	26	71.8%	24
3	02712A	F	4	198	24	17	71.4%	16
4	04661A	F	4	277	31	22	71.4%	21
5	22063A	F	4	147	20	13	62.7%	12
6	00327S	F	12	268	37	26	69.0%	24
7	02676A	F	12	240	26	19	71.9%	18
8	02680A	F	12	73	10	6	64.7%	6
9	02688A	F	12	255	54	45	82.0%	42
10	02689A	F	12	267	61	49	79.3%	46
11	02695A	F	12	363	58	42	71.4%	39
12	02711A	F	12	186	18	11	62.7%	10
13	02713A	F	12	193	20	13	62.7%	12
14	02769A	F	12	271	34	17	49.1%	15
15	22030A	F	12	228	21	13	62.5%	12
16	22032A	F	12	183	25	10	38.8%	8
17	22044A	F	12	265	44	32	71.9%	30
18	22062A	F	12	195	32	20	62.7%	18
19	22072A	F	12	144	15	10	62.7%	9
20	22079A	F	12	186	33	6	19.0%	4
21	22080A	F	12	92	17	12	70.1%	11
22	02710A	F	17	302	35	25	72.2%	24
23	02777A	F	17	350	58	38	65.3%	35
24	02674A	F	18	117	21	13	62.5%	12
25	02675A	F	18	259	37	26	71.9%	25
26	02678A	F	18	200	29	18	62.5%	17
27	22031A	F	18	129	16	10	62.5%	9
<b>Sub total</b>				<b>5,785</b>	<b>885</b>	<b>588</b>	<b>66.5%</b>	<b>549</b>
<b>II.- ZONA PUERTO NUEVO</b>								
1	04561A	F	3	301	38	26	68.4%	25
2	04563A	F	3	280	37	26	72.2%	25
3	04564A	F	3	352	48	38	78.1%	36
4	04565A	F	3	166	25	21	86.2%	20
5	12752A	F	3	125	42	34	81.3%	33
<b>Sub total</b>				<b>1,224</b>	<b>190</b>	<b>146</b>	<b>76.8%</b>	<b>138</b>
<b>TOTAL</b>				<b>7,009</b>	<b>1,075</b>	<b>734</b>	<b>68.3%</b>	<b>687</b>

- Reducción de Pérdidas del Energía del 62% de hurto (687.000 kWh/mes).
- Contribución en el indicador de pérdidas de energía de Edelnor de 0,2 p.p.
- Ahorro en costos de lectura, corte y reconexión; por consiguiente disminución en los índices de morosidad en la zona.
- Tema estratégico, con el objetivo de dar señales al mercado para evitar el aumento y/o crecimiento de nuevas zonas de hurto de energía.

## CAPITULO VI

### OTRAS EXPERIENCIAS EN EL CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGIA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCION DE LATINOAMERICA

#### 6.1 Plan extraordinario de Control de Pérdidas en EDESUR (Argentina)

Se realizó un plan extraordinario de control de pérdidas en el año 2000 debido a la situación social del país argentino.

Según datos oficiales del Instituto nacional de Estadística y Censos (INDEC), más de la mitad de los argentinos son pobres y la cuarta parte son indigentes, dato este último que indica que cada uno de cuatro argentinos no puede adquirir ni siquiera la comida necesaria para sobrevivir.

El desempleo, por otra parte, supero el 20% y considerando el subempleo, cerca de la mitad de argentinos carece de un trabajo estable, indicadores que reflejan una situación social de gravedad.

Así planteado, suena casi inevitable que una empresa distribuidora que se desenvuelva en un contexto tan adverso sufra un incremento en el hurto de energía. Sin embargo EDESUR enfrentó de lleno este problema.

Por eso se dispuso la creación del Comité de Pérdidas para liderar la batalla de la compañía contra el aumento del Hurto de Energía y aplicar, a tal efecto, el nuevo Plan de Control de Pérdidas, estructurado en función de los siguientes ejes:

**Medidas Comerciales:** Se brindó facilidades a los Infractores a través del otorgamiento de planes de pago, la reducción en los costos de reinserción mediante el cobro de la quinta parte del derecho de conexión y la no exigencia sobre deudas anteriores en caso de existir

**Medidas Técnicas:** Paralelamente se tomaron medidas técnicas para dificultar aún más las posibilidades de hurtar energía. La principal es el desplazamiento de las cajas Distribuidoras que se encontraban en los postes con el objeto de impedir el fácil

acceso e intervención de las mismas

**Medidas Legales y comunicacionales:** El plan estuvo apoyado con acciones legales y comunicacionales tendientes a querellar y demandar penalmente a quienes hurten energía, y a la vez sensibilizar a la opinión pública respecto de la gravedad que el flagelo tiene para la seguridad de las personas que viven en barrios pobres y también para la Calidad De Servicio.

**Se analizó los programas extraordinarios de Control de Pérdidas diseñados por la Dirección Comercial de la Distribuidora:** A tales efectos se realizaron visitas a terreno y a sucursales poniendo especial énfasis en todos los procesos que afectan a las Pérdidas No Técnicas de la empresa y a la gestión para la disciplina del mercado. En general se verificaron las medidas tomadas en el plan integral para el control de pérdidas

Actividades inspectivas en terreno: Ejecutivos de EDESUR Y la Gerencia de Procesos de Distribución inspeccionaron Obras correspondientes a innovación tecnológica en redes.

Relevamiento de los principales procesos de la operación Comercial: tales como lectura corte, reposiciones e inspecciones, con el fin de detectar puntos mejorables que también estén afectando a las pérdidas de energía.

Relevamiento de información del estado operativo de las instalaciones, en sectores residenciales de baja condición socioeconómica, en los cuales oportunamente se aplicaron medidas técnicas para disminución de pérdidas.

Relevamiento de métodos y equipamiento para la revisión de Grandes Clientes.

Todo esto se tuvo que desarrollar en todas las sucursales de EDESUR. Tal estrategia permitió corroborar in-situ la efectividad de las medidas técnicas y comerciales en ejecución y las oportunidades de mejoras en los procesos, y se propuso en la gestión técnica destinadas a recuperar la funcionalidad de las redes de Distribución de Energía, en los barrios con mayor incidencia en el incremento de las pérdidas.

Entre las iniciativas se destacan las siguientes líneas de actuación puestas en marcha por parte de EDESUR

Adaptación de programas técnicos-comerciales según objetivos específicos y acordes a la realidad

Adaptación de normativa de construcción de redes antihurto según niveles de intervención (desplazamiento de cajas de distribución y construcción de redes de 11 metros)

Control de gestión de sellos y medidores.

## **6.2 Plan para reducir Pérdidas de Energía en Brasil – Empresas Distribuidoras CERJ Y COELCE**

El Control de Pérdidas de Energía en las empresas Distribuidoras CERJ y COELCE ha sido relevante desde el inicio de las operaciones de estas empresas.

Entre las actividades desarrolladas en los principales centros operativos de la zona de Concesión de COELCE, se dio especialmente importancia al relevamiento in-situ de las oportunidades de mejoras en los procesos y las necesarias optimizaciones en la Gestión Comercial.

Producto de este trabajo, se identificó y relacionaron los puntos críticos que pueden poner en riesgo la calidad de los procesos comerciales, estableciendo de esta forma un plan de actuaciones específico, el cual forma parte de un programa de trabajo.

**Entre las acciones y los planes que se dieron destacan:**

Auditoria metrológica en Grandes Clientes, que incluye una revisión integral de la medición con respecto a los datos de facturación.

Capacitación y actualización en nuevas tecnologías para medición, orientado al personal de Grandes Clientes que interviene en el proceso de medida y control.

Optimización en los tiempos de respuesta y calidad de los trabajos realizados por los Contratistas

Revisión de la normativa correspondiente a acometidas, transformadores y redes para identificar mejoras económicas

Establecimiento de indicadores regionales del índice de pérdidas, apoyado por un plan de medición de distribución.

Optimización y potenciamiento de la gestión inspectiva antihurto y de accesibilidad por parte de terceros a la red.

Aplicación selectiva de medidas técnicas (redes y/o acometidas) y coordinación técnico-comercial para optimización de inversiones en planes para disminución de pérdidas.

Potenciamiento de la Actividad de cortes apoyándose con un plan de Normalización de Acometidas.

Se considera la instalación de un software de control de hurto que automatiza los procesos de generación y seguimiento de inspecciones y órdenes de trabajo en los clientes masivos, un sistema de apoyo de información de la deuda de poderes públicos; convenios con municipios, con pago automático de las cuotas de convenio; y la construcción de padrones para grandes clientes con supervisión, fiscalización y autorización por parte del personal de COELCE.

**Campaña publicitaria utilizadas para la denuncia de Hurto de Energía en Brasil de la Empresa De distribución COELCE**

COELCE lanzó una campaña interna de combate a las pérdidas de energía con el Slogan “ Si tiene un gato en la RED, suelte los Perros”, aludiendo al término informal

con que en Brasil se denominan a las conexiones clandestinas (Gato)

La campaña consideraba camisas, botones y avisos expuestos en las agencias de todo el Estado.

La meta es reducir en 1% el índice de pérdidas de la compañía, que llega a 12.9%.

Después de 15 días después de haber lanzado la campaña fueron registradas 729 llamadas en la zona de Concesión, la mayoría referida a la iluminación pública de los municipios (296 casos), luminarias encendidas durante el día (266 casos) y otras apagadas en la noche(30 casos). En cuanto a las irregularidades se registraron conexiones clandestinas (117 casos) y unidades consumidoras con sospecha de fraude (204 casos)

Para incentivar a los colaboradores a que hagan denuncias, mensualmente se premiaba los dos departamentos que más contribuían a la identificación de los fraudes. Para ello existe un Banco de Datos de todas las denuncias realizadas, con información referente al tipo y localización de la irregularidad y del departamento que denunció el fraude.

Así también, La Gerencia de Pérdidas está haciendo una intensa difusión de la campaña en todas las áreas de la compañía para fortalecer entre los trabajadores la idea que el combate a las pérdidas es una lucha de todos.

En este contexto, se están presentando los balances del año pasado y de los primeros cuatro meses del año, los cuales indican que en 2002 la compañía registró pérdidas de 12.9% de las cuáles 2.9% se refieren al área comercial, con un perjuicio de (US\$ 6 millones) o 186072 MWh, Energía suficiente para alimentar 169 687 unidades consumidoras residenciales.

### **Apoyo Grafico contra el Robo de Energía**

#### **Campaña con Videos Contra el Hurto**

En las agencias que conforman la Distribuidora se realizó una campaña por la empresa referido a las consecuencias de las conexiones clandestinas, y que forma parte del proyecto de Comunicación con el cliente que incluye afiches y volantes con información sobre este tema.

Se realizó un formulario para la denuncia y regularización, a través del cuál se puede pedir en cualquier agencia de la empresa la regularización del servicio o simplemente denunciar si ha sido testigo de lo que popularmente se denomina "gato".

Toda esta campaña está enmarcada bajo el eslogan "Gato. Si usted tiene uno, regularice su situación. Si no, haga la denuncia "

A continuación se detalla cada uno de los videos que son presentados en las diferentes agencias que conforma la Distribuidora

Sol Cuadrado: Informa que el hurto es un crimen sin derecho a fianza, y que CERJ

está aumentado la fiscalización. El filme refuerza el concepto de que la empresa tomará medidas judiciales contra los clientes que fueran sorprendidos en ello.

Cierto o Errado: Muestra la vida cotidiana de un cliente regular y de otro clandestino. Enfatiza que el “gato” no perjudica sólo a CERJ, sino a toda la comunidad, pues el hurto sobrecarga la red y compromete la calidad del suministro.

Siete Vidas: Escenas de una casa que acaba de incendiarse. Siete personas murieron. El video hace una asociación a lo acontecido diciendo que el “gato” tiene siete vidas.

En una Fría: Muestra a un hombre tomando un baño cuando repentinamente se acaba la energía, asociando el problema a la sobrecarga de la red.

### **6.3 Plan Extraordinario de Control de Pérdidas en la Empresa de Distribución Eléctrica EDENOR (ARGENTINA)**

La reducción de las pérdidas de electricidad ha sido y continúa siendo prioritaria para Edenor debido al impacto directo sobre sus ingresos.

En oportunidad de la privatización de Edenor, las pérdidas de energía totales ascendían a aproximadamente el 30% de la energía comprada. En ese momento, las pérdidas no técnicas se estimaron en el 21% de la energía comprada, correspondiendo más de la mitad de esa cifra a fraudes y hurtos.

En respuesta al alto nivel de las pérdidas, Edenor implementó un plan de reducción de las pérdidas en 1992 que ponía el acento, fundamentalmente, en la medición precisa del consumo de energía a través de inspecciones periódicas, la actualización de las listas de clientes y categorías tarifarias, la reducción de las conexiones ilegales, el suministro del servicio a villas de emergencia y la reducción de las pérdidas técnicas.

Además de la carga financiera impuesta a Edenor, las conexiones ilegales afectaban la calidad del servicio disponible a través de la red de distribución de Edenor.

Edenor implementó un programa para normalizar el servicio prestado a alrededor de 350.000 hogares mediante la instalación de medidores nuevos y la regularización de las conexiones ilegales.

En las villas de emergencia, Edenor instaló medidores colectivos que registran el consumo total de cada villa.

Actualmente, las acciones tendientes a reducir las pérdidas comprenden a grandes lineamientos, por un lado lograr que los clientes paguen por la energía que consumen, y por el otro realizar inversiones en las redes de modo de arribar a las pérdidas técnicas óptimas (energía que se transforma en calor por la circulación de la corriente a través de los conductores de electricidad).

El siguiente cuadro presenta el detalle estimativo de las pérdidas de energía técnicas y no técnicas utilizando la tasa anual móvil (TAM), que se registraron en el área de Concesión de Edenor durante los períodos indicados.

En la Figura 6.1 se muestra la Evolución de las Pérdidas de Energía en una empresa de Distribución Eléctrica EDENOR (ARGENTINA)

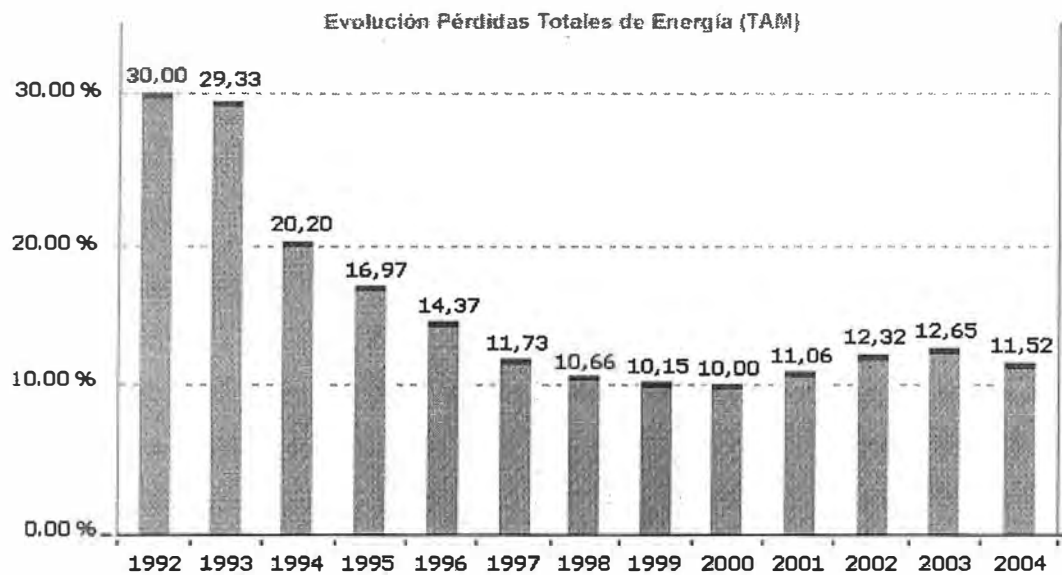


Figura N° 6.1 Evolución de Pérdidas en EDENOR



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. El estudio de pérdidas de energía es de gran importancia en la optimización de un sistema eléctrico, ya que una reducción de pérdidas mejora la eficiencia e incrementa los ingresos de las empresas eléctricas y evita incrementar la capacidad instalada.
2. *El estudio y evaluación de las pérdidas técnicas facilita y asegura que el crecimiento de la demanda se satisfaga de una manera óptima adicionando únicamente los elementos que sean técnicos y económicamente razonables.*
3. La reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica libera equipos de generación y transmisión.
4. El control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los sectores de la empresa eléctrica, ya que con ello se permite dar un mejor servicio al cliente.
5. Las redes de baja tensión son uno de los mayores contribuyentes de las *pérdidas en un sistema eléctrico tal como se vio y el problema más serio son las pérdidas no técnicas.*
6. La pobreza, el desempleo y el aumento de las tarifas de energía están fuertemente relacionados con el incremento de las pérdidas de energía.
7. Se puede inferir de los datos de la problemática de las pérdidas no técnicas los aspectos que inciden en la reducción de estas

### RECOMENDACIONES

1. Las empresas eléctricas deben ejecutar permanentemente planes para la evaluación, reducción y control de las pérdidas técnicas y no técnicas, para lo cual se deben cumplir con metas a corto, mediano y largo plazo.

2. Es importante la necesidad de motivar y concientizar al personal sobre la reducción de pérdidas, a fin de que estos conozcan los beneficios de implantar una política de ahorro de energía.
3. Preferentemente el plan deberá realizárselo con personal capacitado de la empresa.
4. Los valores económicos recuperados por concepto de reducción de pérdidas deben ser invertidos en acciones dirigidas al mejoramiento del sistema eléctrico.
5. Dotar a la unidad de Control de Pérdidas de cada empresa los equipos necesarios así como del software y hardware para que puedan cumplir eficazmente sus funciones.
6. Se debería realizar en caso de ser posible transferencia de cargas entre los circuitos secundarios a fin de aliviar la carga en otros secundarios sobrecargados.
7. Realizar un seguimiento mensual de los consumos de los clientes a fin de que sus consumos estén dentro de los rangos estimados, para ello se debe establecer un sistema de información el cual involucre la parte técnica y comercial (facturación). Dicho sistema será manejado por la Unidad de Control de Pérdidas y deberá estar entrelazado con el sistema de facturación.
8. Acompañar las acciones de control con una intensa campaña de difusión destinada a concientizar a la opinión pública en general sobre el delito que significa el hurto de energía y los peligros asociados que lleva el manipuleo de las instalaciones.
9. Complementar las acciones externas de control con un activo programa de medidas internas que garanticen un control y seguimiento permanente de la operación comercial (lectura, factura), a fin de disminuir las pérdidas por administración.
10. Poner énfasis en la aplicación de medidas de carácter jurídico-legales y/o administrativas en los casos de ilícitos comprobados.
11. Sobre la base de información proporcionada por los lectores acerca de medidores, acometida, etc. realizar inspecciones con el personal especializado en forma permanente a fin de tomar decisiones correspondientes en cada caso.
12. Otorgar facilidades de pago para regularizar las deudas de consumo.
13. Junto con la entrega mensual de facturas a los usuarios enviarles comunicaciones escritas difundiendo el uso racional de la energía, métodos para ahorrar energía, estructura tarifaria, servicios que otorga la empresa, etc.

14. Realizar divisiones de los circuitos secundarios de longitud excesiva, a fin de reducir el recorrido de la corriente.
15. Tener presente la conveniencia de sectorizar las acciones por zonas geográficas.
16. Tener presente que la mejor forma de reducir pérdidas futuras, se inicia con un correcto diseño de las obras y un acentuado planeamiento de las mismas, tanto desde el punto de vista tecnológico como el de su desarrollo en el tiempo.

## ANEXO A

### Metodología para la estimación de las Pérdidas Técnicas de la Empresa de Distribución Eléctrica EDELNOR

La metodología usada en un Sistema de Distribución Eléctrica se detalla la estimación de las Pérdidas Técnicas en cada uno de los componentes del Sistema

#### Pérdidas en Alta Tensión

A continuación se definen los criterios y la metodología utilizada para determinar las pérdidas en la red de AT.

#### Metodología de separación por bloques.

A partir del diagrama de carga del mes típico en evaluación (Ver Figura N° A1) para cada sistema se establece su diagrama de duración, el cual se obtiene ordenando los valores de mayor a menor y distribuyéndolos en el periodo de evaluación tal como se muestra en la Figura N° A2 Se establecieron 12 bloques de carga y en cada bloque se evaluó sus pérdidas de potencia para el valor medio de potencia del bloque (Figura N° A3).

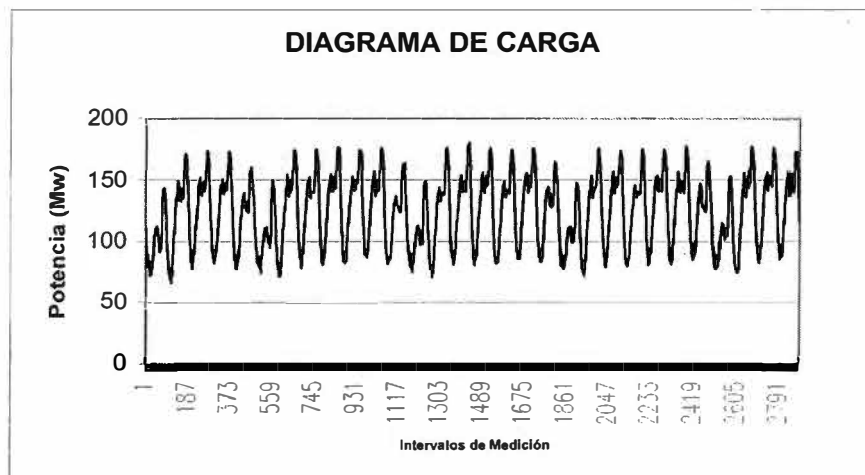


Figura N° A1 Diagrama de Carga de cada Sistema

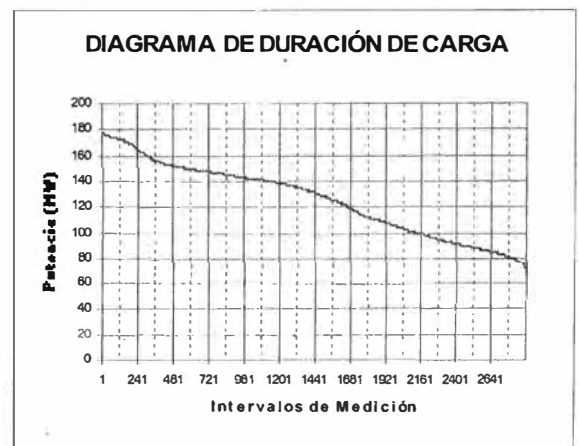
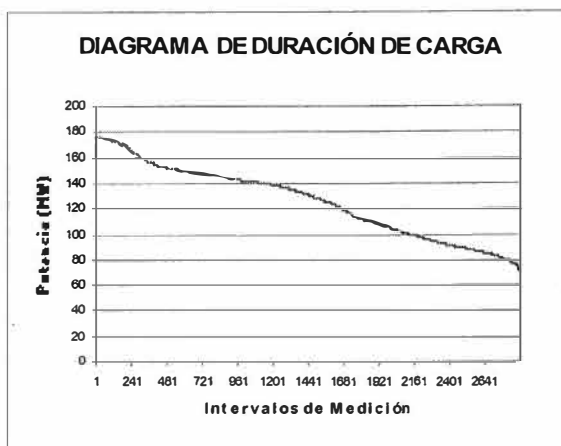


Figura N° A2 Diagrama de Duración de carga

Figura N° A3 Pérdidas de Potencia

El valor de potencia en barras 10 kV de las SET's que se consideró en cada bloque toma como referencia la misma hora y fecha del valor de potencia se asignó en cada uno de los bloques del sistema evaluado. Finalmente mediante programa de flujo de carga se determina las pérdidas de potencia de cada bloque.

### Pérdidas de energía por sistema

Las pérdidas de energía lo hallamos integrando las pérdidas de potencia, considerando que nuestro periodo de estudio es 30 días o 720 horas de acuerdo a la siguiente formula:

$$E(\text{Energía}) = \sum_{i=1}^{12} \frac{P_i}{12} \cdot 720h$$

$$Per(\text{Energía}) = \sum_{i=1}^{12} \frac{Per_i}{12} \cdot 720h \quad (\text{A.1})$$

Donde:

$P_i$  : Potencia de ingreso en cada bloque

$Per_i$  : Pérdidas de Potencia en cada bloque

Evaluando obtenemos los siguientes resultados tenemos las Pérdidas de Energía de la Red de Alta Tensión tal como se muestra en la Tabla A1:

Tabla A1 Pérdidas de energía de la red Alta Tensión

Sistema	MWh	MWh Pérdidas	% Pérdidas Energía
Sistema Chavarría - Barsi	323 151	4 682	1.45%
Santa Rosa	85 625	856	1.00%
Huacho	9 246	97	1.06%
Paramonga Nueva	4 095	43	1.04%

### Pérdidas de Energía de la Red de Alta Tensión

El cálculo de las pérdidas de energía en la red de Alta Tensión es la suma simple de las pérdidas de energía en cada sistema, adicionalmente la energía total incluye el consumo en la zona donde no se originan pérdidas de potencia.

Sistema	MWh	MWh Pérdidas	% Pérdidas Energía
Total	426 705	5 678	1.35%

Sin embargo, considerando que la energía consumida por el SVC para el mes de Noviembre fue de 183 MWh se obtiene un total de pérdidas de 5861 MWh, con lo cual el porcentaje de pérdidas en AT es de 1.37%

### **Pérdidas en Media Tensión**

A continuación se definen los criterios y la metodología utilizada para determinar las pérdidas en la red de MT. y transformación MT/BT.

### **Pérdidas en la Red de Media Tensión**

Para determinar las pérdidas de energía se realizó a partir de establecer los siguientes bloques de carga para cada alimentador:

- Bloque punta
- Bloque medio
- Bloque bajo

#### **a) Metodología de separación por bloques.**

Se realiza según la siguiente secuencia de pasos:

A partir de diagrama de carga (figura N° A6) de cada alimentador MT se determinó su respectivo diagrama de duración de carga, el cual se obtiene ordenando los valores de mayor a menor y distribuyéndolos en el periodo de duración como se muestra en la Figura N° A7

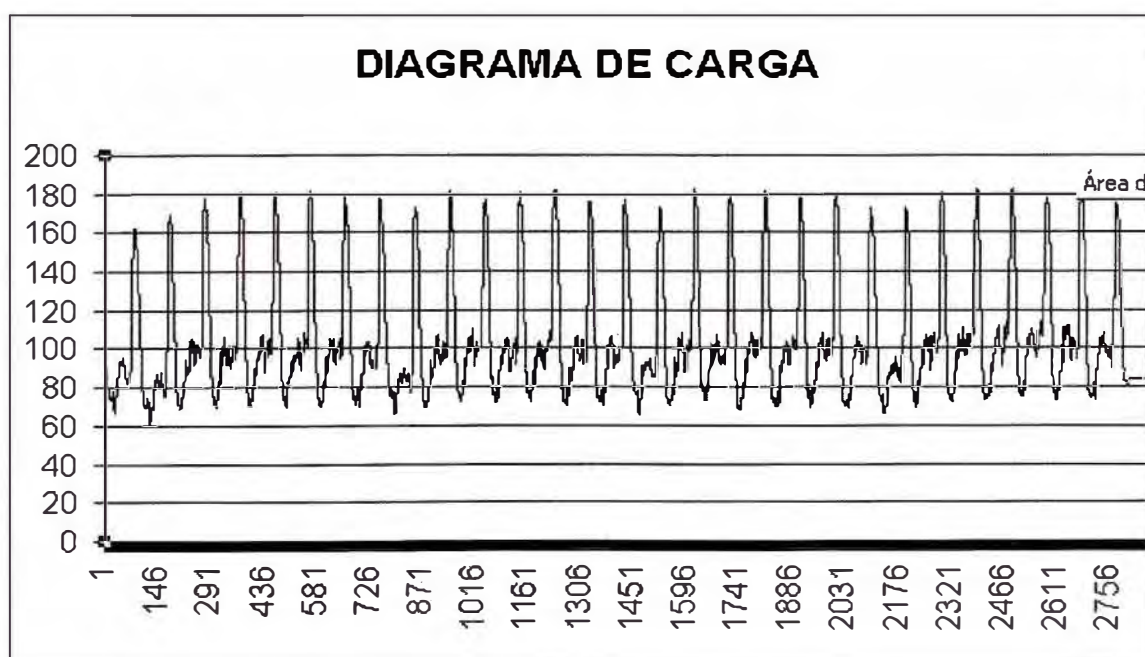


Figura N° A6 Diagrama de Carga en MT

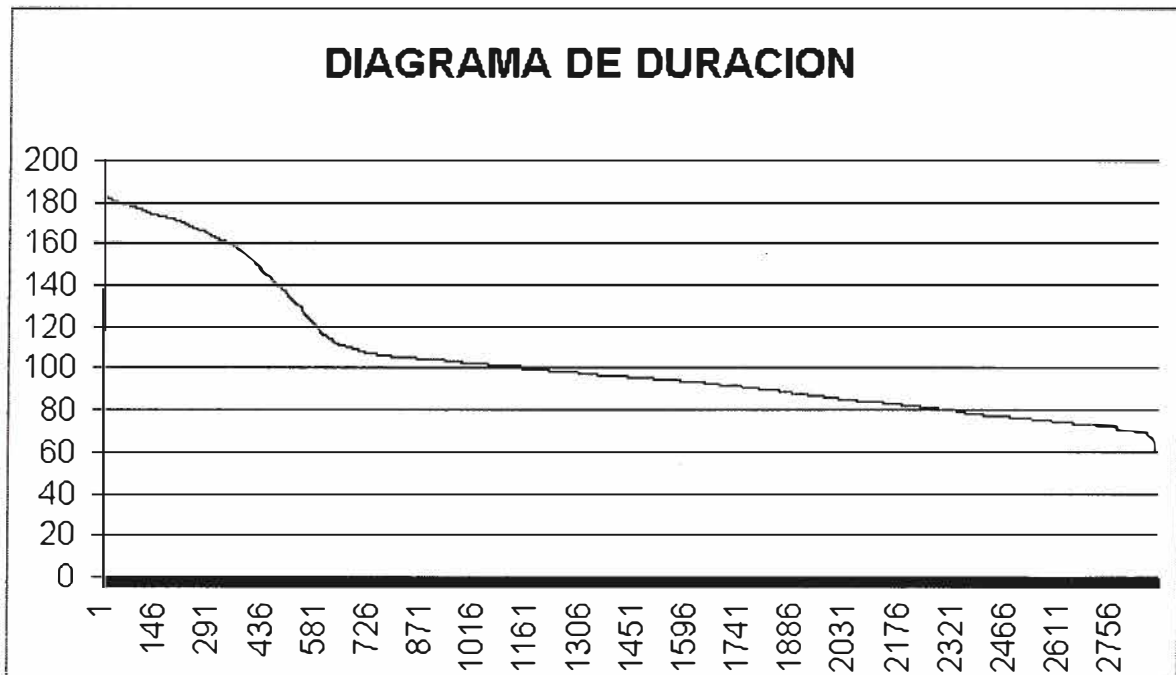


Figura N°. A7 Diagrama de Duración

Una vez obtenido el diagrama de duración se procede a hallar los bloques horarios tal como se muestra en la Figura N° A8.

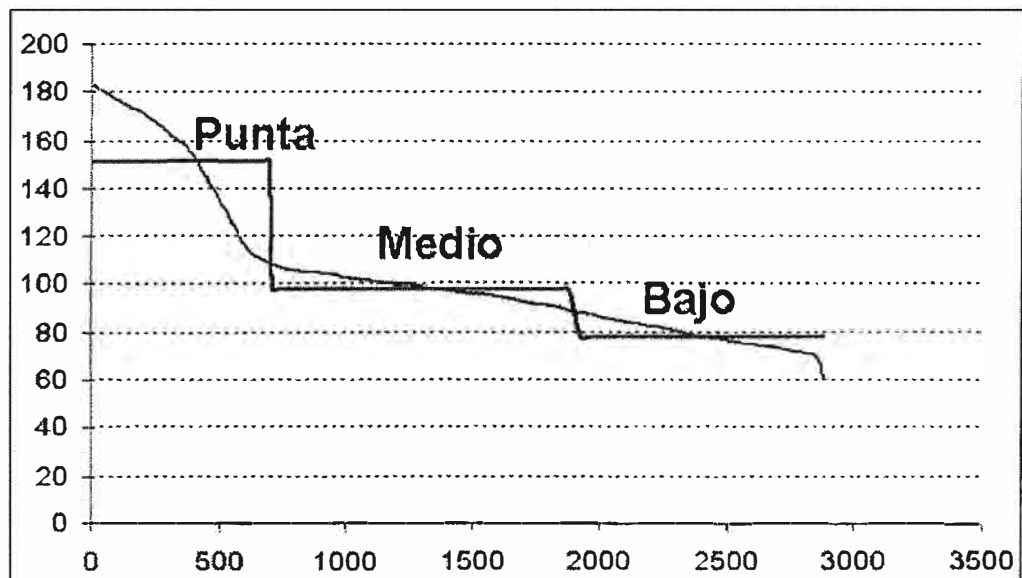


Figura N° A8 Diagrama de Bloques

Para poder determinar los bloques horarios de todos los alimentadores se siguieron los siguientes pasos:

A partir del análisis de los diagramas de duración del total de alimentadores se determinaron tres familias típicas (Figuras N° A9, A10 y A11)

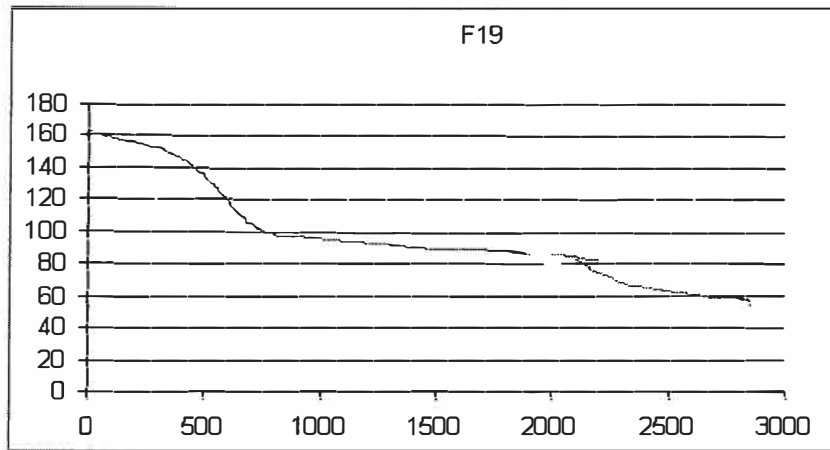


Figura N° A9 Diagrama Tipico A

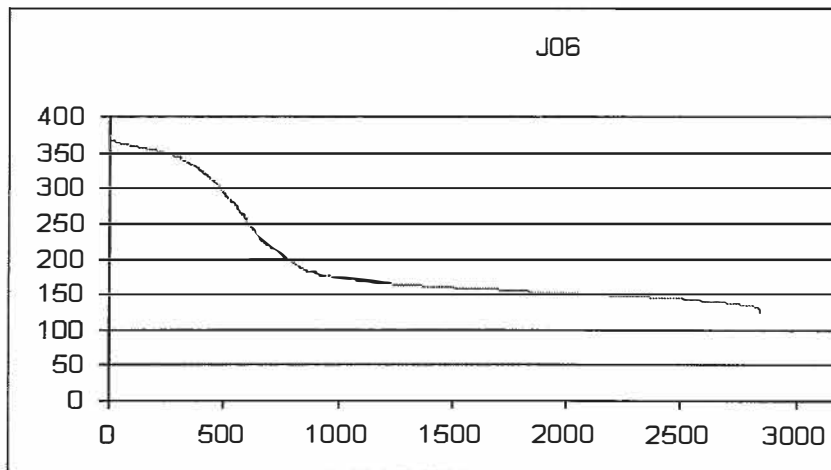


Figura N° A10 Diagrama Tipico B

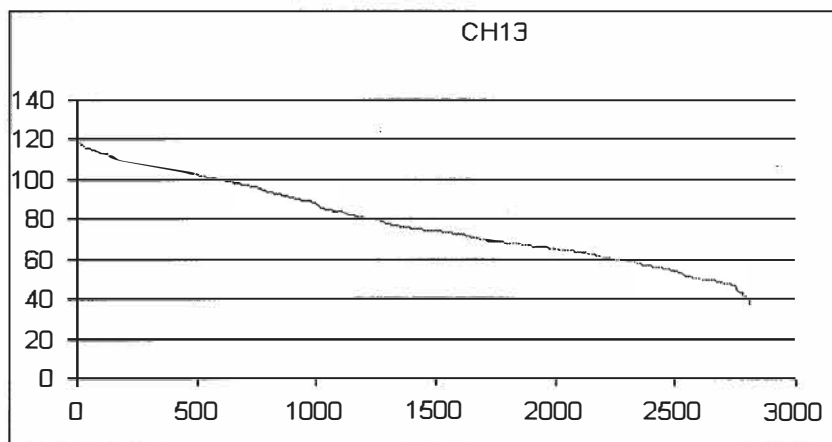


Figura N° A11 Diagrama Tipico C



Para poder analizar la tendencia de estas curvas se consideró su primera derivada (variación de la carga en el tiempo), tal como se muestra en las Figuras A12, A13 y A14.

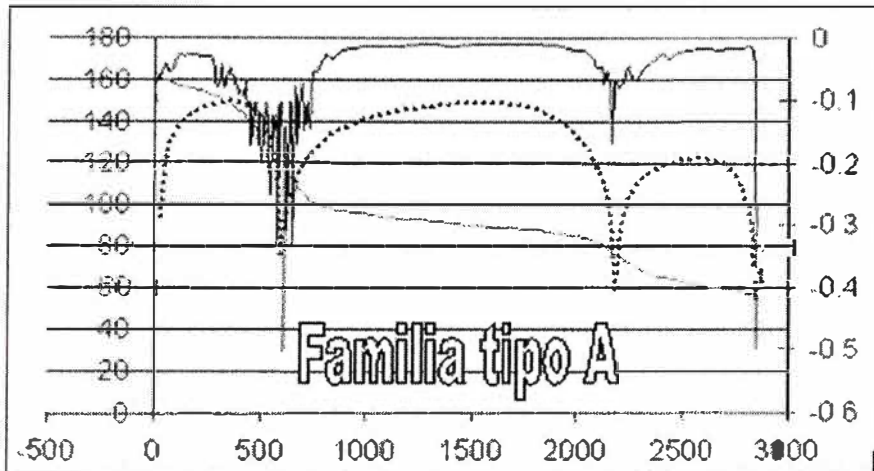


Figura N° A12 Familia Tipo A

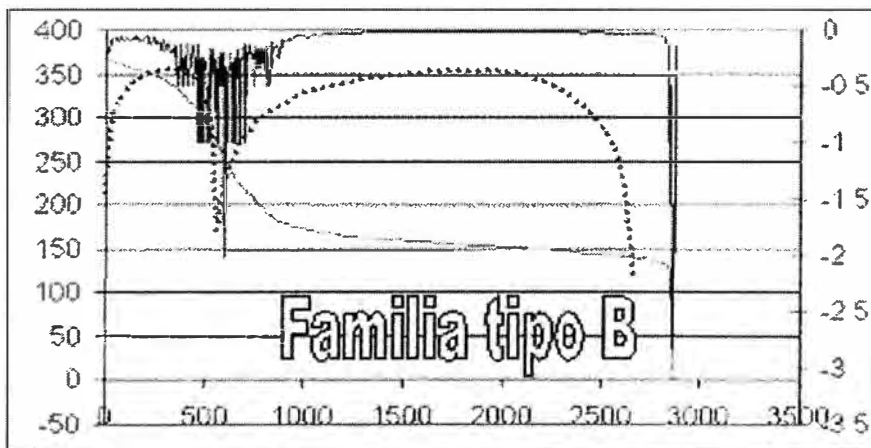


Figura N° A13 Familia Tipo B

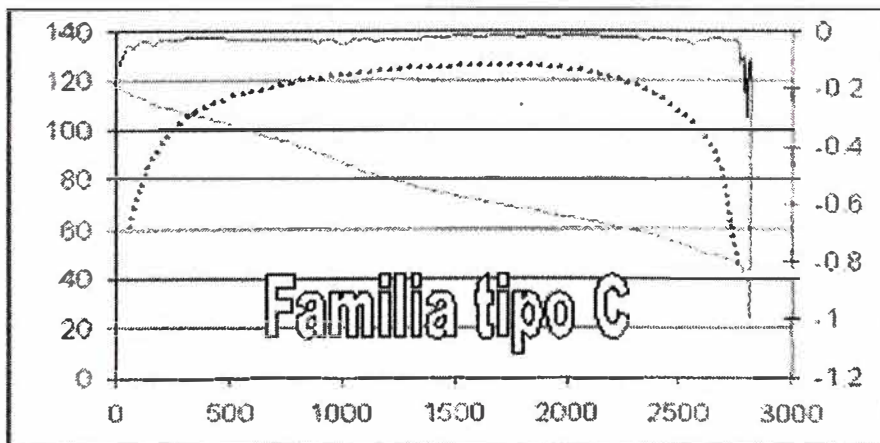


Figura N° A14 Familia Tipo C

Como se puede apreciar en las figuras N° A12, A13 y A14, se pueden atender la tendencia que tiene cada familia de curvas (líneas punteadas), en las cuales; los picos pronunciados nos indica el cambio de dirección que sufre la curva (punto de inflexión de la curva o cambio de concavidad). Este cambio nos permite apreciar claramente los bloques que estamos buscando de una forma analítica y poder aplicar en general al resto de diagramas de cada alimentador.

Para la primera familia, con base al criterio establecido procedemos a hallar los bloques horarios y se obtiene los resultados que se muestran en la figura N° A15

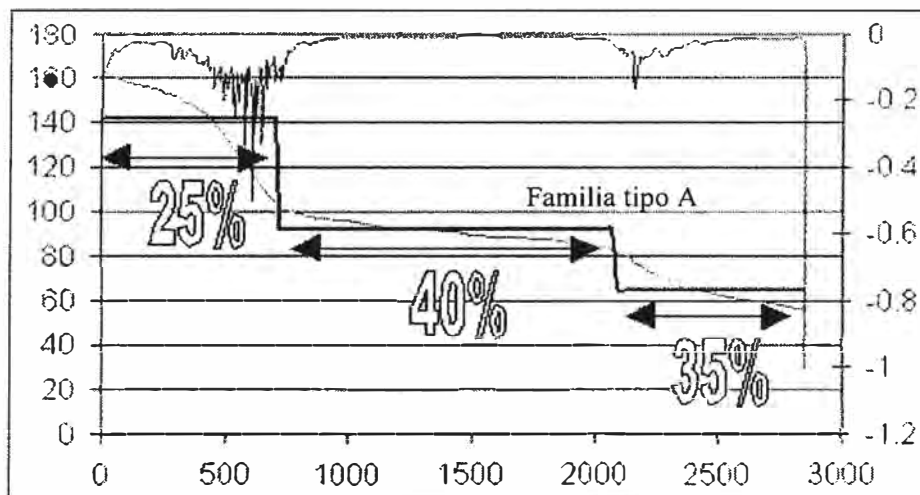


Figura N° A15 Familia Tipo A

Del análisis efectuado para la familia tipo A, se obtuvo en forma aproximada, que el bloque de Punta tiene un 25% de duración con respecto al periodo total, el bloque Medio un 40% y el bloque Bajo un 35%. Asimismo, determinamos el valor promedio para cada uno de estos bloques. De manera similar para las otras familias que se muestran en las Figuras N° A16 y A17.

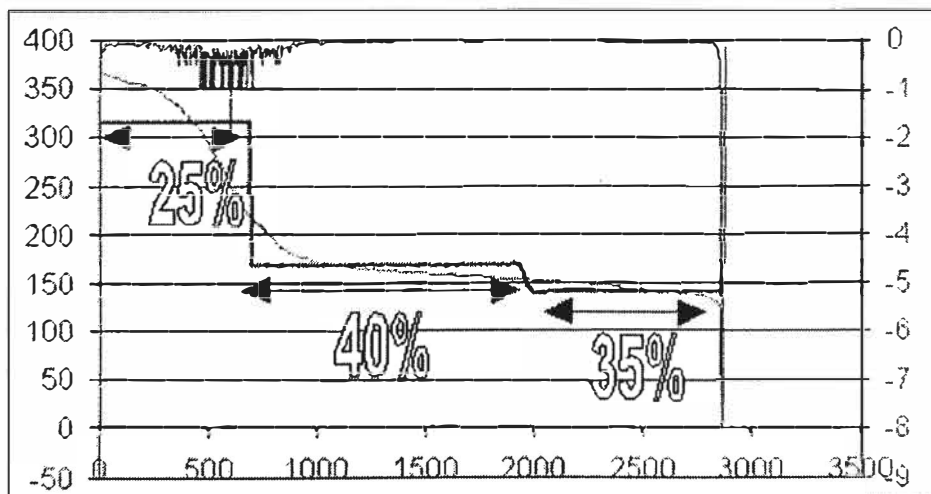


Figura N° A16 Familia Tipo B

En la familia tipo B, no se puede establecer con claridad un criterio para diferenciar entre el bloque medio y bajo, así que se asume los rangos de duración considerados para la familia tipo A, es decir, bloque Medio y Bajo con una duración de 40% y 35% respectivamente.

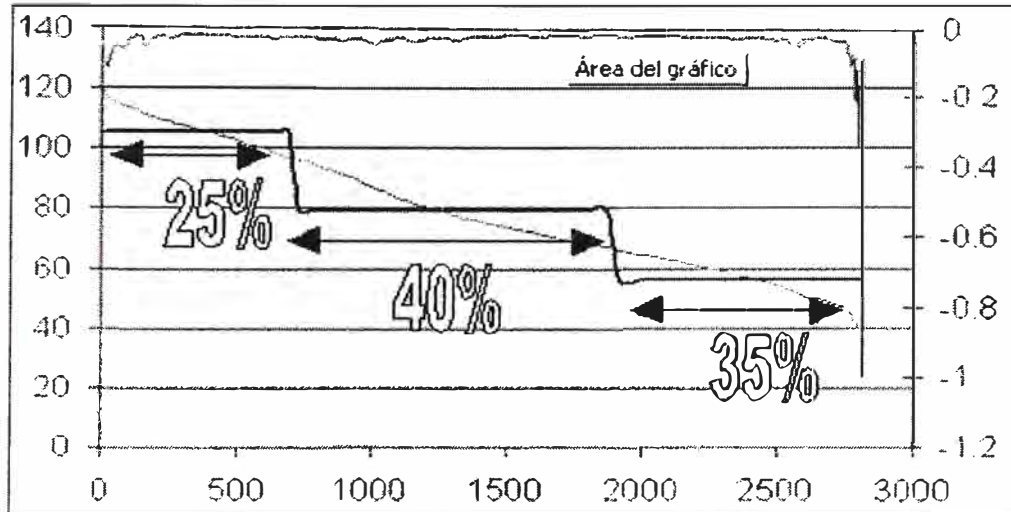


Figura N° A17 Familia Tipo C

Para la familia tipo C, al no encontrarse una referencia para dividir los bloques horarios se considera como referentes la división establecida para las familias A y B, es decir, bloque Punta 25%, bloque Medio 40% y bloque Bajo 35%.

Por último, se establece el valor medio (corriente) para cada uno de estos bloques.

La demanda de los clientes MT que se toma en cuenta es la que coincide con la hora y fecha del valor medio de cada bloque que se determinó en el proceso anterior. Finalmente mediante flujo de carga se determina las pérdidas de potencia de cada bloque.

#### b) Cálculo de pérdidas

A partir de los datos de carga del alimentador y clientes MT se procede a ingresar en el programa de flujo de carga CYMDIST, los valores de demanda que se dan en el momento establecido por cada valor medio para cada bloque. El programa de flujo de carga reparte la carga del alimentador en cada Subestación en función de su potencia instalada, solo se mantiene constante la carga de los clientes MT. Para el cálculo de las pérdidas, se procedió a efectuar la corrida de flujo de carga para los tres bloques.

**c) Pérdidas de potencia por alimentador y bloque horario.**

El programa nos entrega como resultado la potencia total que ingresa a cada alimentador y sus correspondientes pérdidas en kW. En el Anexo B se muestran las pérdidas de potencia en cada bloque horario, el porcentaje de horas que corresponde a cada bloque y el porcentaje de pérdidas de cada alimentador.

**d) Pérdidas de energía por alimentador.**

Las pérdidas de energía lo hallamos integrando las pérdidas de potencia, considerando que nuestro periodo de estudio es 30 días o 720 horas de acuerdo a la siguiente formula:

$$P(\text{Energía}) = P(\text{punta}) \times \text{Hrs}(\text{punta}) + P(\text{bmedio}) \times \text{Hrs}(\text{medio}) + P(\text{bajo}) \times \text{Hrs}(\text{bajo})$$

los resultados se muestran en el Anexo B.

Las pérdidas de energía en MT se establecieron a partir del establecimiento de tres bloques de carga (bloques punta, medio y bajo), sin embargo, se debe considerar un factor de corrección con respecto a la utilización de una mayor cantidad de bloques. En la figura A18 se muestra los distintos factores de corrección en función de la cantidad de bloques a utilizarse en la estimación de pérdidas, el cual está en función el diagrama de carga MT total de Edelnor en la salida de las SET's AT/MT. En el presente estudio el valor de corrección considerado para tres bloques es de 0.7%.

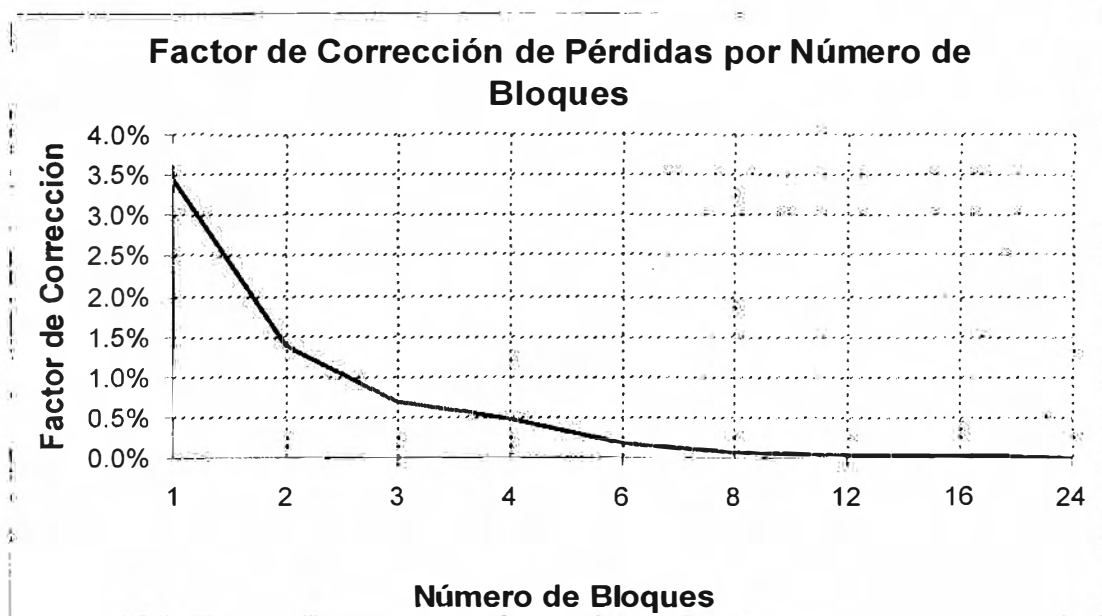


Figura N° A18 Factor de corrección

**e) Resultados de pérdidas de energía MT por SET.**

Las pérdidas de energía en cada SET es la suma de las pérdidas que se obtiene en cada alimentador. A continuación, se presenta el porcentaje de pérdidas de energía que se obtiene en cada SET y en toda la red MT se muestra en la TablaA2 y Figura N° A19.

Tabla A2 Perdidas de Energia en cada SET

SET's	% Pérdidas
Huaral	3.4%
Huacho	2.4%
Jicamarca	2.0%
Caudivilla	1.9%
Canto Grande	1.9%
Chancay	1.6%
Santa Rosa	1.6%
Oquendo	1.5%
Infantas	1.4%
Tomás Valle	1.4%
Puente Piedra	1.2%
Chavarría	1.1%
Ventanilla	1.0%
Zapallal	1.0%
Naranjal	0.9%
Supé	0.9%
Pando	0.9%
Santa Marina	0.9%
Maranga	0.8%
Tacna	0.8%
Barsi	0.7%
Pershing	0.7%
Ancón	0.6%
Mirones	0.6%
Industrial	0.5%
<b>Total</b>	<b>1.16%</b>

El la Figura N° A19 muestra gráficamente y en forma descendente los porcentajes de pérdidas en MT que se obtiene en cada SET.

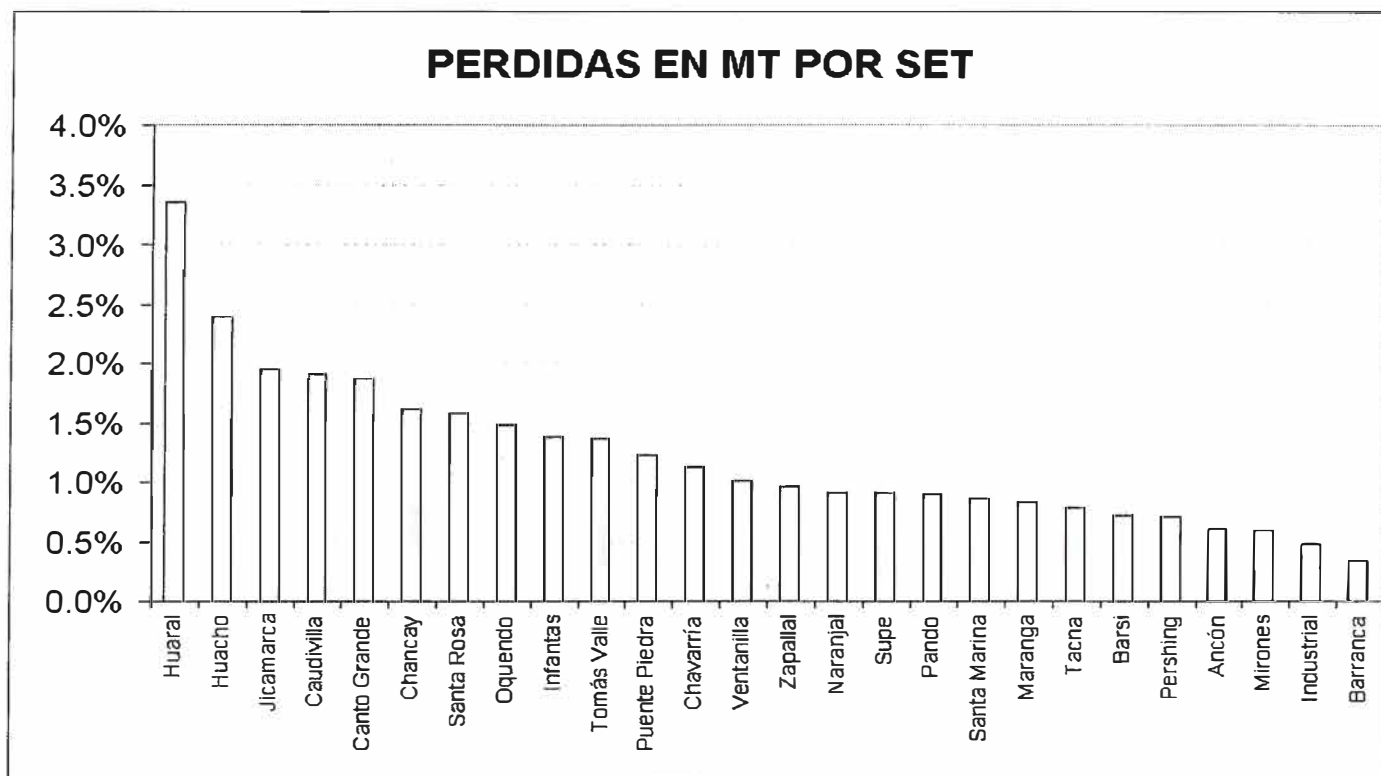


Figura A19 Pérdidas de Energía en Media Tensión

La red MT de las SET's que tuvieron una disminución relevante de pérdidas respecto al año 2004 fueron:

Red MT de la SET Caudivilla, en el cual las pérdidas disminuyeron de 2.6% a 1.9% debido al ingreso de los alimentadores CV-08 y CV-09, que descargaron las redes y redistribuyeron las cargas de los alimentadores CV-05, CV-02 y CV-07.

Red MT de la SET Canto Grande, en el cual las pérdidas disminuyeron 2.15% a 1.9% debido al reforzamiento del alimentador CG-03, asimismo, la redistribución de cargas de los alimentadores CG-08, CG-11 y CG-12.

#### **Pérdidas en SED MT/BT**

El cálculo de las pérdidas en las SED's MT/BT se realizó sobre el total de Subestaciones de Edelnor. La asignación de la carga en cada SED proviene de la repartición de cargas desarrollado para la red BT, en los cuales se considero tres bloques de carga (alto, medio, bajo).

#### **a) Parámetros de transformadores empleados.**

Para la asignación de las pérdidas en el Fe y Cu en función de la potencia de los transformadores se elaboraron las siguientes fórmulas lineales que relacionan las

pérdidas y la potencia nominal del transformador como se muestra en la figura N° A20 y A21.

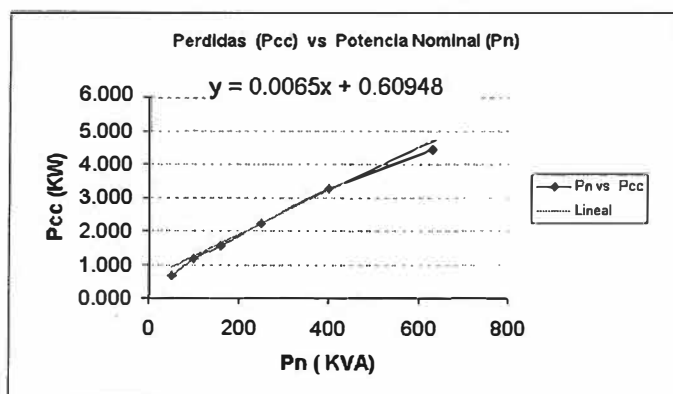


Figura A20 Potencia de cortocircuito vs. Potencia Nominal

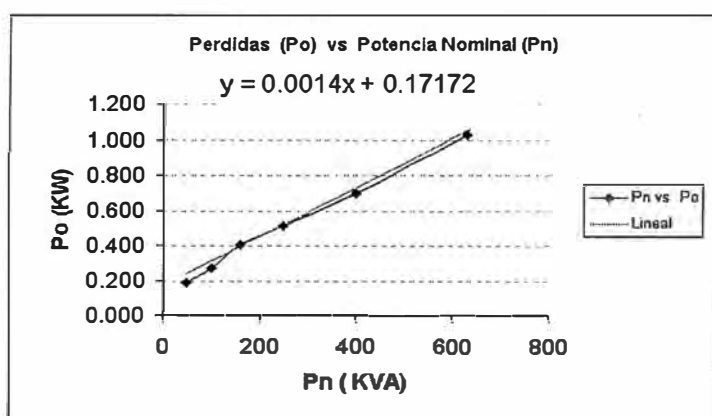


Figura A21 Pérdidas en Función de la Potencia Nominal del Transformador

Adicionalmente a las pérdidas en los transformadores se agregaron las pérdidas que se producen en el cable de comunicación.

La sección del cable de comunicación para cada transformador toma en cuenta los valores normalizados para los distintos valores de potencia del transformador, partiendo con 70 mm<sup>2</sup> como sección mínima.

La longitud del cable de comunicación para cada transformador toma en consideración los valores normalizados en función del tipo de Subestación, tal como se muestra en la Tabla N° A3:

Tabla N° A3 Longitud del Cable de Comunicación

Tipo de Subestación	(m)
Convencional	8.5
Compacta Subterránea	10
Aéreas	10.5

### b) Pérdidas de energía.

Utilizando las corrientes que ingresan a las SED's MT/BT determinadas en el balance de carga para la red BT para los bloques alto, medio y bajo; se procedió a calcular las pérdidas de energía, las cuales se evaluaron mediante la siguiente fórmula

$$P_E = P_{Fe} \cdot 720h + (P_{cu} / I_n^2 + n \cdot r \cdot Vp / Vs) \cdot (I_a^2 \cdot \%Hr_a + I_m^2 \cdot \%Hr_m + I_b^2 \cdot \%Hr_b) \cdot 720h \dots (kWh)$$

(A.2)

donde:

$P_{Fe}$  Pérdidas en vacío del transformador de la Subestación

$P_{Cu}$  Pérdidas en corto circuito del transformador de la Subestación

$I_n$  Corriente nominal de la Subestación.

$I_a$  Corriente en la Subestación para el flujo de carga correspondiente al bloque alto

(a)

$I_m$  Corriente en la Subestación para el flujo de carga correspondiente al bloque medio

(m)

$I_b$  Corriente en la Subestación para el flujo de carga correspondiente al bloque Bajo

(b)

$\%Hr_a$  Porcentaje de horas de duración en el bloque alto

$\%Hr_m$  Porcentaje de horas de duración en el bloque medio

$\%Hr_b$  Porcentaje de horas de duración en el bloque bajo

$r$  Resistencia del cable de comunicación (ohm)

$n$  Número de fases del transformador (trifásico=3, monofásico=1)

$Vp/Vs$  Relación de transformación MT/BT

Finalmente, las pérdidas en MT/BT fueron afectadas por el factor de corrección por tres bloques en MT el cual tiene un valor de 0.7%.

### c) Resultados de las pérdidas de energía MT/BT por SET.

Las pérdidas de energía que se determinaron en cada SET son mostradas en la Tabla N° A4:

Tabla N° A5 Perdidas de Energía en MT/BT



SET	% Pérdidas
Ancón	2.61%
Barranca	1.75%
Barsi	1.77%
Canto Grande	1.90%
Caudivilla	2.22%
Chancay	2.32%
Chavarría	1.87%
Huacho	2.09%
Huaral	2.75%
Industrial	1.77%
Infantas	1.93%
Jicamarca	2.14%
Maranga	1.44%
Mirones	1.44%
Naranjal	1.94%
Oquendo	2.37%
Pando	1.35%
Pativilca	2.80%
Pershing	1.36%
Puente Piedra	3.03%
Santa Marina	2.16%
Santa Rosa	1.66%
Supe	2.29%
Tacna	1.36%
Tomás Valle	1.68%
Ventanilla	2.35%
Zapallal	2.88%
<b>TOTAL</b>	<b>1.80%</b>

De los resultados que se muestran en el cuadro, se debe considerar que el porcentaje de pérdidas de las SED's atendidas desde las SET's tales como Ancón y Zapallal, tienen una disminución del porcentaje de pérdidas con respecto al año 2004, esto debido a que las SED's tienen un factor de utilización bajo, y a medida que aumenta la carga traerá como consecuencia un efecto en la disminución del porcentaje de pérdidas hasta un valor aproximado del 50% del carga y a partir de este punto el porcentaje de pérdidas tendrá una tendencia a aumentar, interpretándose que no

necesariamente las pérdidas de energía como valor tengan que disminuir ya que la carga está aumentado, en la Figura N° A22 se muestra dicho efecto.

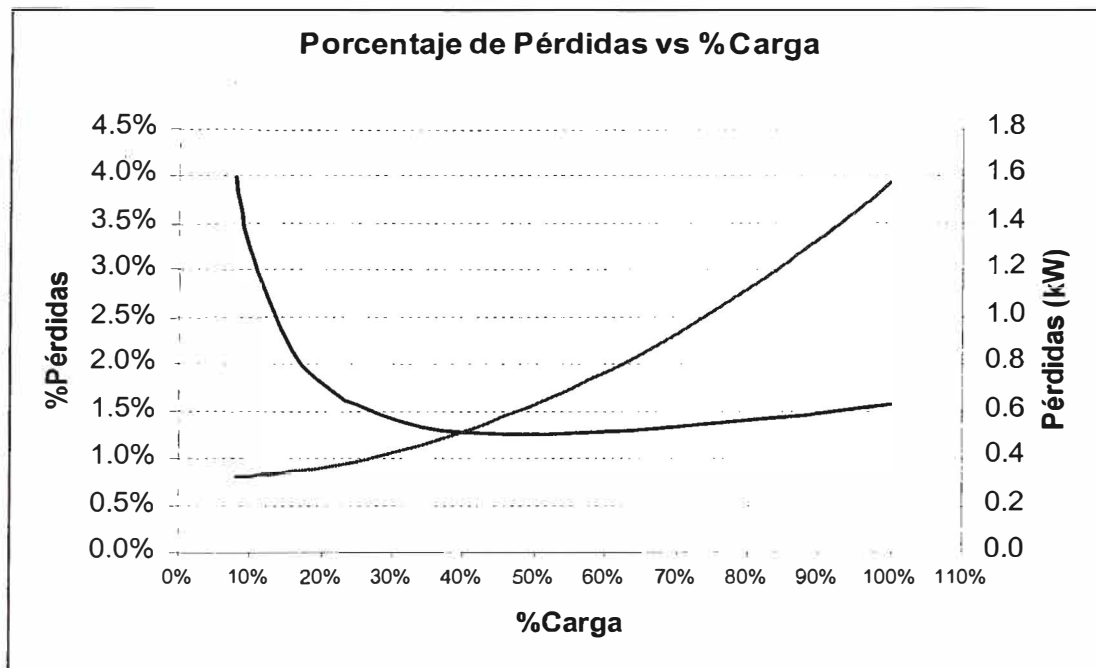


Figura N° A22: Porcentaje de Pérdidas vs. Factor de Utilización

La figura A23 muestra la relación que existe entre el porcentaje de pérdidas y el factor de utilización del transformador, donde el porcentaje de pérdidas varía en mayor proporción cuando menor sea el factor de utilización, y tendrá valores mínimos cuando una subestación tenga un factor de utilización alrededor del 50%.

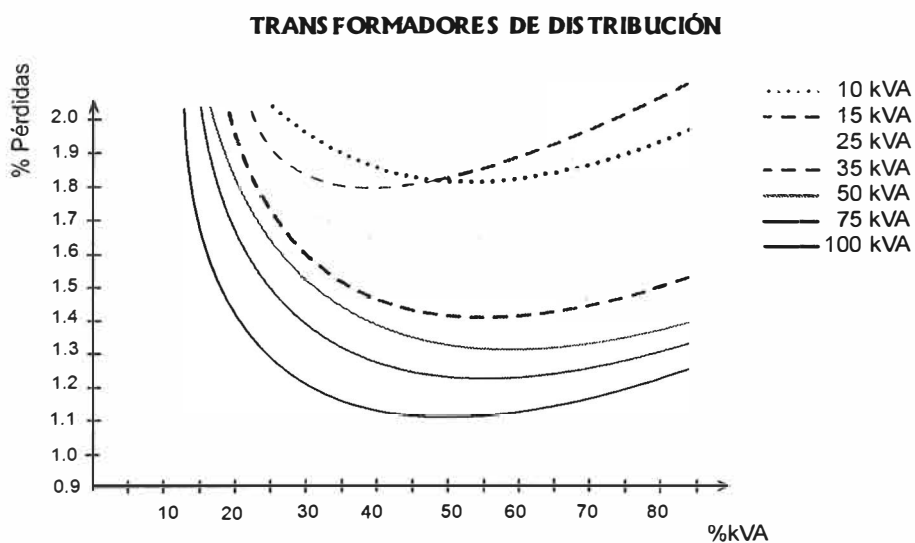


Figura N° A23 Tomado del Libro Pérdidas de Energía (CIER-1991)

## **Pérdidas en BT**

A continuación se definen los criterios y la metodología utilizada para determinar las pérdidas en la red de BT, acometidas y medidores

### **Pérdidas en la red BT**

A partir del año 2004 EDELNOR empezó a utilizar software de flujo de carga como herramienta en la estimación de las pérdidas técnicas en las redes de distribución.

La estimación de las pérdidas técnicas en las redes de Baja Tensión se venía realizando mediante simulaciones de flujo de carga en una muestra de Subestaciones de Distribución seleccionadas con criterios estadísticos para luego extrapolar los resultados a todo el parque de Subestaciones de Distribución. En el presente estudio se realizará simulaciones de flujo de carga al parque de Subestaciones de Distribución con que cuenta EDELNOR.

#### **a) Simulación de Flujo de carga en la red de baja tensión mediante el Software CYMDIST**

El software utilizado en las simulaciones de flujo de carga es el CYMDIST, el cual requiere como datos de entrada una base de datos cartográfica de la red de baja tensión. En Edelnor se cuenta con la base de datos cartográfica SIPRE-SDA, sin embargo, la base de datos del SIPRE-SDA y la base de datos del CYMDIST no tienen el mismo formato, por lo cual había que realizar un proceso de conversión del formato del SIPRE-SDA al formato del CYMDIST. La conversión se logró mediante la creación de programas en Excel (macros) el cual convertía el formato de la base de datos de la red eléctrica del SIPRE-SDA al formato de base de datos que es utilizado por el CYMDIST, sin embargo, el tiempo de procesamiento de estos programas era lento debido a limitaciones de recursos de memoria tanto en el programa Excel como la utilización de una PC personal.

El objetivo de los procesos que describen a continuación son la Conversión de la base de datos del SIPRE-SDA hacia el formato de base de datos del CYMDIST y la asignación de cargas a los suministros de baja tensión con la finalidad de realizar simulaciones de flujo de carga en la red de baja tensión.

#### **b) Migración de la Base de datos de la red de baja tensión del SIPRE-SDA al CYMDIST**

##### **Descripción del Proceso**

En la conversión del formato de base de datos de la red de baja tensión del SIPRE-SDA al formato de base de datos del CYMDIST de más de 7,000 subestaciones con que cuenta EDELNOR se evaluó la conveniencia de utilizar un programa en base de datos que efectuará la conversión mediante la ejecución del programa en un servidor.

Sobre la base de la experiencia que el sector obtuvo en la conversión del formato de base de datos de la red de baja tensión de una muestra de Subestaciones, se realizó un requerimiento de servicio a SYNAPSIS con las especificaciones respectivas para que realizara un programa de conversión del formato de base de datos de la red de baja tensión del SIPRE-SDA al formato de base de datos de red del CYMDIST.

Se debe tener en cuenta que antes de solicitar formalmente el requerimiento hubo reuniones de coordinación con SYNAPSIS con la finalidad detallar los resultados que se requería obtener con el programa de base de datos requerido, lo cual contribuyó a que la especificación técnica del requerimiento no hubiera desviaciones relevantes luego de que nos alcanzaran el programa y realizado las pruebas respectivas como se muestra en la tabla A5.

Tabla N° A5 Proceso de Conversión de datos

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Coordenada de la poli línea (conductor) en formato SIPRE-SDA.</li> <li>2. Coordenada de los clientes en formato SIPRE-SDA.</li> <li>3. Coordenada de ubicación de las SED's en formato SIPRE-SDA.</li> <li>4. Coordenada de las llaves en formato SIPRE-SDA</li> <li>5. Calibres de los conductores en formato SIPRE-SDA.</li> <li>6. Calibres de las acometidas en formato SIPRE-SDA.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Programa de conversión de la base de datos del SIPRE-SDA a formato de base de CYMDIST</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tramos de red (conductor) : Coordenada del tramo, inicio y fin del tramo y calibre del tramo en formato CYMDIST.</li> <li>2. Tramos de acometida: Coordenada del tramo, inicio y fin del tramo y calibre del tramo en formato CYMDIST.</li> <li>3. Coordenada de los clientes en formato CYMDIST</li> <li>4. Coordenada de Ubicación de la SED en formato CYMDIST.</li> <li>5. Coordenada de ubicación de las llaves en formato CYMDIST.</li> </ol>
---	--	---

### c) Distribución de cargas en la Red de Baja Tensión

#### Descripción del Proceso

El proceso tiene como finalidad obtener el diagrama de consumo que se asignará a los clientes del servicio particular en Baja Tensión que no cuentan con equipos de

registros de carga en potencia (kW), a partir de este resultado se logrará obtener la máxima demanda de cada cliente con la finalidad de ingresarlo como dato de entrada en las simulaciones de flujo de carga en la red de baja tensión tal como se muestra en la tabla N° A6.

Tabla N°A6 Procesode Distribución cargas

1. Diagrama de carga medido en kW de ingreso en el Alimentador MT.	1. Programa en Excel de distribución de cargas con base a metodología de programación lineal utilizando como herramienta el Solver del Excel.	1. Diagrama de carga en kW asignado a cada cliente en baja tensión.
2. Diagrama de Carga en kW medido en los Máxímetros en Media Tensión		
3. Diagrama de Carga en kW medido en los Máxímetros en Baja Tensión.		
4. Diagrama de Carga en Potencia de la red de Alumbrado Público.		
5. Diagrama de Carga a Cliente en P.U. asignado a los clientes en BT en base a su sector típico.		

### Modelo del Sistema

Para poder realizar el balance del sistema de distribución en función a un diagrama de carga semanal de total de alimentadores que conforman el sistema de MT, se considerará que todas las cargas están en una sola barra como se muestra en la Figura N° A24

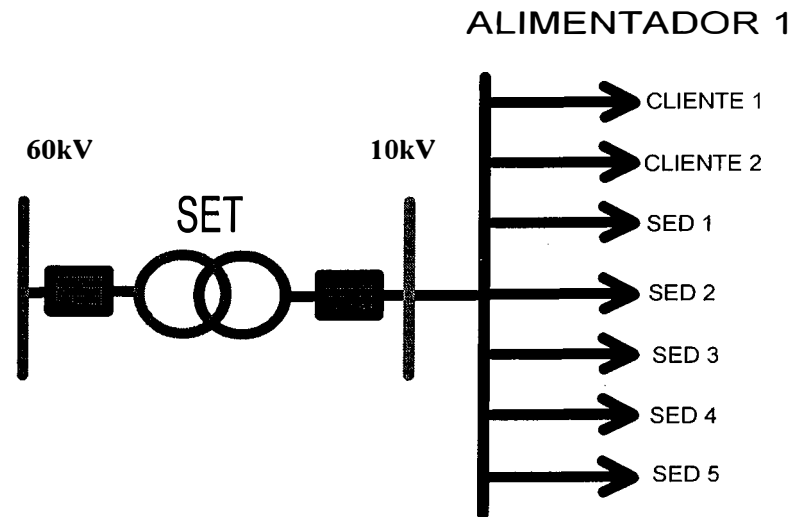


Figura N° A24 Modelo Uninodal de Alimentador de Media Tensión

Asimismo, se considera que la carga que atiende una SED se encuentra concentrada en la barra de BT como se muestra en la Figura N° A25

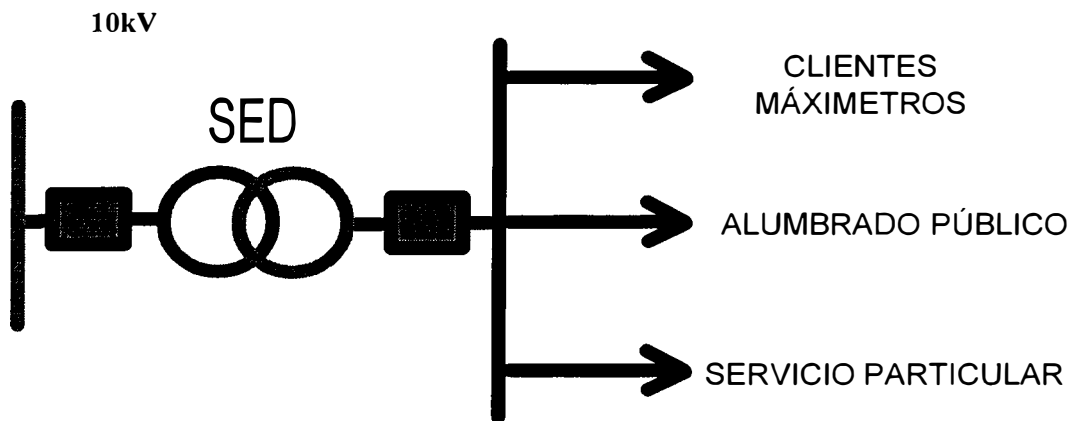


Figura N° A25 Modelo Uninodal de Subestación de Baja Tensión

### Procedimiento del Balance de Carga

El procedimiento que se describe a continuación se realizó para en cada uno de los alimentadores de la Zona Lima que cuentan con los datos necesarios para realizar el balance de carga durante una semana con la finalidad de determinar el diagrama de carga que se asignará a cada cliente de servicio particular.

En el caso de la Zona Norte al no contar con registros de carga necesarios para realizar el balance, la asignación de las cargas en máxima demanda se realiza para cada cliente considerando su energía mensual y un diagrama de carga típico asignado.

Para obtener el diagrama de carga del Servicio Particular de la red de BT, el modelo toma como base de la información existente, para un período de evaluación de una semana, que consta de lo siguiente:

- Mediciones de potencia registradas por el alimentador (kW y kVAR).
- Mediciones de potencia del servicio de Alumbrado Público (kW y kVAR).
- Mediciones de potencia de clientes MT (kW y kVAR).
- Mediciones de potencia de clientes máxímetros en BT (kW y kVAR).

Para obtener la demanda total del Servicio Particular en BT (SP Real), las mediciones de carga en kW del alimentador se le restan los kW de Alumbrado Público, kW de Clientes MT y kW de clientes Máxímetros en BT, la representación del proceso descritos se muestran en los diagramas de carga del sistema que se presentan en la Figuras N° A26 y A27.

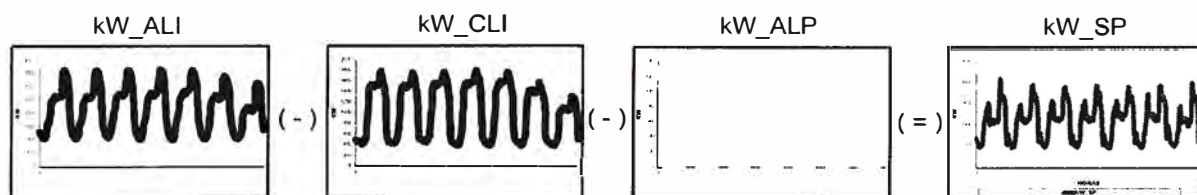


Figura N° A26: Esquema para determinar la Demanda de Servicio Particular

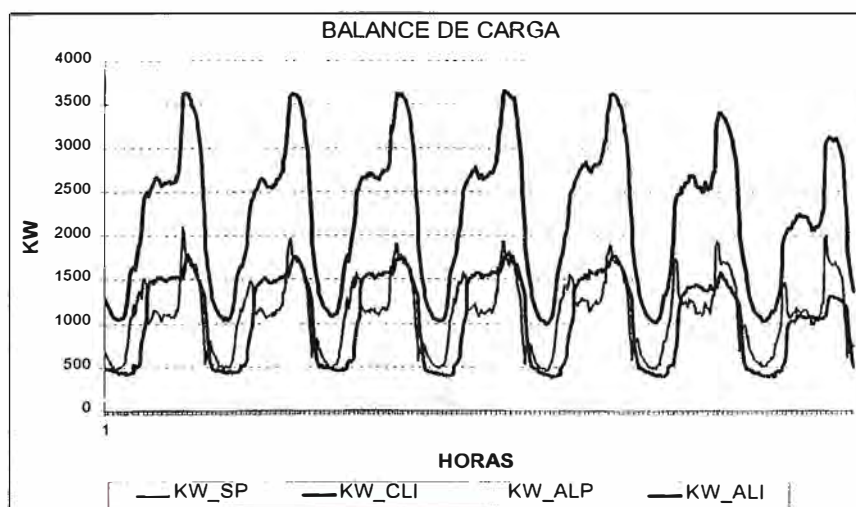


Figura N° A27: Diagramas de Carga Empleados Para determinar kW\_SP

Donde:

kW\_ALI: Potencia de Alimentador de MT

kW\_CLI: Potencia de Clientes MT (PM y U) Clientes Máxímetros BT

kW\_ALP: Potencia de Alumbrado Público

kW\_SP: Potencia de Servicio Particular de BT

En la figura A28 se muestra el diagrama de carga del SP en un alimentador MT durante 7 días.

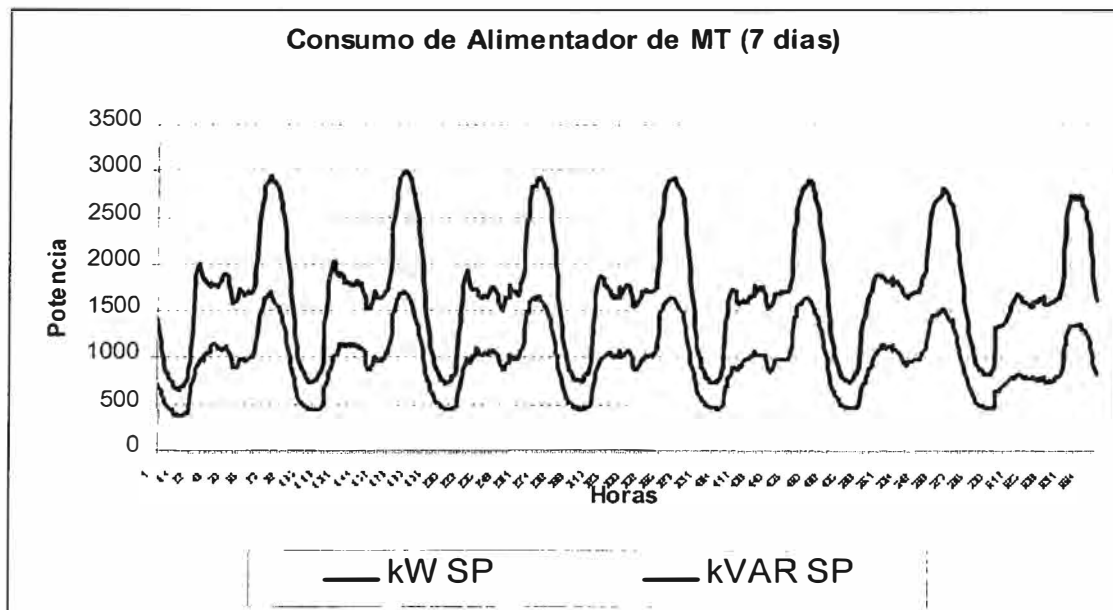


Figura N° A28: Diagrama del SP en kW y kVAR de Alimentador de MT

Ahora, se debe determinar cuanto es el aporte a la demanda total del alimentador de MT por parte de la demanda de las SED's que pertenecen a dicho alimentador de MT. Para realizar este proceso, el diagrama de carga del alimentador de servicio particular hallado se debe prorratear entre todas las SED's asociadas, en función del tipo de clientes que atiende cada una y basados en una clasificación por el tipo de consumo, tal como se muestra en la Tabla N° A7

Tabla N° A6 Sectores Típicos de Consumo

SECTOR	DESCRIPCION
NN	SUMINISTROS RECIENTES
IFP	INDUSTRIAL FUERA DE PUNTA
CPP	COMERCIAL PRESENTE EN PUNTA



CFP	COMERCIAL FUERA DE PUNTA
GPP	USO GENERAL PRESENTE EN PUNTA
GFP	USO GENERAL FUERA DE PUNTA
SRA	RESIDENCIAL ALTO
SRM	RESIDENCIAL MEDIO
SRB	RESIDENCIAL BAJO
SRMB	RESIDENCIAL MUY BAJO

Cada sector tiene un diagrama de carga típico asignado y que es representativo de dicho sector, tal como muestra en la Figura N° A29.

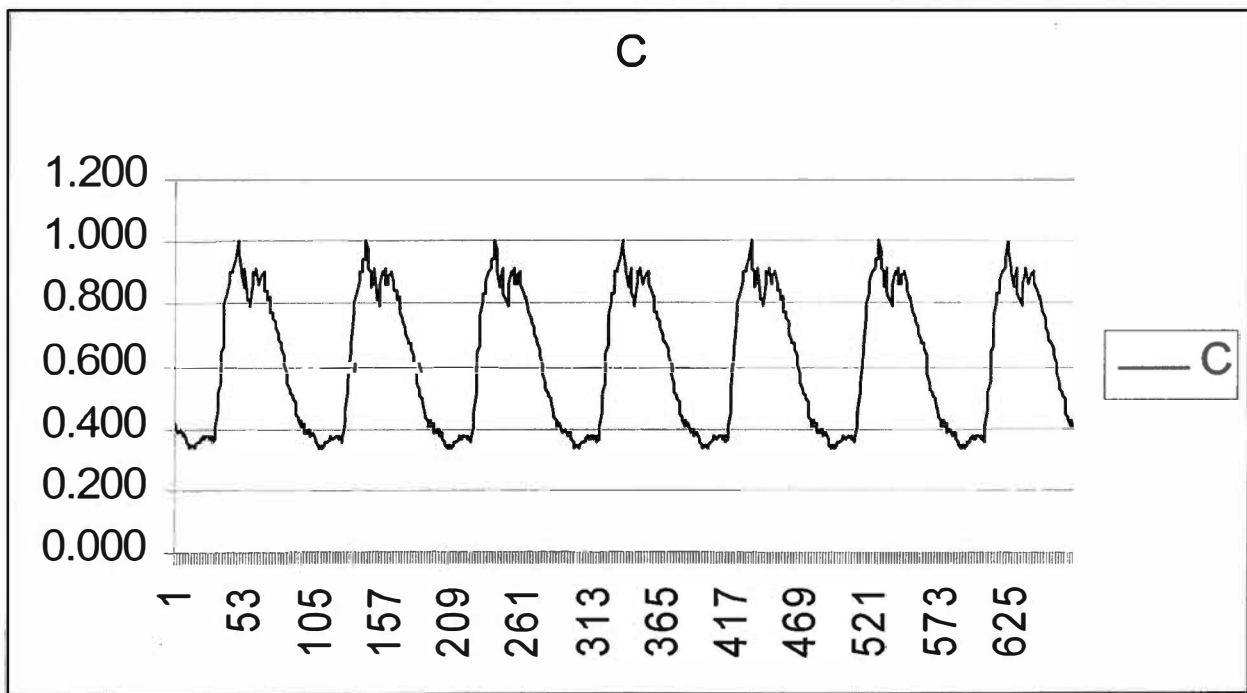


Figura N° A29: Diagrama Típico Sector Comercial

En la Figura N° A29 se muestra el diagrama de carga típico de un cliente comercial a lo largo de una semana.

El procedimiento consiste en encontrar una combinación lineal de estos diagramas de modo que la suma total nos determine el diagrama de consumo de servicio particular del alimentador para una semana completa, sujeto a la condición que independientemente deben cumplir que el área bajo estos diagramas sea igual a la energía que consumen los clientes asociados a las SED's

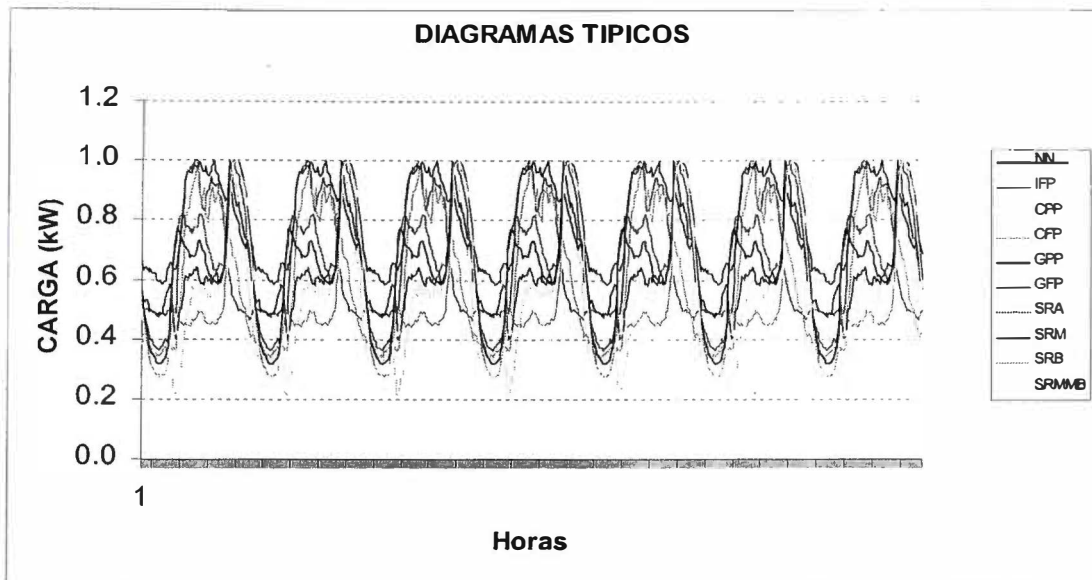


Figura N° A30 Diagramas Típicos de Consumo en Valores por Unidad

Como se mencionó, cada cliente perteneciente a un sector típico tiene un diagrama de carga asignado, el cual define una tendencia sobre el comportamiento de la demanda del cliente. En la Figura N° A30 se muestran los diagramas típicos de todos los sectores y en la Figura N° A31 se muestra el diagrama típico de para el sector Consumo Residencial Alto.

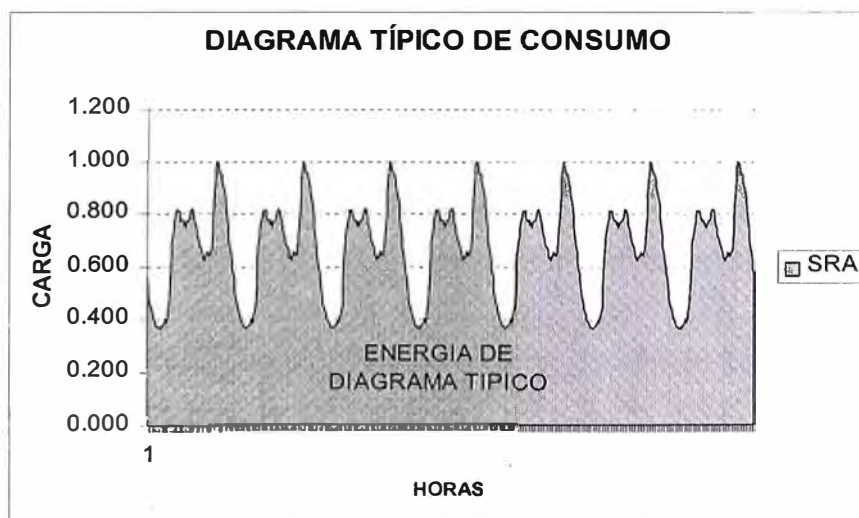


Figura N° A31 Diagrama Típico de Consumo Residencial Alto

Una vez obtenida esta representación del diagrama de carga para cada sector típico; se procede a hallar la energía correspondiente a una semana para cada uno de los 10 diagramas típicos, valores que se muestran en la Figura N° A32

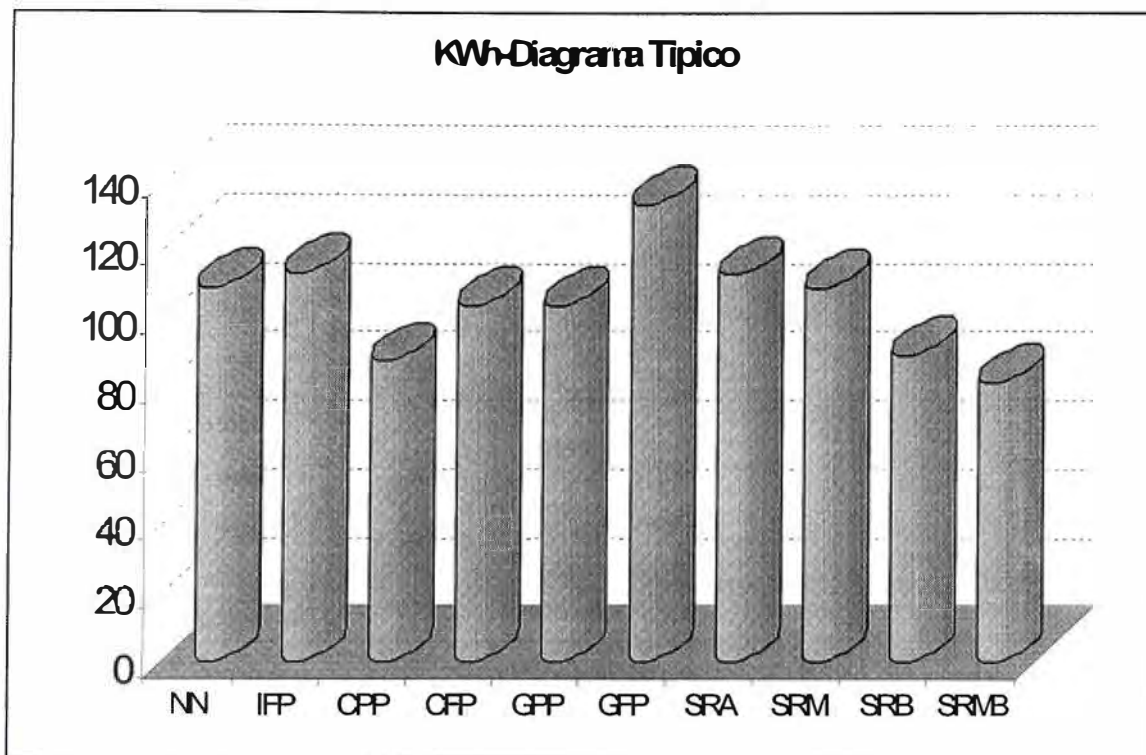


Figura N° A32 Energía Asociada al los Diagramas Típicos Unitarios

El consumo de energía de todos los clientes del servicio particular asociados al mismo alimentador, y perteneciente al mismo sector típico, sería igual a la sumatoria del consumo de cada uno de ellos, y debido a que se tiene un consumo de energía base para este sector, se puede asignar un factor de escala, que multiplicado a cada valor de potencia del diagrama de carga unitario resulte un nuevo diagrama de carga con la misma tendencia que el unitario y el valor del área bajo la curva sea igual al valor de la energía consumida por todos los clientes pertenecientes al sector típico.

El la Figura N° A33 se muestra la energía del alimentador CH-05 por tipo de consumo, valores con lo que se hallará el factor de escala (Figura N° A34) según la siguiente relación:

$$F.E. = \frac{kWh - Sector_{ALI}}{kWh - Sector_{Uni}} \quad (A.3)$$

Donde:

$kWh - Sector_{ALI}$  : Energía por sector típico de consumo de cada alimentador

$kWh - Sector_{Uni}$  : Energía por sector típico de diagramas unitarios

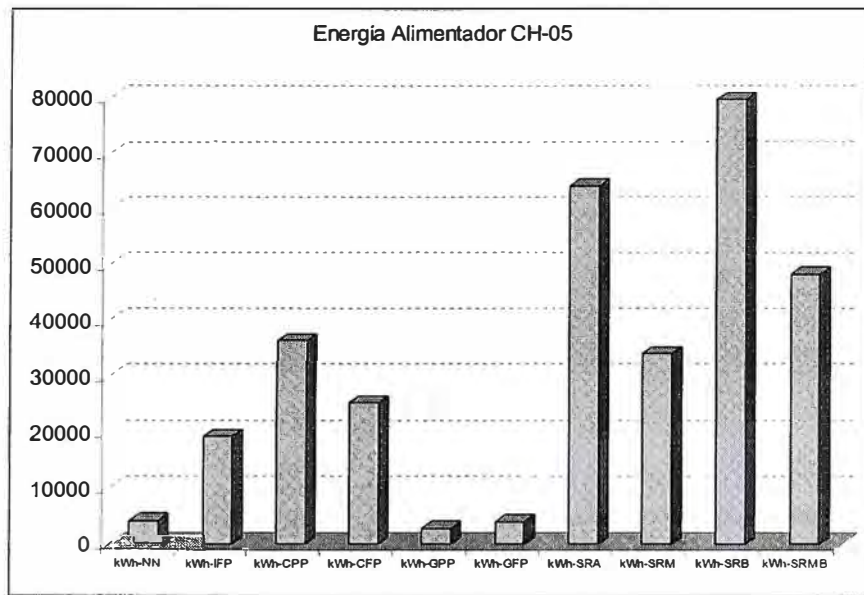


Figura N° A33 Energía del Alimentador CH-05 por tipo de consumo

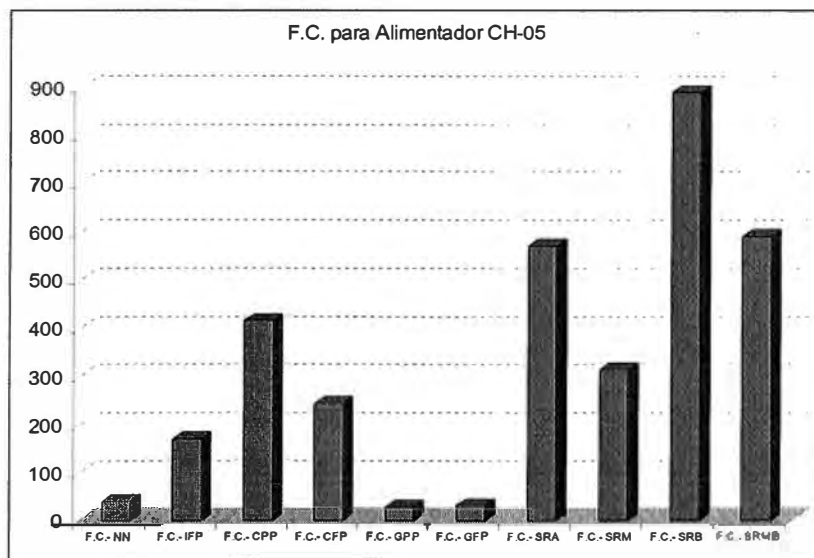


Figura N° A34 Factor de escala para el alimentador CH-05

Con lo cual, al multiplicar este factor de escala (F.E.) a cada uno de los diagramas de carga unitario, genera un nuevo diagrama de carga, el cual modela el comportamiento de la carga asociada a este sector, y contiene la energía total de los clientes involucrados. En la Figura N° A35 se muestra el diagrama de carga de todos los clientes pertenecientes a un mismo sector en este caso el sector Residencial Alto.

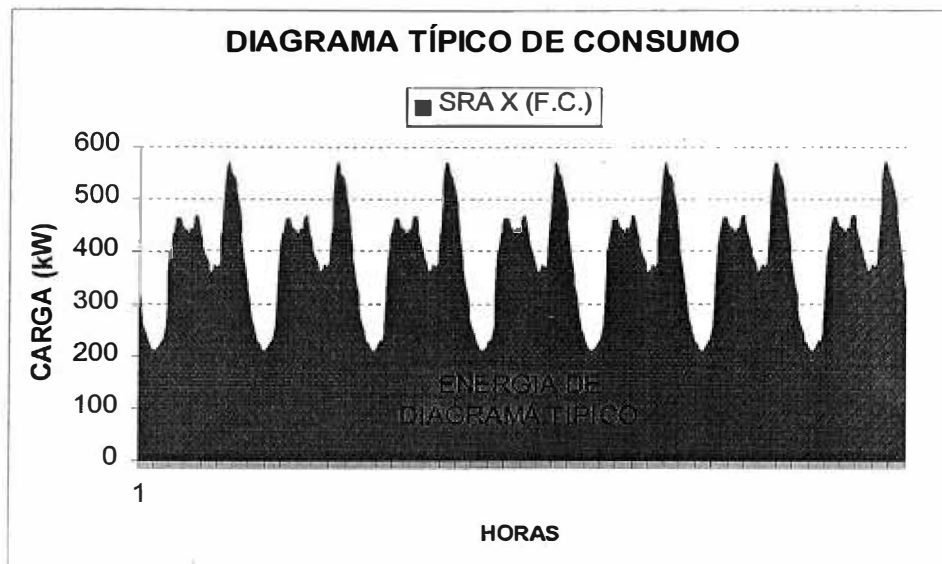


Figura N° A35 Diagrama afectado por el Factor de Corrección.

En la Figura N° A36 se muestra los resultados obtenidos para cada uno de los diez diagramas asignados, la suma de los diagramas viene a ser la solución al balance de carga, considerando que la suma de estos diez diagramas nos debe dar el diagrama de carga total del Servicio Particular del Alimentador.

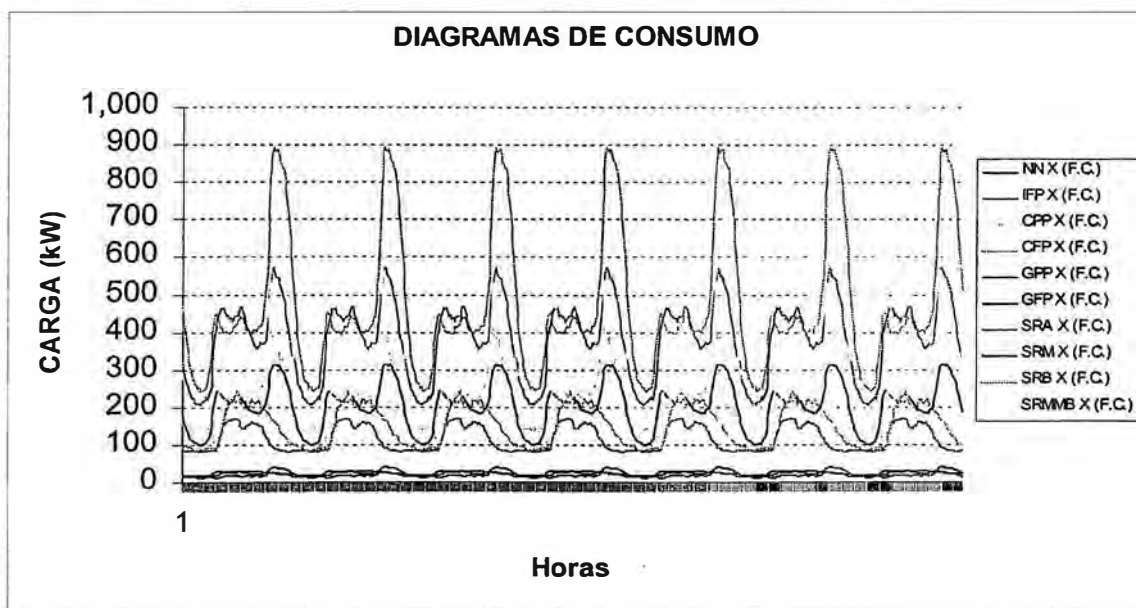


Figura N° 2.36 Diagramas afectados por su respectivo factor de corrección

La sumatoria de los diagramas presentados en la Figura N° A36 nos viene a dar el diagrama de carga simulado del servicio particular (SP SIMULADO). En la Figura N° A37 se muestran sobre el mismo eje el diagrama de carga SP SIMULADO y el diagrama de carga del servicio particular real (SP REAL).

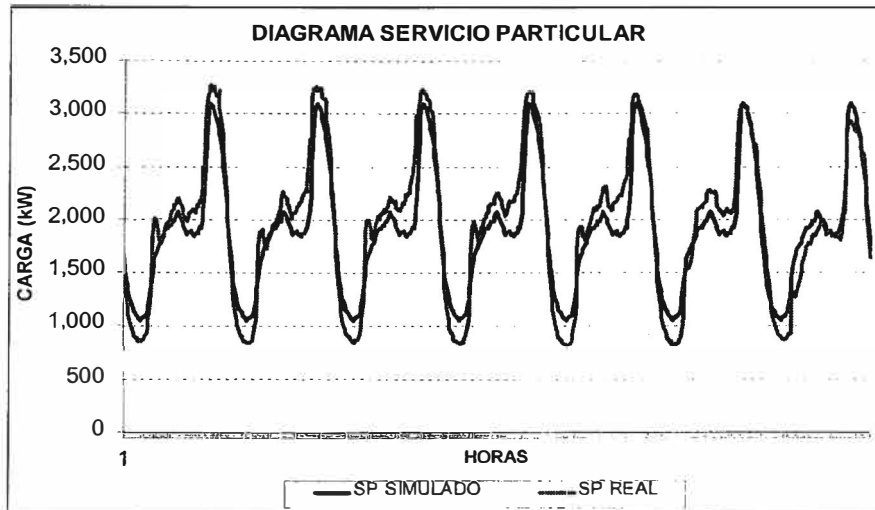


Figura N° A37 Resultado Preliminar de Balance de Carga

Para poder realizar el ajuste entre el diagrama SP SIMULADO y el diagrama SP REAL de un alimentador MT, se planteó un sistema lineal de ecuaciones de modo que la solución se halle mediante un proceso iterativo y así permita ajustar la demanda.

#### Ajuste de la Demanda Mediante Programación Lineal

El ajuste del diagrama de demanda de un alimentador puede ser planteado como un problema de programación lineal de modo que la solución factible puede ser hallada mediante técnicas de resolución de problemas de programación lineal, empleando herramientas computacionales desarrolladas para este objetivo, como la herramienta **SOLVER** de la hoja de cálculo Excel, a partir de haber planteado el sistema de ecuación y con el criterio de minimizar una función objetivo resolver el problema en cuestión.

El modelo requiere partir de las siguientes premisas:

1. Tanto la función objetivo como las restricciones, son funciones lineales de las variables.
2. Se trata de un modelo de varias variables.
3. La demanda en cada período del alimentador en MT de la SED y la energía consumida en la totalidad de períodos es conocida.
4. La demanda en cada período de los clientes en MT asociados al alimentador de la SET, así como la energía consumida en la totalidad de períodos por ellos es conocida.
5. La demanda en cada período del SP Real en BT, así como la energía consumida en la totalidad de períodos para el análisis es conocida.

6. La demanda en cada período de los clientes máxímetros BT asociados a la SED así como la energía consumida en la totalidad de períodos para el análisis es conocida.
7. La demanda en cada período del servicio de alumbrado público asociado a la SED es conocida.
8. La demanda en cada período del SP Simulado en BT, así como la energía consumida en la totalidad de períodos para el análisis es conocida.
9. Los diagramas de los sectores típicos para el análisis son conocidos

A continuación se definen los elementos que componen el modelo de programación lineal, a saber: variables, función objetivo y restricciones.

### Constantes y Variables

Las constantes y variables utilizadas en el modelo se describen en detalle en las Tablas A6 y A7 respectivamente, así como también la nomenclatura que las identificará.

Tabla N° A7 Constantes

Constante	Descripción
KW_ALI	Potencia del Alimentador de MT.
KW_CLI	Potencia de los clientes MT (Pm y U) y clientes máxímetros BT.
KW_ALP	Potencia de Alumbrado Público.
KW_SPreal	Potencia de Servicio Particular de BT correspondiente a mediciones reales.
KW_SPsimul	Potencia de Servicio Particular de BT correspondiente a los resultados simulados.
KW_NN	Potencia típica de cliente BT cuyo suministro es reciente (Sector típico 1)
KW_IFP	Potencia típica de cliente BT sector Industrial Fuera de Punta. (Sector típico 2)
KW_CPP	Potencia típica de cliente BT sector Comercial Presente en Punta. (Sector típico 3)
KW_CFP	Potencia típica de cliente BT sector Comercial Fuera de Punta. (Sector típico 4)
KW_GPP	Potencia típica de cliente BT sector Uso General Presente en Punta. (Sector típico 5)
KW_GFP	Potencia típica de cliente BT sector Uso General Fuera de Punta. (Sector típico 6)
KW_SRA	Potencia típica de cliente BT sector Residencial Alto. (Sector típico 7)
KW_SRM	Potencia típica de cliente BT sector Residencial Medio. (Sector típico 8)
KW_SRB	Potencia típica de cliente BT sector Residencial Bajo. (Sector típico 9)
KW_SRMB	Potencia típica de cliente BT sector Residencial Muy Bajo. (Sector típico 10)
FC-NN	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 1.
FC-IFP	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 2.
FC-CPP	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 3.
FC-CFP	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 4.
FC-GPP	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 5.
FC-GFP	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 6.

FC-SRA	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 7.
FC-SRM	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 8.
FC-SRB	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 9.
FC-SRMB	Factor de corrección por alimentador en MT de la SED correspondiente al sector típico 10.

Tabla N° A8 Variables

Variable	Descripción
K1	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 1.
K2	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 2.
K3	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 3.
K4	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 4.
K5	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 5.
K6	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 6.
K7	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 7.
K8	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 8.
K9	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 9.
K10	Peso unitario variable del cliente cuya energía consumida corresponde al sector típico 10.

### La Función Objetivo

Sea  $KW\_SP_{simul}$  la demanda simulada total del Servicio Particular entonces, los pesos K1, K2, K3 y así sucesivamente hasta K10 se varían según el porcentaje de participación de acuerdo a la cantidad de clientes por tipo de consumo asociado a la SED.

Para establecer la función objetivo, se toma en consideración el factor de corrección establecido para cada sector típico, característico de cada alimentador en MT.

De lo descrito anteriormente, la función que relaciona la demanda con la participación de los clientes BT en la SED en cada período, sería:

**$KW\_Spsimul(t) =$**

$K1 \times KW\_NN(t) \times FC\_NN + K2 \times KW\_IFP(t) \times FC\_IFP + K3 \times KW\_CPP(t) \times FC\_CPP + K4 \times KW\_CFP(t) \times FC\_CFP + K5 \times KW\_GPP(t) \times FC\_GPP + K6 \times KW\_GFR(t) \times FC\_$



$$GFP + K7 \times KW\_SRA(t) \times FC-SRA + K8 \times KW\_SRM(t) \times FC-SRM + K9 \times KW\_SRB(t) \times FC-SRB + K10 \times KW\_SRMB(t) \times FC-SRMB \quad (A.4)$$

La función objetivo estaría definida por el error entre el valor de KW\_SPsimul obtenido como resultado de la iteración, y el valor KW\_Spreal obtenido de mediciones. Dicha función objetivo sería:

$$\varepsilon = | KW\_Spreal(t) - KW\_SPsimul(t) | \quad (A.5)$$

La cual, se debe minimizar.

### Las Restricciones del Modelo

Como sabemos, toda forma de energía no se crea ni se destruye, solo se transforma; en nuestro caso, esto se refleja mediante el balance de energía. Por lo tanto, la restricción a tener en cuenta es la siguiente:

La integración de la curva del diagrama de carga obtenido mediante la simulación, debe coincidir con el valor de la energía consumida por el Servicio Particular en la totalidad de períodos analizados, es decir:

$$KWh\_SPreal = | \sum_{i=1}^k KW\_SPsimul(t_i) \times (t_i - t_{i-1}) | \quad (A.6)$$

Donde k es el número total de períodos.

### Resultados del Proceso Iterativo

En la Figura N° A38 se muestra el proceso de iteración de la herramienta Solver que viene optimizando la función objetivo, con lo cual, el diagrama de carga final simulado se aproxima mucho al diagrama de carga real.

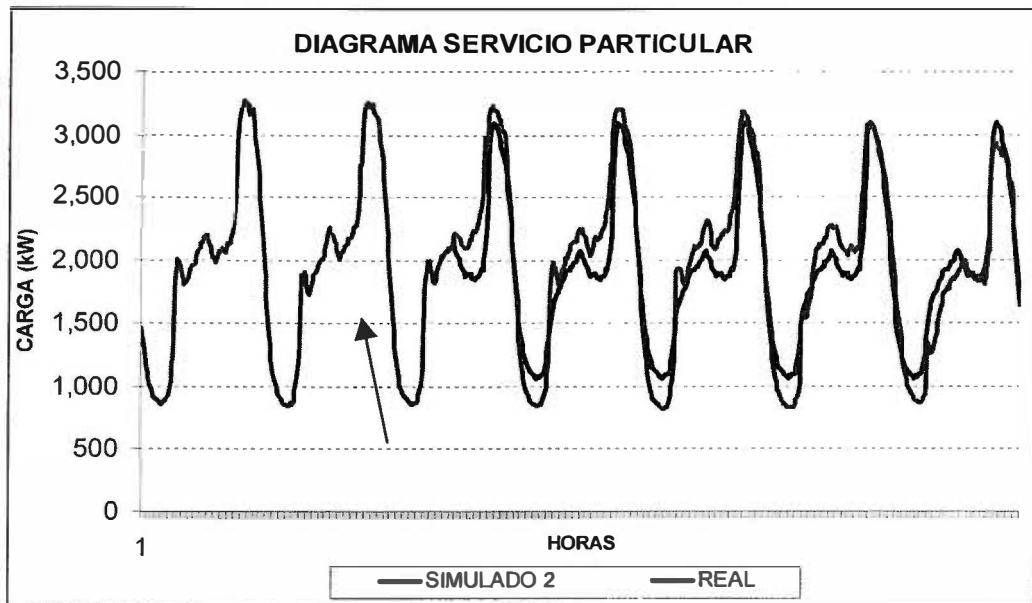


Figura N° A38 Proceso Iterativo de ajuste de la demanda de Servicio Particular

En la Figura N° A39, muestra como varían los pesos asignados a la función objetivo, los cuales hacen que el error efectuado por la función objetivo se minimice de manera que el diagrama simulado sea igual al diagrama real determinado con mediciones.

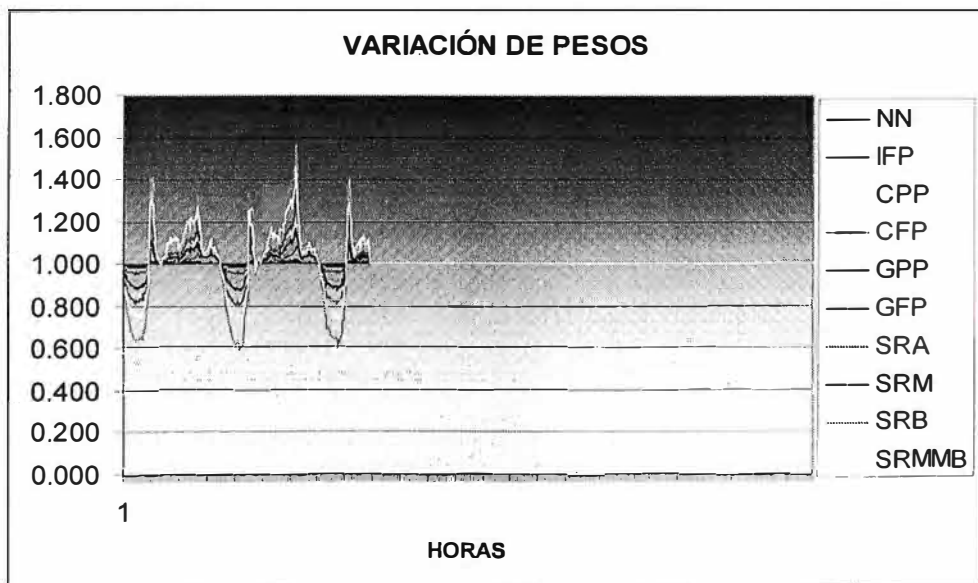


Figura N° A39 Variación de Pesos de Ajuste de la Demanda

Finalizado el proceso iterativo y encontrado la solución factible del sistema de ecuaciones planteado, el resultado será el consumo desagregado por sector típico

cuya sumatoria nos viene a dar el diagrama de demanda del servicio particular, estos resultados se muestran en la Figura N° A40.

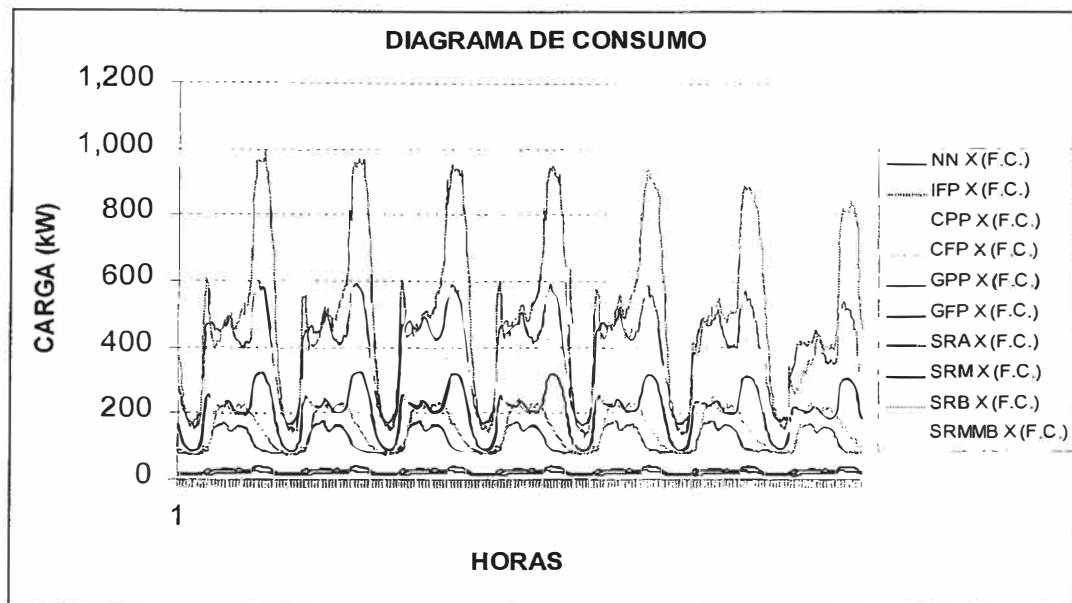


Figura N° A40: Resultado de Ajuste de la Demanda por Sector Típico

Una vez obtenido el diagrama de carga total de cada sector típico por alimentador, se determinará el diagrama de carga de cada cliente mediante la siguiente ecuación:

$$D_{CLiente} = \frac{kWh_{CLiente}}{kWh_{Sector}} \bullet D_{sector} \quad (A.7)$$

Donde:

KWh cliente = Consumo de energía de cada cliente.

KWh sector = Sumatoria del consumo de energía de todos los clientes que pertenecen al mismo sector.

Dsector = Diagrama de carga del Sector típico

Dcliente = Diagrama de carga de cada cliente

Para obtener el diagrama de carga del servicio particular de una SED se suma los diagramas de carga de cada cliente (Dcliente) y se le agregará el diagrama de carga de los clientes máxímetros pertenecientes a la SED. En la Tabla N° A9 se muestra la composición de los clientes que pertenecen a la SED 00819S y en la Figura N° A41.s se muestra el diagrama de carga del servicio particular de toda la SED 00819S.

Tabla N° A9: Componente de Energía por Sector Típico de SED 00819S

SET / ALI	SED	NRO. CLIENTES	Suma de Energía kWh	SECTOR
P-29	00819S	77	44973	CFP
P-29	00819S	224	151179	CHP
P-29	00819S	6	16702	IFP
P-29	00819S	28	259	NN
P-29	00819S	3	2288	OPF
P-29	00819S	40	66048	RA
P-29	00819S	28	4310	RB
P-29	00819S	24	5542	RM
P-29	00819S	63	4801	RMB

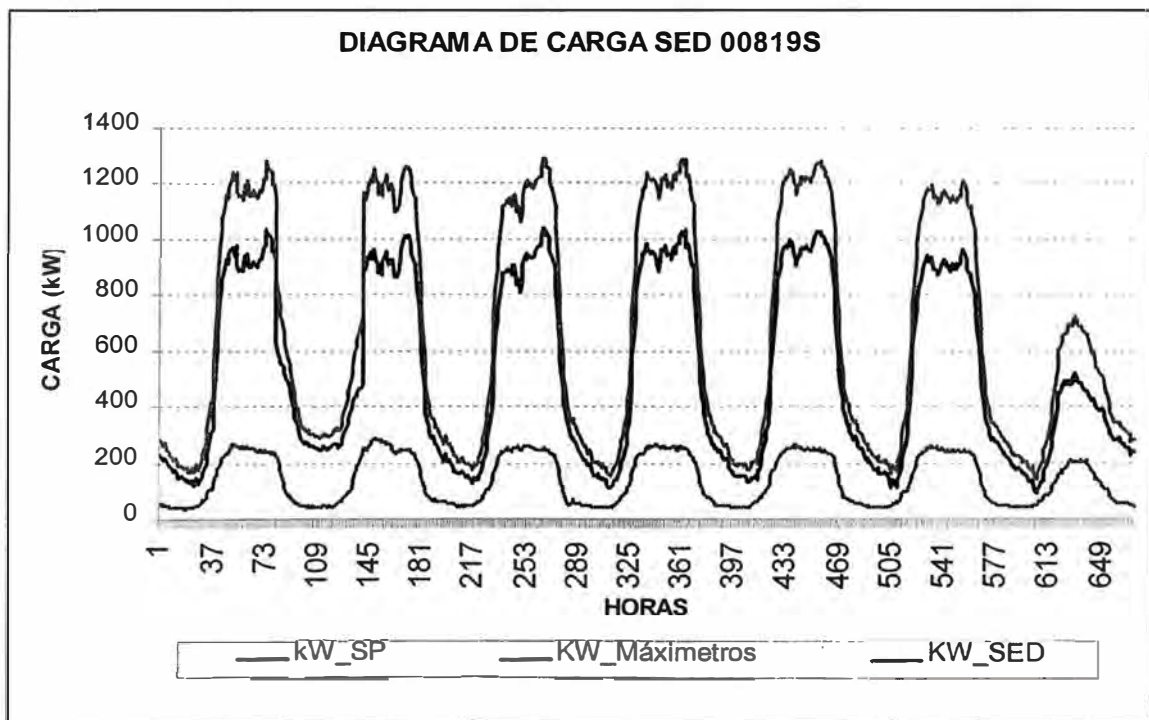


Figura N° A41: Diagrama de Carga de SED Estimado

Una vez obtenido el diagrama de carga del Servicio Particular de la Subestación de Distribución se procede a hallar la máxima demanda y la hora de su ocurrencia, con el objetivo de realizar la simulación del flujo de carga en la red de baja tensión con el programa Cymdist.

## Resultados

Una vez que se obtuvo la base de datos de la red de baja tensión convertido del SIPRE-SDA a formato Cymdist y la distribución de cargas mediante un proceso de programación lineal se realizaron las simulaciones de flujo de carga en la red de baja tensión. En la Figura N° A42 se resume el proceso seguido.

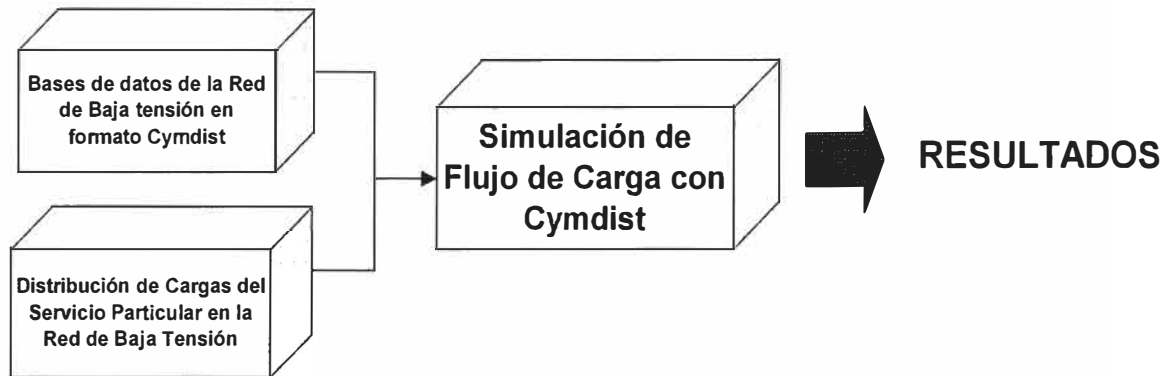


Figura N° A42 Proceso para la simulación de flujo de carga en BT

Se realizaron las simulaciones de flujo de carga en más de 7000 Subestaciones con que cuenta Edelnor. En las Figuras N° A43, A44, A45 se muestran los diagramas unifilares del flujo de carga de caída de tensión, sobrecarga y reporte de resultados.

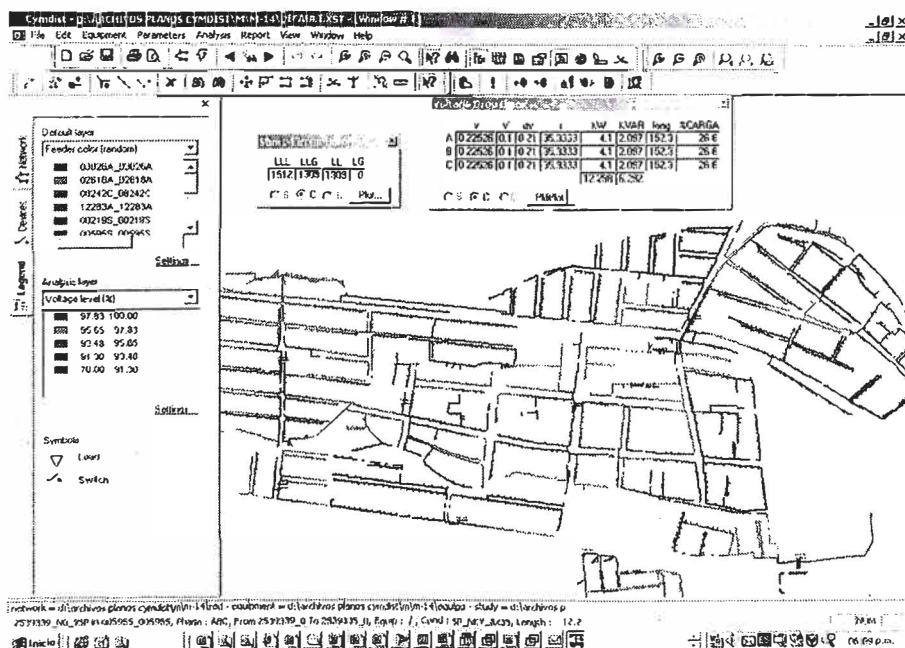


Figura N° A43: Diagrama Unifilar en Capas por Caída de Tensión

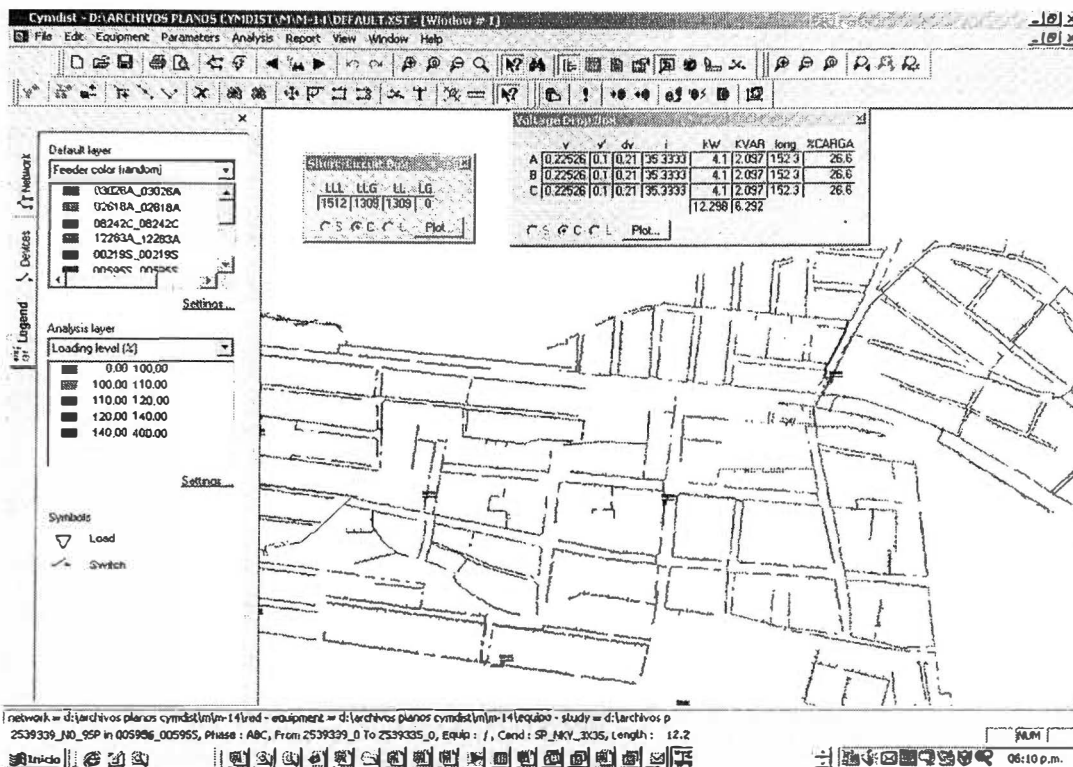


Figura N° A44: Diagrama Unifilar en Capas por Sobrecarga

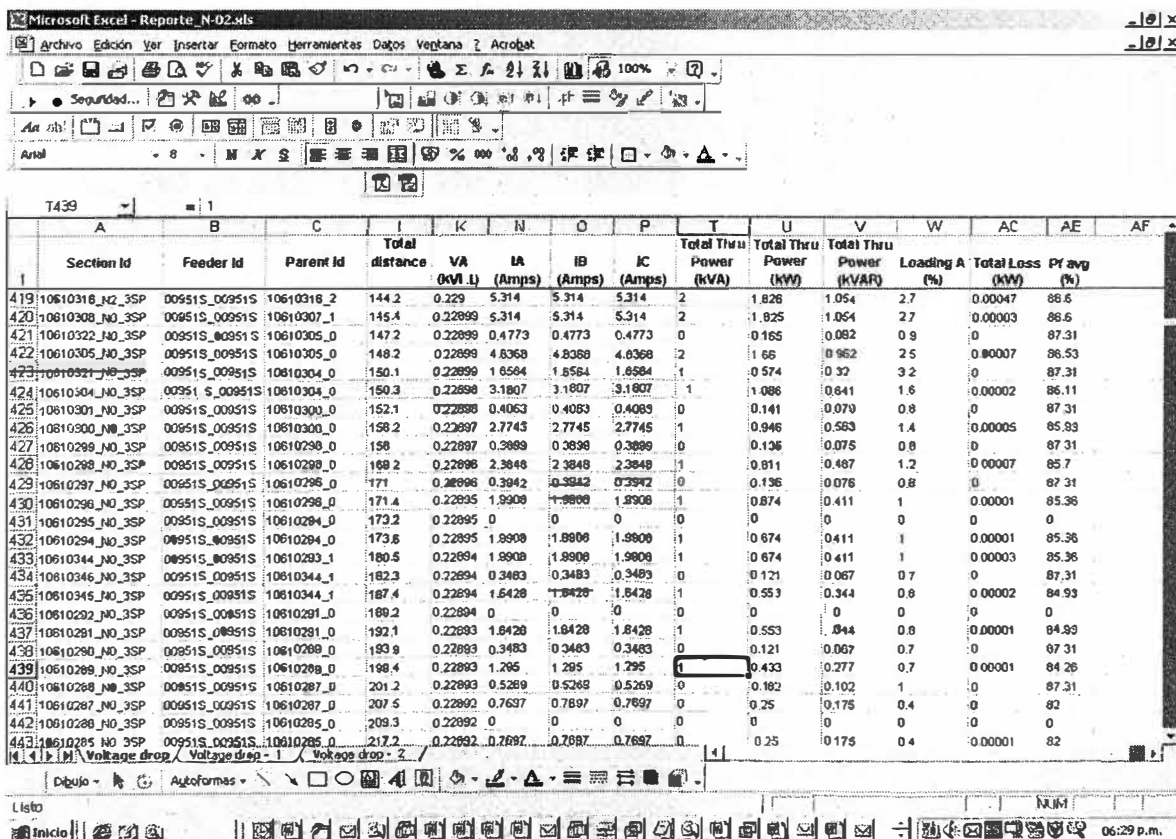


Figura N° A45: Reporte de Flujo de Carga de Programa Cymdist

Pérdidas de Energía en la red BT

a) Determinación de los bloques de carga

Una vez que se establecieron los diagramas de carga, se hallaron sus curvas monótonas para luego realizar la segmentación en tres bloques, después se determinó el valor promedio de potencia de cada bloque (alto, medio y bajo) y finalmente se calculó las pérdidas de potencia utilizando el programa de flujo de carga CYMDIST.

A partir de los bloques que se determinaron en MT, los cuales provienen de diagramas de carga con características tipo residencial, se consideró definir los mismo bloques para BT, es decir, bloque punta 25%, bloque medio 40% y bloque bajo 35% del periodo de evaluación.

### Tensiones en BT

Para la evaluación de las pérdidas en BT con el programa de flujo de carga se tomó en consideración un diagrama de tensión de salida de la Subestación representativa para Edelnor. El diagrama de tensión representativo toma en cuenta los registros de 150 mediciones de tensión en BT, el cual se muestra en la figura A46

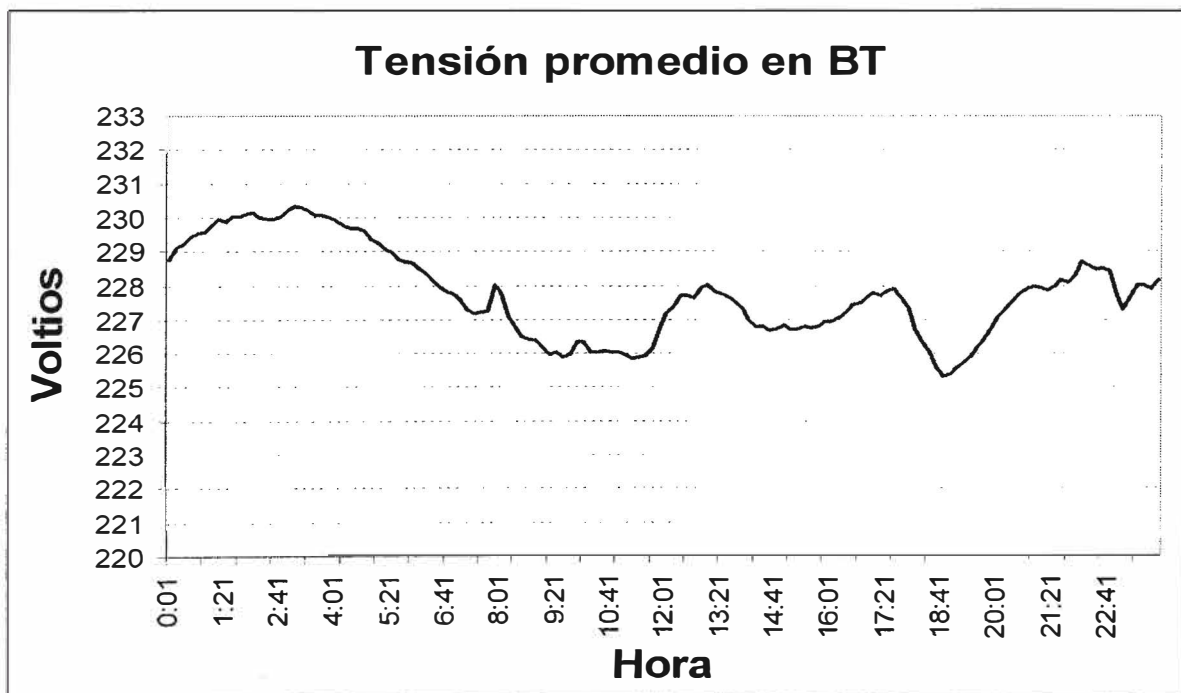


Figura N° A46 Tensión Promedio en Baja Tensión

En la Figura N° A47 se representa el diagrama de tensión de salida promedio versus el diagrama de carga de una subestación, la cual nos permitirá asignar una tensión de referencia para cada bloque de carga en BT (alto, medio y bajo).

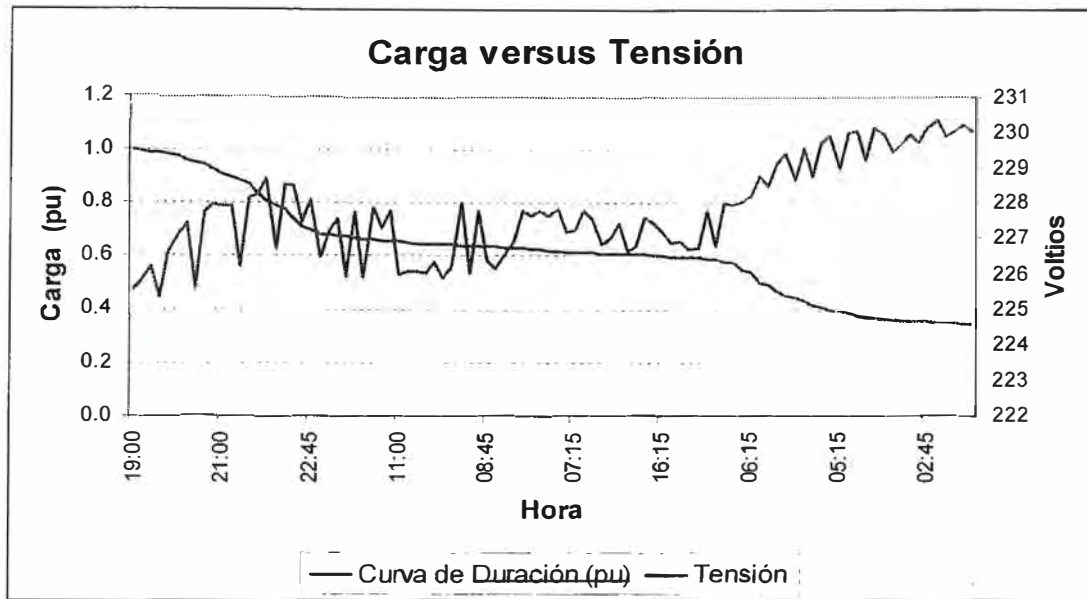


Figura N° A47 Carga vs. Tensión

El valor promedio de tensión en la salida de la subestación estimado con este procedimiento para cada uno de los bloques fue el siguiente:

- Bloque alto : 227 voltios
- Bloque medio : 227 voltios
- Bloque bajo : 229 voltios

### Integración de las pérdidas de potencia

Una vez asignado el valor de potencia de entrada de cada bloque, el programa de flujo de carga procedió a repartir esta potencia en cada cliente en proporción a la energía que cada cliente consume, finalmente el programa calculó las pérdidas de potencia de cada bloque.

Las pérdidas de energía totales en la red BT de servicio particular modelada se obtiene integrando las pérdidas de potencia obtenidas para cada bloque, en función de la duración en horas de los mismos. La expresión de cálculo es la siguiente:

Integración de la energía ingresada a cada SED

$$Per.kWh(total) = (Per.kW_{(Alto)} \cdot 25\% + Per.kW_{(Medio)} \cdot 40\% + Per.kW_{(Bajo)} \cdot 35\%) * (720h) \quad (A.8)$$

### Integración de las pérdidas de energía en cada SED



### Corrección de Pérdidas por Número de Bloques

Las pérdidas de energía en BT se establecieron a partir del establecimiento de tres bloques de carga (bloques punta, medio y bajo), sin embargo, se debe considerar un factor de corrección con respecto a la utilización de una mayor cantidad de bloques. En la figura A48 se muestra los distintos factores de corrección en función de la cantidad de bloques a utilizarse en la estimación de pérdidas, el cual está en función el diagrama de carga BT total de Edelnor. En el presente estudio el valor de corrección considerado para tres bloques es de 2%.

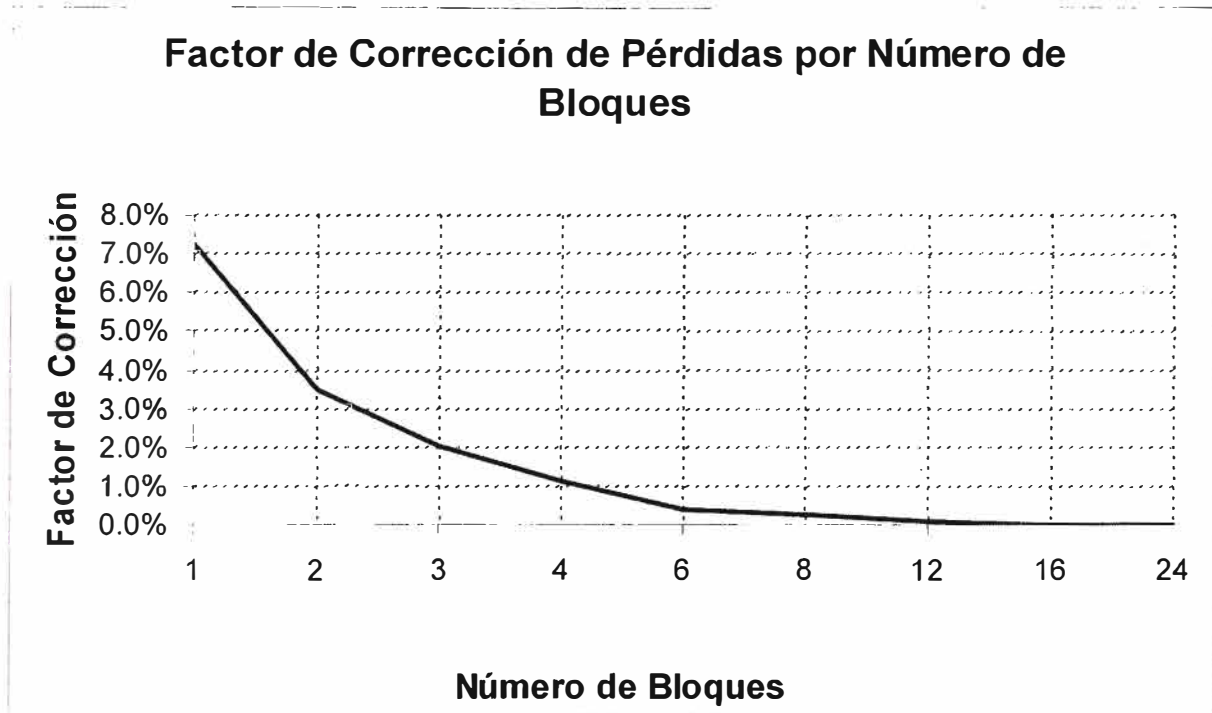


Figura N° A48 Factor de Corrección

### Pérdidas mixtas

#### Efecto de máxímetros en las pérdidas BT

La distribución de la carga para la evaluación de las pérdidas se realizó mediante la repartición de la carga en función de los consumos mensuales (en kWh) de los clientes en BT, sin embargo, los clientes con un consumo importante (máxímetros) tendrían un efecto en la determinación de las pérdidas de potencia. En el presente estudio se considera un factor de incremento de las pérdidas en función de la participación de los máxímetros BT en un alimentador respecto al consumo total en baja tensión de todo el alimentador, tal como se muestra en la Figura N° A49. En el Anexo B se muestra la evaluación que realizada para la determinación de este factor. En general la contribución de estas pérdidas es de 2.5% para la red de baja tensión.

**% INCREMENTO DE PERDIDAS EN LA RED BT  
POR CONSUMOS DE MAXIMETROS BT**

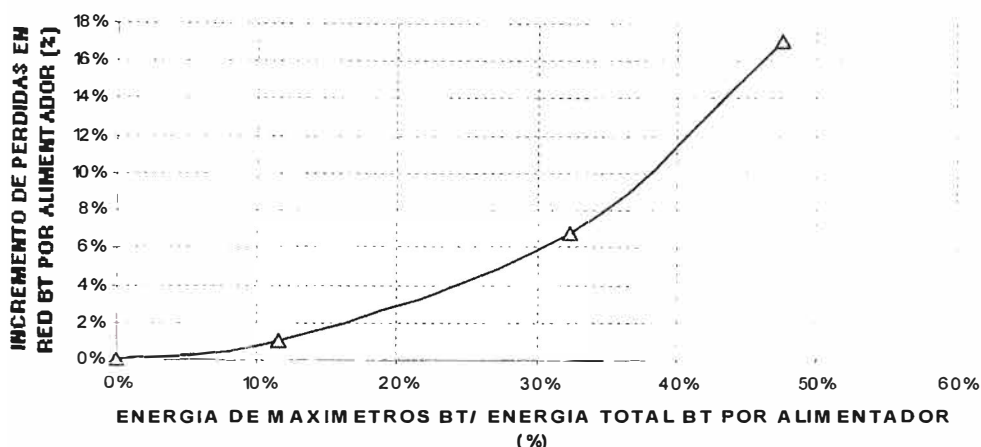


Figura N° A49 Incremento de Pérdidas por efecto de los Maxímetros

### Efecto de desbalance de fases

De las mediciones efectuadas se determinó un incremento de las pérdidas por desbalance de fases en BT de 4%. El procedimiento utilizado se muestra en el Anexo D.

Por otra parte, existen una serie de componentes en el sistema que proporcionan valores de pérdidas relativamente pequeños y en muchos casos la validación de las pérdidas es bastante compleja, tal es el caso de efecto de armónicos, empalmes en las redes y acometidas, etc. En el presente estudio se considera una contribución de 3.5% por estas pérdidas adicionales. Finalmente, se obtiene una contribución por pérdidas mixtas de:

Contribución de maxímetros	2.5%
Desbalance de fases	4.0%
Otros adicionales	3.5%
<b>Total</b>	<b>10.0%</b>

Este valor total de pérdidas mixtas obtenido está de acuerdo a la sugerida por la CCON (Comité Coordinador de Operaciones Norte-Nordeste, Brasil) de considerar un valor de estas pérdidas igual a 10% del valor de las pérdidas técnicas.

### Resultados de Pérdidas de Energía

Los resultados de las pérdidas técnicas de energía en la red de baja tensión por SET se presentan a continuación en la Tabla N° A10:

Tabla N° A10 Pérdidas de Energía En SET

SET	%Pérdidas
ANCON	1.43%
BARRANCA	2.54%
BARSI	3.32%
CANTO GRANDE	2.73%
CAUDIVILLA	2.64%
CHANCAY	2.07%
CHAVARRIA	3.29%
HUACHO	1.94%
HUARAL	1.63%
INDUSTRIAL	2.99%
INFANTAS	3.12%
JICAMARCA	1.78%
MARANGA	3.87%
MIRONES	3.19%
NARANJAL	3.71%
OQUENDO	1.99%
PANDO	3.03%
PATIVILCA	1.87%
PERSHING	2.79%
PUENTE PIEDRA	1.65%
SANTA MARINA	2.79%
SANTA ROSA	3.25%
SUPE	2.58%
TACNA	2.58%
TOMAS VALLE	3.22%
VENTANILLA	1.87%
ZAPALLAL	2.50%
<b>TOTAL</b>	<b>3.09%</b>

Asimismo, en el gráfico siguiente se muestra el plano cartográfico del área de concesión de Edelnor en Lima en la cual se observa las distribución de pérdidas en BT

por zonas el cual es representado por diversos colores y se muestra en la Figura N°

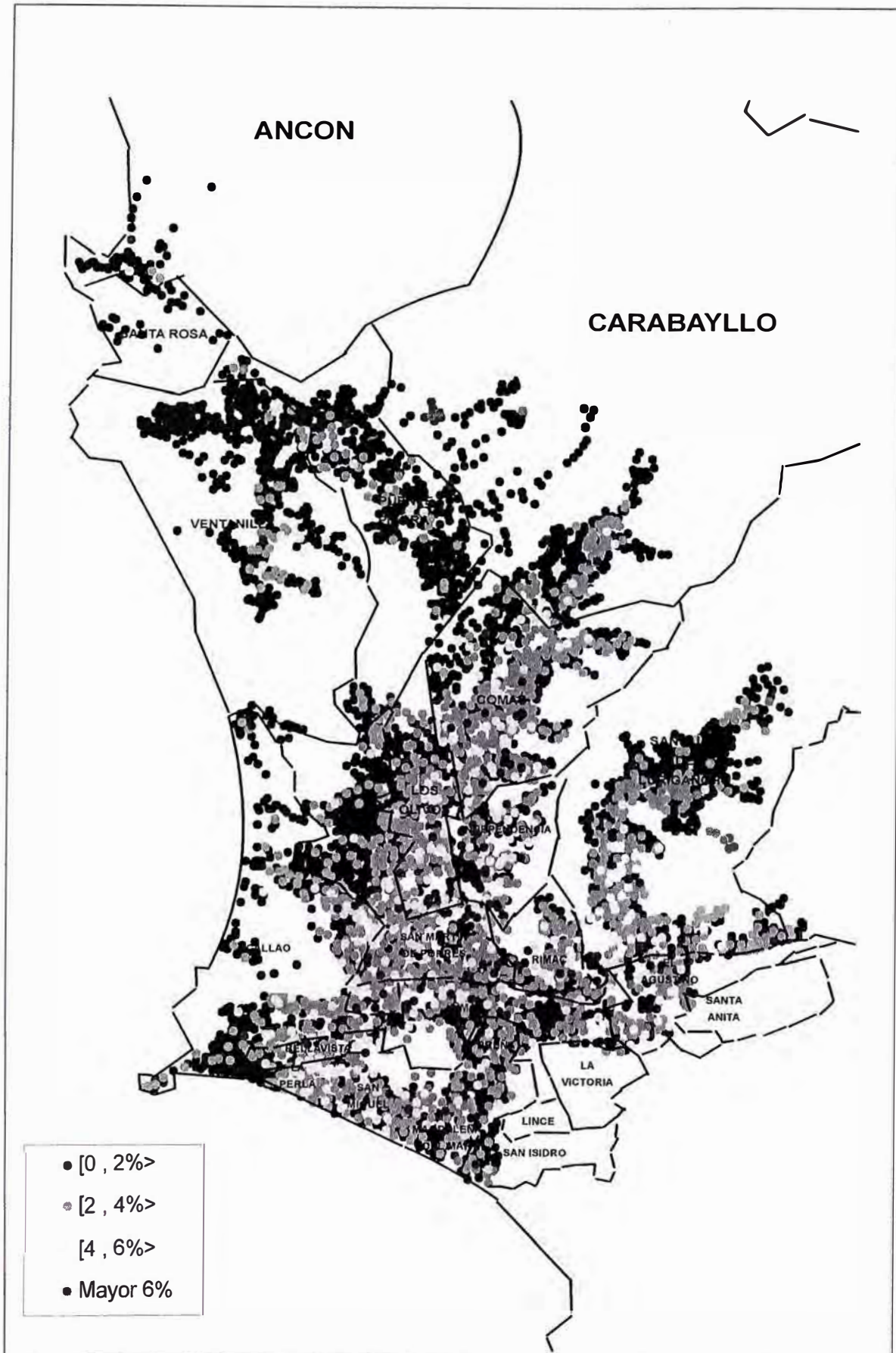


FIGURA N° A50 MAPA TEMATICO DE DISTRIBUCIÓN DE PÉRDIDAS

### **Pérdidas en acometidas y medidores**

El cálculo de las pérdidas en acometidas y medidores se efectuó tomando en cuenta la información del consumo de energía y tipo de conexión (monofásico ó trifásico) de todos los clientes de baja tensión. En el caso de las pérdidas en las acometidas se consideró la base de datos de acometidas de la red BT (sección y longitud del conductor que alimenta al cliente).

#### **a) Determinación de pérdidas en acometidas.**

Para el cálculo de las pérdidas se elaboró una base de datos donde se relaciona al cliente con su corriente, tipo de conductor de la acometida, la resistencia de conductor y la longitud, así como el tipo de conexión (trifásico o monofásico).

El cálculo de las pérdidas en acometidas se tomó en cuenta la información de consumo de energía de cada cliente, asimismo, se le asignó un diagrama de carga unitario a cada uno en función a una clasificación previamente establecida para cada cliente. Finalmente, con los datos utilizados se estimó la corriente que ingresa a la acometida de cada cliente.

Las pérdidas de energía en acometidas monofásicas:

$$PEAcom_{monofasica} = PPAcom_{monofasica} \cdot FCP \cdot 720$$

$$PPAcom_{monofasica} = I^2 \cdot R \cdot (2 \cdot l)$$

La corriente que circula por la acometida es:  $I = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi}$

Longitud de la acometida:  $l$  (m)

Resistencia unitaria del conductor de la acometida:  $R$  (ohm/m)

Relación de Buller-Woodrow:  $FCP$

Las pérdidas de energía en acometidas trifásicas:

$$PEAcom_{trifasica} = PPAcom_{trifasica} \cdot FCP \cdot 720$$

$$PPAcom_{trifasica} = I^2 \cdot R \cdot (3 \cdot l)$$

La corriente que circula por la acometida es:  $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$

Longitud de la acometida:  $l$

Resistencia del conductor de la acometida:  $R$

Relación de Buller-Woodrow:  $FCP$

Para la determinación de las pérdidas de energía en las acometidas se determinó el factor de carga de las pérdidas (FCP) utilizando el factor que obtiene de la relación de Buller y Woodrow:

$$FCP = X \cdot Fc + (1 - X) \cdot Fc^2 \quad (A.9)$$

Donde  $Fc$  es el factor de carga del cliente,  $X$  es una constante que toma valores entre 0 y 1, y que para sistemas de distribución adopta un valor típico de 0.3.

#### **b) Determinación de pérdidas en medidores.**

El cálculo de las pérdidas de energía en los medidores se estimó tomando en cuenta las pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor, para lo cual se tomó valores representativos de pérdidas de estas bobinas para medidores monofásicos y trifásicos, la corriente que ingresa a cada medidor es la misma que se calculó para la estimación de las pérdidas en las acometidas.

Pérdidas de energía en medidores monofásicos:

$$PE_{Med_{monofasico}} = \left( \left( \frac{I}{I_n} \right)^2 \cdot 1.3W \cdot FCP + 1.3W \right) \cdot 720 \dots (kWh)$$

donde:

corriente nominal en el medidor  $I_n = 10A$

corriente que circula por el medidor  $I = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi}$

Pérdidas de energía en medidores trifásicos:

$$PE_{Med_{trifasico}} = \left( \left( \frac{I}{I_n} \right)^2 \cdot 0.52W \cdot FCP + 1.1W \right) \cdot 720 \dots (kWh) \quad (A.10)$$

donde:

corriente nominal en el medidor  $I_n = 15A$

corriente que circula por el medidor  $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi}$

### c) Pérdidas de energía en acometidas y medidores.

El cálculo de las pérdidas en las acometidas y medidores se realizó sobre el total de clientes de BT. Los factores de carga utilizados para efectuar la asignación de la potencia consumida por cada cliente de baja tensión se muestran en el siguiente Tabla N° A11:

Tabla N° A11 Factor de carga por tipo de cliente

COD.	Descripción	FC	FCP - relación Buller y Woodrow	FCP
CFP	Comercial fuera de punta	0.62	0.46	0.43
CHP	Comercial hora punta	0.52	0.35	0.31
IFP	Industrial fuera de punta	0.67	0.52	0.49
IHP	Industrial hora punta	0.80	0.69	0.65
OFP	Otros fuera de punta	0.79	0.67	0.65
OHP	Otros hora punta	0.62	0.46	0.40
RA	Residencial alto	0.67	0.52	0.48
RB	Residencial medio	0.65	0.49	0.46
RM	Residencial bajo	0.53	0.36	0.33
RMB	Residencial muy bajo	0.49	0.32	0.29

Asimismo, en el cuadro anterior se muestra los factores de carga de pérdidas que se obtienen utilizando la relación de Buller y Woodrow (FCP-relación Buller y Woodrow) y el factor de carga de pérdidas que se obtiene del diagrama de carga unitario en cada sector típico (FCP), del cual podemos decir que la variación es mínima.

En el presente estudio para la evaluación de las pérdidas en medidores y acometidas se considerará los factores carga de pérdidas que se obtienen del diagrama de carga unitario (FCP).

### Pérdidas de energía en acometidas

Según el proceso de cálculo planteado se obtuvo los siguientes resultados, los cuales se expresan como porcentaje entre las pérdidas en las acometidas y la energía que consumen los clientes de BT se muestran en la tabla N° A12.

Tabla N° A12 Perdidas en acometidas por SET

SET	%Pérdidas en Acometidas
ANCON	0.10%
BARRANCA	0.26%
BARSI	0.12%
CANTO GRANDE	0.08%
CAUDIVILLA	0.05%
CHANCAY	0.17%
CHAVARRIA	0.11%
HUACHO	0.17%
HUARAL	0.15%
INDUSTRIAL	0.11%
INFANTAS	0.08%
JICAMARCA	0.06%
MARANGA	0.11%
MIRONES	0.11%
NARANJAL	0.09%
OQUENDO	0.06%
PANDO	0.13%
PATIVILCA	0.10%
PERSHING	0.13%
PUENTE PIEDRA	0.07%
SANTA MARINA	0.11%
SANTA ROSA	0.15%
SUPE	0.11%
TACNA	0.18%
TOMAS VALLE	0.07%
VENTANILLA	0.06%



ZAPALLAL	0.07%
<b>TOTAL</b>	<b>0.12%</b>

### Pérdidas de energía en medidores

Se consideraron las siguientes pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor teniendo en cuenta las características típicas de los equipos:

Pérdidas en Medidores	Tipo de medidor	
	MONOFASICO(*)	TRIFÁSICO (**)
Pérdida en bobina voltimétrica	1.3 W	1.1W
Pérdida en bobina amperimétrica	1.3W	0.52W

(\*) Medidor Monofásico SKAITEKS, modelo CO-U449M1

(\*\*) Medidor Trifásico ABB, modelo D4S5H

Según el proceso de cálculo planteado se obtuvo los siguientes resultados, los cuales se expresan como porcentaje entre las pérdidas en los medidores y la energía que consumen los clientes de BT.

### Resultados

Se consideraron las siguientes pérdidas en las bobinas voltimétricas y amperimétricas de cada medidor teniendo en cuenta las características típicas de los equipos que se muestran en la Tabla A.13:

Tabla N° A13 Pérdidas en Medidores por SET

SET	%Pérdidas en Medidores
ANCON	1.09%
BARRANCA	0.89%
BARSI	0.49%
CANTO GRANDE	0.64%
CAUDIVILLA	0.70%
CHANCAY	0.95%
CHAVARRIA	0.47%
HUACHO	0.86%

HUARAL	0.91%
INDUSTRIAL	0.42%
INFANTAS	0.56%
JICAMARCA	0.92%
MARANGA	0.36%
MIRONES	0.36%
NARANJAL	0.53%
OQUENDO	0.71%
PANDO	0.43%
PATIVILCA	1.27%
PERSHING	0.34%
PUENTE PIEDRA	0.68%
SANTA MARINA	0.52%
SANTA ROSA	0.51%
SUPE	1.32%
TACNA	0.49%
TOMAS VALLE	0.49%
VENTANILLA	0.81%
ZAPALLAL	1.01%
<b>TOTAL</b>	<b>0.54%</b>

### **Cálculo de las pérdidas técnicas en Edelnor**

Desde los últimos meses del año 2000 se empezaron a estimar las pérdidas técnicas en Edelnor. El cálculo de las pérdidas en AT se realizó mediante flujos de potencia, asimismo, la estimación de las pérdidas en MT y BT se utilizaron métodos simplificados que tenía como base la metodología utilizada por Endesa en España para la estimación de pérdidas técnicas, posteriormente, estos métodos fueron cambiando adaptándolos a las características propias de la red propia de Edelnor, para finalmente utilizar flujo de carga en la estimación de las pérdidas en AT, MT y BT. El proceso evolutivo de la estimación de las pérdidas técnicas en Edelnor se presenta en la Figura N° A51

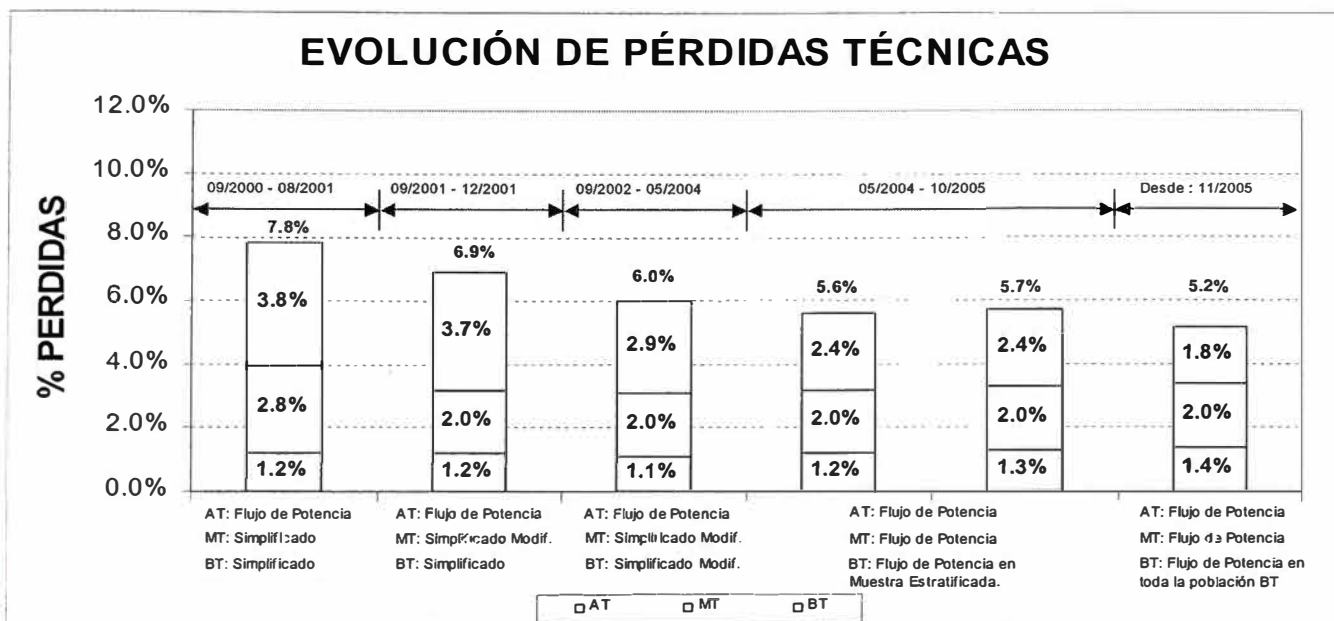


Figura N° A50 Evolución de Pérdidas Técnicas

## ANEXO B

Resultados de flujo de carga para cada uno de los bloques de carga MT (alto, medio, bajo) y pérdidas de energía por alimentador MT

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KhW	kWh	
CG-02	1577	24.9	1.6%	24	884	7.9	0.9%	59	689	4.8	0.7%	16	73574.6	720	1.0%
CG-03	4061	129.6	3.2%	23	2795	60.2	2.2%	43	1833	26.3	1.4%	33	199501	5199	2.6%
CG-04	3521	97.6	2.8%	24	2159	34.9	1.6%	55	1529	18.3	1.2%	22	168654	3179	1.9%
CG-05	3278	42.9	1.3%	28	2619	28.7	1.1%	37	1800	13.2	0.7%	35	181195	2264	1.2%
CG-06	4575	109.9	2.4%	27	3848	74.6	1.9%	53	2860	42.6	1.5%	20	277182	4684	1.7%
CG-08	4102	121.0	3.0%	20	3408	82.6	2.4%	47	2754	56.2	2.0%	33	239462	5780	2.4%
CG-09	2454	33.2	1.4%	20	1794	17.8	1.0%	46	1102	7.2	0.6%	35	121271	1459	1.2%
CG-10	3568	116.9	3.3%	25	1850	31.4	1.7%	54	1284	15.1	1.2%	21	155128	3461	2.2%
CG-11	2891	55.3	1.9%	24	1652	18.0	1.1%	53	1161	8.9	0.8%	23	132356	1574	1.2%
CG-12	3455	93.2	2.7%	22	2196	37.9	1.7%	43	1317	14.5	1.1%	35	155748	3382	2.2%
CH-01	1603	21.3	1.3%	25	960	7.7	0.8%	49	647	3.5	0.5%	26	74884	694	0.9%
CH-02	2900	11.0	0.4%	27	1857	4.5	0.2%	39	717	0.8	0.1%	34	125885	422	0.3%
CH-04	3337	53.8	1.6%	28	2111	22.4	1.1%	56	1112	6.4	0.6%	16	164652	1785	1.1%
CH-05	3305	53.2	1.6%	22	2048	20.4	1.0%	53	1376	9.2	0.7%	25	155367	1706	1.1%
CH-07	4428	33.6	0.8%	24	4466	34.4	0.8%	41	4466	34.4	0.8%	34	320903	2468	0.8%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs.	KhW	kWh	
CH-10	2497	17.7	0.7%	25	2016	11.6	0.6%	41	1241	5.1	0.4%	34	134952	861	0.6%
CH-11	3989	110.3	2.8%	25	2355	38.6	1.6%	50	1733	21.0	1.2%	25	187406	4089	2.2%
CH-12	4041	20.6	0.5%	27	3566	11.2	0.3%	57	2813	5.6	0.2%	16	257001	767	0.3%
CH-13	2009	13.3	0.7%	25	1620	8.4	0.5%	41	1190	4.3	0.4%	34	113176	608	0.5%
CH-14	2307	3.0	0.1%	28	1575	1.9	0.1%	39	830	0.5	0.1%	33	110308	130	0.1%
CH-15	3140	51.2	1.6%	25	2048	21.4	1.0%	49	1406	9.9	0.7%	26	154794	1792	1.2%
CH-16	2357	60.8	2.6%	23	1517	25.4	1.7%	49	927	9.5	1.0%	28	111324	1878	1.7%
CH-17	3123	31.4	1.0%	19	2324	17.7	0.8%	46	946	3.2	0.3%	35	143898	1371	1.0%
CH-18	3050	47.3	1.6%	28	2338	25.0	1.1%	52	1470	16.8	1.1%	20	169911	1860	1.1%
CH-20	3153	62.4	2.0%	26	2308	37.4	1.6%	41	1143	9.5	0.8%	33	153872	2546	1.7%
CH-21	3865	65.3	1.7%	19	2738	33.1	1.2%	54	1556	10.7	0.7%	27	190000	2331	1.2%
CH-22	5678	148.4	2.6%	25	4797	110.9	2.3%	41	3036	42.0	1.4%	35	316944	7602	2.4%
CH-23	3711	69.1	1.9%	22	2485	30.0	1.2%	52	1645	12.7	0.8%	26	183263	2522	1.4%
CH-24	1763	15.6	0.9%	27	1085	6.0	0.5%	45	760	2.9	0.4%	29	844013	569	0.7%
CV-01	2724	100.3	3.7%	26	1515	31.4	2.1%	51	1128	17.5	1.5%	23	125041	3018	2.4%
CV-02	2272	94.3	4.2%	24	1183	25.6	2.2%	43	719	9.5	1.3%	33	932549	2883	3.1%
CV-03	3254	37.6	1.2%	24	1938	13.6	0.7%	56	1429	7.7	0.5%	20	154918	1352	0.9%
CV-04	2425	86.4	3.6%	25	1211	21.6	1.8%	57	889	11.6	1.3%	18	105066	2692	2.6%
CV-05	3156	105.5	3.3%	28	1722	32.5	1.9%	52	1404	22.0	1.6%	20	148263	3264	2.2%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Périd as (kW)	% Pérdis	% Hr s.	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Pérdis (kW)	% Pérdis	% Hrs	KhW	kWh	
CV-06	2362	47.7	2.0%	22	1500	17.1	1.1%	56	972	7.5	0.8%	23	11281 2	1548	1.4%
CV-07	2172	78.3	3.6%	22	1112	20.5	1.8%	55	780	10.1	1.3%	23	91248. 6	2183	2.4%
CV-08	1625	32.7	2.0%	24	1226	18.5	1.5%	43	1109	15.0	1.4%	32	92568. 5	1623	1.8%
CV-09	1635	9.4	0.6%	24	921	3.0	0.3%	54	605	1.3	0.2%	23	73337	272	0.4%
F-01	2648	50.0	1.9%	21	1774	22.3	1.3%	52	1220	10.2	0.8%	27	12999 2	1750	1.3%
F-03	1772	13.0	0.7%	25	1413	8.5	0.6%	40	846	2.9	0.3%	35	94093. 7	570	0.6%
F-04	3910	70.6	1.8%	20	2783	35.1	1.3%	52	1741	14.8	0.9%	29	19468 9	2578	1.3%
F-06	1709	6.7	0.4%	24	2344	9.8	0.4%	41	2344	9.8	0.4%	35	15763 5	785	0.5%
F-07	3413	47.7	1.4%	25	2554	25.4	1.0%	59	1546	9.1	0.6%	15	18829 5	1719	0.9%
F-08	1165	9.4	0.8%	24	848	5.1	0.6%	43	610	2.6	0.4%	33	60978. 4	447	0.7%
F-09	2053	22.9	1.1%	27	1544	17.9	1.2%	54	852	4.1	0.5%	18	11218 6	1117	1.0%
F-11	2521	40.9	1.6%	19	1633	18.7	1.1%	58	844	4.7	0.6%	23	11681 1	1439	1.2%
F-12	1308	12.0	0.9%	22	878	5.4	0.6%	52	565	2.3	0.4%	26	64352. 7	429	0.7%
F-14	2990	39.4	1.3%	19	2055	18.7	0.9%	56	1311	7.7	0.6%	25	14776 2	1376	0.9%
F-16	3560	21.3	0.6%	24	3203	20.4	0.6%	41	6247	51.5	0.8%	35	31348 7	2287	0.7%
F-17	1131	3.3	0.3%	25	828	1.8	0.2%	41	507	0.7	0.1%	34	57382. 8	131	0.2%
F-18	2360	18.5	0.8%	25	1751	10.2	0.6%	41	1054	3.7	0.4%	34	11967 8	785	0.7%
F-19	2486	20.3	0.8%	24	1631	8.8	0.5%	50	1194	4.7	0.4%	25	12425 1	704	0.6%
F-21	1415	9.9	0.7%	25	985	4.5	0.5%	41	699	2.2	0.3%	34	71486. 8	360	0.5%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KhW	kWh	Péridas
I-02	3031	51.2	1.7%	24	2615	36.5	1.4%	41	1620	19.2	1.2%	35	170784	2462	1.4%
I-03	2682	38.0	1.4%	25	2099	22.6	1.1%	40	1140	6.2	0.5%	35	137769	1699	1.2%
I-04	3277	44.0	1.3%	28	2361	21.8	0.9%	48	1671	10.8	0.6%	24	176508	1942	1.1%
I-05	3095	10.2	0.3%	28	2313	3.8	0.2%	56	1544	1.2	0.1%	16	173130	315	0.2%
I-06	763	1.7	0.2%	26	561	1.0	0.2%	42	262	0.2	0.1%	32	371372	77	0.2%
I-07	2323	23.6	1.0%	26	1892	14.0	0.7%	57	1684	10.6	0.6%	17	141919	1075	0.8%
I-08	781	10.1	1.3%	23	449	3.4	0.8%	56	319	1.7	0.5%	21	357257	323	0.9%
I-11	2949	37.5	1.3%	23	1564	10.8	0.7%	53	1099	5.5	0.5%	24	127742	1086	0.8%
I-12	2574	49.9	1.9%	25	2241	34.4	1.5%	40	1628	18.9	1.2%	35	151999	2627	1.7%
I-13	2952	68.3	2.3%	24	1693	22.5	1.3%	51	1179	10.9	0.9%	24	135036	2236	1.7%
I-14	2359	40.5	1.7%	24	1524	16.8	1.1%	52	1091	8.7	0.8%	23	117139	1447	1.2%
I-15	3353	107.4	3.2%	24	1915	35.1	1.8%	49	1291	15.9	1.2%	27	151143	3136	2.1%
I-16	1689	17.2	1.0%	22	1068	6.9	0.6%	44	653	2.6	0.4%	33	76748	548	0.7%
I-17	3788	110.0	2.9%	20	2620	52.7	2.0%	49	1956	26.6	1.4%	31	190069	4418	2.3%
I-18	4066	108.3	2.7%	25	2897	57.7	2.0%	48	2090	31.4	1.5%	27	214177	4657	2.2%
I-19	3450	84.1	2.4%	24	2140	32.3	1.5%	53	1309	12.0	0.9%	23	162454	3190	2.0%
ID-03	2069	9.4	0.5%	27	761	1.5	0.2%	58	426	0.5	0.1%	15	767608	187	0.2%
ID-04	3809	28.6	0.8%	17	2910	16.6	0.6%	62	5506	62.4	1.1%	21	259989	2191	0.8%
ID-05	3679	7.3	0.2%	27	2817	4.3	0.2%	58	1423	1.1	0.1%	15	204209	274	0.1%
ID-	2877	27.1	0.9%	24	2217	13.7	0.6%	44	1514	6.2	0.4%	32	15501	1203	0.8%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hr s.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hr s.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KhW	kWh	Péridas
07													2		
ID-08	2569	14.4	0.6%	28	2006	8.8	0.4%	52	1645	5.7	0.3%	20	150628	672	0.4%
ID-09	1394	1.9	0.1%	26	1193	1.4	0.1%	50	707	0.5	0.1%	23	814766	86	0.1%
J-03	306	0.1	0.0%	29	214	0.1	0.0%	37	153	0.0	0.0%	34	158483	6	0.0%
J-05	2147	33.9	1.6%	25	1081	10.6	1.0%	57	852	7.4	0.9%	17	944088	1151	1.2%
J-06	3217	99.8	3.1%	27	1742	32.3	1.9%	52	1434	23.4	1.6%	21	149494	3258	2.2%
J-07	3783	116.0	3.1%	23	2359	43.7	1.9%	55	1608	20.5	1.3%	22	181019	3813	2.1%
K-01	3301	4.4	0.1%	28	2922	5.9	0.2%	37	2268	2.4	0.1%	35	201469	340	0.2%
K-02	1514	11.9	0.8%	22	1078	6.0	0.6%	50	689	2.5	0.4%	28	768254	506	0.7%
K-03	1726	6.0	0.3%	28	1327	3.8	0.3%	51	728	1.3	0.2%	22	940718	295	0.3%
K-07	3708	35.7	1.0%	28	2414	13.6	0.6%	56	1343	4.3	0.3%	16	187035	1155	0.6%
K-09	1936	32.7	1.7%	20	1097	10.4	1.0%	59	723	4.6	0.6%	20	857515	1089	1.3%
K-10	3522	10.4	0.3%	25	2802	7.5	0.3%	56	2802	7.4	0.3%	18	214907	506	0.2%
K-11	2048	11.6	0.6%	24	1915	10.1	0.5%	42	1677	7.7	0.5%	34	134436	738	0.5%
K-12	1983	8.1	0.4%	19	1540	4.4	0.3%	54	1133	2.3	0.2%	27	109158	356	0.3%
K-13	605	1.1	0.2%	24	370	0.4	0.1%	55	253	0.2	0.1%	21	288882	39	0.1%
K-14	4364	142.0	3.3%	28	3272	81.9	2.5%	47	2111	35.1	1.7%	25	236518	6215	2.6%
K-15	2121	34.6	1.6%	25	1343	14.0	1.0%	52	959	7.2	0.8%	23	103962	1350	1.3%
K-16	2082	5.8	0.3%	27	1350	2.5	0.2%	56	813	0.9	0.1%	17	104652	194	0.2%
K-19	4098	22.0	0.5%	27	3558	16.7	0.5%	38	2481	8.0	0.3%	34	24002	1144	0.5%



Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd das (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	Périda s
													4		
K-20	493	0.1	0.0%	28	326	0.1	0.0%	42	326	0.1	0.0%	30	26825. 5	6	0.0%
K-21	1194	5.7	0.5%	24	718	2.1	0.3%	53	487	1.0	0.2%	23	56186. 8	200	0.4%
K-23	346	4.0	1.1%	28	274	2.7	1.0%	46	222	1.8	0.8%	26	20195. 5	187	0.9%
K-24	879	1.7	0.2%	26	614	0.8	0.1%	40	356	0.4	0.1%	34	42962. 8	73	0.2%
M-03	1888	6.3	0.3%	28	1456	3.6	0.2%	54	792	1.1	0.1%	18	10476 3	233	0.2%
M-04	2026	14.8	0.7%	25	1573	8.5	0.5%	41	796	1.9	0.2%	34	10232 2	641	0.6%
M-05	2697	20.8	0.8%	28	2017	10.6	0.5%	49	1176	2.7	0.2%	23	14474 7	831	0.6%
M-06	3977	19.2	0.5%	28	3432	16.1	0.5%	48	2538	5.0	0.2%	24	24272 0	984	0.4%
M-07	4318	41.0	0.9%	28	3364	27.4	0.8%	44	2378	14.4	0.6%	28	24148 0	2182	0.9%
M-08	571	0.1	0.0%	27	255	0.0	0.0%	55	51	0.0	0.0%	18	21949. 5	3	0.0%
M-09	4630	23.0	0.5%	28	3390	12.7	0.4%	50	2051	4.7	0.2%	22	24777 5	862	0.3%
M-11	2098	12.1	0.6%	25	1626	7.3	0.5%	41	1041	2.9	0.3%	34	11120 6	509	0.5%
M-12	3538	52.2	1.5%	27	2877	22.2	0.8%	38	1985	15.2	0.8%	35	19773 7	2104	1.1%
M-13	751	1.3	0.2%	24	534	0.7	0.1%	52	334	0.3	0.1%	25	38636	54	0.1%
M-14	2369	31.7	1.3%	28	1781	18.0	1.0%	46	990	5.6	0.6%	27	12494 4	1242	1.0%
M-15	1954	22.1	1.1%	21	1331	10.2	0.8%	51	835	4.0	0.5%	28	95128. 3	891	0.9%
M-16	3462	23.7	0.7%	27	2872	16.8	0.6%	51	2069	7.8	0.4%	22	20583 4	1067	0.5%
M-17	700	2.1	0.3%	29	653	1.4	0.2%	37	555	1.1	0.2%	34	45614. 6	107	0.2%
M-19	1296	3.1	0.2%	26	852	1.3	0.2%	41	488	0.4	0.1%	33	61159. 6	114	0.2%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd das (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	Périda s
M-20	3985	29.9	0.8%	27	2685	9.0	0.3%	46	2165	4.4	0.2%	27	20897 9	962	0.5%
M-21	1956	36.6	1.9%	25	1155	12.8	1.1%	52	751	5.5	0.7%	23	90889. 9	1145	1.3%
M-22	5504	24.8	0.5%	26	5076	20.8	0.4%	41	4464	15.9	0.4%	34	35860 2	1433	0.4%
M-23	1396	10.1	0.7%	24	855	3.9	0.5%	41	472	1.2	0.3%	35	61427. 7	336	0.5%
M-24	2773	22.0	0.8%	26	2549	18.5	0.7%	41	3118	27.2	0.9%	32	20104 4	1574	0.8%
M-25	1616	13.4	0.8%	26	1104	6.3	0.6%	40	622	2.1	0.3%	34	77063. 4	523	0.7%
M-26	2772	24.5	0.9%	25	1703	9.3	0.5%	50	1068	3.7	0.3%	25	13092 6	768	0.6%
M-29	2084	10.1	0.5%	24	1799	7.4	0.4%	41	1083	2.7	0.3%	35	11657 5	462	0.4%
MA- 01	2556	27.7	1.1%	25	2217	20.2	0.9%	40	1733	12.4	0.7%	35	15346 8	1566	1.0%
MA- 03	3513	35.0	1.0%	21	2542	18.4	0.7%	58	1473	6.2	0.4%	21	18089 2	1351	0.7%
MA- 04	4260	27.6	0.6%	28	3654	20.2	0.6%	42	5970	55.2	0.9%	30	32545 2	2301	0.7%
MA- 05	3642	53.6	1.5%	27	2356	23.1	1.0%	38	658	1.7	0.3%	34	15340 7	1747	1.1%
MA- 06	3297	51.0	1.5%	23	2523	30.1	1.2%	49	1395	9.4	0.7%	28	17189 2	2140	1.2%
MA- 08	2584	43.5	1.7%	24	1943	24.6	1.3%	50	1172	9.0	0.8%	26	13616 4	1804	1.3%
MA- 09	1718	6.7	0.4%	27	1196	3.2	0.3%	44	678	1.0	0.1%	29	85622. 3	249	0.3%
MA- 10	2051	22.7	1.1%	22	1515	12.3	0.8%	53	927	4.6	0.5%	25	10703 3	947	0.9%
MA- 11	2242	23.9	1.1%	26	1555	11.5	0.7%	50	1036	5.1	0.5%	24	11579 9	898	0.8%
MA- 12	3492	41.7	1.2%	20	2529	22.1	0.9%	57	1641	9.3	0.6%	23	18072 3	1573	0.9%
MA- 13	1737	6.9	0.4%	27	1594	4.7	0.3%	38	761	1.1	0.1%	35	96614. 4	312	0.3%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hr s.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hr s.	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KhW	kWh	
MA-16	1965	4.4	0.2%	20	1313	2.2	0.2%	54	640	0.6	0.1%	26	91767.6	176	0.2%
N-01	209	0.6	0.3%	29	145	0.3	0.2%	49	113	0.2	0.1%	22	11237.5	22	0.2%
N-02	388	1.5	0.4%	29	289	0.9	0.3%	44	257	0.7	0.3%	27	22225.4	65	0.3%
N-04	847	2.2	0.3%	26	624	1.2	0.2%	40	480	0.7	0.1%	34	45526.9	101	0.2%
N-05	414	0.8	0.2%	25	223	0.3	0.1%	51	191	0.2	0.1%	24	18892	26	0.1%
N-06	867	16.5	1.9%	24	580	7.8	1.3%	46	454	4.9	1.1%	30	44072.1	624	1.4%
NJ-01	4259	41.8	1.0%	24	3332	24.4	0.7%	41	2031	9.2	0.5%	35	22366.3	1729	0.8%
NJ-02	4172	23.8	0.6%	25	3892	21.3	0.5%	43	3672	18.7	0.5%	32	28011.2	1735	0.6%
NJ-03	5314	61.9	1.2%	28	4517	42.3	0.9%	54	3873	30.0	0.8%	19	33264.1	3125	0.9%
NJ-07	3791	111.9	3.0%	24	2150	36.0	1.7%	54	1507	17.7	1.2%	22	17315.6	3810	2.2%
NJ-10	2952	46.6	1.6%	26	1635	14.3	0.9%	54	1282	8.8	0.7%	19	13783.8	1464	1.1%
NJ-11	4295	32.9	0.8%	24	3234	16.4	0.5%	52	4049	26.1	0.6%	24	26530.4	1698	0.6%
NJ-12	1990	11.3	0.6%	27	1394	9.2	0.7%	50	791	2.5	0.3%	22	10251.6	543	0.5%
O-01	3731	9.9	0.3%	27	2662	7.1	0.3%	43	909	2.4	0.3%	30	17480.5	536	0.3%
O-03	3943	106.8	2.7%	27	3128	59.6	1.9%	57	2105	28.0	1.3%	16	22933.2	3990	1.7%
O-05	3781	17.6	0.5%	24	3159	6.4	0.2%	42	2069	2.7	0.1%	34	21171.4	653	0.3%
O-06	5062	153.6	3.0%	27	4213	101.5	2.4%	52	3407	72.8	2.1%	20	30811.6	6786	2.2%
O-07	3717	99.2	2.7%	26	3207	74.6	2.3%	39	1543	35.9	2.3%	35	19848.4	4810	2.4%
O-09	1958	17.8	0.9%	23	1265	7.1	0.6%	42	987	4.3	0.4%	35	95698.9	644	0.7%
O-10	2310	16.9	0.7%	25	1903	9.8	0.5%	41	1362	4.1	0.3%	33	13145	693	0.5%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd das (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	
													3		
P-01	3228	41.3	1.3%	26	2732	30.1	1.1%	40	5925	151.5	2.6%	34	28404	5365	1.9%
													5		
P-06	3374	74.4	2.2%	26	2338	35.4	1.5%	40	1793	22.0	1.2%	33	17490	2890	1.7%
													8		
P-07	3586	104.4	2.9%	25	2948	71.5	2.4%	41	1934	33.2	1.7%	35	19831	5336	2.7%
													4		
P-13	3172	40.2	1.3%	24	2016	16.3	0.8%	53	1430	8.2	0.6%	23	15497	1299	0.8%
													4		
P-14	3030	78.3	2.6%	18	1913	31.7	1.7%	55	1096	10.4	1.0%	27	13617	2615	1.9%
													8		
P-15	1301	7.0	0.5%	27	902	3.4	0.4%	38	525	1.2	0.2%	35	63441.	253	0.4%
													5		
P-16	4678	120.1	2.6%	25	4206	95.8	2.3%	40	3501	65.4	1.9%	35	29377	6650	2.3%
													2		
P-18	1423	17.2	1.2%	26	1048	10.3	1.0%	41	693	4.5	0.6%	34	73736.	721	1.0%
													5		
P-19	796	3.1	0.4%	25	601	1.8	0.3%	41	325	0.5	0.2%	34	40031.	119	0.3%
													9		
P-21	3855	94.9	2.5%	24	2915	55.3	1.9%	42	1952	25.5	1.3%	34	20223	3936	1.9%
													2		
P-22	1996	22.2	1.1%	24	1587	14.1	0.9%	41	752	3.2	0.4%	34	10081	886	0.9%
													2		
P-23	4161	62.8	1.5%	25	3364	43.0	1.3%	41	2266	20.2	0.9%	35	22889	3045	1.3%
													5		
P-24	3214	57.0	1.8%	20	2325	23.0	1.0%	53	1674	8.2	0.5%	27	16745	1906	1.1%
													1		
P-25	3518	28.3	0.8%	26	3290	24.3	0.7%	41	2570	14.6	0.6%	33	22414	1586	0.7%
													9		
P-26	2833	31.9	1.1%	27	2670	28.3	1.1%	40	1564	9.8	0.6%	33	16873	1705	1.0%
													4		
P-27	4853	51.9	1.1%	23	2490	13.8	0.6%	46	1157	2.9	0.3%	31	18848	1478	0.8%
													4		
P-28	2554	37.7	1.5%	25	1512	13.2	0.9%	50	1024	6.1	0.6%	25	11836	1160	1.0%
													3		
P-29	2743	25.7	0.9%	24	1472	7.4	0.5%	42	521	1.0	0.2%	34	10444	695	0.7%
													7		
P-31	3649	70.3	1.9%	25	2823	45.5	1.6%	40	1613	15.0	0.9%	35	18751	2952	1.6%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	Périda s
													1		
P-32	5143	158.3	3.1%	24	4506	121.9	2.7%	41	3759	78.7	2.1%	35	31696	8969	2.8%
P-33	3144	95.5	3.0%	25	2018	39.5	2.0%	48	1236	14.9	1.2%	28	14970	3172	2.1%
P-34	3189	86.1	2.7%	25	2598	55.3	2.1%	41	1793	26.7	1.5%	34	17784	4314	2.4%
PA-02	3659	28.2	0.8%	27	3081	23.8	0.8%	50	2434	18.7	0.8%	23	22229	1528	0.7%
PA-04	2764	13.0	0.5%	26	2499	10.8	0.4%	40	1694	4.9	0.3%	34	16521	674	0.4%
PA-04	3749	19.0	0.5%	26	3749	19.0	0.5%	40	3749	19.0	0.5%	34	26990	1355	0.5%
PA-05	2536	14.4	0.6%	25	2185	10.6	0.5%	40	1403	4.4	0.3%	35	14383	728	0.5%
PA-06	3470	38.4	1.1%	27	2772	24.9	0.9%	44	1632	8.3	0.5%	29	18938	1692	0.9%
PA-07	2672	38.6	1.4%	20	1955	20.7	1.1%	53	1133	7.0	0.6%	26	13565	1423	1.0%
PA-09	2160	19.2	0.9%	25	1667	12.9	0.8%	41	1048	4.3	0.4%	35	11326	826	0.7%
PA-10	3359	82.1	2.4%	24	2676	52.3	2.0%	41	1628	19.7	1.2%	34	17874	3463	1.9%
PA-11	4479	83.6	1.9%	21	3904	62.4	1.6%	47	3125	39.5	1.3%	33	27126	4522	1.7%
PA-12	2689	36.1	1.3%	17	1843	17.0	0.9%	57	1018	5.2	0.5%	26	12786	1268	1.0%
PA-13	3148	21.8	0.7%	27	2359	12.9	0.5%	38	1562	5.5	0.3%	35	16536	914	0.6%
PA-14	1902	7.0	0.4%	25	1446	3.9	0.3%	41	944	1.6	0.2%	33	10024	277	0.3%
PP-02	3109	89.2	2.9%	25	2613	58.6	2.2%	40	1941	35.6	1.8%	35	18003	4277	2.4%
PP-04	3246	57.2	1.8%	27	2486	25.0	1.0%	39	1809	17.0	0.9%	34	17721	2171	1.2%
PP-05	2453	11.7	0.5%	25	2051	7.4	0.4%	41	1497	3.0	0.2%	34	14107	480	0.3%
PP-	2864	37.2	1.3%	18	2029	23.5	1.2%	47	1266	7.1	0.6%	35	13809	1536	1.1%

	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
Alim	KW (total )	Périd as (kW)	% Pérdis	% Hr s.	KW (total )	Périd as (kW)	% Pérdis	% Hr s.	KW (total)	Pérdis (kW)	% Pérdis	% Hrs	KhW	kWh	Péridas
06													2		
PP-10	2846	33.6	1.2%	26	2384	21.5	0.9%	40	1745	10.2	0.6%	35	16423 4	1484	0.9%
Q-02	3297	34.9	1.1%	22	2357	18.2	0.8%	45	1179	4.5	0.4%	33	15670 7	1399	0.9%
Q-03	2603	20.9	0.8%	27	1980	12.1	0.6%	46	1143	4.1	0.4%	26	13895 5	921	0.7%
Q-04	2990	29.5	1.0%	28	2325	17.5	0.8%	49	1546	7.4	0.5%	23	16757 3	1201	0.7%
Q-06	3181	34.1	1.1%	21	2326	18.2	0.8%	50	1265	5.4	0.4%	29	15819 1	1273	0.8%
Q-07	1803	9.9	0.6%	19	1344	5.5	0.4%	52	838	2.2	0.3%	28	92789. 1	382	0.4%
Q-08	2975	43.2	1.5%	25	2483	30.0	1.2%	41	1713	14.2	0.8%	35	16824 9	2000	1.2%
Q-11	2097	8.4	0.4%	25	1599	5.3	0.3%	41	975	2.2	0.2%	35	10839 6	374	0.3%
Q-12	2683	17.7	0.7%	28	2203	12.3	0.6%	40	1379	4.9	0.4%	32	14897 3	876	0.6%
Q-13	2326	17.6	0.8%	19	1724	9.7	0.6%	58	949	3.0	0.3%	22	12001 1	714	0.6%
Q-14	3087	37.8	1.2%	25	2310	21.2	0.9%	50	1487	8.8	0.6%	25	16553 9	1448	0.9%
Q-15	3744	23.2	0.6%	24	2767	12.5	0.5%	41	1565	4.1	0.3%	34	18660 5	919	0.5%
Q-16	1980	5.0	0.3%	24	1551	3.1	0.2%	46	889	1.0	0.1%	30	10493 0	202	0.2%
Q-17	2918	41.8	1.4%	17	2214	24.4	1.1%	54	1268	7.9	0.6%	29	14850 6	1693	1.1%
Q-18	2269	15.9	0.7%	22	1626	8.6	0.5%	50	1020	3.4	0.3%	28	11470 2	653	0.6%
Q-20	1773	17.8	1.0%	23	1314	9.8	0.7%	52	697	2.8	0.4%	25	90934. 6	701	0.8%
T-01	1340	14.2	1.1%	27	863	6.0	0.7%	43	387	1.3	0.3%	30	61067. 7	488	0.8%
T-02	3607	18.7	0.5%	28	1769	4.5	0.3%	41	495	0.4	0.1%	31	13566 6	507	0.4%
T-03	1829	6.0	0.3%	28	1190	2.5	0.2%	40	565	0.6	0.1%	33	83576. 7	198	0.2%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd das (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	
													1		
T-04	1058	2.6	0.2%	27	656	1.0	0.1%	38	165	0.1	0.0%	35	42645. 2	87	0.2%
T-05	930	1.2	0.1%	27	691	0.7	0.1%	51	315	0.2	0.1%	22	48541. 6	46	0.1%
T-06	975	4.9	0.5%	22	631	2.1	0.3%	53	482	1.2	0.3%	25	48183. 6	177	0.4%
T-07	3089	23.1	0.7%	28	1984	9.5	0.5%	37	895	2.0	0.2%	35	13759 7	871	0.6%
T-08	952	5.9	0.6%	28	718	3.2	0.4%	52	433	1.2	0.3%	20	52339. 8	221	0.4%
T-09	1882	7.1	0.4%	27	901	1.8	0.2%	39	226	0.1	0.0%	34	67221. 9	192	0.3%
T-10	2131	5.8	0.3%	27	1189	2.0	0.2%	41	466	0.3	0.1%	32	87138. 7	177	0.2%
T-11	1398	8.8	0.6%	21	967	4.2	0.4%	57	461	1.0	0.2%	22	68249. 9	325	0.5%
T-12	2315	41.3	1.8%	22	1525	17.7	1.2%	57	973	7.1	0.7%	21	11380 7	1352	1.2%
T-13	4212	62.3	1.5%	24	3360	40.0	1.2%	41	1816	12.0	0.7%	35	21808 2	2634	1.2%
T-14	1696	4.2	0.2%	27	1009	1.5	0.1%	38	301	0.1	0.0%	34	68719. 5	121	0.2%
T-15	923	5.7	0.6%	25	655	2.9	0.4%	41	313	0.7	0.2%	35	43388. 8	207	0.5%
T-16	2698	12.0	0.4%	27	1647	4.4	0.3%	38	7375	88.1	1.2%	35	28342 8	2564	0.9%
T-17	2650	24.9	0.9%	25	1500	7.6	0.5%	40	601	1.1	0.2%	35	10634 6	736	0.7%
T-18	2253	6.1	0.3%	28	1305	2.1	0.2%	38	586	0.4	0.1%	34	95492. 1	188	0.2%
T-19	2835	14.3	0.5%	27	1337	2.6	0.2%	39	211	0.1	0.0%	33	98723. 5	373	0.4%
T-21	2370	38.2	1.6%	27	1734	21.0	1.2%	51	915	5.3	0.6%	23	12375 2	1443	1.2%
T-22	4259	62.7	1.5%	19	2887	28.8	1.0%	55	1703	9.6	0.6%	26	20479 1	2125	1.0%
T-23	1593	19.8	1.2%	21	1265	12.5	1.0%	48	774	4.8	0.6%	31	85095.	914	1.1%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KW (total)	Péridas (kW)	% Péridas	% Hrs	KhW	kWh	
													1		
T-24	1443	7.6	0.5%	22	967	3.4	0.4%	55	625	1.5	0.2%	23	71331.2	285	0.4%
T-25	3370	95.4	2.8%	24	2044	34.7	1.7%	53	1475	18.3	1.2%	23	160264	3673	2.3%
TV-01	2922	58.5	2.0%	20	1696	21.2	1.2%	80	1141	10.0	0.9%	0	139701	1642	1.2%
TV-02	2638	33.3	1.3%	24	2096	20.3	1.0%	41	1381	10.8	0.8%	35	142349	1659	1.2%
TV-03	3227	49.7	1.5%	24	2016	19.4	1.0%	56	1193	6.8	0.6%	20	153636	1678	1.1%
TV-04	2937	63.8	2.2%	27	3343	57.2	1.7%	43	1696	19.6	1.2%	30	197711	3214	1.6%
TV-05	2819	23.9	0.8%	25	2188	13.5	0.6%	40	1493	6.0	0.4%	35	151287	985	0.7%
TV-07	4810	50.5	1.0%	26	3343	30.8	0.9%	40	2250	15.1	0.7%	34	241105	2199	0.9%
TV-08	1728	14.0	0.8%	27	1386	8.3	0.6%	38	538	2.2	0.4%	35	85179.2	589	0.7%
TV-09	4482	114.2	2.5%	27	3882	83.4	2.1%	44	3147	50.1	1.6%	29	275982	5536	2.0%
TV-10	2239	17.3	0.8%	25	1964	12.9	0.7%	41	1412	6.9	0.5%	34	132734	985	0.7%
TV-14	3356	49.6	1.5%	22	1999	17.8	0.9%	59	1322	7.9	0.6%	19	155577	1586	1.0%
TV-15	3694	90.1	2.4%	22	2289	35.2	1.5%	53	1449	14.6	1.0%	25	172431	3114	1.8%
TV-16	2870	22.4	0.8%	24	1773	8.6	0.5%	52	1209	4.0	0.3%	24	136492	755	0.6%
TV-17	4766	152.2	3.2%	23	3313	73.4	2.2%	50	2227	33.2	1.5%	27	242076	6090	2.5%
V-01	1073	1.3	0.1%	27	620	0.5	0.1%	47	397	0.3	0.1%	26	49271.6	48	0.1%
V-02	1407	31.3	2.2%	23	711	8.0	1.1%	60	616	6.0	1.0%	17	61601.1	890	1.4%
V-04	2086	32.4	1.6%	21	1074	8.6	0.8%	61	868	5.6	0.6%	18	89809.5	985	1.1%
V-05	900	4.0	0.4%	26	552	1.5	0.3%	51	426	0.9	0.2%	24	43998	146	0.3%



	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
Alim	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd as (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	Périda s
V-06	2945	45.0	1.5%	25	1743	15.9	0.9%	53	1362	9.7	0.7%	22	14086 7	1481	1.1%
V-07	2377	45.1	1.9%	26	1512	13.4	0.9%	42	1304	11.5	0.9%	32	12034 8	1289	1.1%
W02	1350	18.2	1.4%	17	864	7.4	0.9%	49	621	3.8	0.6%	34	62214	676	1.1%
W03	2079	29.0	1.4%	28	1596	17.0	1.1%	42	1239	10.2	0.8%	31	11667 8	1369	1.2%
W04	2267	29.8	1.3%	24	1116	7.3	0.7%	53	938	5.1	0.5%	23	97153. 5	812	0.8%
W05	2412	29.6	1.2%	22	1294	8.5	0.7%	46	1100	6.2	0.6%	31	10691 7	934	0.9%
BA- 01	577	0.5	0.1%	26	410	0.2	0.1%	39	304	0.1	0.0%	35	29973	19	0.1%
BA- 02	1063	4.5	0.4%	26	759	2.3	0.3%	39	562	1.2	0.2%	35	55409. 3	179	0.3%
BA- 03	1267	6.0	0.5%	26	890	3.0	0.3%	39	656	1.7	0.3%	35	65254. 7	240	0.4%
BA- 04	1089	6.6	0.6%	26	775	3.3	0.4%	39	578	1.9	0.3%	35	56752. 8	266	0.5%
CY0 5	1240	6.9	0.6%	26	1001	4.5	0.4%	40	603	1.6	0.3%	34	66810. 5	292	0.4%
CY0 4	4610	38.2	0.8%	24	3001	16.7	0.6%	41	207	0.1	0.0%	34	17473 0	1350	0.8%
CY- 03	1256	27.0	2.1%	21	911	14.7	1.6%	63	726	9.8	1.4%	15	68834. 4	1188	1.7%
CY- 02	4198	129.7	3.1%	27	3375	82.3	2.4%	52	1180	9.3	0.8%	21	22650 2	4835	2.1%
CY- 01	2300	47.7	2.1%	25	1981	35.9	1.8%	40	1578	23.6	1.5%	35	13816 9	2529	1.8%
H10	3291	120.6	3.7%	24	2405	67.4	2.8%	43	578	4.0	0.7%	33	14509 1	4334	3.0%
H08	3204	217.7	6.8%	27	2175	99.0	4.6%	39	826	14.4	1.7%	34	14364 1	7247	5.0%
H05	1804	31.0	1.7%	24	1105	11.6	1.1%	45	965	8.8	0.9%	32	88262. 8	1089	1.2%
H-04	3466	96.8	2.8%	25	2817	66.9	2.4%	41	1998	38.4	1.9%	35	19379 4	4616	2.4%
H-03	1572	11.1	0.7%	24	1064	5.1	0.5%	41	632	1.8	0.3%	35	74579. 438	438	0.6%

Alim	PUNTA				MEDIO				BAJO				Ener	Pérd	%
	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd das	% Hr s.	KW (total )	Périd as (kW)	% Périd as	% Hr s.	KW (total)	Périd das (kW)	% Périd das	% Hrs	KhW	kWh	Périda s
													3		
H-02	2119	27.8	1.3%	25	1363	11.5	0.8%	53	962	5.7	0.6%	22	10527 0	1046	1.0%
H-01	2080	42.7	2.1%	22	1431	20.9	1.5%	63	952	10.2	1.1%	16	10785 1	1488	1.4%
HL- 06	1737	66.2	3.8%	24	1388	45.8	3.3%	41	957	26.8	2.8%	34	95491	3198	3.3%
HL- 05	684	10.0	1.5%	25	484	5.1	1.0%	41	317	2.2	0.7%	34	34358. 5	420	1.2%
HL- 04	433	4.1	0.9%	18	234	1.1	0.5%	64	167	0.5	0.3%	18	18649. 6	112	0.6%
HL- 03	3285	203.6	6.2%	25	2969	180.3	6.1%	41	2721	163.2	6.0%	34	21340 6	12988	6.1%
HL- 02	1360	16.3	1.2%	21	829	6.1	0.7%	46	597	3.1	0.5%	33	62093. 8	510	0.8%
HL- 01	2356	21.1	0.9%	19	1494	8.5	0.6%	48	997	3.8	0.4%	33	10773 2	713	0.7%
PT- 01	92	0.1	0.1%	25	61	0.0	0.1%	40	45	0.0	0.0%	35	4551.9 8	3	0.1%
PT- 02	430	1.2	0.3%	25	261	0.4	0.2%	40	193	0.2	0.1%	35	20132. 4	39	0.2%
PT- 03	46	0.0	0.0%	25	31	0.0	0.0%	40	15	0.0	0.0%	35	2089.0 1	0	0.0%
SU- 08	3187	31.9	1.0%	27	3187	31.9	1.0%	43	3187	31.9	1.0%	29	22944 3	2298	1.0%
SU- 05	1328	18.3	1.4%	20	822	6.7	0.8%	51	655	4.2	0.6%	29	62979. 9	699	1.1%
SU- 04	290	0.3	0.1%	33	198	0.1	0.1%	36	152	0.1	0.1%	31	15454. 3	13	0.1%
SU- 01	259	0.8	0.3%	32	168	0.3	0.2%	42	61	0.0	0.1%	27	12097. 2	1	0.0%

## ANEXO C

## Evaluación de la incidencia de los máxímetros BT en las pérdidas BT

Se determinaron las pérdidas mediante el método de distribución de la carga por la energía de los clientes BT (sin taxímetros), asimismo, se evaluó la misma red considerando la carga de cada cliente con máxímetro fija, es decir, la potencia con que contribuye cada cliente en cada bloque (alta, media y baja).

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	P14	4	00032S	212096	3754	1.77%
	P14	1	00033S	266678	14513	5.44%
	P14	1	00259S	161765	3700	2.29%
	P14	1	05106C	32163	381	1.18%
SIN MAXIMETROS	P14	4	00032S	209499	3617	1.73%
	P14	1	00033S	266644	14273	5.35%
	P14	1	00259S	160044	3601	2.25%
	P14	1	05106C	31744	458	1.44%

CON MAXIMETROS

TOTAL kWh	Pérdidas (kWh)	%
672702	22347	3.32%

Variacion

1.08%

SIN MAXIMETROS

TOTAL kWh	Pérdidas (kWh)	%
667932	21949	3.29%

% Energía máxímetros

11.60%

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	M11	6	00372S	364945	12580	3.45%
	M11	5	00419S	200102	8119	4.06%
	M11	1	02399A	70101	1220	1.74%
	M11	1	04847A	87999	256	0.29%
	M11	1	21391A	12408	12	0.10%
SIN MAXIMETROS	M11	6	00372S	364698	12667	3.47%
	M11	5	00419S	199948	6589	3.30%
	M11	1	02399A	70069	1302	1.86%
	M11	1	04847A	87908	103	0.12%
	M11	1	21391A	12408	12	0.10%

CON MAXIMETROS

TOTAL kWh	Pérdidas	%
735554	22186	3.02%

Variacion

6.75%

SIN MAXIMETROS

TOTAL kWh	Pérdidas	%
735030	20674	2.81%

% Energía máxímetros

32.29%

	Alimentador	Maxímetros	SED	Energía (kWh)	Pérdidas energía (kWh)	% Pérdidas
CON MAXIMETROS	T14	7	00017S	210185	4362	2.08%
	T14	6	00192S	238810	4787	2.00%
	T14	8	00529S	298464	4724	1.58%
SIN MAXIMETROS	T14	7	00017S	209990	4213	2.01%
	T14	6	00192S	238578	3596	1.51%
	T14	8	00529S	298188	3686	1.24%

CON MAXIMETROS

TOTAL kWh	Pérdidas	%
747459	13873	1.86%

Variacion

17.06%

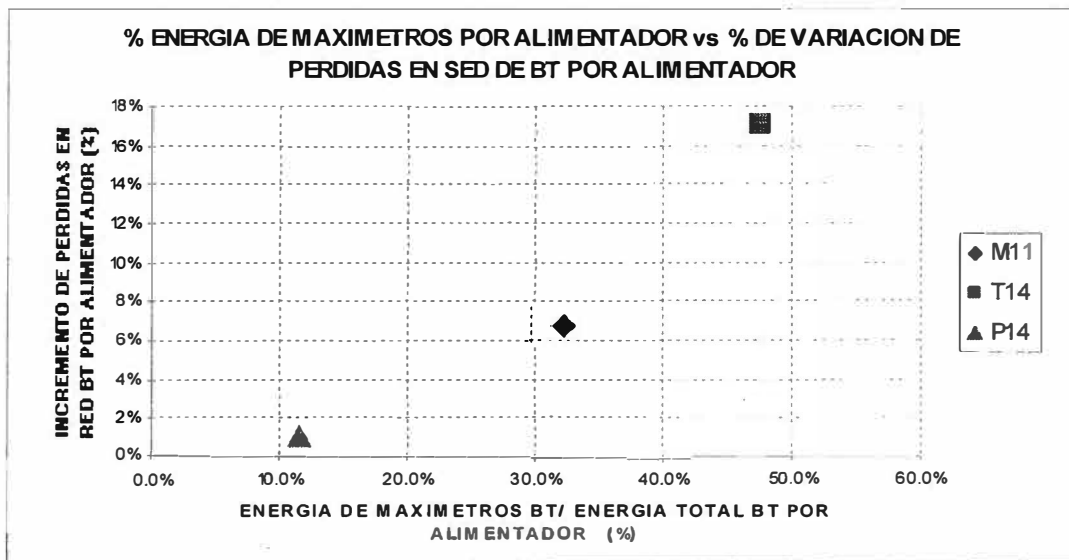
SIN MAXIMETROS

TOTAL kWh	Pérdidas	%
746756	11495	1.54%

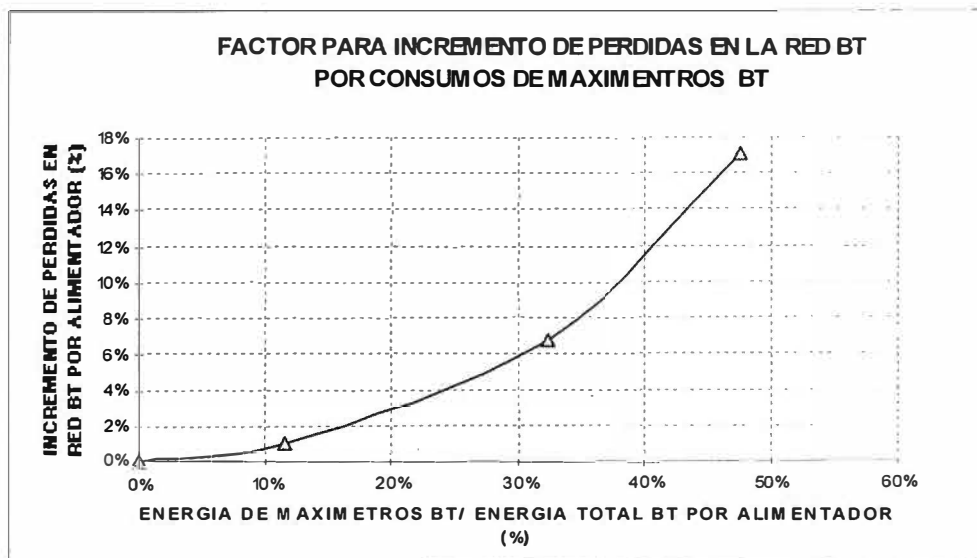
% Energía máxímetros

47.65%

La evaluación se realizó por alimentador, considerando el porcentaje de energía en BT que representa los máxímetros respecto a la energía total en BT del alimentador. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico, en el cual se observa que mientras mayor sea el consumo de los máxímetros BT en el alimentador el porcentaje de pérdidas en BT tendería a aumentar.



De los resultados se obtuvo una curva aproximada cuya ecuación represente la misma tendencia



$$Y = 0.791X^2 - 0.0175X + 0.00218$$

## ANEXO D

### Factor de Desbalance

El factor de desbalance cuantifica el aumento de pérdidas producto de la desigualdad de las corrientes por las fases.

Las pérdidas en las redes son calculadas por el flujo de carga para una operación balanceada, lo que nos da la siguiente expresión:

$$P_b = 3 \cdot R \cdot I^2 \dots\dots\dots(\alpha)$$

donde:

$P_b$  Pérdidas de potencia con operación balanceada

$I$  Corriente por cada fase

$R$  Resistencia del conductor

cuando existe desbalance la expresión a usar es:

$$P_d = R \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)$$

donde:

$P_d$  Pérdidas de potencia con operación desbalanceada ( corrientes por fases diferentes)

$I_k$  Corriente por la fase  $k$  con  $k = A, B, C$

Teniendo en cuenta que para niveles de desequilibrio moderados, se cumple que:

$$I = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

reemplazando en la ecuación  $(\alpha)$  tenemos:

$$P_b = R \cdot \frac{(I_A + I_B + I_C)^2}{3} \quad (\text{A.11})$$

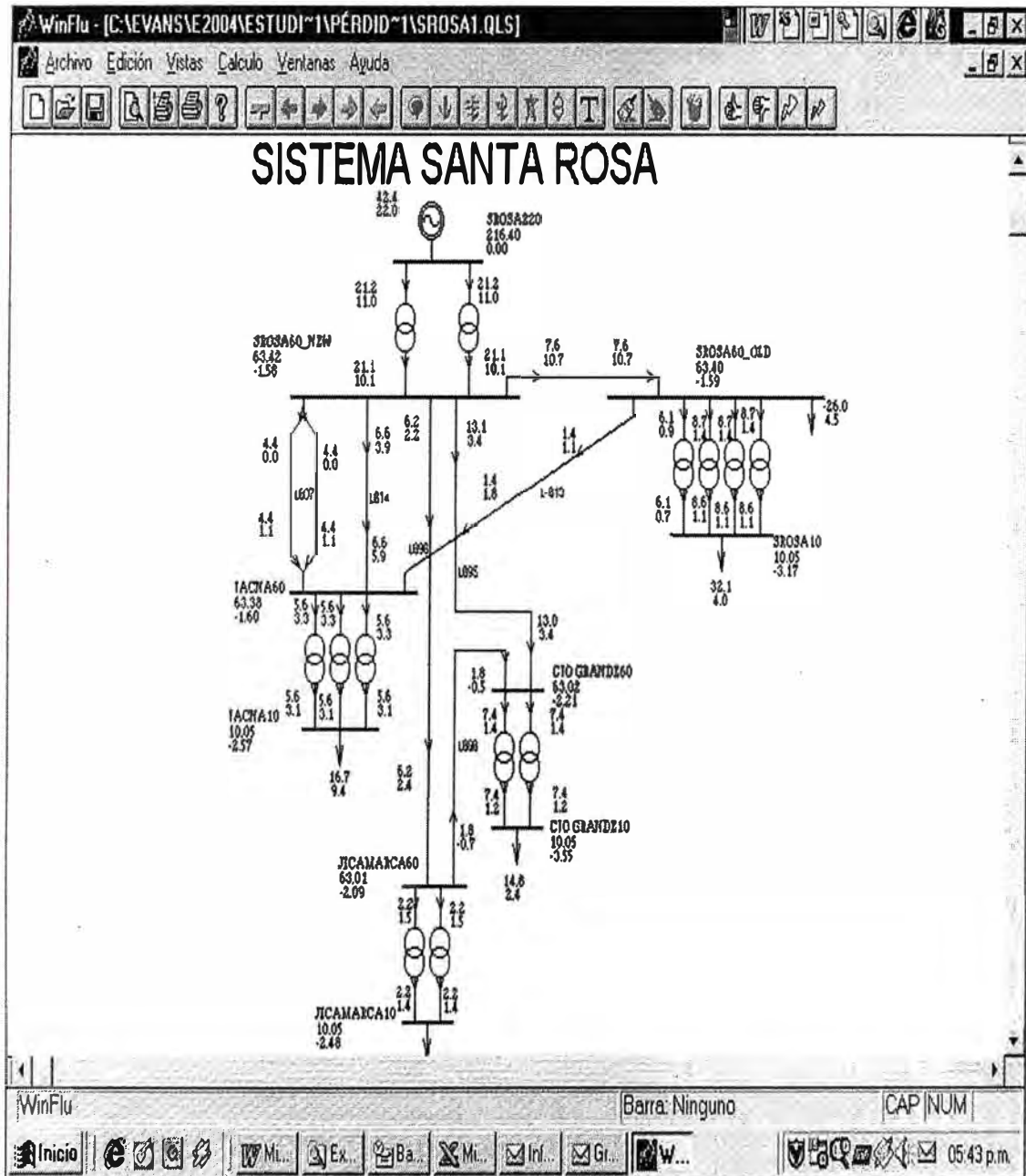
el factor de balance se define como la relación entre las pérdidas desbalanceadas y las pérdidas balanceadas

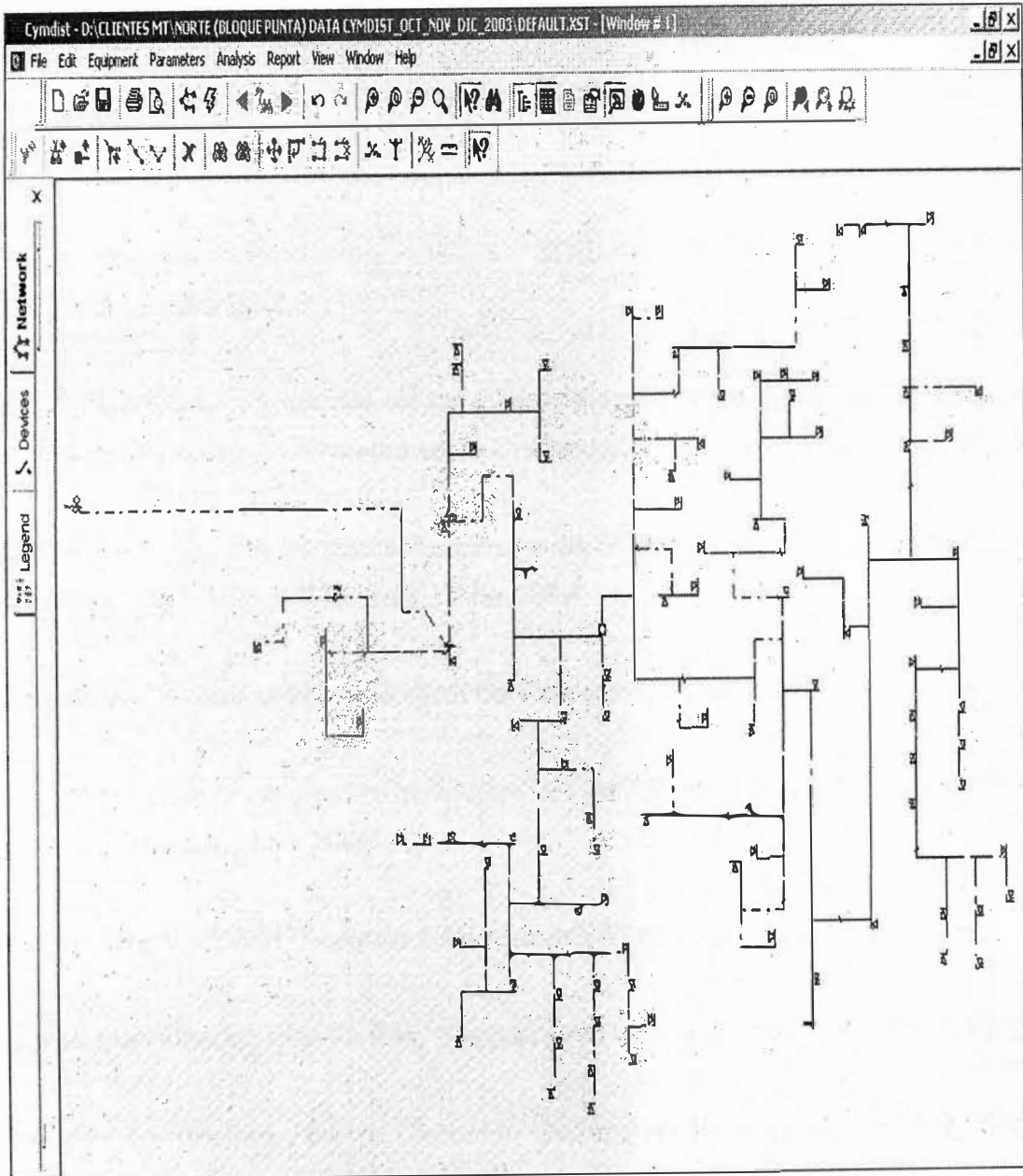
$$F_d = 3 \cdot \left[ \frac{(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{(I_A + I_B + I_C)^2} \right] \quad (\text{A.12})$$

**Para las redes de BT se calculó un factor de desbalance 1.04**

**ANEXO E**  
**ESQUEMA DE LA RED AT**  
 (Utilización de Software WINFLU)

**SISTEMA SANTA ROSA**



**(Utilización de Software CYMDIST)****ALIMENTADOR CH-21**



## BIBLIOGRAFIA

1. Sección calidad de Producto y Analisis – EDELNOR, “Estimación de Pérdidas Técnicas en EDELNOR , Año 2005
- 3 Revista ENDESA, “ Proyectos de las Diferentes empresas Latinoamericanas en la reducción de Pérdidas no técnicas en la Distribución de Energía Eléctrica, Año 2000
2. CENERGIA, “ Seminario sobre Reducción de Pérdidas técnicas y no Técnicas en las empresas de Distribución Eléctrica” , Año 1994
4. EDELNOR , “Curso sobre el Control de Pérdidas”, Año 2006
5. EDELNOR , “Seminario sobre la Instalación de REDES DAM en zonas de alto Índice de hurto de Energía”, Año 2006
6. Decreto Ley N° 25844, “ Ley de Concesiones Eléctricas”, Año 1992
7. Decreto Supremo N° 009-93-EM, “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”
8. *Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad, Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”*
9. *Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad, Norma DGE “Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica”*
10. OSINERGMIN-GART “Revista el Informativo” Abril 2006