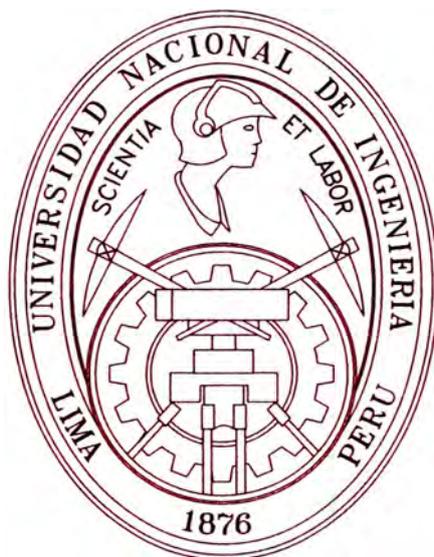


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“PLAN INTEGRAL PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA EN LA REDUCCION DE PERDIDAS DE ENERGIA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA”

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

GUILLERMO VICTOR ZA VALETA TANTARUNA

PROMOCION 1995-I

LIMA-PERU

2007

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a:

Mis padres Adelina Tantaruna y Victor Zavaleta, quienes con mucho esfuerzo y sacrificio lograron que sus hijos sean profesionales.

De igual manera a mi esposa Lourdes y mi hija Nicole quienes son el motor que impulsan mi vida.

Por último, un agradecimiento especial a mis hermanos Eduardo, Giovanna y Arturo quienes constatemente me vienen apoyando.

INDICE

PROLOGO	01
CAPITULO 01: INTRODUCCION	04
1.1 Generalidades	04
1.2 Objetivo	07
1.3 Alcances	07
1.4 Conceptos	08
1.5 Situación actual de la Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte (EDELNOR S.A.A.).	15
CAPITULO 02: CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.	19
2.1 Generalidades	19
2.2 Balances de energía	19
2.2.1 Conceptos utilizados en el esquema del balance de energía.	20
2.3 Clasificación de las pérdidas de energía.	23
2.3.1 Pérdidas técnicas.	23
2.3.1.1 Por función del componente.	24
2.3.1.2 Por causa de las pérdidas.	25
2.3.2 Pérdidas no técnicas.	26
2.3.2.1 Según la causa que la producen.	27
2.3.2.2 Según la relación con las actividades administrativas	

que la producen.	28
2.3.3 Pérdidas fijas y pérdidas variables.	28
CAPITULO 03: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS).	30
3.1 Generalidades	30
3.2 Pérdidas de energía totales	30
3.2.1 Metodología para determinar la energía por leer en medidores (ELM).	32
3.3 Pérdidas técnicas.	33
3.3.1 Pérdidas en Alta Tensión.	33
3.3.2 Pérdidas en Media Tensión.	33
3.3.2.1 Procedimiento de cálculo.	34
3.3.3 Pérdidas en Baja Tensión.	36
3.3.3.1 Selección de la muestra.	36
3.3.3.2 Tamaño de la muestra.	38
3.3.3.3 Modelado de las redes de BT seleccionadas.	39
3.3.3.4 Evaluación de las pérdidas para cada muestra.	40
3.3.3.5 Extrapolación de los resultados.	41
3.4 Pérdidas No técnicas.	42
CAPITULO 04: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE (EDELNOR).	43
4.1 Antecedentes.	43
4.2 Pérdidas de energía totales.	45
4.3 Pérdidas de energía en alta tensión.	46

4.4	Pérdidas de energía en media tensión.	47
4.5	Pérdidas de energía en baja tensión.	47
4.6	Pérdidas de energía no técnicas.	48

CAPITULO 05: PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

	ANTERIOR.	49
5.1	Antecedentes.	49
5.2	Pérdidas no técnicas.	49
5.2.1	Programa de detección y control de pérdidas tradicionales.	49
5.2.2	Estrategia anterior de la Empresa Edelnor.	51
5.3	Pérdidas técnicas.	52

CAPITULO 06: PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

6.1	Antecedentes.	53
6.2	Pérdidas no técnicas.	53
6.2.1	Programa Focalización de energía por sub-sistema eléctrico.	53
6.2.2	Procedimiento para implementar el programa Focalización.	54
6.2.2.1	Actuación de Organización.	55
6.2.2.1.1	Estrategia.	55
6.2.2.1.2	Proyecto de pérdidas.	56
6.2.2.1.3	Disciplina de mercado.	57
6.2.2.2	Actuación operativa.	57
6.2.2.2.1	Censo de clientes.	57
6.2.2.2.2	Puntos de medición de energía.	58
6.2.2.2.3	Automatización de procesos (Balances de Energía).	59

6.2.2.2.4	Sistema balance de energía de la empresa EDELNOR.	60
6.2.2.2.5	Proyecto de normalización de clientes y usuarios.	64
6.2.2.2.6	Proyecto grandes clientes.	67
6.2.3	Proyectos alternativos para la reducción de pérdidas de energía.	68
6.2.3.1	Proyecto de inversión en medidas técnicas (PIMT).	68
6.2.3.2	Proyecto instalación de gabinetes.	71
6.2.3.3	Proyecto renovación de medidores por calidad de medida.	72
6.3	Pérdidas Técnicas.	77
6.3.1	Proyecto de reparación de cables en baja tensión con problemas de fugas a tierra.	77
6.3.2	Proyecto de compensación reactiva en clientes residenciales de baja tensión.	79
CAPITULO 07: RESULTADOS DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE (EDELNOR)		82
7.1	Alcances	82
7.2	Inversión en el año 2001	83
7.2.1	Normalización de clientes y usuarios y grandes clientes.	83
7.2.1.1	Plan inspecciones de clientes ordinarios.	83
7.2.1.2	Plan inspecciones grandes clientes.	84
7.2.1.3	Normalización de equipos de medida.	84
7.2.1.4	Datos a considerar.	85
7.2.1.5	Evaluación económica.	85
7.2.2	Inversión en medidas técnicas (PIMT).	85

7.2.2.1	Materiales	85
7.2.2.2	Mano de obra.	86
7.2.2.3	Datos a considerar	86
7.2.2.4	Evaluación económica	86
7.2.3	Instalación de gabinetes.	86
7.2.3.1	Materiales	87
7.2.3.2	Mano de obra	87
7.2.3.3	Datos a considerar	87
7.2.3.4	Evaluación económica	87
7.2.4	Reparación de cables en baja tensión con problemas de fugas a tierra.	87
7.2.4.1	Materiales.	88
7.2.4.2	Mano de obra.	88
7.2.4.3	Datos a considerar.	88
7.2.4.4	Evaluación económica.	88
7.2.5	Compensación reactiva en clientes residenciales de baja tensión.	88
7.2.5.1	Metodología	88
7.3	Beneficio obtenido.	91
7.3.1	Normalización de clientes y usuarios y grandes clientes.	91
7.3.2	Inversión en medidas técnicas (PIMT)	92
7.3.3	Reparación de cables en baja tensión con problemas de fugas a tierra.	92
7.3.4	Compensación reactiva en clientes residenciales de baja tensión.	93
7.3.4.1	Reducción de pérdidas técnicas.	93
7.3.4.2	Reducción por pago de energía reactiva.	95

7.4 Inversión en el año 1999.	95
CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFIA	99
ANEXOS	101

PROLOGO

Las empresas eléctricas de distribución 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. Las primeras se producen debido a la circulación de las corrientes eléctricas por el sistema y las segundas, principalmente por el consumo ilícito de energía por parte de algunos clientes y en menor grado por errores administrativos de la empresa distribuidora.

De acuerdo a la experiencia propia y a los análisis desarrollados por empresas de distribución eléctrica se concluye que el principal motivo de los altos índices de pérdidas de energía son las pérdidas no técnicas (hurto de energía eléctrica por parte de clientes y no clientes ubicados en sus zonas de concesión), es por este motivo que este trabajo dará bastante énfasis a este tema.

Por otro lado, las mayores exigencias de las empresas de distribución eléctrica en disminuir los niveles de pérdidas de energía así como la necesidad de disminuir los costos presupuestarios, hace necesario promover acciones y procedimientos que produzcan un mayor impacto positivo en la disminución de las pérdidas. Una de estas es mejorar la eficiencia de las inspecciones que cada empresa realiza para detectar la presencia de pérdidas no técnicas (hurto de energía eléctrica) en las instalaciones de los clientes. El presente trabajo busca

mostrar un plan de acciones para disminuir y/o eliminar los hurtos de energía eléctrica

El Informe se ha dividido en 07 capítulos que a continuación se detallan.

El Capítulo 01 describe una reseña introductoria de las pérdidas de energía eléctrica, los conceptos utilizados en el trabajo y la situación de la empresa Edelnor S.A.A.

El Capítulo 02 expone el concepto del balance de energía para determinar las pérdidas de energía y su clasificación en pérdidas técnicas y no técnicas

El Capítulo 03 muestra las metodologías utilizadas para la determinación de los niveles de pérdidas de energía totales y por subsistema eléctrico: pérdidas en alta, media y baja tensión.

El Capítulo 04 refiere a la información de los niveles de pérdida de energía totales y por sub sistema eléctrico de la empresa Edelnor s.a.a. en los años 1999 y 2000.

El Capítulo 05 contiene la forma de detectar y controlar el hurto de energía por parte de Edelnor antes de implementar su nuevo plan focalización de pérdidas de energía.

El Capítulo 06 se describe el nuevo plan de reducción de pérdidas ejecutar por Edelnor S.A.A., el procedimiento para su implementación, las acciones

operativas necesarias. De igual manera se señalan otros proyectos alternativos de reducción de pérdidas de energía no técnicas y técnicas.

Finalmente en el Capítulo 07 se muestran los resultados y beneficios obtenidos por Edelnor S.A.A. con la implementación del nuevo plan materia del presente informe.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

Las empresas eléctricas concebidas como tal buscan poner en el mercado su producto: kWh, en las mejores condiciones técnico económicas y en cantidad tal que durante los procesos de producción, transporte y distribución se pierda la menor cantidad posible. Dentro de este contexto la empresa buscara configurar el sistema eléctrico de tal manera que los diferentes elementos del mismo permitan transportar hacia los usuarios finales la mayor cantidad de energía útil y por otra parte que esta sea cuantificada y cobrada en su mayor parte.

Las tarifas de venta de energía se fijan considerando una gestión eficiente de las pérdidas, habiéndose previsto ya en el reglamento de la ley de concesiones eléctricas el reconocimiento progresivo de los excesos de pérdidas comerciales en los sistemas de distribución, los mismos que disminuirán hasta llegar a niveles estándares. Considerándose para esto en los precios de venta aplicados a los clientes finales una cantidad fija de pérdidas por cada unidad de venta. Siendo esta la razón el fijar metas de reducción de pérdidas ya que dicho exceso perjudicara la rentabilidad de la empresa.

Asimismo, el artículo 143° del reglamento de la ley de concesiones eléctricas establece que las pérdidas estándar a considerarse para el cálculo del valor agregado de distribución comprenden las pérdidas estándar físicas y comerciales. La segunda disposición transitoria del título XI del reglamento de la ley de concesiones eléctricas (LCE) establece que las pérdidas estándar fijadas en el artículo 143°, deberán ser alcanzadas progresivamente en tres periodos de regulación de las tarifas de distribución eléctrica y en la primera regulación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia (exceso de pérdidas) entre las pérdidas totales y las pérdidas estándar.

Las pérdidas estándar comprenden las pérdidas físicas y las pérdidas estándar comerciales. El porcentaje de pérdidas estándar referido al ingreso en cada nivel de tensión se muestra en los cuadros N° 1.1, 1.2 y 1.3:

Cuadro N° 1.1 Pérdidas Estándar Físicas

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	1.42%	1.99%	6.71%	8.00%
2	1.67%	3.00%	6.71%	10.31%
3	1.99%	3.95%	8.07%	13.16%
4	1.99%	3.95%	8.07%	13.16%

Cuadro N° 1.2 Pérdidas Estándar Comerciales

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%
2	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%
3	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%
4	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%

Cuadro N° 1.3 Pérdidas Estándar (Físicas + Comerciales)

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	1.42%	1.99%	8.71%	10.00%
2	1.67%	3.00%	8.71%	12.31%
3	1.99%	3.95%	10.07%	15.16%
4	1.99%	3.95%	10.07%	15.16%

Regulación noviembre 1993 – Octubre 2005

Tal como lo estableció la segunda disposición transitoria del título XI del reglamento de la LCE en la primera regulación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas estándar. Con tal finalidad, en la regulación noviembre 1993 – octubre 1997, se reconoció el 75% del exceso de pérdidas para las empresas de distribución eléctrica al término del período de regulación alcanzarán una reducción del 50% del exceso.

Para la regulación noviembre 1997 – octubre 2001 se previó una reducción gradual del exceso de pérdidas en cuatro etapas de un año cada una. Se reconoció el 45%, 40%, 35% y 30% del exceso de pérdidas en cada etapa.

Para regulación noviembre 2001 – octubre 2005 se prevé continuar con la reducción gradual del exceso de pérdidas en cuatro etapas de un año cada una. Se reconoce el 25%, 20%, 15% y 10% del exceso de pérdidas en cada etapa.

A partir de noviembre 2005 el exceso de pérdidas a reconocer será igual a cero. En el anexo N° 01 se muestra la regulación del exceso de pérdidas reconocidas por períodos.

Para lograr estas metas y no perjudicar la rentabilidad de la empresa es necesario elaborar un programa estratégico de reducción de pérdidas las cuales comprenden fundamentalmente dos procesos: **estimación**, en el cual se cuantifica el valor de las pérdidas totales del sistema así como las causadas en las diferentes regiones ó partes que lo componen. También se trata de estimar la contribución de las diferentes causas al monto global y **control**, consiste en la implantación de medidas tendientes a lograr la desaparición ó atenuación de las causas de las pérdidas.

1.2 OBJETIVOS

En el presente trabajo es la intención establecer un plan con métodos, acciones y procedimientos orientados a reducir y controlar las pérdidas de energía en sistemas de distribución eléctrica, se plantea pautas de actuación frente al hurto de energía que se originan de las experiencias exitosas realizadas en la ejecución de planes de pérdidas de las empresas del país.

1.3 ALCANCES

Se tomará como caso aplicativo la empresa de distribución eléctrica Lima Norte (EDELNOR) quienes dentro de su plan control y reducción de pérdidas de energía del año 2001 implementaron el Programa Focalización de pérdidas de energía, este plan estratégico consiste en identificar las zonas críticas de hurto de energía sobre la base de información de los balances de

energía por subsistema eléctrico, para luego orientar las acciones operativas de detección de pérdidas no técnicas de energía, priorizando a su vez a los clientes por su consumo mensual de energía.

En el capítulo 7 se mostrará las inversiones y beneficios obtenidos en el año 1999 con los procedimientos tradicionales de reducción de pérdidas versus los resultados obtenidos en el año 2001 con la implementación del plan focalización de pérdidas de energía, observando mejoras sustanciales con este último.

1.4 CONCEPTOS

A efectos de este trabajo se definen los siguientes conceptos:

- **AT:** Alta tensión (niveles de tensión mayores a 30 kV).
- **MT:** Media tensión
(niveles de tensión mayores a 1 kV y menores a 30 kV).
- **BT:** Baja tensión (niveles de tensión menores a 1000V).
- **SED:** Subestación eléctrica de distribución (transformación de MT a BT).
- **SET:** Subestación eléctrica de transformación (transformación de AT a MT).
- **Alimentador:** Circuito eléctrico en MT, conformados por un grupo de subestaciones de distribución (SED) pertenecientes a una determinada área geográfica asociada a una subestación de transmisión (SET).
- **Concesionario:** Es el titular de una concesión definitiva de distribución, otorgada al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- **Conexión:** Conjunto de componentes e instalaciones necesarias para prestación del servicio eléctrico, y que normalmente comprende desde el punto de entrega (punto de suministro) hasta los bornes de salida del contador de energía. Está compuesta, principalmente, por el empalme, la acometida, la caja de protección, el sistema de protección/seccionamiento, y el sistema de medición; pudiendo ser partes de ésta las sub-acometidas y las cajas de toma o control.
- **Consumo:** Cantidad de energía (kWh y kVARh) y/o demanda de potencia (kW) absorbida durante un período por las cargas (o equipos) instaladas en el predio.
- **Contrastación:** Proceso técnico que permite determinar los errores del Sistema de Medición mediante su comparación con un Sistema Patrón. Forman parte de este proceso las pruebas o ensayos que se le realicen a los transformadores de corriente, si fuese el caso.
- **Contrastador:** Persona natural o jurídica independiente de las partes en el contrato de suministro, autorizada por INDECOPI para efectuar la Contrastación de Sistemas de Medición.
- **Corriente Nominal:** Valor de la corriente en función de la cual se fijan las características del funcionamiento óptimo del contador.

- **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.

- **Error de Corriente (error de relación):** Error que el transformador de corriente induce en la medida de una corriente, originado por la diferencia entre la relación de transformación real y la relación de transformación asignada en la placa de características del transformador.

- **Inspección:** Actividad de carácter técnico realizada por el Concesionario con el objetivo de determinar la lectura del contador, evaluar el estado del sistema de protección, el estado general del Sistema de Medición sin la apertura de los precintos de seguridad y el estado general de las conexiones.

- **Intervención:** Acciones de carácter técnico que realiza el Concesionario, en toda o parte de la Conexión, efectuando desconexiones o abriendo los precintos de seguridad del contador.

- **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 en el ámbito de Llave, SED, Alimentador y SET.

- **Módulo de Control de Hurtos:** Módulo Comercial que permite generar inspecciones a clientes sospechosos de hurto.

- **Norma Metrológica Peruana:** Es el documento técnico normativo aprobado por INDECOPI, que establece las características metrológicas, los errores máximos permisibles y los métodos de ensayo de un medio de medición.
- **Norma de Contraste (NC):** Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”, aprobada por Resolución Ministerial N° 496-2005-EM/DM, o la que la sustituya.
- **Normalización:** Actividad de carácter técnico realizado por la empresa concesionaria en la toda ó parte de la conexión con la finalidad de corregir una anomalía ó irregularidad detectada en un suministro eléctrico.
- **OT:** Orden de trabajo asociado a un suministro, para que el contratista ejecute su normalización y que se genera a partir de una inspección y/o intervención.
- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERMING):** Es la autoridad competente para supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la Norma y para resolver los reclamos de los Usuarios en segunda y última instancia administrativa.
- **Recupero:** Importe que el Concesionario cobra al Usuario por los Consumos no registrados en el Sistema de Medición o, no cobrados por Errores en el Proceso de Facturación. También comprende el cobro de los Consumos no autorizados por el Concesionario.

- **Reintegro:** Importe que el concesionario está obligado a devolver al Usuario, por iniciativa propia o a requerimiento de éste o por mandato del OSINERG, debido a un Error en el Sistema de Medición o, Error en el Proceso de Facturación.

- **Relación de Transformación:** Es la relación entre la corriente del lado primario y la del lado secundario del transformador de corriente.

- **Sistema de Medición (o equipo de medición):** Todo el conjunto de equipos y su conexionado requerido para la medición del Consumo, podrá ser de medición directa o indirecta:
 - i) Medición Directa es aquella que emplea únicamente contadores de energía activa y reactiva y/o registradores de máxima demanda; y,
 - ii) Medición Indirecta es aquella que además de lo indicado en i), emplea transformadores de medición.

- **Sistema Patrón:** Es el Sistema usado como modelo de comparación para evaluar el sistema a contrastar y que tiene un nivel de precisión mayor al sistema evaluado. El Sistema Patrón debe ser calibrado por el INDECOPI o por Laboratorios de Calibración debidamente acreditados para tal fin.

- **Suministro:** Servicio eléctrico suministrado por el Concesionario a un Usuario, de acuerdo a características técnicas y comerciales establecidas en el respectivo contrato de Suministro e identificadas mediante un número o código dado por el Concesionario.

- **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, maxímetros en BT, pérdidas, etc.).
- **Transformador de Corriente:** Transformador de medida que sirve para conocer la intensidad de corriente en un conductor (lado primario) a través de la corriente inducida por éste (conductor) en el lado secundario y, de su relación de transformación. Para un sentido correcto de las conexiones, el ángulo de desfase entre las corrientes del lado primario y secundario, es aproximadamente igual a cero.
- **Transformador de Medida:** Transformador destinado a alimentar (a través de su lado secundario) instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos.
- **Usuario:** Persona natural o jurídica que cuenta con Conexión y hace uso legal del Suministro correspondiente. Es el responsable por el cumplimiento de las obligaciones técnicas y económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.

- **Acometida:** Es la parte de la instalación comprendida entre el punto de conexión con las instalaciones de la entidad encargada del suministro de electricidad hasta la caja de acometida, inclusive.
- **Caja toma:** Conjunto normalizado que comprende una caja metálica o un gabinete construido de modo que pueda ser efectivamente bloqueado o sellado, que contiene fusibles o un interruptor. Deberá estar provista de medios para el accionamiento manual rápido del dispositivo de desconexión en casos de emergencia, y que eviten el acceso a su interior de personas no autorizadas.
- **Conductor:** Alambre, cable u otra forma de metal, instalado con la finalidad de transportar corriente eléctrica desde una pieza o equipo eléctrico hacia otro o hacia tierra.
- **Instalación eléctrica:** Instalación de alambrado y accesorios en un terreno, edificación o predio, desde el punto o puntos donde el concesionario u otra entidad suministra la energía eléctrica hasta los puntos donde esta energía pueda ser utilizada por algún equipo; también incluye la conexión del alambrado a los mencionados equipos, así como la modificación, ampliación y reparación del alambrado.
- **Mercado no regulado:** Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean para el servicio público de electricidad en condiciones de competencia, en los cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por la Ley.

- **Sector de distribución típico:** Son las instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento. Una Concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos.
- **Sistema económicamente adaptado:** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio.
- **Hurtador de energía:** Cliente y/o usuario que interviene las redes eléctricas, acometidas o los medidores de energía con el objeto de consumir ilícitamente energía sin ser registrada.
- **Contratista:** La persona natural o jurídica, cuya propuesta haya sido aceptada por la empresa distribuidora y que en virtud del contrato, contrae la obligación de ejecutar las obras o prestar los servicios que en él se estipulen y asumen la responsabilidad que el contrato le impone.

1.5 SITUACION ACTUAL DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE (EDELNOR).

EDELNOR es una empresa de servicios que se dedica principalmente a la distribución de energía eléctrica en la zona norte de Lima, a la provincia constitucional del Callao y a las provincias del Norte Chico: Huaura, Huaral, Huacho, Barranca y Oyón.

El área de concesión abarca 52 distritos en forma exclusiva y comparte con Luz del Sur S.A.A. la distribución de energía a 5 distritos adicionales. En la zona metropolitana, la concesión de EDELNOR comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad. La zona de concesión otorgada a EDELNOR acumula un total de 2 440 km², de los cuales 1 838 km² corresponden a la parte Norte de Lima y Callao (Anexo N° 02). Los clientes de EDELNOR representan más de la mitad del total de Lima Metropolitana, y consumen el 50.6% de la energía de la ciudad. En diciembre del 2001 llegaron a ser 867 249 clientes, lo que hace un total de alrededor de 4.25 millones de personas que se benefician con la energía eléctrica. A nivel nacional distribuye el 26.2% de la energía eléctrica del país.

Como consecuencia del proceso de privatización de Electrolima S.A., el 10 de enero de 1994, inició sus operaciones la empresa de distribución eléctrica de Lima Norte S.A. (EDELNOR), a la que fueron transferidos el 5 de julio de ese año, los activos y pasivos vinculados a la actividad de distribución en su zona de concesión – la parte Norte de Lima y Callao.

El 12 de Julio de 1994, el comité especial de privatización de Electrolima (CEPREL) adjudicó la buena pro del concurso público internacional para la venta del 60% de las acciones de Edelnor a la empresa Inversiones Distrilima S.A. El estado se reservó el 40% restante, del cual 10% sería ofrecido en venta a los trabajadores de la empresa y 30% sería colocado en el mercado de capitales. En agosto de 1994 culminó el proceso de transferencia al firmarse el contrato de compraventa de las acciones de Edelnor.

En Marzo de 1995, la Comisión para la Promoción de la Inversión Privada (COPRI) autorizó a Electrolima a formar una empresa dedicada a la distribución de electricidad que se denominaría Empresa de Distribución Eléctrica de Chancay S.A. (EDECHANCAY S.A.), por lo que en Abril de ese año dicha empresa de economía mixta quedó legalmente constituida.

Posteriormente, y de acuerdo con lo establecido por la Ley General de Sociedades, el 26 de Julio de 1996 Edelnor y Edechancay S.A., acordaron fusionar ambas sociedades. Un mes después, se formalizó el proceso mediante el cual Edechancay S.A. incorporó por absorción a Edelnor, adoptando la denominación social de esta última.

El capital de la sociedad al final del ejercicio del año 2001 asciende a S/. 1,174'902,874.00, representado por 1,174'902,874 acciones comunes de un valor nominal de S/. 1.00 cada una, íntegramente suscritas y pagadas, gozando todas de iguales derechos y obligaciones. Al 31 de diciembre los inversionistas nacionales cuentan con 1,172'951,736 acciones y los inversionistas extranjeros con 1'951,138 acciones.

Al cierre del año 2000 EDELNOR registro una compra de energía de 3 967 GWh y una venta física de energía por 3 412 GWh (72.5% de la facturación pertenece al mercado regulado y el 27.5% al no regulado). Esto dio como resultado que la empresa registrase un nivel de pérdidas del orden del 9.89%.

El capital de la sociedad al final del ejercicio del año 2006 asciende a S/. 738'583,900.00, representado por 738'563,900 acciones comunes de un

valor nominal de S/. 1.00 cada una, íntegramente suscritas y pagadas, gozando todas de iguales derechos y obligaciones. Al 31 de diciembre 2006 los inversionistas nacionales cuentan con 735'306,124 acciones y los inversionistas extranjeros con 3257,776 acciones. En el anexo N° 03 se detalla las principales accionistas y su capital social, los accionistas de Inversiones Distrilima S.A. cuentan con la mayoría del capital social (60.00%), en el anexo N° 03 se indica la estructura accionaria de Inversiones Distrilima que esta compuesta por inversionistas extranjeros y locales

Al cierre del año 2006 EDELNOR registro una compra de energía de 5 310 GWh y una venta física de energía por 4 874 GWh (76.6% de la facturación pertenece al mercado regulado y el 23.4% al no regulado). Esto dio como resultado que la empresa registrase un nivel de pérdidas del orden del 8.21%.

CAPITULO 2

CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

2.1 GENERALIDADES

Las empresas de distribución al enfrentar un escenario de elevados niveles de pérdidas de energía, tienen como principal objetivo 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, es necesario efectuar la evaluación y cuantificación de las pérdidas técnicas y no técnicas con el objetivo de plantear las metas respectivas, así como la asignación de recursos presupuestales para lograr dichos objetivos. En el presente capítulo se darán a conocer algunas de las herramientas utilizadas para la determinación de los indicadores de pérdidas.

2.2 BALANCES DE ENERGÍA

Una de las herramientas utilizadas para controlar la eficiencia sobre los niveles de pérdidas de una empresa de distribución eléctrica, es el cálculo periódico de las pérdidas de energía, el nivel que estas representan y el seguimiento de su evolución en forma anual, semestral, trimestral, mensual, etc. 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 de las pérdidas.

Ante la dificultad de establecer mensualmente las pérdidas de origen técnico, por el modelamiento que se precisa hacer de las demandas en el sistema eléctrico, una alternativa generalmente usada es la determinación de las pérdidas considerando los flujos de energía que entran y salen del sistema. Metodología que tiene su ventaja en la determinación periódica de las pérdidas, pero que posee una desventaja relevante, ya que su cálculo puede verse modificado en forma apreciable dependiendo de la variación de la distribución de la energía al interior del sistema ya sea esta motivada por los cambios en la topología de la red, adición de nueva carga o cambios en los hábitos de consumo.

En el Anexo N° 04 se describe la forma de presentar el Balance de Energía.

2.2.1 Conceptos Utilizados en el Esquema del Balance de Energía

- **Balance de energía:** Diferencial de energía en cada subsistema eléctrico de la distribuidora.
- **Compras de energía:** Total de energía comprada a las empresas generadoras.
- **Producción propia:** Energía que es generada internamente en el sistema eléctrico de la distribuidora, en un período de tiempo.
- **Energía transferida:** Energía suministrada a clientes que, estando en la zona de concesión de la distribuidora, pertenecen como clientes a otra empresa; se agregan también, las transferencias de energía hacia otras

distribuidoras o comercializadoras externas, en un mismo período de tiempo.

- **Energía facturada:** Corresponde a la cuantificación física de la facturación por energía sujeta a calendario del total de los clientes regulados y no regulados de la empresa para un periodo.
- **Refacturación:** Corresponde a la energía devuelta o cobrada al cliente por medio de instrumentos como notas de crédito y de débito.
- **Consumo No Registrado (CNR):** Cargo por energía al cliente que no fue registrada dentro del proceso normal de facturación, en un período de tiempo pasado. Dicha energía se registrará como suministro actual de energía en lo referido al balance y pérdidas.
- **Consumo no facturado (CNF):** Energía que se suministra sin cargo por ella como son los consumos propios (servicios auxiliares, oficinas comerciales, etc.)
- **Energía por leer en medidores (ELM):** Dados que el intervalo de tiempo que abarca un sector no coincide con el de un mes cualquiera, se debe estimar para el resto de los días del mes, que no son contenidos por el sector, la energía suministrada, a esta energía se le llama energía por leer en medidores y la homologación de su forma de cálculo hará comparable los resultados de las distintas empresas.

- **Energía Reversa (ER):** Es el resultado de sustraer de la ELM del mes actual la ELM del mes anterior, con esto obtenemos la reversa del mes. Si queremos obtener la reversa acumulada a doce meses de un mes como octubre, bastará con sustraer de la ELM de octubre la ELM de octubre del año anterior que es lo mismo que sumar las 12 reversas mensuales del periodo considerado.
- **Venta de energía:** Es la energía real suministrada para el periodo en análisis, que consiste en la suma de todos los ítems correspondiente a suministro ya descritos.
- **Sector:** Agrupación de clientes que tienen en común su fecha de facturación en un mes determinado. Las empresas tienen varios sectores con la finalidad efectuar sus facturaciones en cantidades diarias y constantes.

El balance de energía se debe efectuar según lo señalado en Cuadro N° 2.1 adjunto, al final de este cuadro se podrá indicar el desglose de cada ítem, por ejemplo separar la compra de energía por generadores, así también se puede separar la energía facturada de clientes regulado por nivel de tensión al igual que los no regulados, etc. Este balance se debe efectuar para los mismos periodos que para las pérdidas.

Cuadro N° 2.1 Balance de energía

Item	Concepto	enero- 2001	diciembre -2001
1	Compras de Energía	613,23		
2	Producción Propia	75,42		
3	Energía ingresada para	25,18		
4	Energía ingresada (Entrada)	713,83		
5	Energía Facturada a clientes	340,20		
6	Energía Facturada a clientes no	305,60		
7	Refacturaciones	-6,21		
8	CNR	0,80		
9	CNF	1,50		
10	Energía egresada para	24,75		
11	ELM mes actual	402,53		
12	ELM mes anterior	396,12		
13	Energía Reversa	6,41		
14	Ventas energía (Salida)	673,05		

Todos las variables indicadas, resultan de la recopilación de la información desde las áreas encargadas de su gestión.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

La identificación detallada y precisa de las causas que producen las pérdidas es el objetivo de esta sección. Por el tipo de pérdidas se dividen en dos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas; y por su variación por efecto de la demanda en fijas y variables.

2.3.1 Pérdidas Técnicas

Los sistemas eléctricos, entendidos como el medio para hacer llegar la energía eléctrica a todos los clientes de la empresa que la comercializa, sufren los efectos de la disipación calórica cuando la energía recorre sus redes (conductores, equipos de operación, transformadores, uniones, etc.), por lo que la energía que ingresa al sistema resulta mayor que la

efectivamente entregada en los puntos de consumo, donde idealmente se mide y factura a los clientes finales. Tal diferencia física se denomina "Pérdida Técnica". Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que la origina.

2.3.1.1 Por Función del Componente

Estas pérdidas corresponden a:

◆ Pérdidas por transporte

- En líneas de transmisión, pérdidas por efectos joule y corona en sistemas con niveles de tensión superiores a 60 kV.
- En líneas de subtransmisión, pérdidas por efectos joule y corona en sistemas con niveles de tensión entre 30 kV y 60 kV.
- En circuitos de distribución primaria, pérdidas por efectos joule en sistemas con niveles de tensión entre 1 kV y 30 kV.
- En circuitos de distribución secundaria, pérdidas por efectos joule en sistemas con niveles de tensión menores a 1 kV.

◆ Pérdidas por transformación

- En transformación / subtransmisión, corresponden a las pérdidas en el núcleo (pérdidas en el hierro o en vacío) del transformador, varían con la tensión aplicada y están relacionadas con las corrientes de excitación; el otro tipo es las pérdidas en los devanados (pérdidas en el Cu) que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de

los arrollamientos del transformador. Corresponde a los niveles de tensión: Mayor 60 kV/ 60-30 kV.

- En subtransmisión/distribución, correspondes a los niveles de tensión: 30-60 kV/ 30-1 kV.
- En transformadores de distribución, correspondes a los niveles de tensión: 30-1 kV/ Menor 1 kV.

2.3.1.2 Por causas de las Pérdidas

Según la causa que las origina, estas pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes:

- **Pérdidas por efecto corona**, son pérdidas del sistema que tienen que ver con la geometría de los conductores, tensión de servicio, condiciones meteorológicas.
- **Pérdidas por efecto joule**, se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema. Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.
- **Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis**, estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión, mas no de la variación de la demanda. Se presenta en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben, a las corrientes de foucalt y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Debido a que los sistemas

eléctricos funcionan con pocas fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como un valor constante.

2.3.2 Pérdidas No Técnicas

Durante la operación comercial de la empresa distribuidora de energía eléctrica, la energía comprada ó generada por la empresa, debe ser transportada a los centros de consumos para venderla a los usuarios, el éxito depende de una adecuada relación entre los costos de compra y recaudos por ventas.

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía se utiliza por algún usuario suscrito ó no, de la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica. Sin embargo, la empresa recibe solo parte ó ninguna retribución por la prestación del servicio.

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

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes para propósitos de este trabajo se encuentran: según la causa que la produce y según la relación con las actividades administrativas que la producen.

2.3.2.1 Según la causa que la produce.

- **Consumos de usuarios no suscritos:** comprende fundamentalmente las conexiones clandestinas de los usuarios. Es decir la conexión directa a la red sin haber suscrito un contrato ó acuerdo con la empresa encargada de la distribución de energía. Estos usuarios obviamente no tienen medición de energía consumida.
- **Error en la contabilización de energía (clientes con medidor):** comprende todos aquellos errores de medición de contadores, lectura y facturación de suscriptores excluyendo los casos de adulteración de los equipos de medición.
- **Error en consumo estimado (suscriptores sin medidor):** corresponde a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo se facturan por una estimación de su consumo. Incluye los casos de usuarios temporales a los cuales la empresa decide no instalar un medidor.
- **Fraude ó hurto (por parte de clientes):** comprende todos los casos en los cuales el usuario, siendo un cliente de la empresa distribuidora, altera el equipo de medición ó toma directamente la energía.
- **Error en consumo propio de las empresas:** corresponde a la no contabilización de energía consumida por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de los servicios auxiliares en subestaciones, inmuebles, etc.

2.3.2.2 Según relación con las actividades administrativas que la producen.

- **Registro de consumos:** es un procedimiento por medio del cual la empresa obtiene un valor estimado de la energía entregada a cada usuario durante un periodo de tiempo determinado. A este periodo se le denomina periodo de facturación. Si la energía entregada a un suscriptor no se mide en forma precisa, ó si es mal registrada en el archivo correspondiente, su valor no puede ser recaudado adecuadamente. La energía que no se cobra representa una pérdida financiera para la empresa, denominada pérdida en el proceso de registro. El proceso de registro de consumos comprende dos partes: en la primera se efectúa una lectura de los medidores; en la segunda parte, los valores leídos se convierten a valores de energía, usando constantes de proporcionalidad de los medidores y las relaciones de transformación de los transformadores de medida.
- **Facturación:** una vez que los consumos han sido registrados, se procede a la facturación de los usuarios. Para que el proceso sea completo, es preciso que la información acerca de los clientes sea completa y exacta; de lo contrario se presentarán errores en la facturación, los cuales pueden resultar en energía que no se cobra ó se cobra a la tarifa incorrecta. La energía correspondiente a esos errores no es pagada a la empresa, resultando en pérdidas, denominadas pérdidas en facturación.

2.3.3 Pérdidas Fijas y Pérdidas Variables

Esta clasificación de pérdidas corresponde que ciertas pérdidas tanto de potencia como de energía varían con la demanda ó son aproximadamente

fijas independientemente de las variaciones de la misma. Esta clasificación es útil para identificar cuáles son función de la demanda y cuáles se mantienen aproximadamente constantes con la misma.

Las pérdidas fijas incluyen las siguientes pérdidas técnicas: efecto corona y pérdidas por histéresis y corrientes parásitas. Las pérdidas fijas se presentan por el solo hecho de energizar la línea ó el transformador en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor ó menor grado sólo depende en segundo orden a la demanda. Las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador dependen de los parámetros del transformador y del voltaje de operación. Ahora bien, el voltaje sólo varía, por lo general en un porcentaje pequeño con la demanda (variación menor al 5% en la mayoría de los casos) lo cual permite clasificar este tipo de pérdidas como fijas.

Las pérdidas variables son aquellas que dependen de la demanda. Las pérdidas joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS).

3.1 GENERALIDADES

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 (o Tasa Anual Media, TAM).

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

$$\text{Índice de Pérdidas Físico} = \frac{\text{Pérdidas de Energía (MWh)}}{\text{Energía Ingresada (MWh)}} \times 100 \quad (\%)$$

3.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTAL

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 período de tiempo. Esta diferencia incluye tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas (hurto):

Pérdidas de Energía = Energía Ingresada – Energía Entregada y Registrada (MWh) donde, la **energía ingresada** se define como:

Energía Ingresada = Energía Comprada + Energía de Peaje Ingresada + Producción Propia

La energía ingresada corresponde generalmente a un periodo 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 período calendario comparable con la energía ingresada:

Energía Entregada y Registrada = Energía Facturada por venta de energía + Energía Facturada por venta de peajes + Refacturaciones + Consumos no Facturados + Variación de Energía por leer en medidores.

Todos aquellos ítems que forman parte de la energía facturada y que se contabilizan en forma externa al programa de lectura, tales como refacturaciones y facturaciones manuales, deberán incluirse en el mes en que efectivamente se realiza su imputación (aunque no correspondan a la facturación del período).

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 a contrato y las ventas por peaje poseen telemedida o lectura 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 a contrato se determinará usando el mismo método que para los clientes a tarifa.

3.2.1 Metodología para determinar la Energía por leer en medidores (ELM)

Para poder ajustar la energía facturada al mes calendario se estima la energía por facturar según los días faltantes para completar el mes y se elimina la estimación del mes anterior.

La energía pendiente de leer en medidores se calcula para cada sector de facturación, siendo su agregación la energía pendiente de leer en medidores. Al agregar la energía pendiente de leer en medidores del mes en curso, y restar la del mes anterior a la energía facturada, se obtiene una aproximación de la energía vendida en el mes (a esta variación se le denominada Energía Pendiente de Facturar).

Del anexo N° 05 se observa que, los consumos de energía de algunos sectores pueden corresponder en parte a consumos realizados durante el mes anterior.

La variación de energía en medidores será determinada utilizando como metodología básica la estimación lineal agregada de todos los sectores de facturación, señalado en el anexo N° 05

3.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS

3.3.1 Pérdidas en Alta Tensión

Se inicia en los puntos de compra de energía y se extiende hasta las subestaciones de transmisión (SETs) 60/10 kV. Este nivel comprende: líneas 220 kV y 60 kV, transformadores 220/60 kV, 60/10 kV y 66/10 kV.

3.3.2 Pérdidas en Media Tensión

Se inicia en la salida de los alimentadores en 10kV de las Subestaciones de Transmisión (SETs) 60/10 kV y termina en las Subestaciones de Distribución (SEDs) 10/0.22 kV. Este nivel comprende los alimentadores en 10 kV y los transformadores.

Con el fin de calcular las pérdidas técnicas de potencia y de energía, la empresa EDELNOR lo ha efectuado sobre la base de cálculos de flujo de carga para cada alimentador de MT (media tensión), considerando la topología de operación normal de la red.

Para la realización de este estudio se modeló un escenario de demanda máxima en base a las mediciones de corriente en el arranque de los alimentadores correspondiente a la máxima demanda simultánea registrada en el primer semestre de 2000. A partir del cual, para generar el cuadro de demandas máximas por punto de carga, se aplicó un algoritmo de distribución de la demanda sobre la base de la energía facturada en cada SED y/o la potencia instalada.

3.3.2.1 Procedimiento de Cálculo

Teniendo en cuenta las características generales de la red de acuerdo con la topología para la situación normal, se determinaron las pérdidas máximas de potencia y energía anual discriminando los siguientes estadios: transformadores de centros de transformación (SET), red de media tensión (MT) y transformadores de subestación de distribución SED.

Para esto se consideró:

Cada tramo de la red, línea aérea o cable, se modeló definiendo su longitud, resistencia y reactancia unitaria y susceptancia por unidad de longitud.

La topología que se consideró es la correspondiente a la situación de operación normal y sobre la cual se generó el escenario correspondiente al

pico de carga anual para determinar las pérdidas correspondientes a ese estado de carga.

Las demandas de potencia activa y reactiva máximas simultáneas en los puntos de carga en MT, se determinaron utilizando inicialmente las mediciones disponibles en cada una de las salidas de MT.

La tensión en la barra de 10 kV se ha supuesto igual a 1.02 p.u., es decir 10.2 kV.

Las pérdidas de Energía se han calculado utilizando la fórmula de Buller y Woodrow a partir de las pérdidas de Potencia y el Factor de Carga del Sistema (FCs). La cual resulta:

$$E_{\text{Perd}} = (\alpha * FCs + (1 - \alpha) * FCs^2) * P_{\text{POTENCIA}} * 8760$$

Donde:

α : es un valor entre 0 y 1 que depende del tipo de red considerada.

En el caso de redes de distribución normalmente se utiliza $\alpha = 0,3$.

FCs : corresponde al factor de carga anual del sistema. Se ha considerado igual a 0,6.

P_{POTENCIA} : Pérdida de potencia del sistema en kW.

Las pérdidas de potencia en los transformadores de AT/MT fueron calculadas a partir de la potencia máxima que toma cada uno y los datos informados para cada uno (potencia nominal, corriente máxima, impedancia, pérdidas en el Cu y en el Fe, etc.).

Las pérdidas de los transformadores de distribución se determinaron a partir de la potencia máxima calculada en cada uno, considerando valores estándar de pérdidas en función de la potencia nominal. En este caso se estimó un factor de carga para el cálculo de las pérdidas de energía en función del sector que predomina en el consumo atendido por cada transformador: residencial, comercial e industrial.

3.3.3 Pérdidas en Baja Tensión

Se inicia en la salida de los alimentadores de 220V de las SEDs de 10/0.22 kV extendiéndose hasta el cliente final. Este nivel comprende las llaves en 220 V.

Se detalla a continuación la metodología que se aplicará para el análisis y evaluación detallada de las pérdidas técnicas de las redes de distribución en Baja Tensión de la empresa EDELNOR.

3.3.3.1 *Selección de la Muestra*

El análisis de las pérdidas de potencia y energía se realizó para la totalidad de la red de baja tensión de la empresa distribuidora, por medio del estudio detallado de la red sobre una muestra de las subestaciones de distribución de MT/BT. Los resultados obtenidos en las muestras fueron extrapolados estadísticamente al total de las redes de baja tensión de la distribuidora.

El universo de análisis estuvo conformado por la totalidad de 6 000 subestaciones de distribución MT/BT, y su correspondiente red de baja tensión.

Para la selección de la muestra se procedió a caracterizar las redes de baja tensión de cada subestación de distribución en función del total de la energía consumida por los clientes conectados a la misma.

Las redes de baja tensión y su correspondiente subestación fueron elegidas a partir de un proceso de selección aleatoria basado en un muestreo randómico estratificado.

La estratificación es la división de una población en grupos o subpoblaciones, llamados estratos, mutuamente excluyentes y que no se superponen unos a otros. La estratificación puede incrementar la precisión de los estimados de la muestra y/o reducir el tamaño total de la muestra si los estratos resultantes son más homogéneos que la población total.

Normalmente se emplea un método de estratificación cuando la población contiene divisiones obvias; o cuando se trata de obtener una muestra de una población grande manteniendo una precisión aceptable, o cuando se necesitan datos específicos de la división de la población, entre otros casos.

La principal razón para usar la estratificación tiene que ver con la disminución del error de muestreo y con el incremento de la precisión del estimado. El uso de estratificación reduce el tamaño necesario de la muestra.

La división de la población se realizó en base a la variable de estratificación, la cual en este caso corresponde al consumo total de energía.

En el Anexo N° 06 se detalla el procedimiento de estratificación.

3.3.3.2 *Tamaño de la Muestra*

Sobre el total de subestaciones de distribución que componen cada estrato, y basado en experiencias anteriores de estudios similares, el número de subestaciones a modelar fueron determinadas siguiendo lo estipulado en la Norma "Military Standard" MIL-STD 414.

Esta norma es empleada para la aceptación o rechazo de un determinado lote, basado en el resultado estadístico de una variable de inspección calculada sobre la muestra del lote. La Norma será empleada únicamente como el medio para determinar el tamaño de la muestra, a partir del número de subestaciones que componen el estrato.

En base a la información disponible, el total de subestaciones de distribución de EDELNOR está en el orden de 6000 Subestaciones, por lo que se ha estimado que se podría considerar el análisis de las mismas por medio de 4 estratos.

Determinando los límites de los estratos según el método descrito anteriormente, y aplicando la norma MIL-STD 414 a cada una de estos estratos, para una inspección reducida con un nivel de inspección IV "Normal", se considera que el total de subestaciones a modelar estaría en el orden de 60.

Una vez determinado el tamaño de la muestra para cada estrato, se seleccionaron las subestaciones a ser modeladas siguiendo un sorteo aleatorio en base al código de la Subestación.

3.3.3.3 Modelado de las Redes de BT Seleccionadas

Una vez determinada las redes de baja tensión a analizar, se procedieron a realizar el modelado de las mismas empleando el programa con los cálculos de flujos de cargas para las redes de servicio particular en BT (baja tensión), considerando la topología de operación normal de la red.

Se construyeron modelos topológicos de la red de BT correspondiente a cada una de las subestaciones seleccionadas.

La red de baja tensión fue modelada a partir de los esquemas unifilares correspondientes, junto con las características eléctricas de la red, en lo referente tipo de conductor, sección, y parámetros eléctricos. Se emplearon en el modelado, los parámetros eléctricos de las redes de la distribuidora, y solo e algunos casos se estimaron los mismos en base al tipo de conductor, espaciamiento, etc, sobre la base de información disponible.

El escenario a considerar en la modelación coincidió con el correspondiente a la demanda máxima de cada subestación de distribución MT/BT. Este estado de carga se determinó utilizando los registros disponibles de potencia y/o corriente a la salida de cada subestación.

El procedimiento que se siguió para determinar la participación de cada cliente en la demanda máxima de la subestación fue un procedimiento iterativo en el que se ajustó al balance de las cargas más las pérdidas de potencia con la potencia inyectada en el arranque de la subestación a partir de la energía consumida por cada cliente. Se empleó además las mediciones intermedias en la red.

3.3.3.4 Evaluación de las Pérdidas para cada muestra

A partir del flujo de carga considerado para el escenario de máxima demanda de la red de baja tensión, se determinaron las pérdidas máximas de potencia de cada red analizada para este estado de carga.

Las pérdidas de potencia para el estado de máxima demanda de la red resultaron de la diferencia entre la demanda máxima a la salida de la subestación de distribución y la suma de las demandas en cada cliente.

El paso siguiente en el análisis de la red de cada subestación de distribución, consistió en la determinación de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía fueron determinadas a partir de la curva de medición diaria de consumo de cada subestación, modelando el flujo de carga en cada hora. Las pérdidas de energía resultaron de la integral (suma) de las pérdidas de potencia en cada hora.

Las pérdidas de potencia y energía obtenidas fueron expresadas en forma porcentual con el fin de facilitar su posterior análisis y procesamiento.

En los casos donde no se contó con una medición en la subestación, tal que permita el empleo del método anterior, las pérdidas de energía fueron estimadas como:

$$E_{\text{Perd}} = FP * P_p * \#Hs$$

Donde:

E_{Perd} : Pérdidas de energía anuales del sistema.

FP : Factor de pérdidas

P_p : Pérdidas máximas de potencia del sistema.

$\#Hs$: Número de horas del período considerado.

El factor de pérdidas “fp”, puede ser determinado a partir del factor de carga de la red de Baja Tensión empleando la fórmula de Buller y Woodrow:

$$FP = \alpha * FC_s + (1 - \alpha) * FC_s^2$$

Donde:

FC_s : es el factor de carga anual del sistema.

α : es un valor entre 0 y 1 que depende del tipo de red considerada.

El factor de carga estará determinado por la relación entre la energía facturada en la red y la potencia máxima en la misma, multiplicada por las horas del período correspondiente a ese consumo de energía.

3.3.3.5 Extrapolación de los Resultados

Para cada uno de los estratos definidos inicialmente, y de los porcentajes de pérdidas de cada subestación seleccionada, se determinaron las funciones aleatorias “promedio de los porcentaje de pérdidas de potencia y energía”.

De esta manera se obtuvieron los valores de los porcentajes de pérdidas de potencia y energía que representan a cada una de las subestaciones de distribución de cada estrato.

A partir de los valores obtenidos para cada estrato se determinaron los niveles de pérdidas totales de la empresa, por medio de una ponderación sobre el universo de las subestaciones de distribución de la empresa. La ponderación se realizó a partir de los de los porcentajes obtenidos para cada estrato y el porcentaje de participación del estrato en el consumo de energía respecto del total.

3.4 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Por lo tanto la incertidumbre en el valor de las pérdidas no técnicas aumenta cuando crece el error en la estimación de las pérdidas técnicas.

CAPITULO 4

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE (EDELNOR)

4.1 ANTECEDENTES

La empresa de Distribución Eléctrica Edelnor con el objetivo de reducir y controlar sus pérdidas no técnicas a partir del año 1995 inició diversos proyectos para lograr dichos objetivos. Las medidas de control de hurto implementadas por Edelnor han ido evolucionando y mejorando en el tiempo, logrando optimizar sus gastos presupuestarios. A continuación se detalla los proyectos más importantes realizados en años anteriores:

- Año 1995, se inició con operativos masivos de arranques (retiros) de conexiones clandestinas.

- Año 1996, pase de 110 000 conexiones provisionales a definitivos, proyecto calidad de la Medición.

- Año 1997, proyecto PIMT (proyecto de inversión en medidas técnicas).
Pase de 100 000 conexiones subterráneas a aéreas.

- Año 1998, primer proyecto de normalización. Detección de 65 000 conexiones irregulares normalizadas (hurtos, conexiones clandestinas, anomalías en la medición, etc.).
- Año 1999, segundo proyecto de normalización. Detección de 50 000 conexiones irregulares normalizadas (hurtos, conexiones clandestinas, anomalías en la medición, etc.). Inicio de instalación de totalizadores electrónicos en alimentadores de MT (10 kV).
- Año 2000, tercer proyecto de normalización. Implementación de acciones operativas mediante grupos llamados Productos cuyos algoritmos se definen por: giro de negocio, focalización móvil (totalizadores móviles para balance de energía), normalización de cables antiguos con corrientes de fugas a tierra.
- Año 2001, quinto proyecto de normalización. Implementación de los programas de focalización de energía por sub sistema eléctrico: 25 balances de energía por SET automatizados (100% de los SETs están siendo controlados), 255 balances de energía por alimentador automatizados (100% de los alimentadores están siendo controlados), 4500 balances de energía por SED automatizados (70% de las SEDs están siendo controlados), normalización de redes de baja tensión, acometidas con cables deteriorados por envejecimiento y que presentan fugas de corriente a tierra y compensación de energía reactiva en clientes de baja tensión con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas por efecto joule.

4.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTALES

La empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte para su zona de concesión compra energía a cuatro empresas generadoras: Empresa Electricidad del Perú - Electroperú S.A. (46.7%), Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.A. - Edegel S.A.A. (41.0%), Empresa Eléctrica de Piura S.A. - E.E.S.A. (9.7%) y la Empresa de Generación Eléctrica de Cahua S.A. - Cahua S.A. (2.7%). Esta energía y potencia comprada representa el 99.9% del total, mientras que el 0.1% restante corresponde a la autogeneración de los sistemas aislados, mediante grupos térmicos e hidráulicos. Las tres primeras empresas abastecen de energía a Lima Norte y su compra se realiza en el nivel de tensión de 220 kV, en los puntos de subestación de transmisión de Chavarría y Santa Rosa; la empresa Cahua S.A. abastece de energía al Norte Chico y el nivel de tensión de la energía comprada es de 66 kV y 13,8 kV. En el anexo N° 07 se indica la estructura de la compra de energía.

En consecuencia las pérdidas totales de la empresa Edelnor contemplan las pérdidas técnicas y no técnicas de alta tensión, media tensión y baja tensión.

RESULTADOS DEL AÑO 2000:

EDELNOR en el año 2000 obtuvo un nivel de pérdidas de energía totales acumulado a 12 meses de 9.89%, con una energía equivalente a 392 GWh. No hubo reducción en el nivel de pérdidas de energía con relación al año 1999, el incremento fue del 0.10% aproximadamente. El porcentaje de pérdidas del año 1999 fue de 9.79%.

La energía comprada en el año 2000 fue de 3 967 GWh y la facturación neta obtenida fue de 3 575 GWh.

Así mismo la energía comprada tuvo un incremento del orden de 3.8% respecto al año 1999 e igualmente la energía facturada incremento en 3,7%.

En los anexos N° 08 y 09 se detalla la evolución de las pérdidas de energía desde diciembre de 1999 a diciembre del 2000.

4.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALTA TENSIÓN

El sistema eléctrico de alta tensión de Edelnor está conformado por 26 subestaciones de transmisiones (SETs) de las cuales 03 son de AT/AT/MT (220/60/10 kV) y 23 de AT/MT (60/10 kV). La línea de transmisión tiene una longitud de 397 km., contando con una capacidad instalada de transformación de 785 MVA en 220/60 kV y 925 MVA en 60/10 kV.

Las 26 SETs cuentan con medición electrónica en los transformadores de potencia, los mismos que están instalados en el lado del secundario

Las pérdidas energía en alta tensión (líneas de transmisión y transformadores AT/AT/MT y AT/MT) se determina como la diferencia entre la energía ingresada al sistema y la energía registrada en los transformadores de potencia de los SETs., en un mismo periodo de tiempo. Esta diferencia incluye tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas.

RESULTADOS DEL AÑO 2000:

El nivel de pérdidas técnicas obtenido a diciembre del año 2000 fue 0.95% con una energía pérdida equivalente a 37 782 MWh. En el anexo N° 10 se indica el detalle del cálculo.

4.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN MEDIA TENSIÓN

El sistema eléctrico de media tensión está conformado por 26 subestaciones de transmisiones (SETs) AT/MT (60/10 kV), 328 alimentadores en 10 kV (incluido centros aislados) y 7 435 subestaciones de distribución (SEDs). La línea de media tensión tiene una longitud total de 3 052 km. (1 686 km. de red aérea y 1 366 km. de red subterránea), contando con una capacidad instalada de transformación de 994 MVA en 10/0.22 kV, ver anexo N° 11.

En el anexo N° 12 se muestra los resultados obtenidos por SETs de AT/MT las pérdidas y energía por SET, considerado los totales de cada subestación respecto de la demanda máxima en cada una.

RESULTADOS DEL AÑO 2000:

El nivel de pérdidas técnicas en media tensión (líneas y transformadores MT/BT) de la empresa Edelnor es del orden del 2,24%, con una energía pérdida equivalente a 85 541 MWh.

4.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN BAJA TENSIÓN

El sistema eléctrico de baja tensión está conformado por la línea de baja tensión con una longitud total de 16 006 km. (6 058 km. de red aérea y 9 948 km. de red subterránea) y por 7 435 subestaciones de distribución (SEDs)

MT/BT (10/0.22 kV), los mismos que están compuestos por: 783 SEDs convencionales, 1 148 SEDs compactas y 5 504 SEDs aéreas, contando con una capacidad instalada de transformación de 994 MVA en 10/0.22 kV, ver anexo N° 11.

RESULTADOS DEL AÑO 2000:

El nivel de pérdidas técnicas en baja tensión (líneas) de la empresa Edelnor es del orden del 5.05%, con una energía pérdida equivalente a 120 011 MWh ver anexo N° 13.

4.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA NO TÉCNICAS

Como se indica en el capítulo 3, las pérdidas no técnicas son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas, en un mismo periodo de tiempo.

RESULTADOS DEL AÑO 2000:

El nivel de pérdidas no técnicas estimadas y referidas a las entradas, de la empresa Edelnor para el año 2000 es del orden de 3.75%, con una energía pérdida equivalente a 148 842 MWh, ver anexo N° 14 y anexo N° 15.

CAPITULO 5

PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ANTERIOR

5.1 ANTECEDENTES

La empresa Edelnor antes del año 1999 oriento sus planes de reducción de pérdidas de energía a realizar trabajos con el objetivo de reducir las pérdidas de energía no técnicas. Uno de los principales planes fueron la realización del proyecto PIMT que ejecutó el levantamiento de redes subterráneas a aéreas de aproximadamente 100 000 clientes (representaba el 12.2% del total), cuyo objetivo estuvo orientado a eliminar y/o disminuir las conexiones clandestinas existentes. Así mismo dichos trabajos se complementaron con las inspecciones masivas a los clientes de su concesión, igualmente realizaban inspecciones puntuales en clientes generadas por denuncias.

5.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

5.2.1 Programa de detección y control de pérdidas tradicionales

Los planes convencionales de reducción de perdidas no técnicas consistieron principalmente en el análisis de los consumos de los clientes e inspecciones masivas en zonas determinadas. Los datos de consumos de los clientes se registran mes a mes en el sistema comercial de la empresa Edelnor, con esta información y aplicando algunos algoritmos matemáticos se efectuaron los

análisis y se generaban los listados de clientes con ciertas características que presentaban sospecha de hurto de energía:

- ◆ **Quiebres de consumos:** clientes que luego de presentar niveles de consumo estables experimentan una disminución de alrededor de 30% a más. Donde se verifican la existencia de conexiones clandestinas o que el medidor se encuentra defectuoso.

- ◆ **Consumo cero:** son aquellos clientes que a pesar de tener consumos hasta el mes n , en el mes $n+1$ tienen 0 kWh de consumo.

- ◆ **Inspecciones tipo barrido:** son inspecciones masivas medidor por medidor a todos los clientes de una determinada zona, las cuales pueden ser por las siguientes razones:
 - **Control:** se tratan de determinadas zonas que mediante estadísticas son consideradas como de alto índice de hurto, es decir son zonas donde se detectan conexiones indebidas y vuelve a reincidir en el hurto. Los mismos deben ser inspeccionados con una determinada periodicidad.
 - **Zonas comerciales:** son zonas pertenecientes a avenidas principales, mercados de alta concurrencia de público o similares.
 - **Zonas industriales:** son zonas donde predominan como fábricas, industrias, talleres y/o similares.

- ◆ **Denuncias:** inspecciones dirigidas a determinados clientes y no clientes que han sido denunciados en la empresa mediante carta y/o teléfono.

Las inspecciones del sistema convencional están acompañadas de una típica técnica de inspección que se resume en:

- ◆ Verificación del conexionado del medidor distinguiendo marca y modelo.
- ◆ Comparación de los datos de campo con los registrados en el sistema.
- ◆ Verificación práctica del funcionamiento del disco del medidor.
- ◆ Rastreo mediante un detector de flujo de conexiones clandestinas.

5.2.2 Estrategia anterior de la Empresa Edelnor

En el año 2000 la empresa Edelnor en su afán de mejorar sus trabajos de reducción de pérdidas de energía desarrolló un plan estratégico basado en **productos**, los cuales según sus características estaban dirigidos a inspeccionar un determinado tipo de cliente (por giro de negocio, por denuncia, por quiebre de consumo, grandes clientes, alimentadores críticos, etc.).

Con la información de criterio de pérdidas de energía por SET y alimentador se seleccionaba la SET y/o alimentador con mayores porcentajes de pérdidas de energía y se asumía que todas las SEDs tenían el mismo nivel de pérdidas. Con ello los trabajos de inspección se realizaban recorriendo toda la SET y/o alimentador, lo que generaba una demora en la detección de aproximadamente 06 meses (ver anexo N° 16 y 17).

5.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Edelnor antes del año 1999 no realizó proyectos específicos orientados a reducir las pérdidas técnicas de energía. Sin embargo existieron proyectos (normalizaciones de redes en MT 10 kV) que se ejecutaron por mantenimiento y que contribuyeron en forma indirecta en la reducción de pérdidas técnicas de energía.

CAPITULO 6

PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

6.1 ANTECEDENTES

A partir del año 2000 la empresa Edelnor identificó las principales fuentes de pérdidas de energía que se encontraban en su sistema eléctrico de distribución. Se estimó las pérdidas técnicas y no técnicas (descrito en el capítulo 04), determinando los objetivos y metas para llegar a índices de pérdidas de energía estándares.

Con el fin de llevar las pérdidas de energía a niveles de régimen, se determinaron los volúmenes de actuación operativa y de inversión; Edelnor implementó el programa focalización de pérdidas de energía en el año 2001.

6.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

6.2.1 Programa Focalización de Pérdidas de Energía

Este plan denominado focalización de pérdidas de energía, consiste en identificar las zonas críticas de hurto de energía sobre la base de información de los balances de energía por subsistema eléctrico, para luego orientar las acciones operativas de detección de hurto de energía: inspecciones, detecciones de hurtos de energía y/o anomalía y normalizaciones de conexiones; reduciendo los costos de los mismos, mediante la selección de

SETs, alimentadores y SEDs más críticas y que concentran la mayor cantidad de energía pérdida; jerarquizando a su vez a los clientes por su consumo mensual de energía. Este plan además de utilizarse para la reducción de los niveles de pérdidas, nos garantiza un control sobre los mismos, en forma periódica y permanente. Una de las herramientas principales y de carácter rutinario para la realización de la focalización de pérdidas, son los balances de energía, es por ello que se tiene que contar con un software automático el cual debe tener como objetivo optimizar la elaboración de los balances de energía por subsistema eléctrico, en base a los datos de la facturación del sistema comercial y los registros de energía distribuida.

Con la plataforma informática de los balances de energía por SED podemos identificar dentro de cada alimentador las SEDs que generan mayor cantidad de pérdidas de energía. La misma cantidad de personal es dirigida a las SEDs críticas optimizando los recursos y reduciendo el tiempo de detección a solo 02 meses (ver anexo N° 18).

6.2.2 Procedimiento para implementar el programa focalización de pérdidas

El primer paso a realizar es hacer participar a todas las áreas operativas y de apoyo de la empresa, de manera que desde una visión empresarial el plan de focalización de pérdidas de la empresa tenga una estrategia conocida y común y se deben asignar roles que cada unidad debe cumplir en este combate a las pérdidas.

La integración de las áreas, la coordinación de sus actuaciones y la metodología de aplicación de las actuaciones operativas para controlar el hurto, basada en las particularidades del universo de clientes, son las herramientas que han demostrado ser eficientes para controlar y disminuir las pérdidas de energía en las distribuidoras.

Para formular el plan de pérdidas de la empresa se deberá contemplar las actuaciones que se indican a continuación:

6.2.2.1 Actuación de Organización

En la estructura organizativa de la empresa debe reconocerse claramente la unidad que es responsable de planificar y ejecutar las actuaciones que permitan mantener o disminuir las pérdidas.

El objetivo empresa y estrategia que se formule para combatir las pérdidas, debe ser conocido por toda la organización y su personal, de manera que se produzca una identificación del aporte que cada área puede hacer para dar solución a este problema.

6.2.2.1.1 Estrategia

Definición de una estrategia a seguir como empresa indicando los objetivos que se desean lograr y la participación de las distintas áreas de la organización.

Las pérdidas de energía en la empresa distribuidora son un problema en que toda la organización debe apoyar las actuaciones que se determinen para controlarlas.

El control de las pérdidas de energía es un proceso de largo plazo y el éxito del plan de pérdidas depende de la eficiencia y rigurosidad con que se realizan las actuaciones.

El plan de pérdidas debe ser difundido en toda la organización y debe dejar claro la contribución de las distintas áreas al proceso.

6.2.2.1.2 Proyecto de Pérdidas

Para aquellas distribuidoras que presenten elevados niveles de pérdidas y que en índice sean muy superiores a las pérdidas de origen técnico, deberán organizar un Proyecto Control de Pérdidas con carácter centralizado y con dependencia de la Gerencia General, quienes deberán encargarse de:

- Planificar y elaborar el plan de pérdidas de la empresa.
- Definición de metas anuales a cumplir como parte del desarrollo de este plan.
- Gestionar y administrar los recursos para desarrollar los proyectos su mantención y en general preservar su efectividad en el tiempo.
- Comité de seguimiento permanente de avance y resultados que muestra el plan de pérdidas .

6.2.2.1.3 Disciplina de Mercado

Para aquellas distribuidoras que presenten niveles de pérdidas considerados como de régimen y cercanos a las pérdidas de origen técnico, deberán organizar un área de Disciplina de Mercado que aúnen la gestión anti-hurto con la gestión de morosidad con dependencia de la gerencia comercial, y que será la encargada de planificar las actuaciones y/o proyectos para mantener en el tiempo los niveles de pérdidas y morosidad de régimen. Las medidas de control deberán ser al menos:

- Planificar y elaborar el Plan de Pérdidas de la empresa.
- Definición de metas anuales a cumplir como parte del desarrollo de este plan.
- Gestionar y administrar los recursos para desarrollar los proyectos.

6.2.2.2 Actuaciones Operativas

Se especifican aquellas actuaciones más relevantes y que deben formar parte del plan de focalización de pérdidas de energía que formule cada empresa.

6.2.2.2.1 Censo de Clientes y/o Usuarios

En el inicio de la operación de cada empresa distribuidora, se deberá implementar un proyecto censo de clientes y/o usuarios, cuyos objetivos serán al menos:

- Registrar los clientes y usuarios, y como obtienen suministro.
- Registrar el estado en que se encuentran las instalaciones eléctricas del sistema de distribución.
- Establecer zonas con inexistencia de electrificación.
- Determinar el nivel de suministros efectivamente medidos.

La empresa Edelnor cuenta con el sistema Geored, con información gráfica donde se tiene identificado a los clientes, redes en BT, MT y AT. Este sistema administra, gestiona y procesa todos los eventos que se realizan con los clientes y redes. Además se registran las incidencias efectuadas en las redes: traslados de carga temporales y definitivos (Anexo N° 19, 20).

6.2.2.2 Puntos de Medición de Energía

Implementar un plan de instalación de equipos registradores de energía por sub sistema eléctrico que permita obtener en forma periódica registros físicos de energía.

Los equipos a instalar en los sistemas eléctricos de MT y AT deberán ser del tipo electrónico con memoria masa (registros de energía integrada en un intervalo de tiempo 05 min., 10 min, 15 min, etc.). El objetivo es contar con perfiles de carga, para determinar y cuantificar los traslados de cargas temporales y definitivos que normalmente se presentan en los sistemas eléctricos con anillos abiertos. El contar con dicha información contribuiría a mejorar la confiabilidad y precisión de los balances de energía. En los sistemas eléctricos radiales no es prioritario contar con equipos con memoria masa, por tanto en estos casos se reduciría los costos en la instalación de los mismos. Con respecto a los transformadores de medida, en los centros de transformación por lo general se cuentan con transformadores de corriente para sus sistemas de protección; dichos transformadores cuentan con doble bobinado uno para la protección y otro para medición, por ello no será necesario instalar otros equipos solo será necesario efectuar el conexionado hacia el medidor electrónico; igualmente aprovechar los transformadores de

tensión instalados para el sistema de protección. En el anexo N° 21 se detalla los costos de materiales y mano de obra utilizados en la instalación de los medidores electrónicos en las SETs Chavarria y Tacna de la empresa Edelnor.

Los equipos a instalar en los sistemas eléctricos de BT pueden ser electrónicos y/o electromecánicos. Por lo general en nuestros sistemas eléctricos en BT no existen circuitos en anillos es decir no se presentan traslados de cargas, por tanto únicamente es necesario cuantificar la energía acumulada en un periodo determinado de tiempo (días, semanas, meses etc.). Evaluar técnicamente los medidores, así como los costos de los mismos y seleccionar los más ventajosos. Los transformadores de corriente para la medición pueden ser del tipo toroidal y/o transformadores de núcleo partido, con estos últimos no es necesario interrumpir el servicio para la realización de los trabajos, en el primer caso es necesario coordinar el corte del servicio de la SED para ejecutar los trabajos. En el anexo N° 22 se muestra la instalación de un equipo en BT. En el anexo N° 23 se detalla los costos de materiales y mano de obra utilizados en la instalación de los puntos de medición en SED de BT.

6.2.2.3 Automatización de Procesos (Balances de Energía)

Una de las herramientas principales y de carácter rutinario para la realización de la focalización son los balances de energía, es por ello que se debe elaborar un programa automático de focalización de pérdidas de energía el cual debe tener como objetivo optimizar la elaboración de los balances de energía por sub sistema eléctrico, en base a los datos de la facturación del

sistema comercial y los registros de energía distribuida (medidores electrónicos y medidores electromecánicos). Ver Anexo N° 24 (esquema de focalización de Edelnor).

6.2.2.2.4 Sistema de Balance de Energía de la Empresa EDELNOR

Objetivo del Sistema

Este sistema balance de energía debe 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.

Áreas Involucradas en la realización del Sistema

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 (ver Anexo N°25):

- **Gerencia Comercial**

Sección Laboratorio de Medidores: mediciones de energía distribuida en MT a nivel SET, Alimentador, cuyos totalizadores son medidores electrónicos.

Sistema calidad de suministro: facturación de clientes ordinarios (potencia contratada menor a 19.9kW), clientes maxímetros (potencia contratada mayor a 19.9kW) y clientes libres (potencia contratado mayor a 1 000kW). Mediciones de energía distribuida en BT a nivel SED, cuyos totalizadores son medidores electromecánicos.

Sistema alumbrado público: registro de consumos de alumbrado público y consumos propios de los inmuebles.

Sección Disciplina de Mercado (DIMER): procesamiento y corrección de datos en la asignación de cadena eléctrica.

- **Gerencia Técnica**

Sección análisis y estudio de la red: mediciones de energía distribuida en MT a nivel Alimentador, cuyos totalizadores son relés.

Sección operaciones: registro de consumos propios de los servicios auxiliares de las SETs.

Sistema del Geored: sistema geográfico referenciado, con información gráfica donde se tiene identificado a los clientes, redes en BT, MT y AT. Este sistema administra, gestiona y procesa todos los eventos que se realizan con los clientes y redes. Además se registran las incidencias efectuadas en las redes: traslados de carga temporales y definitivos.

Alcances del Sistema

- **Balance de Energía en Media Tensión (Set y Alimentador)**

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 está 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 el que se captura los datos de mediciones por el sistema para los medidores de distribución de energía, en base a 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 en base a una comparación de la ubicación de las SEDs 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.

En el anexo N° 26 se muestra el árbol de opciones que comprende el sistema de balance de energía en media tensión: SET, alimentador.

En el anexo N° 27 y 28 se muestra la pantalla con los resultados de los balances.

- **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 SEDs 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.

En el anexo N° 29 se muestra el árbol de opciones que comprende el sistema de balance de energía en media baja tensión.

En los anexos N° 30, 31, 32 y 33 se muestra la pantalla con los resultados de los balances.

Igualmente en los anexos N° 34 y 35 se muestran las opciones para corregir la cadena eléctrica de los clientes mal asignados en el sistema. Esta parte es muy importante, ya que se debe tener identificado en forma correcta (100%) la cadena eléctrica de los clientes para que los resultados de los balances de energía sea confiables.

6.2.2.2.5 Proyecto de Normalización de clientes y usuarios

Sobre la base de la información de las pérdidas de energía por sub sistema eléctrico, elaborar y ejecutar el proyecto de inversión destinado a contribuir a reducir las pérdidas de energía mediante la inspección, comprobación y normalización de suministros individuales de clientes que han sido detectados

hurtando energía o con subregistro en la medición de consumos, asimismo efectuar los cobros administrativos y/o multas por los consumos no registrados.

El proyecto deberá estar dirigido a clientes residenciales, comerciales, industriales y otros considerados medios respecto de la potencia de suministro.

Considerar la contratación de empresas contratistas y capacitación del personal.

Elaboración de normativa de las medidas técnicas a ser adoptadas.
Procedimientos de trabajo para la detección y normalización de clientes.

A continuación se detalla el proyecto de normalización de clientes y usuarios implementado por la empresa Edelnor en su esfuerzo por disminuir sus pérdidas de energía eléctrica.

Objetivo

Este proyecto está destinado a contribuir a reducir las pérdidas de energía asociadas a clientes y/o usuarios en condición de hurto o que presentan problemas técnicos en la medición.

Descripción del Proyecto

El proyecto plantea la normalización de 21 575 servicios monofásicos y trifásicos y se complementará el trabajo con el programa de grandes clientes

y compra de equipos de medición para nuevos alimentadores, manteniendo el programa existente en el año 2000, así como el know how y capacitación adquiridos a lo largo del año.

Sobre la Clasificación

Por su naturaleza, el proyecto es clasificado como de **pérdidas – no técnicas** pues obedece a contribuir en la reducción de las pérdidas no técnicas (hurto, anomalías en la medida), por la aplicación de nuevas tecnologías en la construcción de nuevas redes o por el reemplazo de las existentes, o por la normalización técnica de los suministros.

La meta del índice de pérdidas de energía para el año 2001 es de 8.90%. Los niveles actuales de pérdidas (a Dic.- 00) están en el orden de 9,89%.

Situación sin Proyecto

De no ejecutar el proyecto los niveles de pérdidas de energía no solo tendería a mantenerse en los niveles actuales, sino también mostraría un alza, pues los trabajos involucrados no solo obedecen a actividades de corrección, sino de prevención.

De no realizar este plan se desperdiciaría la inversión inicial ya que se cuenta con la información del mapa de pérdidas de Edelnor (% de pérdidas de energía por SED), pudiendo contar con una supervisión constantes sobre las SEDs ya trabajadas y evitar la reincidencia del hurto de energía.

El hurto de energía involucra anomalías en los equipos de medición que de una u otra forma provocan riesgo eléctrico en nuestros clientes.

No se podría alcanzar la meta planteada por la Línea de Negocios Regional de reducción de pérdidas de energía.

Descripción de la Alternativa

La evaluación ha sido realizada en la situación de normalizar la cantidad de los suministros propuestos por el presente proyecto.

6.2.2.2.6 Proyecto Grandes Clientes

Sobre la base de la información de las pérdidas de energía por sub sistema eléctrico, elaborar y ejecutar el proyecto de inversión que tiene como objeto inspeccionar, comprobar y normalizar los empalmes de suministros individuales con potencias contratadas mayores a 20 kW, que han sido certificados hurtando energía o con subregistro en la medición de consumos y con la posterior generación de los cobros administrativos y/o multas correspondientes por los consumos no registrados.

Las actuaciones deben dirigirse a clientes comerciales, industriales y otros, que por segmentación de la atención y nivel de consumo, sean considerados no masivos.

El proyecto consiste en normalizar la conexión y el sistema de medición del cliente para evitar la intervención.

Contratación de empresas contratistas, capacitación del personal y elaboración de normativa técnica que disminuya y/o elimine el hurto.

Procedimientos de trabajo para la detección y normalización de clientes.

6.2.3 Proyectos alternativos para la Reducción de Pérdidas de Energía

Con la implementación del programa focalización de pérdidas de energía las empresas distribuidoras obtendrán el mapa de pérdidas de energía en su zona de concesión. Dicha información debe servir para identificar las zonas con altos índices de reincidencias en el hurto de energía, así como las zonas de alta peligrosidad y de difícil acceso para efectuar las inspecciones a los suministros y/o inspecciones de las redes de distribución.

Con el objetivo de atenuar y/o eliminar lo mencionado anteriormente se hace necesario implementar proyectos alternativos que garanticen resultados en el breve plazo. A continuación se indica algunos proyectos implementados por la empresa Edelnor en su esfuerzo por disminuir sus pérdidas de energía eléctrica.

6.2.3.1 Proyecto de Inversión en Medidas Técnicas (PIMT)

Objetivo

Disminución de las Pérdidas de Energía no técnicas en la SET Santa Marina del 31,5% (821.331 kWh/mes) al 20,7% (539.971 kWh/mes) en las SEDs 02689A, 02709A, 22042A, 22043A 22044A, 22062A, 22063A, 02710A, 02711A y 02713A que suministran de energía a los asentamientos humanos

ubicado en el distrito constitucional del Callao, pertenecientes a los alimentadores F-04, F-12 y F-17.

Descripción del proyecto

Ante la existencia de un alto índice de hurto de energía en la zona (31,5% de pérdida de energía) debido al fácil acceso a la red de distribución aérea en BT (cables tipo autoportado y cajas de distribución aéreas), por parte de los usuarios y/o no usuarios, se hace necesario implementar medidas técnicas que atenúen los hurtos de energía. Este proyecto consistiría en realizar reformas de redes en el sistema de distribución correspondiente a las SEDs 02689A, 02709A, 22042A, 22043A 22044A, 22062A, 22063A, 02710A, 02711A y 02713A (redes de MT y BT), con el objetivo de reducir el hurto de energía. Para ello el proyecto contempla utilizar postes de 13 m., cables tipo autoportado con cubierta de polietileno termoplástico, cable concéntrico (nuevo diseño), cajas de distribución poliméricas (instalados a 1.5 m. del poste) y coronas con púas en los postes; estas últimas evitarían que el hurtador llegue a la caja de distribución y/o al cable matriz. Adicionalmente al sistema de mencionado, se ha diseñado un nuevo sistema de protección que será ubicado en la caja de distribución aérea y que censará cualquier picado al cable de acometida, aperturando el sistema en forma inmediata y dejando sin servicio al suministro eléctrico que esta alimentado la acometida.

Sobre la clasificación

Por su naturaleza, el proyecto es clasificado como de **pérdidas**. La zona comprendida en el proyecto (10 subestaciones de los alimentadores F-04, F-12 y F-17), es considerada como la más peligrosa de Lima, debido al alto

número de delincuencia y a la baja condición económica de la población. Es por éste motivo que el nivel de pérdidas del lugar se mantiene sin ninguna tendencia a la baja pese a los continuos trabajos que se han realizado a largo del año 2000 (aproximadamente 12 cuadrillas de inspección con 15 efectivos policiales por día).

Los reportes mensuales de las pérdidas de energía de los alimentadores críticos de la SET Santa Marina están arrojando porcentajes muy elevados (36,2% en el alimentador F-04, 58,1 % en el alimentador F-12 y 13,4% en el alimentador F-17). En tal sentido, urge realizar una normalización más compleja que dificulte al hurtador el acceso a nuestras redes. La situación actual de la red es **crítica**, debido al deterioro provocado por las inclemencias del medio ambiente (humedad y corrosión severa), por las conexiones clandestinas (hurto de energía) y por la sobrecarga de la red.

Finalmente, de acuerdo a la situación crítica de nuestras redes y por tratarse de un proyecto de **pérdidas** y conforme se establece en los lineamientos internos de clasificación de los proyectos de Edelnor, corresponde al presente proyecto asignarle la prioridad "A" para su ejecución inmediata.

Situación sin proyecto

La no ejecución del proyecto traería como consecuencia lo siguiente:

- Incremento de las pérdidas de la zona.
- Incremento de recursos operativos (cuadrillas de inspección), para lograr mantener las pérdidas en los mismos niveles sin tener tendencias a la baja.

- Incremento de accidentes por electrocución debido al fácil acceso a la red matriz.
- Incremento de las interrupciones de energía imprevistas debido a la precariedad de las redes, la misma que se encuentra en pésimas condiciones debido a los altos índices de corrosión, a la sobrecarga de la red y la existencia de varias conexiones clandestinas.

6.2.3.2 Proyecto Instalación de Gabinetes

Objetivo

Reducir la morosidad (reventa y auto reposición restan margen de negociación en la recuperación de la deuda), y el hurto en acometidas.

Descripción del proyecto

Los distritos del Cercado de Lima, Rimac y Breña son tres de las comunas más antiguas de la provincia de Lima; las mismas que a lo largo de los últimos años han venido soportando el traslado de grandes cantidades de pobladores en su mayoría de mal vivir y escasos recursos, los que han utilizado casonas viejas y quintas.

El suministro de energía eléctrica a los usuarios de estas zonas, es mediante baterías de medidores (en promedio 15 medidores por baterías), conexiones que por su antigüedad y por la manipulación de los usuarios mismos, ponen en peligro la integridad física de los clientes, así como permiten la auto reposición, reventa, robo de interruptores termomagnéticos, robo de medidores y hurto de energía.

El proyecto consiste en reemplazar el conexionado derivado en baterías por el derivado en gabinetes, los que contarán con cerraduras y llaves que permitirán una mayor protección a los medidores y conexionado, reduciendo la auto reposición, pérdida de equipos de medida y protección así como el hurto de energía.

Situación sin proyecto

De mantenerse esta situación:

- La morosidad en la zona, seguirá incrementándose, siendo cada vez más difícil la recuperación de la deuda, si el cliente moroso obtiene de alguna manera energía eléctrica (si está activo, mediante auto reposición y si está retirado, mediante reventa o hurto) suministro, el éxito de la negociación se reduce.
- Energía consumida, pero no facturada por el hurto en las acometidas y cables de derivación.
- Gastos mayores por cortes y verificaciones de corte, así como mayores gastos por mantenimiento y reposición de medidores e interruptores termomagnéticos por robo.

6.2.3.3 Proyecto renovación de medidores por calidad de medida.

Este proyecto es realizado para cumplir con las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) del año 1999, por tanto su ejecución va a depender de la realidad del parque de medidores de las empresas concesionarias.

Por otro lado este tipo de proyecto contribuye en forma indirecta a la disminución de las pérdidas no técnicas, ya que mediante la normalización de los medidores, se logra incrementar el registro de los medidores cuya operación en el terreno se halla fuera de los límites establecidos (subregistro).

Por ello únicamente se va describir cualitativamente el proyecto.

Objetivo

El objetivo del proyecto consiste en continuar con la renovación de las familias de medidores con subregistro (inferior al límite establecido) cuyo diagnóstico se deriva de un estudio previo del parque de medidores. Igualmente este proyecto de forma indirecta contribuirá en la disminución de pérdidas de energía.

Descripción del proyecto

El proyecto consiste en renovar las familias de medidores, que de acuerdo a las recomendaciones de un estudio realizado, propone iniciar el inmediato reemplazo de los medidores actualmente rechazados en los tres puntos de ensayos y que adicionalmente se encuentren rechazados por subregistro. El número de medidores a renovarse en el 2001 es de 58 314 unidades. Esta cantidad forma parte de los 81 592 equipos determinados por el estudio. La diferencia de 23 278 medidores están considerados en el proyecto de reemplazo del 2000.

Sobre la clasificación

Por su naturaleza, el proyecto es clasificado como de **Calidad** debido a que enfrenta una de las variables de medición de la calidad del servicio que ejecuta el Organismo supervisor de la energía (OSINERG) es la calidad de la precisión de la medida (Título sétimo: Calidad de servicio comercial, punto 7.3 del DS N° 020-97-EM del 11/10/97).

Conforme se señala en las conclusiones del estudio de precisión, el parque de medidores se halla en estado **Crítico** de deterioro.

Finalmente, de acuerdo a la situación crítica del parque, por tratarse de un proyecto de **Calidad** y, conforme se establece en los lineamientos internos de clasificación de los proyectos de Edelnor, corresponde al presente proyecto asignarle la prioridad "A" para su ejecución inmediata.

Situación sin proyecto

El no cumplimiento de la exigencia de la Norma de Calidad deriva en la aplicación de las multas correspondientes.

Las penalidades a los que la compañía se expondría de no satisfacer esta exigencia es una multa equivalente a 2.0 GWh valorizados con el valor promedio de la tarifa BT5 estimado por OSINERG. A los valores actuales de la tarifa BT5, el monto correspondiente alcanza los US \$ 177 000,00. Cabe señalar que las sanciones se multiplican por cada reincidencia detectada en cada evaluación. Las evaluaciones se ejecutan semestralmente.

La empresa dejaría de facturar una determinada cantidad de energía provocando tanto un perjuicio económico para la misma.

Determinación de las familias de medidores a reemplazar: criterios

Se ha considerado como principal criterio de discriminación de familias a reemplazar a todos aquellos cuya proporción de medidores que superan el límite inferior se hallen fuera de norma, es decir por encima del límite del 5%.

En el estudio ejecutado se priorizó la inmediata renovación de 81 592 medidores, sin embargo para el año 2001 se ha considerado a 58 314 medidores del total, ya que en lo que queda en el año 2000, se ha realizado el cambio de los 23 278 restantes.

Enfatizamos que los estudios efectuados hasta el momento corresponden solo a medidores monofásicos.

Para determinar si un medidor se halla en esta condición de norma se ha considerado el resultado de las pruebas en terreno al cual fue sometido una muestra de medidores por cada familia y verificar si los niveles de precisión se hallan dentro de los límites que se indican en el cuadro N° 6.1 adjunto o si no supera la prueba de vacío (el disco del medidor no debe completar una vuelta).

Cuadro N° 6.1 Tablas de límites según tipo de prueba

Pruebas	Límite inferior	Límite superior
Prueba al 5% In	- 3.5%	+ 3.5%
Prueba al 100In	- 2.5%	+ 2.5%
Prueba al I máx.	- 2.5%	+ 2.5%
Prueba en vacío	El disco del medidor no debe completar una revolución.	

Fuente: RD 311-97-EM/DGE "Directiva de contrastación de medidores de energía activa y reactiva e indicadores de máxima demanda".

In : corriente nominal del medidor

I máx. : corriente máxima del medidor

En el cuadro N° 6.2 se indica total de medidores monofásicos involucrados en el estudio ya finalizado, lo que indica que se tiene un avance del 100%.

Cuadro N° 6.2 Tabla de total de medidores para el Estudio de Edelnor

Detalle	Medidores	%
Población con muestreo finalizado	777 876	100%
Población con muestreo pendiente de finalizar	0	0%
TOTAL POBLACION	777.876	100%

En el anexo N° 36 se muestra el conjunto de familias priorizadas para su renovación de acuerdo al estudio efectuado.

Es importante señalar que las familias de medidores indicadas, superan en proporción al 5% permitido por la NTCSE. Los porcentajes observados son valores críticos para los objetivos del proyecto.

6.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS

6.3.1 Reparación de Cables en Baja Tensión con problemas de fugas a Tierra

Antecedentes

Dentro del programa de focalización de pérdidas de energía por SED se efectuaron balances de la energía antes y después de iniciarse los trabajos de normalización de conexiones ilícitas y fraudes en la medición en la respectiva SED.

Los balances posteriores a dichos trabajos deberían mostrarnos una disminución de la pérdida de energía hasta el nivel de las pérdidas técnicas. Sin embargo, se comprobó en varias SEDs que dicha disminución no se presentaba. A raíz de esto se iniciaron trabajos de prueba de fuga a tierra, encontrándose elevadas corrientes de fuga que hacían proyectar altas pérdidas que explicaban el porque no fueron suficientes los trabajos de detección y normalización efectuados.

Objetivo

Disminuir las pérdidas de energía (pérdidas técnicas) provocadas por corrientes de fuga a tierra en cables de bajo aislamiento.

Reducir la cantidad de interrupciones imprevistas debido a fallas en cables de la red matriz que colapsan por su antigüedad.

Descripción del proyecto

El desarrollo del proyecto plantea trabajar las 380 SEDs con corriente homopolar de fuga a tierra promedio de 16 amp. de acuerdo a las mediciones efectuadas en el año 2000. La ejecución del proyecto se basa en el siguiente procedimiento:

- Medición de corrientes de fugas a tierra homopolar y por fase en las SEDs.
- Trabajos de localización de fallas en las redes de BT mediante "bobinados".
- Reparación y/o cambio del tramo de cable fallado.
- Normalización total de los cables de acometidas dentro del tramo de matriz reparado.

Todos los trabajos de reparación se desarrollan sin interrumpir el servicio.

Descripción de alternativa

Este proyecto plantea, teniendo ya la medición e identificación de las llaves con problemas de fuga a tierra, el efectuar la reparación de sólo los tramos de la red que por el estado de deterioro en que se encuentra son causa de la existencia de esta corrientes de fuga con la consecuente pérdida de energía. Una alternativa puede ser, sin determinar que segmentos de cable son los dañados, reemplazar la red con sobrecarga o con una antigüedad superior a los treinta años. Dada la naturaleza y monto de esta inversión dicha alternativa resultaría impracticable y antieconómico.

Situación sin proyecto

La situación sin proyecto significa continuar con dejar trancos los trabajos de eliminación de pérdidas en las SEDs focalizadas con problemas de fuga a tierra y perder la oportunidad de mejorar el indicador de pérdidas de la empresa a la par de disminuir sensiblemente las compras de energía que no se destina a ningún usuario final sea a través de una conexión lícita o ilícita.

6.3.2 Compensación Reactiva en Clientes Residenciales de Baja Tensión

Antecedentes

Edelnor S.A. antes del año 2001 estuvo realizando inversiones en banco de condensadores en media tensión tanto en subestaciones AT/MT y en redes de media tensión con el fin de reducir el pago por energía reactiva a los generadores. Por ello, siguiendo con sus planes de inversiones en compensación reactiva, se analizó la conveniencia de hacerlo en las redes de baja tensión mediante la instalación de condensadores en los tableros de medición de los clientes residenciales con suministro monofásico, debido a la ventaja de reducción de pérdidas técnicas en las redes de BT y MT.

Objetivo

Este proyecto tiene como finalidad disminuir la energía reactiva para reducir el pago a los generadores y como beneficio complementario y no menos importante la reducción de pérdidas técnicas, mediante el ingreso de compensación reactiva en sus redes de baja tensión.

Descripción del proyecto

Las pérdidas técnicas por efecto joule están ligadas directamente a la capacidad de corriente aparente, que circula por los cables y conductores del sistema eléctrico; por ello al reducir la energía reactiva estamos reduciendo dicha corriente aparente obteniendo el beneficio de la disminución de las pérdidas de energía.

El proyecto propone la instalación de condensadores en los tableros de medición de sus clientes residenciales con suministro monofásico mediante la selección de un capacitor óptimo.

Se realizó simulaciones de flujo de carga radial en una hoja de cálculo y se determinó las pérdidas en potencia en la red de baja tensión para cada uno de los puntos de curva de carga asignado a cada cliente. Se realizó simulaciones con varios valores de condensadores para determinar el condensador óptimo que minimiza las pérdidas en las redes de baja tensión, obteniendo el condensador de 10 μF de capacidad y de 0.182 KVAR de potencia, considerando un consumo promedio de 200 kWh por cliente.

Descripción de alternativa

Como resultado del estudio de compensación reactiva en baja tensión elaborado en el año 2000 se concluyó la conveniencia de instalar condensadores en las redes de baja tensión con la finalidad principal de reducir pérdidas técnicas, además, de reducir el pago por energía reactiva a los generadores y mejorar el perfil de tensiones en las redes de baja tensión.

Para el año 2001 se planteo la ejecución del proyecto de compensación reactiva en baja tensión mediante la instalación de condensadores en las cajas portamedidores en más de 26000 clientes residenciales, con un total de compensación reactiva de 4800 kVAR. El área que comprendió la instalación de los condensadores fue la zona de Infantas el cual se encuentra en la zona norte de la ciudad de Lima y abarco un total de 359 Subestaciones de Distribución. En el esquema del anexo N° 37 se observa el esquema general del proyecto de compensación reactiva en baja tensión

Situación sin proyecto

De no ejecutarse el proyecto se perdería la oportunidad de disminuir las pérdidas de energía, realizando una inversión similar a lo que se viene ejecutando para la reducción del pago por energía reactiva a los generadores.

CAPITULO 07

RESULTADOS DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE (EDELNOR)

7.1 ALCANCES

En el presente capítulo mostraremos los costos de inversión y evaluaciones económicas de los diversos planes de reducción de pérdidas implementados por Edelnor y descritas en el capítulo anterior.

Como todo proyecto de inversión, los proyectos de pérdidas deberán estar soportados en una evaluación económica. Dicha evaluación deberá considerar los siguientes elementos:

- ◆ El horizonte de evolución 10 años con una efectividad decreciente en el tiempo.
- ◆ Beneficios por reducción de pérdidas: menores compras y mayores ventas, los cuales deberán ser respaldado por mediciones y antecedentes históricos de clientes normalizados.

- ◆ Otros beneficios a considerar: ahorro de atención del personal de guardia de emergencia por operación de transformadores por hurto y disminución de la actividad de retiro de arranque.
- ◆ Costos de proyectos: redes y empalmes considerando segmentado por materiales mano de obra y transporte.
- ◆ Otros costos: para los proyectos de renovación de redes deberá considerarse un costo adicional de mantenimiento de las medidas antihurto.

7.2 INVERSIÓN EN EL AÑO 2001

7.2.1 Normalización de Clientes y Usuarios y Grandes Clientes

El presupuesto considerado para la ejecución de las actividades de este proyecto es de US\$ 3 238 683.

El proyecto contempla tres grandes ítems:

- ◆ **Plan inspección de clientes ordinarios** : US\$ 1 536 636.
- ◆ **Plan inspección grandes clientes** : US\$ 121 805.
- ◆ **Normalización de equipos de medida** : US\$ 1 580 242.

7.2.1.1 *Plan Inspecciones de Clientes Ordinarios*

Involucra contar con recurso humano especializado, como ingenieros, supervisores e inspectores de campo, además de camionetas y equipo adicional como radios de comunicación.

El costo de este rubro asciende a US\$ 1 536 636 (ver anexo N° 38).

7.2.1.2 Plan Inspecciones Grandes Clientes

Involucra contar con recurso humano especializado, como ingenieros, supervisores e inspectores de campo, además de camionetas y equipo adicional como radios de comunicación.

El costo de este rubro asciende a US\$ 121 805 (ver anexo N° 38).

7.2.1.3 Normalización de Equipos de Medida

- ◆ **Suministros con medidores monofásicos**

Se estima realizar 16 184 OTs (ordenes de trabajo) asociadas a este tipo de tareas a un costo total de US\$ 1 088 698 (ver anexos N° 39 y 40).

- ◆ **Suministros con medidores trifásicos**

En este rubro se estima realizar 1 543 OTs (ordenes de trabajo) a un costo total de US\$ 181 077 (ver anexos N° 39 y 40).

- ◆ **Normalización de suministros clandestinos**

En este rubro se pretende normalizar 3 848 conexiones indebidas no asociadas a suministros (no clientes), con un costo total de US\$ 126 518 (ver anexo N° 40).

- ◆ **Supervisión**

El costo de las inspecciones y del personal de supervisión de las OTs normalizadas asciende a US\$ 183 948 (ver anexo N° 40).

7.2.1.4 Datos a Considerar (al 30 de Set 2000)

◆ OTs ejecutadas	:	21 597
◆ Incremento de Facturación	:	10 433 614 kWh
◆ Incremento de Facturación prom.	:	131.4 kWh/OT/mes
◆ CNRs cursados	:	12 948
◆ Energía facturada	:	22 324 841 kWh
◆ CNR promedio	:	1.724 kWh/CNR

Los parámetros para la evaluación se indican en el anexo N° 41.

7.2.1.5 Evaluación Económica

Los resultados de la evaluación obtenida son los siguientes:

- ◆ VAN = US\$ 2 651 210.78
- ◆ TIR (%) = 46.55%

Mas detalle ver el anexo N° 42.

7.2.2 Inversión en Medidas Técnicas (PIMT)

El presupuesto considerado para la ejecución de las actividades de este proyecto es de US\$ 438 229.

7.2.2.1 Materiales

Los costos de materiales incluyen la reforma de la red de MT y BT, así como los materiales involucrados para la normalización de los suministros eléctricos (caja medidor, interruptor termomagnético, acometida, etc.). Para aquellos suministros que requieran cambio de medidor se está considerando emplear medidores reciclados (anexo N° 43).

7.2.2.2 Mano de Obra

El costo de la mano de obra incluye la reforma de la red de MT y BT, así como la mano de obra involucrada para hacer las normalizaciones de los suministros eléctricos (anexo N° 44).

El detalle de los importes considerados en el presupuesto se muestra a continuación:

◆ Materiales	:	US\$ 301 683.83
◆ Mano de Obra	:	US\$ 136 545.60
◆ Total	:	US\$ 438 229.43

7.2.2.3 Datos a considerar

Los parámetros para la evaluación se indican en el Anexo N° 45.

7.2.2.4 Evaluación Económica

Los resultados de la evaluación obtenida son los siguientes:

◆ VAN	=	US\$ 137 115
◆ TIR (%)	=	23.66%

Mas detalle ver el anexo N° 46.

7.2.3 Instalación de Gabinetes

El presupuesto considerado para la ejecución de las actividades de este proyecto es de US\$ 248 621.

7.2.3.1 Materiales

Los costos de materiales incluyen el costo de medidores, interruptores termomagnéticos, cables y materiales menores necesarios para la instalación de acometidas y conexiones.

El costo total de los materiales asciende a US\$ 124 456. Ver anexo N°47.

7.2.3.2 Mano de Obra

El costo de la mano de obra incluye la instalación completa del gabinete, instalación de medidores, conexión y acometidas, así como el retiro de los medidores de las baterías.

El costo total de la mano de obra asciende a US\$ 124 164. Ver anexo N°47.

7.2.3.3 Datos a considerar

Los parámetros para la evaluación se indican en el anexo N° 48.

7.2.3.4 Evaluación Económica

Los resultados de la evaluación obtenida son los siguientes:

- ◆ VAN = US\$ 85 976
- ◆ TIR (%) = 24.86%

Más detalle ver el anexo N° 49.

7.2.4 Reparación de Cables en Baja Tensión con problemas de fugas a tierra

El presupuesto considerado para éste proyecto alcanza el total de US \$ 589 797.

7.2.4.1 Materiales

Los costos de materiales incluyen el costo de cables, empalmes, cables y materiales menores necesarios para los cambios redes matriz y normalización de acometidas en el radio de acción de 380 SEDs.

El costo total de los materiales asciende a US\$ 137 059, ver anexo N°50.

7.2.4.2 Mano de Obra

El costo de la mano de obra incluye la normalización de los tramos de redes deteriorados y acometidas domiciliarias, así como la detección de fallas internas en los predios.

El costo total de la mano de obra asciende a US\$ 452 738, ver anexo N°51.

7.2.4.3 Datos a Considerar

Los parámetros para la evaluación se indican en el anexo N° 52.

7.2.4.4 Evaluación Económica

Los resultados de la evaluación obtenida son los siguientes:

- ◆ VAN = US\$ 210 565
- ◆ TIR (%) = 24.72%

Mas detalle ver el anexo N° 53.

7.2.5 Compensación reactiva en clientes residenciales de Baja Tensión

7.2.5.1 Metodología

La metodología general para la evaluación de las pérdidas técnicas en las redes de AT, MT y BT consiste en comparar los diagramas de factor de

potencia con compensación y sin compensación medidos, para determinar los kVAR que deberían agregarse al diagrama de factor de potencia sin compensación con la finalidad de que sea semejante al diagrama de factor de potencia con compensación.

Pérdidas Técnicas

- **Redes de baja tensión**

- Se hizo un modelo equivalente de las redes de baja tensión donde se parte de la SED con una sección mayor a una sección menor en cola para cada llave.
- Se efectuaron mediciones de carga en la salida de baja tensión de los transformadores MT/BT.
- De las mediciones de carga en la salida de baja tensión MT/BT se resta las cargas de los circuitos de alumbrado público para realizar la evaluación de las pérdidas técnicas en las redes de Servicio Particular (SP).
- Luego de evaluar las pérdidas técnicas por cada llave se multiplica por el número de llaves para determinar las pérdidas técnicas de toda la red BT de la SED.
- Los beneficios por disminución de pérdidas técnicas se obtiene por diferencia de las pérdidas técnicas que se evalúa con la corriente que ingresa antes a la SED y la corriente que ingresa a la SED después de la compensación.

- **Transformadores MT/BT**

- Los beneficios por disminución de pérdidas técnicas se obtiene por diferencia de las pérdidas técnicas que se producen en el cobre del transformador el cual se evalúa con la corriente que ingresaba antes a la SED y la corriente que ingresa a la SED después de la compensación.

- **Media Tensión**

- La evaluación de las pérdidas técnicas en las redes de media tensión se obtiene modelando la red real del alimentador hasta la segunda Subestación troncal
- Los beneficios por disminución de pérdidas técnicas se obtiene por diferencia de las pérdidas técnicas que se evalúa con la corriente que ingresaba antes al alimentador y la corriente que ingresa al alimentador después de la compensación.

- **Alta Tensión**

- La evaluación de las pérdidas técnicas en las redes de alta tensión se obtiene modelando la red del Sistema Chavarría en el sector correspondiente al anillo en 60 kV Chavarría - Infantas – Naranjal y los transformadores 220/60 y 60/10 kV.
- Los beneficios por disminución de pérdidas técnicas se obtiene por diferencia de las pérdidas técnicas que se evalúa con la potencia que ingresaba antes en el lado 220 kV de la SET Chavarría 220/60 kV y la potencia que ingresa a dicha SET después de la compensación. La evaluación se realizó con un programa de flujo de carga.

Reducción de pago por energía reactiva

Este beneficio se refiere a la reducción en la facturación por consumo de energía reactiva inductiva que Edelnor viene pagado a los generadores que le suministran energía, con el ingreso de los condensadores el pago se reducirá.

7.3 BENEFICIO OBTENIDO

7.3.1 Normalización de Clientes, Usuarios y Grandes Clientes

De los resultados del año 2001, se tiene que el beneficio total obtenido fue de **60 455 990 kWh** (US\$ 4 887 213) que se subdivide en:

- ♦ **Cobranza de consumos no registrados (CNR)**

De la ejecución de 21.420 OTs, se detectaron 16.065 CNRs (75%), efectividad superior a la obtenida en el año 1999, gestionando el 84.1% de lo facturado, es decir obteniendo un beneficio de 26 932 779 kWh (1 863 427 US\$). Ver detalle en los anexos N° 54 y 55.

- ♦ **Mayores ventas y aumento de facturación**

Por efecto de la normalización se determinó que los usuarios afectados no pudieron hurtar y debieron pagar sus consumos. El beneficio económico obtenido por mayores ventas es de 25 126 370 kWh (US\$ 2.251.323). Ver detalle en los anexos N° 54 y 55.

- ♦ **Menores compras**

La experiencia en proyectos de normalización anteriores, indica que una vez regularizados los servicios, los clientes tienden a bajar su consumo ya que ahora si será registrado.

Lo expresado anteriormente incide en una menor compra de energía que se traduce en el beneficio económico por menores compras ascendente a 8 396 842 kWh (US\$ 419 362). Ver detalle en los anexos N° 54 y 55.

7.3.2 Inversión en Medidas Técnicas (PIMT)

No existen resultados sobre este proyecto debido a que no fue ejecutado, debido a la oposición de la población. Se ejecutaron los trabajos civiles de instalación de postes y estructuras de subestaciones, sin embargo cuando se iniciaron las instalaciones las redes eléctricas el personal técnico de Edelnor fue repelido y agredidos por la población.

7.3.3 Reparación de Cables en Baja Tensión con problemas de fugas a Tierra

De los resultados del año 2001, se obtuvieron los siguientes beneficios:

- ♦ **Mayores ventas y aumento de facturación**

Como resultado de los trabajos de fuga a tierra del año 2001 se detectaron conexiones clandestinas cuya erradicación se estima en mayores ventas por 320 000 kWh en el año. Debemos señalar que dichas detecciones se consideran como coincidente ya que dichas detecciones pudieran darse ó no en la ejecución de este proyecto.

- ♦ **Menores compras**

La normalización de tramos de cable con fugas a tierras implicó una menor energía distribuida ya que antes, parte de la misma era comprada por la empresa pero no era facturada ni cobrada a ningún cliente

El Proyecto presenta un ahorro en menores compras de energía de 2 213 523 kWh (US\$ 110 550.00) sólo en el primer año 2001.

Igualmente dicho proyecto contribuiría como ahorro en menores compras de energía en los siguientes años por 6 653 621 kWh (US\$ 332 301).

Ver detalle en el anexo N° 56.

7.3.4 Compensación reactiva en clientes residenciales de Baja Tensión

Para la determinar el beneficio se realizaron mediciones en los siguientes:

- a) Mediciones de carga en baja tensión en las Subestaciones 1919S, 1023S, 1851S y 1849S
- b) Mediciones de carga en media tensión en los alimentadores I-11, I-14, I-16 e I-17.
- c) Mediciones en el lado de 10 kV de SET Infantas 60/10 kV
- d) Energía reactiva facturada por Edelnor en el año 2000.

7.3.4.1 Reducción de Pérdidas Técnicas

La evaluación realizada en el anexo N° 57 se resume en lo siguiente:

Red en Baja Tensión

Cuadro N° 7.1 Beneficio por cada kVAR instalado – Baja tensión

SE	US \$	KVAR Instalados	US \$ / kVAR
1919S	119	26.0	4.6
1023S	142	27.8	5.1
1851S	207	22.6	9.2
1849S	298	33.5	8.9
Total de SED's	766	110	7.0

Transformadores MT/BT

Cuadro N° 7.2 Beneficio por cada kVAR instalado – Transformadores

SE	US \$	KVAR Instalados	US \$ / kVAR
1919S	71	26.0	2.7
1023S	18	27.8	0.7
1851S	38	22.6	1.7
1849S	17	33.5	0.5
Total de SED's	144	110	1.3

MT/BT

Media Tensión

Cuadro N° 7.3 Beneficio por cada kVAR instalado – Media tensión

Alimentador	US \$	KVAR Instalados	US \$ / kVAR
I-11	776	975	0.8
I-17	4738	642	7.4
I-16	1785	517	3.5
I-14	711	395	1.8
I-11, I-14, I-16 e I-17	8010	2528	3.2

Alta Tensión

Cuadro N° 7.4 Beneficio por cada kVAR instalado – Alta tensión

Sistema 220/60 kV	US \$	kVAR	US \$ / kVAR
Chavarría	11 113	4800	2.3

Redes BT+MT/BT+MT y AT

El beneficio total por disminución de pérdidas técnicas en toda la red sería del

Cuadro N° 7.5 Beneficio total por cada kVAR instalado

Nivel	US \$ / kVAR
BT	7.0
MT/BT	1.3
MT	3.2
AT	2.3
Total	13.8

7.3.4.2 Reducción de pago por Energía Reactiva

Dichos beneficios estarían en el orden de M S./ 127 y equivalen a un beneficio anual de US \$ 7.3 por cada kVAR instalado. En el Anexo N° 57 se muestra la evaluación.

	US \$ / kVAR (Anuales)
Beneficio	7.3

7.4 INVERSIÓN Y BENEFICIO EN EL AÑO 1999

El proyecto principal ejecutado por Edelnor en el año 1999 para reducir sus pérdidas no técnicas fueron las normalizaciones de conexiones irregulares (hurtos, conexiones clandestinas, anomalías en la medición, etc.), basándose principalmente en la extracción de base de datos de clientes con sospecha de hurto de energía, ya sea por que presentaban disminución de consumos, consumos ceros, denuncias, giro de negocio con consumos menores al promedio, etc.

En los anexos N° 58 y 59 se detallan los resultados del proyecto de normalización de 1999. El beneficio total obtenido fue de **45 600 496 kWh** (US\$ 3 803 193) que se subdivide en:

- ♦ **Cobranza de consumos no registrados (CNR)**

De la ejecución de 20 820 OTs, se detectaron 15 803 CNRs (74%), gestionando el 92% de lo facturado, es decir obteniendo un beneficio de 21 938 434 kWh (1 829 839 US\$).

- ♦ **Mayores ventas y aumento de facturación**

Por efecto de la normalización se determinó que los usuarios afectados no pudieron hurtar y debieron pagar sus consumos. El beneficio económico obtenido por mayores ventas fue de 15 266 060 kWh (US\$ 1 367 839).

♦ **Menores compras**

La experiencia en proyectos de normalización anteriores, indica que una vez regularizados los servicios, los clientes tienden a bajar su consumo ya que ahora si será registrado. Lo expresado anteriormente incide en una menor compra de energía que se traduce en el beneficio económico por menores compras ascendente a 6 488 312 kWh (US\$ 324 045).

La inversión total en el proyecto normalización efectuada en el año 1999 fue de US\$ 2 911 652.05 en el anexo N° 60 se detalla los mismos.

CONCLUSIONES

- 1) Antes de iniciar un proyecto de reducción de pérdidas de energía es necesario estimar los niveles de pérdidas con procedimientos y formulaciones confiables.
- 2) En el aspecto organizacional, para el inicio del proyecto se requiere determinar el nivel jerárquico del área de control de pérdidas, de acuerdo a los niveles de pérdidas de energía estimados. Luego se debe hacer participar a todas las áreas operativas de la empresa, de manera que desde una visión empresarial se designen roles a cada unidad.
- 3) Este nuevo plan expuesto demuestra que es eficaz debido a los resultados obtenidos en los niveles de pérdidas de energías a diciembre del 2001 que fueron del orden del 8.91% (ver anexo N° 61), resultando una reducción de aproximadamente el 1% que representa un beneficio anual de 39 632 MWh.
- 4) Realizando la ratios de los beneficios obtenidos (kWh) versus los dolares (US\$) invertidos en los proyectos de normalización de los años 1999 y 2001 obtenemos los valores de **15.66** y **18.67** respectivamente, determinando un incremento **19.19%** con el nuevo plan focalización de pérdidas de energía y por consiguiente comprobando que es más eficiente y genera mayor rentabilidad. Mayor detalle se indica en el anexo N° 62.

- 5) Finalmente antes de implementar los proyectos señalados se deberá realizar la evaluación económica e implementarlos luego de obtener una tasa de rentabilidad mayor al costo de oportunidad del capital de la empresa. Para el caso de Edelnor el costo de oportunidad del capital es de 15.1%.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. Ministerio de Energía y Minas – DGE.; Edición actualizada al 30 de Enero de 2006.
- 2) Código Nacional de Electricidad – Utilización. Ministerio de Energía y Minas – DGE Resolución N 037-2006-MEM / DM.; Edición actualizada al 30 Enero 2006.
- 3) Normas de opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuarios finales. Osinergmin – GART.; 2005.
- 4) Memoria anual de la empresa Edelnor.S.A.A.; Edelnor; 1999, 2000 y 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006.
- 5) Metodología de calculo de pérdidas de energía. Línea de Negocios Regional de Endesa. 2000.
- 6) Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica.; Ministerio de Energía y Minas – DGE R.M. N° 495-2005-MEM/DM.; 2005.

- 7) Reintegro y recuperos de energía eléctrica.; Ministerio de Energía y Minas – DGE R.M. N° 571-2006-MEM/DM.; 2006.

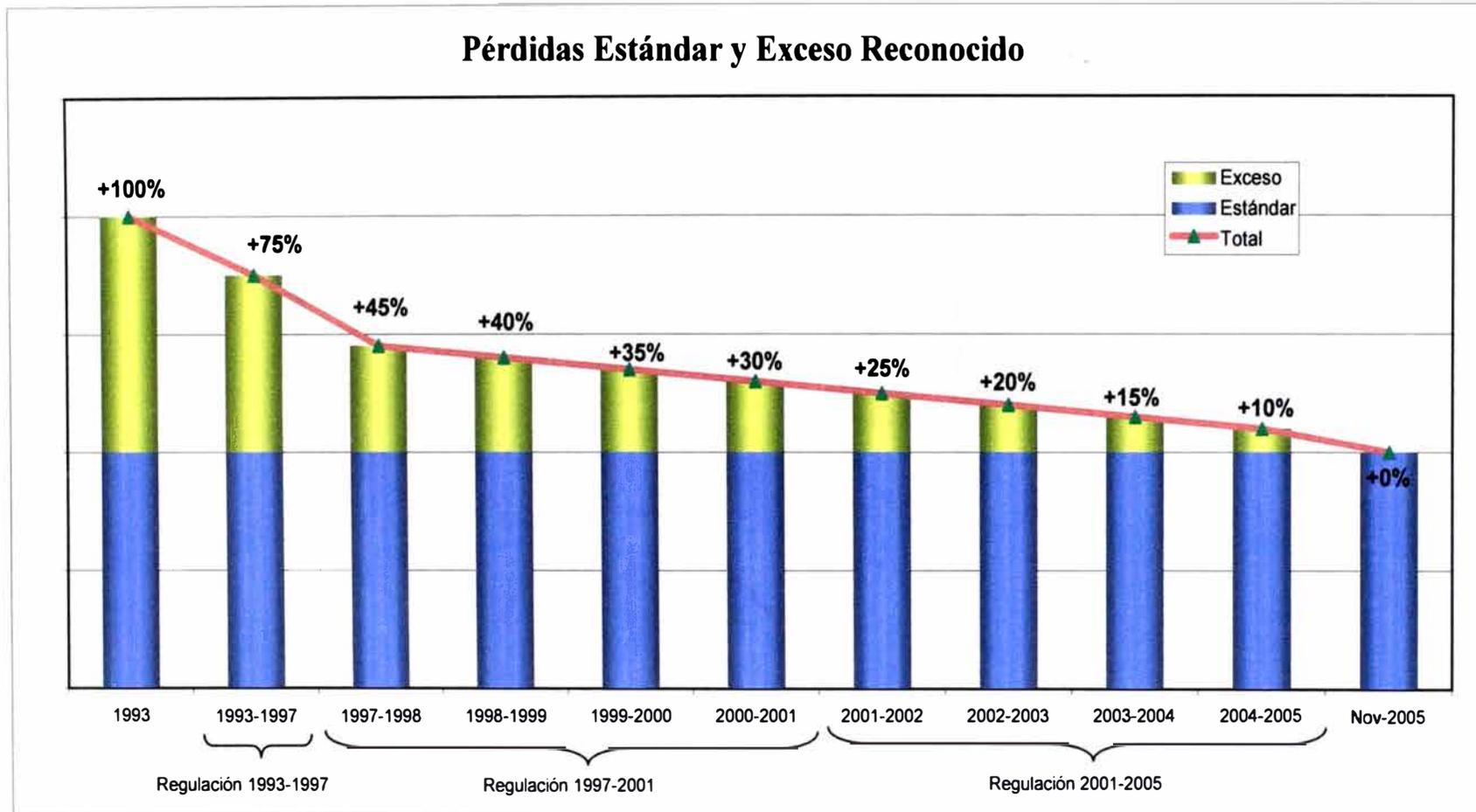
Conferencias y/o presentaciones

- 1) Planes y estrategia de reducción de pérdidas de energía de la empresa distribuidora AMPLA de Brasil – Redes AMPLA con medición vía remota.; Empresa Distribuidora AMPLA de Brasil.; Ciudad Niteroi en Río de Janeiro – Brasil.; Mayo 2005.
- 2) Seminario internacional de fundamentos y actualización de estrategias, planes y tecnologías disponibles para la reducción de pérdidas y el recupero de ingresos en empresas distribuidoras de electricidad.; SIGLA consultora de energía. Lima – Perú.; Diciembre 2006.
- 3) Seminario internacional de estrategias para mejorar los ingresos y la administración de la energía.; METERING Central America y Caribbean.; Bogota – Colombia.; Febrero 2007.

ANEXOS

ANEXO N° 01

REGULACIÓN NOVIEMBRE 2001 - OCTUBRE 2005



ANEXO N° 03

Principales Accionistas

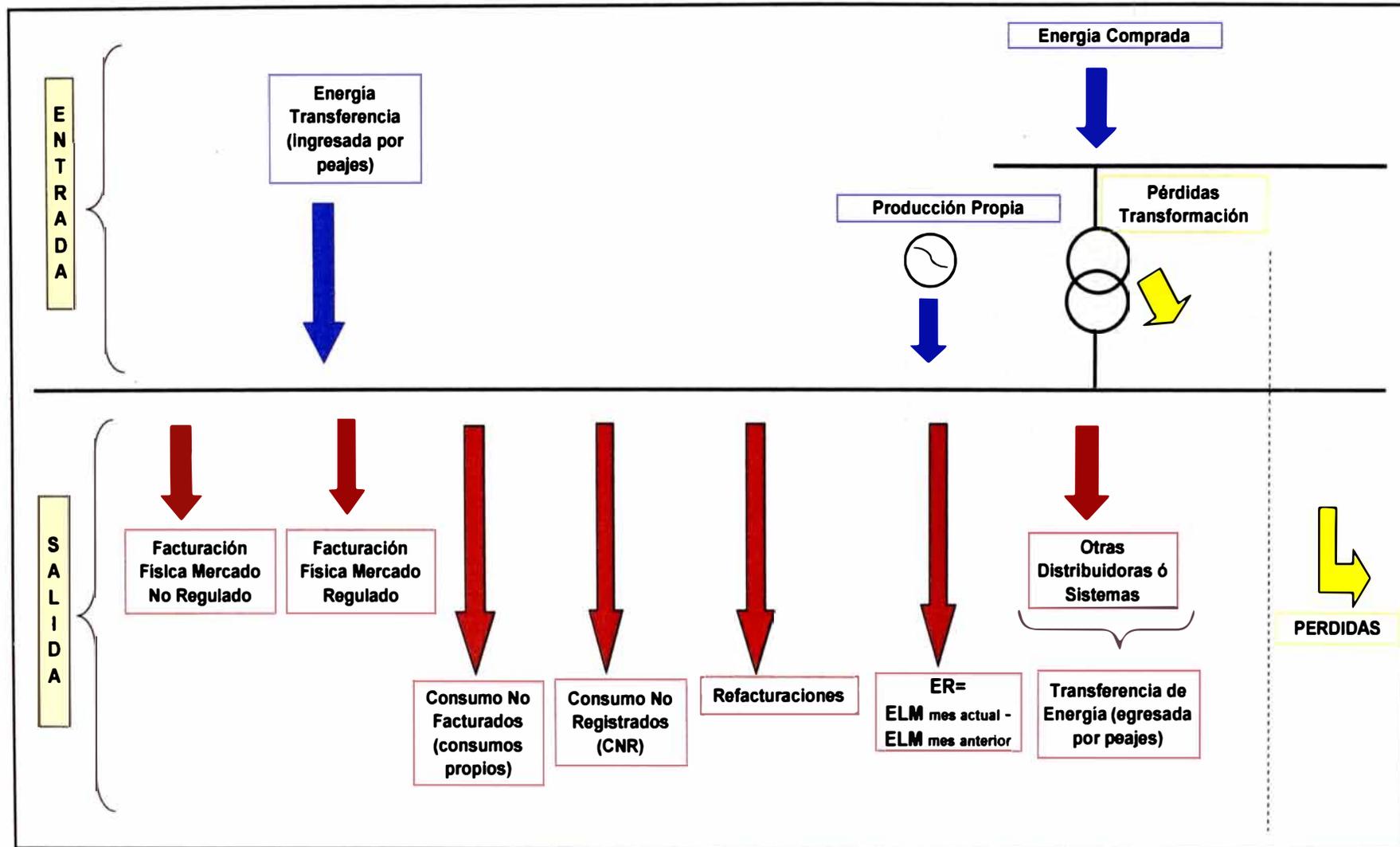
Accionistas	Acciones	%	Origen
Inversiones Distrilima S.A.	443 138 341	60,00%	Perú
AFP Integra S.A. - Fondo 1, 2 y 3	81 932 811	11,09%	Perú
Primar AFP S.A. - Fondo 2	80 220 529	10,86%	Perú
AFP Horizonte S.A. - Fondo 1, 2 y 3	55 934 040	7,57%	Perú
Pro Futuro S.A. - Fondo 1, 2 y 3	35 937 064	4,87%	Perú
Interseguro Cia. de Seguros de Vida	23 814 175	3,22%	Perú
Rimac Seguros Cia de Seguros y Reaseguro	4 097 483	0,55%	Perú
Perú Special Investments Fund	3 257 776	0,44%	Islas Cayman
Fondo Mutuo Credifondo - RV Capital Variado	679 582	0,09%	Perú
Helfer Reynafarge, Jessy Marcela	535 051	0,07%	Perú
Otros accionistas	9 017 048	1,22%	Varios
TOTAL	738 563 900	100,00%	

Inversiones Distrilima

Empresa	Lugar de Constitución	Grupo Económico	Participación Accionaria (%)
Compañía Peruana de Electricidad	Perú	Endesa	25,00%
Endesa Internacional S.A.	España	Endesa	17,75%
Enersis S.A.	Chile	Endesa	15,93%
Enersis International Limited	Islas Cayman	Endesa	14,21%
Endesa International Limited	Islas Cayman	Endesa	12,74%
Grupo Crédito S.A.	Perú	Credicorp	8,66%
Compañía de Seguros El Pacifico Peruano Suizo	Perú	Credicorp	2,91%
Inversiones Centenario S.A.	Perú	----	2,29%
Chilectra S.A.	Chile	Endesa	0,51%
TOTAL			100,00%

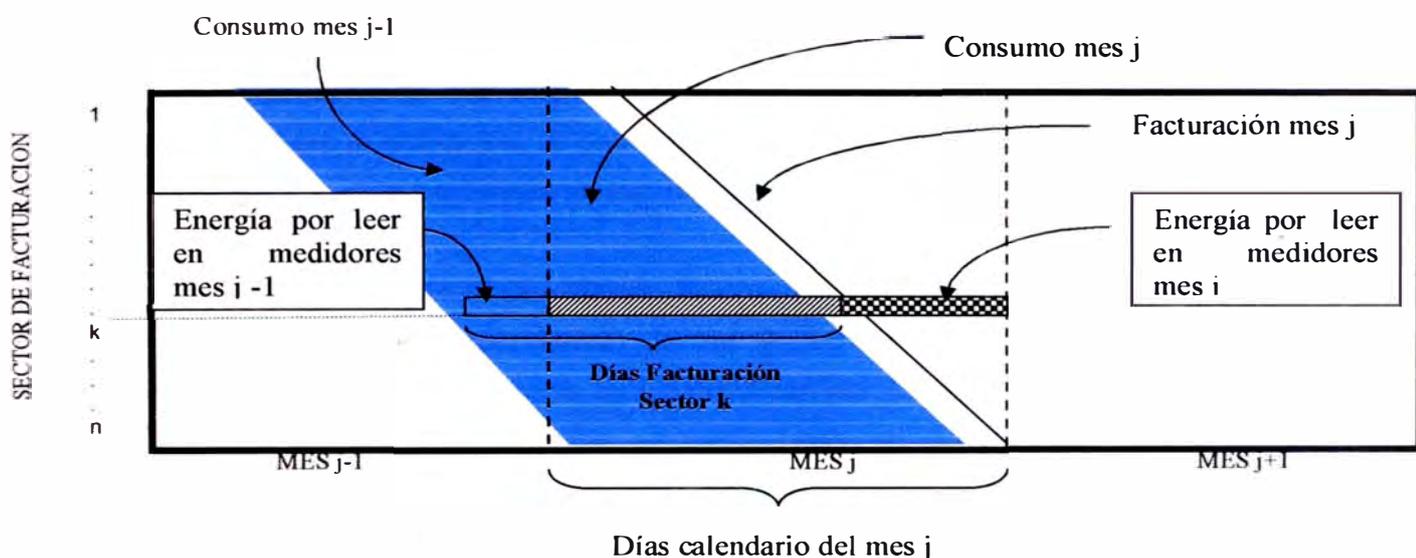
ANEXO N° 04

ESQUEMA DEL BALANCE DE ENERGÍA



ANEXO N° 05

ENERGIA PENDIENTE DE REGISTRAR POR SECTOR



Las expresiones generales para obtener la variación de energía por leer en medidores del sector k, en el mes j, son las siguientes:

Variación de energía

$$\text{En medidores } S_k = (\text{Energía por leer en medidores})_{\text{mes } j} - (\text{Energía por leer en medidores})_{\text{mes } j-1}$$

donde:

$$\text{Energía por leer}_{\text{mes } j} = \frac{\text{Facturación } S_k}{\text{Días Calendario } S_k} \times (\text{Días}_{\text{mes } j} - \text{Dia Fin de Lectura } S_k)$$

$$\text{Energía por leer}_{\text{mes } j} = \sum_{S_k=1}^n \text{Energía por registrar } S_k$$

Donde:

- S_k : Sector de facturación k
- mes j : Mes j en que se evalúa la pérdida.
- N : Total de sectores de facturación

ANEXO N° 06

PROCEDIMIENTOS DE ESTRATIFICACIÓN

El proceso de estratificación incluye la determinación de la variable con la cual se dividirá la población, la determinación del número de estratos necesarios, y la determinación de los límites de los mismos.

El número óptimo de estratos recomendados varias literaturas, varía entre dos (2) y diez (10), dependiendo de las técnicas de estimación. Sin embargo, cuando la muestra se la tiene que estratificar por bloques de consumo y/o por categorías, el número de estratos se puede basar en el número de subgrupos en que se necesitan los datos, la facilidad para manejar la información y, finalmente, en la disponibilidad de información.

Uno de los métodos más utilizados para determinar los límites de los estratos es el denominado Dalenious-Hodges.

En este procedimiento la población es dividida en pequeños intervalos (distintos de los estratos) basados en la variable de estratificación. Cada intervalo tiene una frecuencia f (número de consumidores dentro del intervalo) y una longitud del intervalo u (diferencia entre el valor superior de la variable de estratificación para el intervalo –límite superior- y el valor inferior de la variable de estratificación –límite inferior-). Se calcula el valor \sqrt{uf} y se suma sobre todos los intervalos y este valor acumulado de $\sum \sqrt{uf}$ se divide para el número deseado de estratos (ne) obteniendo como resultado la longitud óptima de cada estrato (considerados en \sqrt{uf}), Le:

$$Le = \frac{(\sum \sqrt{uf})}{ne}$$

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo, considerando la población dividida en 10 intervalos, en cada uno de los cuales existe la cantidad f

Intervalos		f	u	$(f.u)^{1/2}$	Sum $(f.u)^{1/2}$	Estratos
Desde	Hasta					
0	20	4.140	20	288	288	
21	120	16.718	99	1.286	1.574	1.628
121	300	3.055	179	739	2.314	
301	500	273	199	233	2.547	
501	1.000	128	499	253	2.800	
1.001	5.000	71	3.999	533	3.332	3.257
5.001	10.000	12	4.999	245	3.577	
10.001	50.000	47	39.999	1.371	4.948	4.885
50.001	100.000	1	49.999	224	5.172	
100.001	999.999	2	899.998	1.342	6.514	

Longitud de los Estratos (expresada en $(f.u)^{1/2}$)

Si $n_e = 4$	$Le = 1.628$
--------------	--------------

Límites de los Estratos

Le	Le . 2	Le . 3
1.628	3.257	4.885

de clientes. Se decide segmentar la población en 4 estratos ($n_e = 4$).

Como se puede observar los límites de los estratos resultarán :

- Estrato 1: entre 0 y 120
- Estrato 2: entre 121 y 5 000
- Estrato 3: entre 5 001 y 50 000
- Estrato 4: entre 50 001 y 999 999

ANEXO N° 07

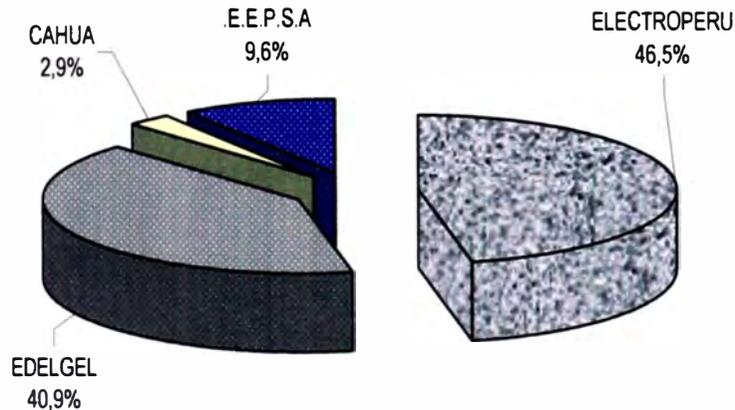
ESTRUCTURA DE LA COMPRA DE ENERGIA : NIVEL PROVEEDORES A DICIEMBRE 2000 [MWh]

		ELECTROPERU		EDELGEL				CAHUA		E.E.P.S.A	
		Chavarría 220 kV	Santa Rosa 220 kV	Chavarría 220 kV	Santa Rosa 220 kV	Santa Rosa 60 kV	Paramonga N. 66 kV	Paramonga N 66 kV	Paramonga E. 13,8 kV	Chavarría 220 kV	Santa Rosa 220 kV
Energía H.P	MWh	341.019	69.306	271.404	55.159	23.182	11.276	24.658	899	70.556	14.339
Energía H.F.P	MWh	1.256.888	182.474	975.260	141.599	109.660	36.059	78.874	2.281	260.046	37.753
Total	MWh	1.597.907	251.779	1.246.664	196.757	132.842	47.335	103.532	3.180	330.601	52.092
Total General		1.849.687		1.623.599				106.712		382.694	

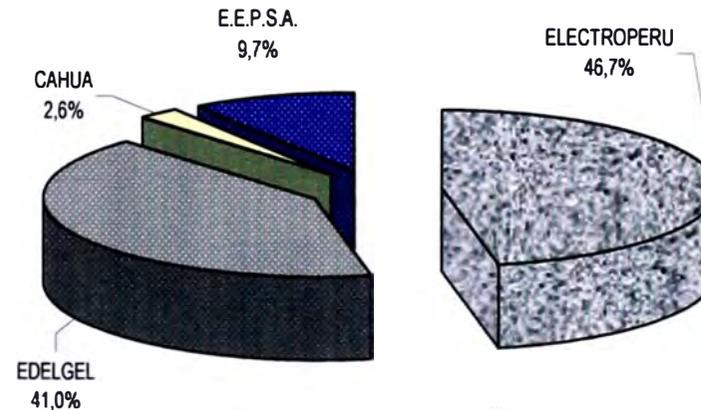
Existe 4.465 MWh registrados como No Facturado, que al sumarla con la Energía de los proveedores, hace un total de **3.967.156 MWh**.

102,4%

Porcentaje de Participación para la compra de Energía Activa HP



Porcentaje de Participación para la compra de Energía Activa HFP



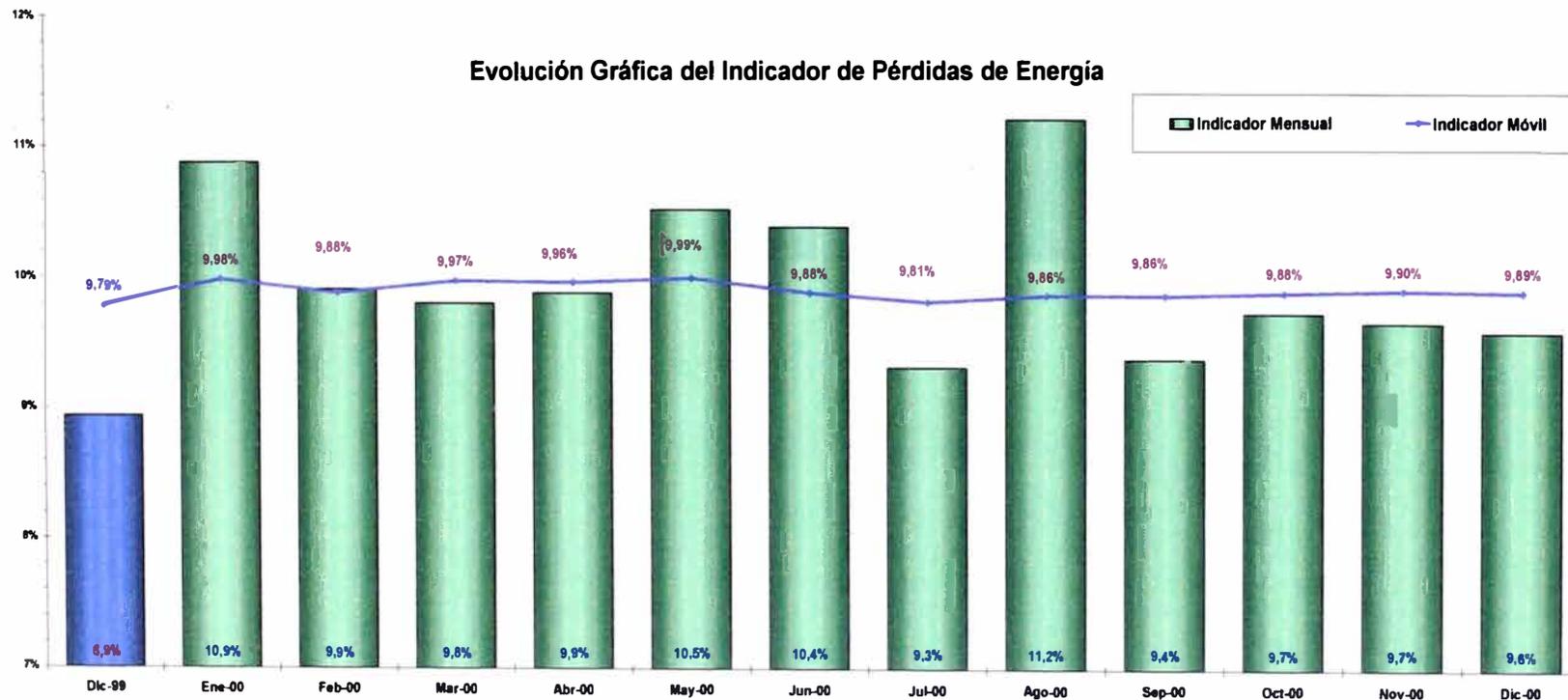
Leyenda :

Huaral / Chancay - Cahua : Abastecen de Energía al Norte Chico.
 Electroperú - Edelgel - E. E. P. S. A : Abastecen de Energía a Lima Norte.

ANEXO N° 08

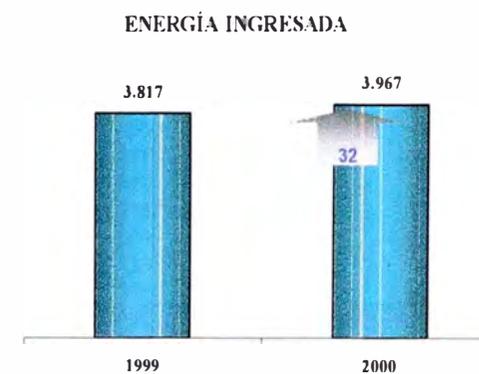
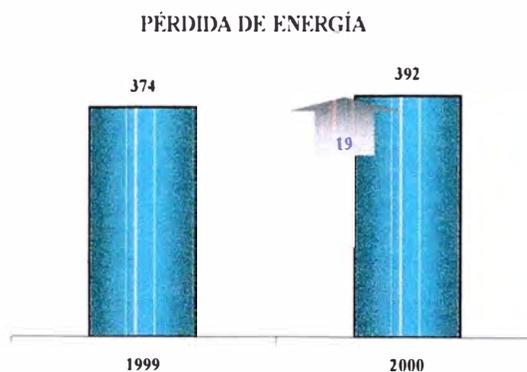
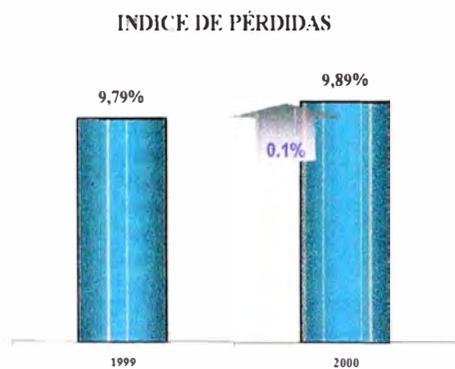
INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA - AÑO 2000 EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE EDENOR S.A.A.

MES	DIAS		ENERGÍA INGRESADA [MWh]			CONSUMOS FACTURADOS [MWh]				CONSUMOS NO FACTURADOS				CONSUMOS FACTURADOS Y NO FACTURADOS						% DE PÉRDIDAS					
	CALEND.	FACTUR.	MES	ANUAL	MOVIL. 12 MESES	FACT. REGULADOS	FACT. NO REGULADOS	TOTAL REFACTUR.	TOTAL CONE. FACTURADOS	OTROS CLIENTES	ALUMB. PUBLICO	CONSUM. PROPIOS	TOTAL NO FACTURADOS	TOTAL SIN AJUSTES			AJUSTES POR DIAS			TOTAL CORREGIDO CON AJUSTES			SIN CNR's		
														MES	ANUAL	MOVIL. 12 MESES	MES	ANUAL	MOVIL. 12 MESES	MES	ANUAL	MOVIL. 12 MESES	MES	ANUAL	MOVIL. 12 MESES
Dic-99	31	29,18	331.733	3.818.707	3.816.707	195.298	78.252	201	273.751	205	12.428	1.100	13.732	287.483	3.427.569	3.427.569	14.601	15.505	15.505	302.084	3.443.075	3.443.075	8,94%	9,79%	9,79%
Ene-00	31	32,45	331.000	3.818.707	3.838.474	211.852	78.346	-739	287.459	207	11.625	708	12.541	300.000	3.000.000	3.448.221	-5.000	-5.000	9.000	295.000	2.950.000	3.457.221	10,88%	10,88%	9,98%
Feb-00	29	30,62	323.000	654.000	3.864.313	207.824	76.416	-888	283.552	192	12.656	599	13.447	297.000	596.999	3.475.730	-6.000	-11.000	9.000	291.000	585.999	3.484.730	9,91%	10,40%	9,88%
Mar-00	31	30,14	347.000	1.001.000	3.880.602	212.168	82.743	-761	294.151	216	12.998	634	13.649	308.000	904.999	3.492.778	5.000	-8.000	3.000	313.000	898.999	3.495.778	9,80%	10,19%	9,97%
Abr-00	30	30,05	320.807	1.321.807	3.890.199	204.002	74.674	-548	278.128	208	12.258	611	13.078	291.204	1.196.203	3.491.630	-2.085	-8.085	13.915	289.119	1.188.118	3.505.545	9,88%	10,11%	9,96%
May-00	31	31,03	335.158	1.656.965	3.902.960	209.232	79.482	-740	287.955	201	13.107	615	13.923	301.878	1.498.081	3.507.862	-1.960	-10.045	5.955	299.918	1.488.036	3.513.817	10,51%	10,20%	9,99%
Jun-00	30	30,78	324.862	1.981.827	3.915.126	205.417	79.424	-551	284.290	202	14.700	602	15.504	299.794	1.797.875	3.527.877	-4.927	-14.972	2.028	294.867	1.782.903	3.529.905	10,38%	10,04%	9,88%
Jul-00	31	29,77	328.835	2.310.862	3.927.215	199.478	75.834	-718	274.392	218	14.094	559	14.870	289.262	2.087.137	3.534.796	9.161	-5.811	8.189	298.423	2.081.326	3.542.985	9,31%	9,93%	9,81%
Ago-00	31	31,13	338.814	2.847.276	3.943.787	205.345	80.321	-568	285.099	216	14.258	582	15.056	300.155	2.387.292	3.553.597	-1.251	-7.062	2.938	298.904	2.380.230	3.556.535	11,20%	10,09%	9,86%
Sep-00	30	31,13	320.878	2.967.954	3.946.917	209.073	76.007	-561	284.518	215	13.518	583	14.315	298.833	2.686.125	3.559.118	-8.206	-15.288	-1.288	290.627	2.870.857	3.557.850	9,37%	10,01%	9,88%
Oct-00	31	30,17	333.021	3.300.975	3.954.797	201.859	79.425	-570	280.513	230	13.444	572	14.246	294.759	2.980.885	3.566.816	5.881	-9.387	-1.387	300.640	2.971.498	3.585.429	9,72%	9,98%	9,88%
Nov-00	30	31,24	328.785	3.829.759	3.981.492	212.789	78.574	-568	290.775	223	12.713	578	13.514	304.289	3.285.174	3.572.857	-7.234	-16.821	-1.621	297.055	3.288.553	3.571.036	9,85%	9,95%	9,90%
Dic-00	31	29,48	337.397	3.967.156	3.967.156	201.450	80.650	-579	281.520	241	14.012	841	15.094	296.614	3.581.788	3.581.788	9.821	-6.800	-6.800	306.435	3.574.988	3.574.988	9,58%	9,89%	9,89%



ANEXO N° 09
EVOLUCIÓN ANUAL DE LAS PÉRDIDAS
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LIMA NORTE EDELNOR S.A.A.

AÑO	INDICE DE PÉRDIDAS [%]	PÉRDIDAS DE ENERGÍA [GWh]	ENERGÍA INGRESADA (MERCADO) [GWh]
1999	9,79%	374	3.817
2000	9,89%	392	3.967



ANEXO N° 11

LONGITUD DE REDES EN MEDIA TENSIÓN Y CANTIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN POR SETs

SUCURSAL	SET	NOMBRE DE SET	CANT. DE ALIMEN	CLIENTES DE 10 KV			REDES			CONVENCIONAL		SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN				TOTAL DE SEDES	
				DE SED	PMI	AEREA	SUBTERRANEA	TOTAL	CANTIDAD	KVA	AEREA		COMPACTA		CANTIDAD	KVA	
											LONGITUD RED 10 KV (km)	CANTIDAD	KVA	CANTIDAD			KVA
PANAMERICANA	AD	Andahuasi	3	0	2	47	1	48	0	0	15	900	0	0	15	900	
	CH	Chavarría	21	43	22	94	136	230	51	17.180	471	43.425	148	24.209	670	84.814	
	CT	Canta	2	3	0	44	0	44	0	0	22	1.285	0	0	22	1.285	
	CV	Caudivilla	7	6	6	90	73	163	21	3.930	312	22.912	158	15.462	491	42.304	
	I	Infantas	17	17	17	120	110	230	43	11.570	364	36.306	167	24.337	574	72.213	
	N	Ancon	5	6	9	32	16	48	17	3.125	86	6.730	7	795	110	10.650	
	NJ	Naranjal	5	12	4	27	34	61	18	3.920	169	13.355	39	6.615	226	23.890	
	PP	Puente Piedra	6	9	25	74	20	94	12	1.730	274	14.922	8	817	294	17.469	
	V	Ventanilla	7	7	10	76	21	97	13	2.535	263	24.330	10	1.540	286	28.405	
	W	Zapallal	5	3	5	81	23	105	7	950	373	25.241	3	335	383	26.526	
Y	Yaso	1	5	0	32	0	32	0	0	25	997	0	0	25	997		
TOTAL PANAMERICANA			79	111	100	717	434	1.151	182	44.940	2.374	190.403	540	74.110	3.096	309.453	
PRECURSORES	F	Santa Marina	16	34	6	39	86	125	65	15.875	332	29.540	51	9.091	448	54.506	
	ID	Industrial	8	36	15	4	25	28	22	6.390	14	2.610	20	4.120	56	13.120	
	K	Barsi	21	42	4	14	75	89	36	10.150	86	8.580	34	5.332	156	24.062	
	MA	Maranga	13	22	8	12	55	67	34	17.800	39	7.205	39	8.905	112	33.910	
	O	Oquendo	10	34	13	42	36	78	18	3.690	130	11.795	4	710	152	16.195	
	PA	Pando	14	25	11	18	49	67	49	23.075	45	8.575	43	9.511	137	41.161	
	Q	Pershing	17	22	5	10	86	97	60	38.700	76	14.830	48	10.401	184	63.931	
	TV	Tomas Valle	16	28	11	52	64	116	32	9.420	181	21.985	75	17.395	288	48.800	
TOTAL PRECURSORES			115	243	73	191	476	667	316	125.100	903	105.120	314	65.465	1.533	295.685	
COLONIAL	CG	Canto Grande	10	6	13	86	72	158	27	5.640	354	34.298	80	12.386	461	52.324	
	J	Jicamarca	4	0	4	58	25	84	5	500	275	25.579	0	0	280	26.079	
	M	Mirones	29	65	29	15	115	131	76	34.577	97	15.180	61	13.085	234	62.842	
	P	Santa Rosa	23	48	31	64	122	186	71	28.425	246	28.845	82	15.182	399	72.452	
	T	Tacna	26	44	4	18	99	117	93	65.020	149	18.250	71	14.643	313	97.913	
TOTAL COLONIAL			92	163	81	241	434	675	272	134.162	1.121	122.152	294	55.296	1.687	311.610	
NORTE CHICO	BA	Barranca	4	7	2	24	2	26	1	260	73	6.560	0	0	74	6.820	
	H	Huacho	9	39	23	138	10	148	4	420	354	27.479	0	0	358	27.899	
	NV	Nava	2	0	1	26	0	26	0	0	13	653	0	0	13	653	
	PT	Pativilca	3	2	0	13	1	13	1	50	33	1.725	0	0	34	1.775	
	SU	Supe	8	17	7	50	3	53	3	470	125	8.670	0	0	128	9.140	
	AC	Acos	2	1	0	38	0	38	0	0	11	634	0	0	11	634	
	CY	Chancay	6	19	13	72	1	74	0	0	155	10.217	0	0	155	10.217	
	HL	Huaral	7	40	18	168	5	173	3	100	337	19.435	0	0	340	19.535	
	RP	Ravira Pacaraos	1	1	0	10	0	10	1	150	5	450	0	0	6	600	
TOTAL NORTE			42	126	64	537	22	559	13	1.450	1.106	75.823	0	0	1.119	77.273	
TOTAL EDELNOR			328	643	318	1.686	1.366	3.052	783	305.652	5.504	493.498	1.148	#####	7.435	994.021	

ANEXO N° 12

ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA TÉCNICAS EN MEDIA TENSIÓN A NIVEL DE SET
EDELNOR AÑO 2000

SET	Ene-00 [%]	Feb-00 [%]	Mar-00 [%]	Abr-00 [%]	May-00 [%]	Jun-00 [%]	Jul-00 [%]	Ago-00 [%]	Sep-00 [%]	Oct-00 [%]	Nov-00 [%]	Dic-00 [%]	Edelnor [%]
Ancon	1,36%	1,42%	1,19%	1,24%	1,49%	1,29%	1,45%	1,39%	1,50%	1,63%	1,58%	1,74%	1,44%
Barai	0,95%	1,06%	1,19%	1,39%	1,48%	1,52%	1,61%	1,60%	1,54%	1,56%	1,71%	1,53%	1,43%
Canto grande	3,81%	3,56%	3,77%	3,71%	3,86%	3,57%	3,65%	3,68%	3,71%	3,68%	3,29%	3,60%	3,83%
Caudivilia	3,77%	3,79%	3,87%	3,74%	3,80%	3,75%	3,83%	3,62%	3,62%	3,58%	3,85%	3,59%	3,88%
Chavarría	2,10%	2,13%	2,10%	2,17%	2,11%	2,06%	2,12%	2,12%	2,12%	2,14%	2,12%	2,07%	2,11%
Industrial	1,74%	1,41%	1,36%	1,40%	1,32%	1,41%	1,46%	1,37%	1,44%	1,66%	1,68%	1,78%	1,49%
Infantas	2,72%	2,55%	2,88%	2,74%	2,89%	2,43%	2,37%	2,37%	2,30%	2,42%	2,18%	2,48%	2,49%
Jicamarca	4,83%	3,33%	3,44%	3,33%	3,24%	3,26%	3,25%	3,28%	3,35%	3,41%	3,31%	3,40%	3,44%
Maranga	1,75%	1,77%	1,74%	1,77%	1,74%	1,73%	1,68%	1,46%	1,58%	1,74%	1,72%	1,72%	1,70%
Mirones	1,89%	1,79%	1,71%	1,73%	1,89%	1,59%	1,60%	1,64%	1,72%	1,81%	1,76%	1,78%	1,73%
Naranjal	2,48%	2,81%	2,71%	2,89%	2,54%	2,38%	2,86%	2,69%	2,11%	2,59%	2,91%	2,45%	2,60%
Oquendo	2,78%	2,80%	3,80%	3,17%	3,46%	3,58%	2,97%	2,83%	2,64%	3,55%	3,53%	2,70%	3,15%
Pando	1,68%	1,71%	1,87%	1,66%	1,70%	1,64%	1,64%	1,69%	1,75%	1,68%	1,83%	1,85%	1,71%
Perahing	1,72%	1,70%	1,73%	1,81%	1,70%	1,87%	1,85%	1,88%	1,77%	1,82%	1,82%	1,78%	1,81%
Puente Piedra	5,85%	6,00%	5,64%	5,76%	5,61%	4,21%	3,55%	3,68%	3,99%	3,72%	3,90%	3,97%	4,85%
Santa Marina	1,91%	1,93%	1,95%	1,91%	1,87%	1,90%	1,97%	1,87%	1,93%	1,87%	1,96%	2,02%	1,92%
Santa Rosa	2,41%	2,48%	2,45%	2,37%	2,40%	2,33%	2,38%	2,40%	2,43%	2,47%	2,53%	2,58%	2,44%
Tacna	1,57%	1,64%	1,66%	1,85%	1,74%	1,73%	1,71%	1,69%	1,72%	1,72%	1,63%	1,71%	1,68%
Tomas Valle	2,45%	2,49%	2,43%	2,45%	2,39%	2,38%	2,39%	2,34%	2,26%	2,38%	2,33%	2,38%	2,39%
Ventanilla	2,28%	2,34%	2,33%	2,47%	2,45%	2,47%	2,46%	2,41%	2,39%	2,48%	2,31%	2,47%	2,40%
Zapallal	4,34%	3,46%	3,11%	3,44%	3,39%	3,27%	3,09%	3,32%	3,32%	3,43%	3,34%	3,32%	3,40%
Chancay	1,21%	1,47%	1,57%	1,93%	2,34%	2,07%	2,02%	1,16%	1,44%	2,37%	2,36%	1,49%	1,89%
Huacho	1,70%	1,89%	1,86%	1,97%	2,81%	2,56%	2,26%	2,16%	2,05%	1,85%	2,94%	2,16%	2,22%
Huaral	3,52%	3,59%	3,85%	3,60%	3,45%	3,33%	3,42%	3,35%	3,41%	3,39%	3,43%	3,85%	3,49%
Su-Ba-Pat	1,00%	1,82%	1,57%	1,47%	1,14%	1,25%	1,11%	1,79%	1,80%	2,29%	1,49%	2,65%	1,62%
Pativilca	2,27%	2,21%	2,21%	2,25%	2,30%	2,26%	2,39%	2,76%	2,68%	2,25%	2,23%	2,20%	2,34%
Total	2,26%	2,24%	2,26%	2,27%	2,28%	2,21%	2,21%	2,17%	2,17%	2,26%	2,26%	2,26%	2,24%

SET	Ene-00 Distribuida [MWh]	Feb-00 Distribuida [MWh]	Mar-00 Distribuida [MWh]	Abr-00 Distribuida [MWh]	May-00 Distribuida [MWh]	Jun-00 Distribuida [MWh]	Jul-00 Distribuida [MWh]	Ago-00 Distribuida [MWh]	Sep-00 Distribuida [MWh]	Oct-00 Distribuida [MWh]	Nov-00 Distribuida [MWh]	Dic-00 Distribuida [MWh]	Edelnor Energía Distribuida
Ancon	1 831	1 726	1 890	1 545	1 484	1 368	1 447	1 439	1 543	1 392	1 372	1 852	18 887
Barai	15 168	13 708	14 801	15 735	15 336	14 797	14 782	15 483	18 342	16 886	16 627	17 570	187 232
Canto grande	12 954	12 125	13 484	12 787	12 932	12 444	12 877	12 877	12 209	12 774	12 530	13 844	163 838
Caudivilia	9 725	9 063	10 215	9 835	9 929	9 659	10 026	9 909	9 454	9 699	9 301	9 301	118 323
Chavarría	25 479	24 167	26 534	26 087	26 156	24 892	25 513	26 353	25 551	26 607	26 741	29 481	313 582
Industrial	10 634	10 181	10 502	11 095	11 111	10 117	10 574	11 364	9 632	8 718	8 196	8 276	120 379
Infantas	19 749	18 252	20 253	19 852	19 993	19 447	20 297	20 062	18 933	20 136	19 801	20 977	237 761
Jicamarca	4 578	4 250	4 828	4 495	4 546	4 399	4 488	4 441	4 255	4 476	4 409	4 833	53 998
Maranga	15 060	13 943	15 424	14 729	14 819	14 001	14 872	14 331	14 133	14 752	14 516	15 664	178 044
Mirones	28 133	26 223	28 093	28 099	28 146	26 385	26 925	27 166	26 703	28 635	28 050	29 121	331 879
Naranjal	8 581	9 743	10 345	9 874	10 115	9 453	9 719	10 345	10 085	10 820	10 322	10 434	119 838
Oquendo	8 161	7 022	7 792	8 648	8 648	8 246	7 922	7 484	7 639	8 043	8 604	7 946	96 426
Pando	18 463	17 653	19 047	18 683	18 488	17 217	18 060	18 637	18 606	19 012	18 227	19 507	221 599
Perahing	19 815	18 045	20 180	19 685	19 975	19 294	20 468	20 307	19 384	19 893	19 263	20 001	236 110
Puente Piedra	5 568	5 088	5 664	5 838	5 442	5 232	5 398	5 341	5 315	5 717	5 678	5 929	66 008
Santa Marina	18 396	14 855	16 517	16 716	16 852	16 223	16 788	17 081	16 655	16 188	15 469	16 954	196 494
Santa Rosa	30 762	29 469	32 584	31 970	32 251	30 731	31 540	30 881	30 428	32 679	32 479	33 421	379 196
Tacna	23 545	22 073	24 126	23 552	23 259	21 625	22 708	22 823	22 021	23 093	22 710	24 500	278 037
Tomas Valle	16 408	17 430	19 400	18 800	19 047	18 462	19 270	19 272	18 934	19 683	18 579	19 454	226 640
Ventanilla	4 637	4 324	4 692	4 521	4 618	4 586	4 857	4 791	4 596	4 560	4 474	4 840	55 593
Zapallal	3 352	3 120	3 859	3 483	3 559	3 233	3 255	3 445	3 216	3 302	3 309	3 829	40 564
Chancay	2 321	2 008	2 848	3 756	5 277	4 133	3 378	2 379	2 176	2 985	4 071	2 437	37 769
Huacho	5 371	4 811	5 526	5 666	6 960	8 113	5 701	5 102	4 879	5 379	6 720	5 474	67 703
Huaral	4 395	3 897	4 494	4 220	4 115	4 674	4 112	4 098	4 010	4 125	4 012	4 736	50 089
Su-Ba-Pat	3 145	2 880	3 324	3 115	3 461	2 590	2 933	2 844	2 784	3 126	3 641	3 376	37 219
Pativilca	440	455	441	552	491	488	494	544	545	546	552	534	8 082
Total	318 468	296 489	328 864	323 136	327 080	309 009	318 206	318 799	310 028	323 227	319 860	334 091	3 823 055

SET	Ene-00 Pérdida [MWh]	Feb-00 Pérdida [MWh]	Mar-00 Pérdida [MWh]	Abr-00 Pérdida [MWh]	May-00 Pérdida [MWh]	Jun-00 Pérdida [MWh]	Jul-00 Pérdida [MWh]	Ago-00 Pérdida [MWh]	Sep-00 Pérdida [MWh]	Oct-00 Pérdida [MWh]	Nov-00 Pérdida [MWh]	Dic-00 Pérdida [MWh]	Edelnor Pérdida [MWh]
Ancon	25	24	23	19	22	18	21	20	23	23	22	32	271
Barai	143	145	177	218	224	224	239	248	252	263	284	268	2 888
Canto grande	487	431	509	474	474	444	470	474	453	471	413	499	5 579
Caudivilia	366	344	375	368	377	363	364	359	342	347	347	334	4 285
Chavarría	538	514	558	565	552	513	542	559	542	570	566	611	8 629
Industrial	186	143	143	156	147	143	154	156	139	144	138	147	1 796
Infantas	537	485	544	545	538	472	480	475	435	488	431	520	5 930
Jicamarca	212	141	166	150	147	143	146	146	142	153	146	165	1 857
Maranga	264	246	269	261	258	242	247	209	223	262	250	269	3 000
Mirones	531	489	479	485	474	420	432	445	460	518	495	517	5 727
Naranjal	211	274	280	265	257	225	278	278	213	280	300	256	3 117
Oquendo	225	197	296	274	308	295	235	197	202	286	304	215	3 034
Pando	306	302	317	311	313	283	297	316	326	320	334	360	3 784
Perahing	338	308	349	357	370	360	398	381	342	363	351	355	4 272
Puente Piedra	325	305	320	325	305	220	192	197	212	213	221	236	3 071
Santa Marina	314	287	323	319	312	308	330	319	322	303	303	342	3 780
Santa Rosa	741	731	799	758	773	717	751	740	740	807	823	862	9 240
Tacna	369	363	400	389	406	375	388	387	378	397	370	420	4 642
Tomas Valle	451	434	472	461	456	439	460	454	427	466	433	482	5 413
Ventanilla	106	101	110	112	113	113	119	115	110	115	103	120	1 337
Zapallal	146	108	114	120	121	106	101	114	107	113	110	121	1 379
Chancay	28	30	45	73	124	85	68	28	31	71	96	36	715
Huacho	92	91	103	112	196	156	129	110	100	99	198	118	1 504
Huaral	155	140	164	152	142	129	141	137	137	140	138	173	1 746
Su-Ba-Pat	31	53	52	48	39	32	33	51	50	72	54	89	603
Pativilca	10	10	10	12	11	11	12	15	15	12	12	12	142
Total	7 115	6 656	7 394	7 325	7 460	6 635	7 026	6 927	6 725	7 296	7 243	7 538	85 541

ANEXO N° 13

ESTIMACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA TECNICAS EN BAJA TENSION A NIVEL DE SET
EDELNOR AÑO 2000

SET	Ene-00 [%]	Feb-00 [%]	Mar-00 [%]	Abr-00 [%]	May-00 [%]	Jun-00 [%]	Jul-00 [%]	Ago-00 [%]	Set-00 [%]	Oct-00 [%]	Nov-00 [%]	Dic-00 [%]	Edelnor [%]
Ancon	3,64%	3,92%	3,28%	2,50%	2,76%	2,07%	2,48%	2,40%	2,46%	2,97%	2,91%	4,45%	3,05%
Barsi	4,55%	5,26%	6,02%	6,54%	6,32%	6,33%	6,65%	6,54%	6,44%	6,78%	7,05%	5,48%	6,14%
Canto grande	5,52%	5,65%	5,65%	5,59%	5,48%	5,36%	5,33%	5,37%	5,41%	5,44%	5,35%	5,56%	5,48%
Caudivilla	4,82%	4,89%	4,91%	4,97%	4,81%	4,72%	4,61%	4,60%	4,62%	4,61%	4,71%	4,70%	4,75%
Chavarría	5,36%	5,54%	5,57%	5,65%	5,48%	5,31%	5,38%	5,48%	5,45%	5,58%	5,61%	5,52%	5,50%
Industrial	4,13%	4,77%	5,45%	5,91%	5,72%	5,72%	6,00%	5,90%	5,82%	6,12%	6,36%	4,95%	5,53%
Infantas	6,70%	6,78%	6,78%	6,86%	6,75%	5,99%	5,96%	5,89%	5,96%	6,09%	6,23%	6,30%	6,36%
Jicamarca	4,90%	4,51%	4,60%	4,54%	4,37%	4,35%	4,35%	4,32%	4,44%	4,58%	4,59%	4,73%	4,53%
Maranga	7,79%	7,94%	8,11%	8,01%	7,70%	7,47%	7,29%	7,02%	7,53%	7,63%	7,88%	6,90%	7,60%
Mirones	5,44%	5,23%	5,31%	5,20%	5,10%	4,99%	4,96%	4,91%	5,03%	5,29%	5,24%	4,95%	5,14%
Naranjal	3,65%	3,99%	4,00%	4,02%	3,85%	3,64%	3,98%	3,91%	3,83%	3,95%	4,11%	4,00%	3,94%
Oquendo	3,64%	3,31%	4,11%	4,13%	4,17%	3,96%	3,68%	3,22%	3,41%	3,96%	4,51%	3,79%	3,81%
Pando	5,59%	5,80%	6,03%	5,96%	5,74%	5,58%	5,64%	5,65%	5,67%	5,78%	5,94%	6,37%	5,82%
Pershing	3,81%	3,88%	4,02%	4,13%	4,13%	4,10%	4,24%	4,13%	4,06%	3,99%	4,01%	3,86%	4,03%
Puente Piedra	1,98%	2,05%	2,05%	2,14%	2,04%	1,90%	1,91%	1,98%	2,12%	2,15%	2,14%	2,23%	2,06%
Santa Marina	4,69%	4,76%	4,89%	4,79%	4,69%	4,66%	4,68%	4,70%	4,74%	4,66%	4,73%	4,62%	4,74%
Santa Rosa	5,68%	5,87%	6,04%	5,93%	5,83%	5,77%	5,71%	5,68%	5,78%	5,84%	6,01%	5,90%	5,84%
Tacna	4,25%	4,55%	4,65%	4,84%	4,68%	4,57%	4,56%	4,54%	4,57%	4,62%	4,54%	4,48%	4,55%
Tomas Valle	6,28%	6,43%	6,40%	6,32%	6,23%	6,05%	6,11%	5,99%	6,08%	6,23%	6,24%	5,74%	6,17%
Ventania	2,93%	2,97%	3,02%	3,00%	3,01%	2,97%	2,93%	2,95%	3,00%	2,98%	3,14%	3,17%	3,01%
Zapallá	2,30%	2,31%	2,37%	2,32%	2,29%	2,29%	2,29%	2,22%	2,24%	2,22%	2,20%	2,35%	2,27%
Chancay	1,52%	1,86%	2,71%	3,67%	4,52%	4,01%	3,87%	1,16%	1,91%	1,91%	4,74%	1,89%	2,76%
Huacho	2,15%	2,87%	2,69%	2,53%	3,16%	3,19%	3,06%	3,15%	3,00%	2,99%	3,21%	3,36%	2,96%
Huaral	1,76%	2,00%	2,01%	1,95%	1,84%	1,67%	1,78%	1,84%	1,71%	1,71%	1,79%	1,80%	1,81%
Su-Ba-Pat	1,39%	1,94%	2,16%	1,42%	0,01%	1,18%	0,72%	1,74%	2,00%	2,00%	1,88%	1,81%	1,51%
Pativilca	2,79%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,76%	2,81%
Total	4,94%	5,10%	5,19%	5,19%	5,07%	4,96%	4,96%	4,92%	4,96%	5,06%	5,14%	5,03%	5,05%

SET	Ene-00 Distribuida [MWh]	Feb-00 Distribuida [MWh]	Mar-00 Distribuida [MWh]	Abr-00 Distribuida [MWh]	May-00 Distribuida [MWh]	Jun-00 Distribuida [MWh]	Jul-00 Distribuida [MWh]	Ago-00 Distribuida [MWh]	Sep-00 Distribuida [MWh]	Oct-00 Distribuida [MWh]	Nov-00 Distribuida [MWh]	Dic-00 Distribuida [MWh]	Edelnor Distribuida [MWh]
Ancon	1 573	1 466	1 613	1 323	1 269	1 166	1 240	1 226	1 339	1 190	1 177	1 554	16 136
Barsi	5 939	5 024	5 298	5 705	5 291	5 142	4 904	5 295	5 435	5 963	5 795	8 286	68 076
Canto grande	10 318	9 733	10 661	10 151	10 141	9 762	10 144	10 133	9 580	10 130	9 951	11 101	121 805
Caudivilla	8 177	7 662	8 641	8 245	8 300	8 017	8 255	8 125	7 738	7 974	7 843	8 444	97 421
Chavarría	18 108	16 816	18 237	18 192	17 988	17 018	17 914	18 177	17 135	17 961	18 232	19 717	215 496
Industrial	2 661	2 158	1 935	2 635	2 379	1 828	2 373	2 386	2 077	1 745	1 458	1 937	25 672
Infantas	14 627	13 587	14 910	14 553	14 500	13 791	14 557	14 409	13 885	14 553	14 427	15 496	173 296
Jicamarca	4 063	3 842	4 361	4 081	4 106	3 978	4 066	4 022	3 833	4 040	3 984	4 348	48 723
Maranga	9 116	8 344	9 253	8 973	9 102	8 719	9 140	9 231	8 901	9 167	8 959	9 494	108 396
Mirones	13 459	12 202	12 815	13 488	13 273	12 087	12 593	13 177	12 363	12 599	12 502	14 374	154 931
Naranjal	4 941	4 526	4 825	4 934	4 993	4 727	4 808	4 802	4 806	5 129	4 719	5 094	58 303
Oquendo	2 792	2 204	2 285	1 293	2 373	1 783	2 284	2 203	2 222	2 287	2 163	2 613	26 501
Pando	10 379	9 283	9 968	10 439	10 288	9 680	10 348	10 583	10 115	10 316	10 234	12 842	124 476
Pershing	16 807	15 296	17 119	16 831	17 060	16 504	17 630	17 438	16 458	16 280	16 802	201 020	201 020
Puente Piedra	2 341	2 142	2 373	2 351	2 378	2 317	2 376	2 288	2 251	2 412	2 378	2 713	28 319
Santa Marina	11 577	10 395	11 672	11 435	11 443	10 900	11 395	11 249	10 957	11 321	11 020	12 425	135 789
Santa Rosa	17 584	16 235	17 863	17 858	17 588	16 509	17 593	17 490	16 833	18 147	17 601	18 465	209 766
Tacna	19 047	17 678	19 044	18 905	18 746	17 653	18 347	18 534	17 810	18 612	18 166	19 371	221 913
Tomas Valle	11 357	10 152	11 234	11 096	10 837	10 695	10 157	10 685	10 433	10 870	10 593	11 741	129 849
Ventania	3 896	3 593	3 843	3 733	3 728	3 743	3 951	3 846	3 728	3 830	3 700	4 112	45 704
Zapallá	2 778	2 626	3 218	2 945	3 024	2 780	2 833	3 014	2 779	2 833	2 813	3 088	34 730
Chancay	1 280	1 074	1 332	990	1 059	909	1 059	1 215	1 129	1 063	1 065	1 288	14 474
Huacho	4 406	3 853	4 555	4 596	5 681	4 854	4 668	4 228	4 061	4 555	5 520	4 460	55 437
Huaral	2 172	1 936	2 229	3 124	2 181	1 870	2 172	2 251	2 080	2 197	2 051	2 303	26 567
Su-Ba-Pat	2 553	2 297	2 702	2 503	2 880	2 104	2 436	2 391	2 247	2 533	2 993	2 635	30 276
Pativilca	427	445	431	539	478	476	482	528	499	508	508	492	5 814
Total	202 377	184 567	202 413	200 920	201 539	189 013	197 725	198 929	190 690	199 288	196 131	215 197	2 378 789

SET	Ene-00 Perdida [MWh]	Feb-00 Perdida [MWh]	Mar-00 Perdida [MWh]	Abr-00 Perdida [MWh]	May-00 Perdida [MWh]	Jun-00 Perdida [MWh]	Jul-00 Perdida [MWh]	Ago-00 Perdida [MWh]	Sep-00 Perdida [MWh]	Oct-00 Perdida [MWh]	Nov-00 Perdida [MWh]	Dic-00 Perdida [MWh]	Edelnor Perdida [MWh]
Ancon	57	57	53	33	35	24	31	29	33	35	34	69	491
Barsi	270	284	319	373	335	326	326	346	350	404	409	454	4 177
Canto grande	569	550	602	567	556	524	541	544	519	551	532	617	6 672
Caudivilla	394	374	424	410	399	378	380	373	357	367	370	397	4 624
Chavarría	970	932	1 016	1 028	987	904	964	996	934	1 003	1 022	1 089	11 845
Industrial	110	103	105	156	136	105	142	141	121	107	93	96	1 414
Infantas	980	921	1 011	998	979	826	867	849	827	886	899	977	11 019
Jicamarca	199	173	201	185	179	173	177	174	170	185	183	206	2 205
Maranga	710	663	750	718	701	652	667	648	670	700	706	655	8 239
Mirones	732	638	680	702	676	604	625	647	622	666	656	711	7 959
Naranjal	190	181	193	199	192	182	191	188	184	203	194	204	2 300
Oquendo	102	73	94	53	99	71	84	71	76	91	97	99	1 010
Pando	580	539	601	622	591	540	584	598	573	596	608	818	7 250
Pershing	641	594	689	694	704	677	747	721	668	669	652	648	8 105
Puente Piedra	48	44	49	50	49	44	45	45	48	52	51	60	583
Santa Marina	543	495	571	548	537	508	534	529	519	528	521	611	6 443
Santa Rosa	999	953	1 079	1 059	1 026	953	1 005	993	972	1 061	1 058	1 089	12 247
Tacna	810	804	886	877	878	807	836	842	815	861	824	868	10 108
Tomas Valle	713	653	719	701	675	647	621	640	634	677	661	674	8 016
Ventania	114	107	116	112	112	111	116	114	112	114	116	131	1 375
Zapallá	64	61	76	70	70	61	62	66	63	62	62	73	790
Chancay	20	20	36	36	68	37	41	14	22	31	51	24	399
Huacho	95	111	123	116	180	155	143	133	122	136	177	150	1 640
Huaral	38	39	45	61	40	31	39	37	36	38	37	41	481
Su-Ba-Pat	35	45	58	36	0	25	17	42	45	51	56	48	458
Pativilca	12	13	12	15	13	13	14	15	14	14	14	14	163
Total	9 995	9 405	10 508	10 420	10 216	9 376	9 799	9 796	9 503	10 088	10 082	10 823	120 011

ANEXO N° 14
ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE S.A.A. - AÑO 2000

PÉRDIDAS TOTALES DE EDELNOR

Descripción	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Acum. Dic-00
E. Ingresada EDN (kWh)	331 000 000	323 000 000	347 000 000	320 807 000	335 158 000	324 861 957	328 834 719	336 614 031	320 677 932	333 021 000	328 784 571	337 396 889	3 967 156 099
Pérdidas Energía EDN (kWh)	36 000 430	32 000 455	34 000 232	31 687 931	35 239 897	33 720 671	30 614 512	32 430 415	30 050 597	32 380 695	31 729 154	32 322 622	392 177 611
% E. Pérdidas AT	10,88%	9,91%	9,80%	9,88%	10,51%	10,38%	9,31%	9,63%	9,37%	9,72%	9,65%	9,58%	9,89%

PÉRDIDAS TÉCNICAS EN ALTA TENSIÓN

Descripción	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Acum. Dic-00
E. Ingresada EDN (kWh)	331 000 000	323 000 000	347 000 000	320 807 000	335 158 000	324 861 957	328 834 719	336 614 031	320 677 932	333 021 000	328 784 571	337 396 889	3 967 156 099
Pérdida Energía AT (kWh)	3 127 950	3 045 890	3 313 850	3 070 123	3 157 188	3 089 437	3 166 678	3 203 892	3 052 854	3 177 020	3 146 468	3 232 262	37 783 614
% Pérdidas AT (referida a Entradas)	0,95%	0,94%	0,96%	0,96%	0,94%	0,95%	0,96%	0,95%	0,95%	0,95%	0,96%	0,96%	0,95%

PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MEDIA TENSIÓN

Descripción	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Acum. Dic-00
E. Set MT sin cliente-barril (kWh)	316 464 956	296 488 961	326 663 591	323 137 566	327 080 413	309 008 797	318 205 705	318 798 939	310 028 102	323 226 563	319 860 384	334 091 199	3 823 055 177
Pérdidas Energía en MT (kWh)	7 115 151	6 655 875	7 394 106	7 325 104	7 460 213	6 835 361	7 026 163	6 927 362	6 724 750	7 295 704	7 242 586	7 538 178	85 540 554
% Pérdidas MT	2,25%	2,24%	2,26%	2,27%	2,28%	2,21%	2,21%	2,17%	2,17%	2,26%	2,26%	2,26%	2,24%
% Pérdidas MT (referida a Entradas)	2,15%	2,06%	2,13%	2,28%	2,23%	2,10%	2,14%	2,06%	2,10%	2,19%	2,20%	2,23%	2,16%

PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN

Descripción	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Acum. Dic-00
E. SED IIT (kWh)	202 377 126	184 566 626	202 413 148	200 919 618	201 539 117	189 013 002	197 725 024	198 928 644	190 689 854	199 288 397	196 130 938	215 197 258	2 378 788 752
Pérdida Energía BT (kWh)	9 994 651	9 404 903	10 508 475	10 420 399	10 216 044	9 375 859	9 799 165	9 795 613	9 503 132	10 087 655	10 082 266	10 823 302	120 011 464
% Pérdidas BT	4,94%	5,10%	5,19%	5,19%	5,07%	4,96%	4,96%	4,92%	4,98%	5,06%	5,14%	5,03%	5,05%
% Pérdidas BT (referida a Entradas)	3,02%	2,91%	3,03%	3,25%	3,06%	2,88%	2,98%	2,91%	2,96%	3,03%	3,07%	3,21%	3,03%

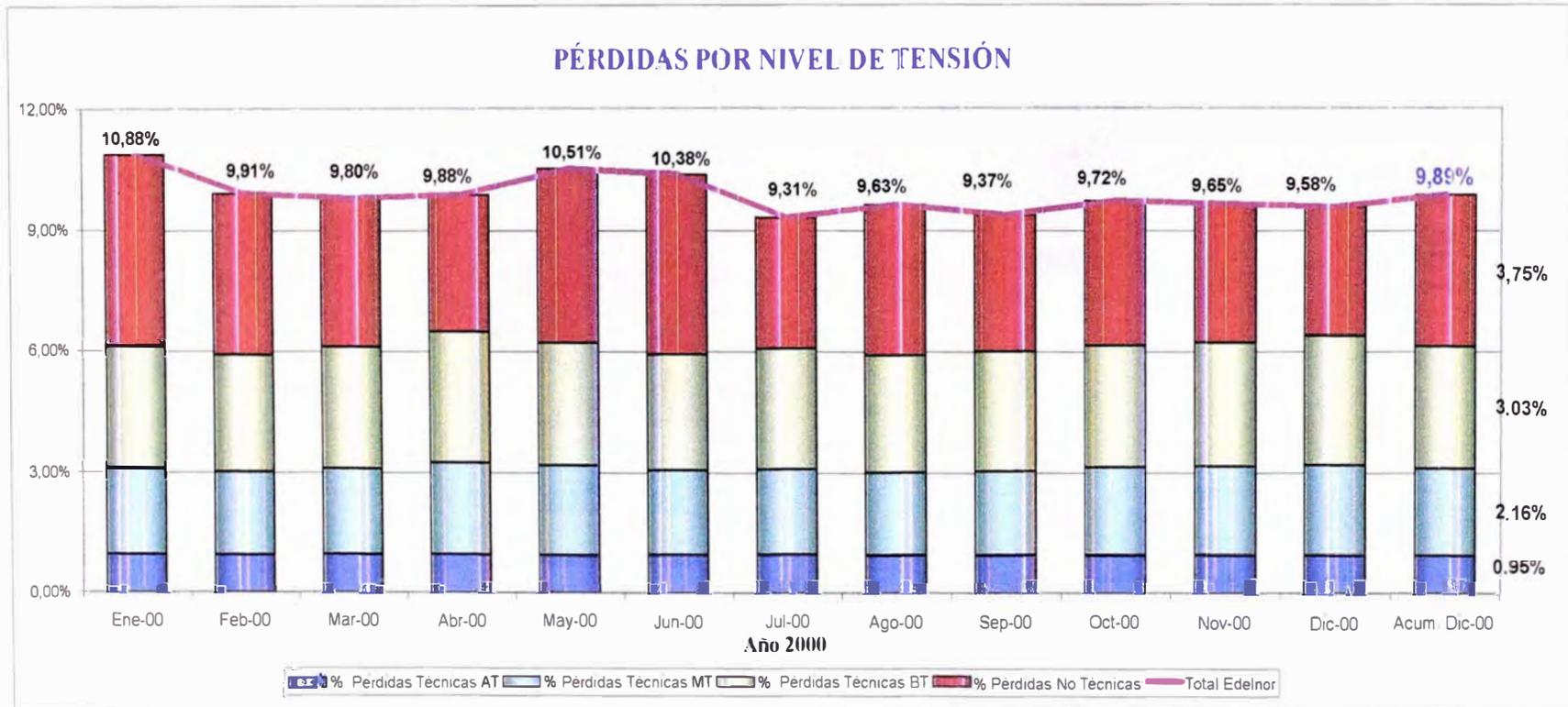
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS REFERIDAS A LAS ENTRADAS

% de Pérdidas	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Acum. Dic-00
E. Ingresada EDN (kWh)	331 000 000	323 000 000	347 000 000	320 807 000	335 158 000	324 861 957	328 834 719	336 614 031	320 677 932	333 021 000	328 784 571	337 396 889	3 967 156 099
Pérdidas Energía No Técnica (kWh)	15 762 678	12 893 787	12 783 801	10 872 305	14 406 452	14 420 015	10 622 506	12 503 547	10 769 861	11 820 316	11 257 833	10 728 880	148 841 979
% Comerciales	4,76%	3,99%	3,68%	3,39%	4,30%	4,44%	3,23%	3,71%	3,36%	3,55%	3,42%	3,18%	3,75%

ANEXO N° 15

NIVELES DE PÉRDIDAS REFERIDAS A LAS ENTRADAS

Descripción	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Acum Dic-00
% Pérdidas Técnicas AT	0,95%	0,94%	0,96%	0,96%	0,94%	0,95%	0,96%	0,95%	0,95%	0,95%	0,96%	0,96%	0,95%
% Pérdidas Técnicas MT	2,15%	2,06%	2,13%	2,28%	2,23%	2,10%	2,14%	2,06%	2,10%	2,19%	2,20%	2,23%	2,16%
% Pérdidas Técnicas BT	3,02%	2,91%	3,03%	3,25%	3,05%	2,89%	2,98%	2,91%	2,96%	3,03%	3,07%	3,21%	3,03%
% Pérdidas No Técnicas	4,76%	3,99%	3,68%	3,39%	4,30%	4,44%	3,23%	3,71%	3,36%	3,55%	3,42%	3,18%	3,75%
Total Edelnor	10,88%	9,91%	9,80%	9,88%	10,51%	10,38%	9,31%	9,63%	9,37%	9,72%	9,65%	9,58%	9,89%

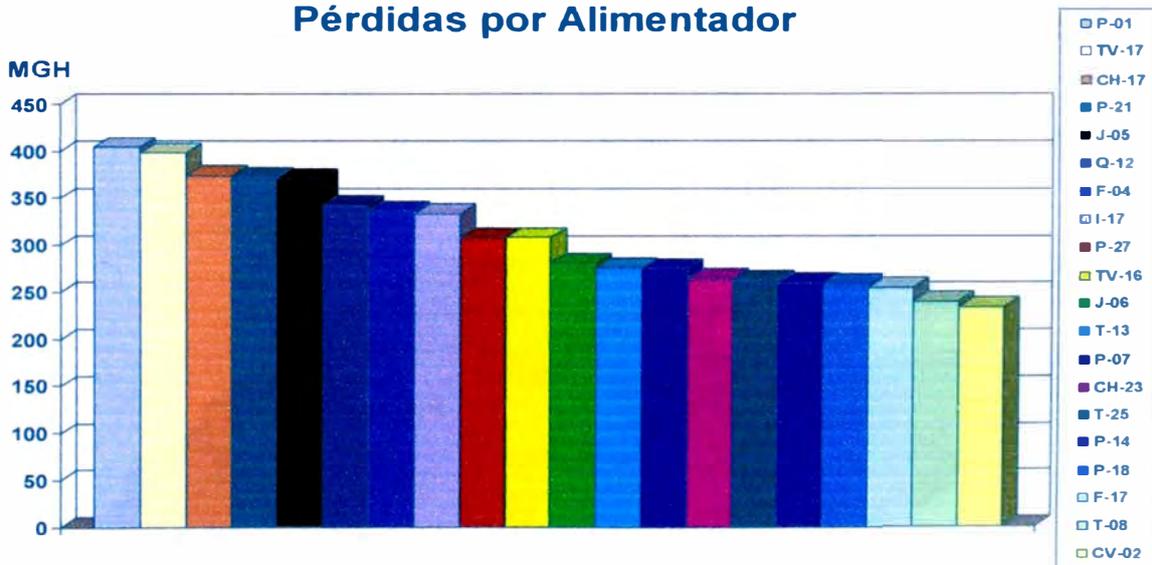


ANEXO N° 16

Pérdidas por SET



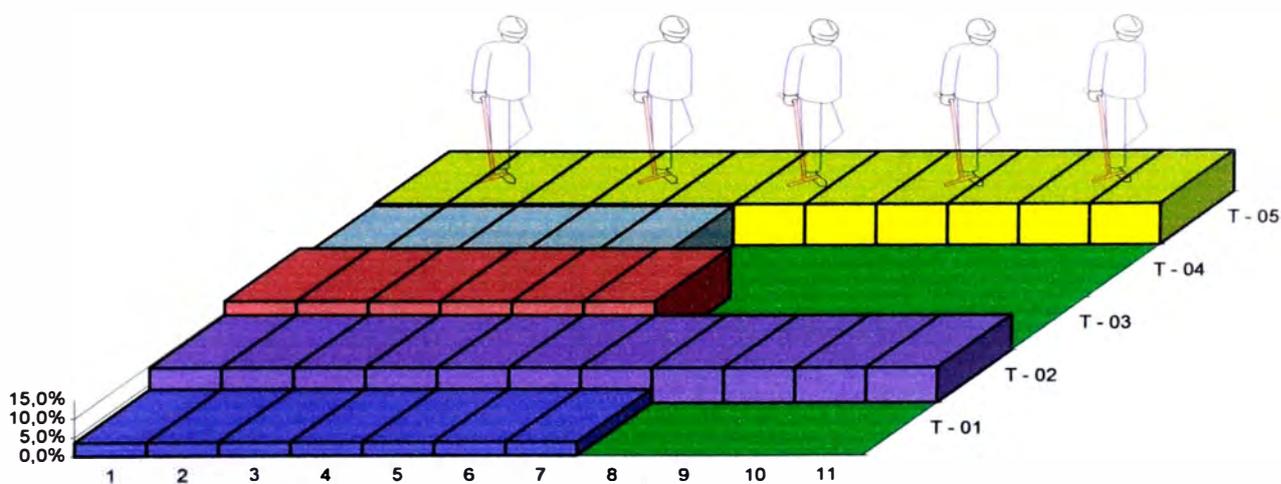
Pérdidas por Alimentador



ANEXO N° 17

ESTRATEGIA DE TRABAJO ANTERIOR

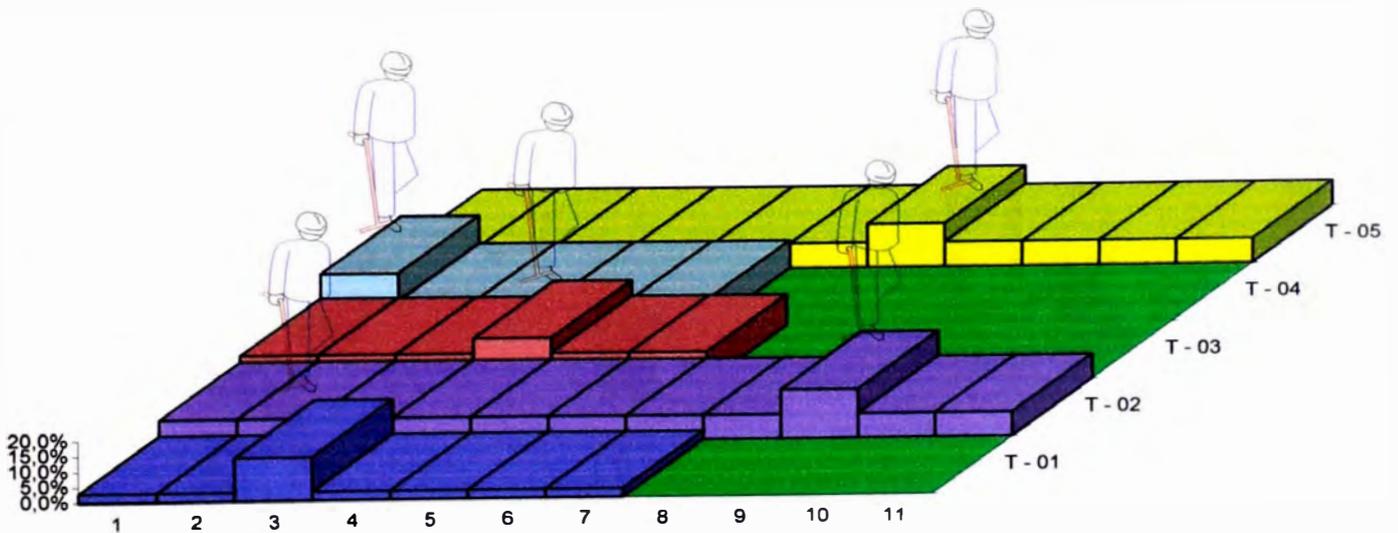
SEDs	% Pérdidas noviembre 2000				
	T - 01	T - 02	T - 03	T - 04	T - 05
1	3,6%	9,3%	13,0%	10,4%	10,9%
2	3,6%	9,3%	13,0%	10,4%	10,9%
3	3,6%	9,3%	13,0%	10,4%	10,9%
4	3,6%	9,3%	13,0%	10,4%	10,9%
5	3,6%	9,3%	13,0%	10,4%	10,9%
6	3,6%	9,3%	13,0%		10,9%
7	3,6%	9,3%			10,9%
8		9,3%			10,9%
9		9,3%			10,9%
10		9,3%			10,9%
11		9,3%			10,9%



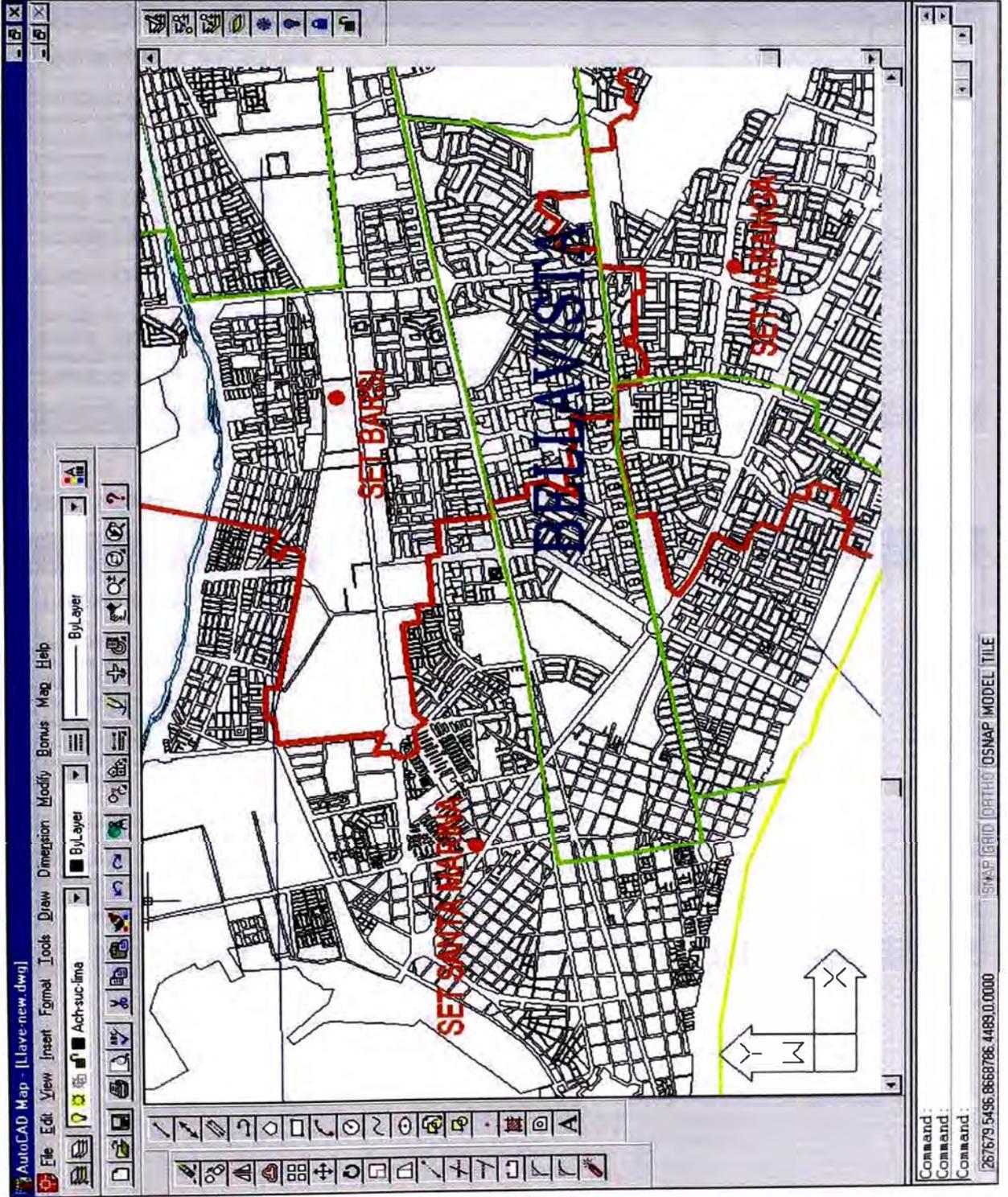
ANEXO N° 18

ESQUEMA DE TRABAJO PROPUESTO

Sed's	% Pérdidas noviembre 2000				
	T - 01	T - 02	T - 03	T - 04	T - 05
1	2,8%	8,0%	10,0%	18,0%	8,0%
2	2,8%	8,0%	10,0%	9,0%	8,0%
3	14,0%	8,0%	10,0%	9,0%	8,0%
4	2,8%	8,0%	15,0%	9,0%	8,0%
5	2,8%	8,0%	10,0%	9,0%	8,0%
6	2,8%	8,0%	10,0%		8,0%
7	2,8%	8,0%			14,0%
8		8,0%			8,0%
9		16,0%			8,0%
10		8,0%			8,0%
11		8,0%			8,0%



ANEXO N° 20



ANEXO N° 21

A. COSTO POR INSTALACION DE MEDIDORES ELECTRONICOS EN LA SET CHAVARRIA

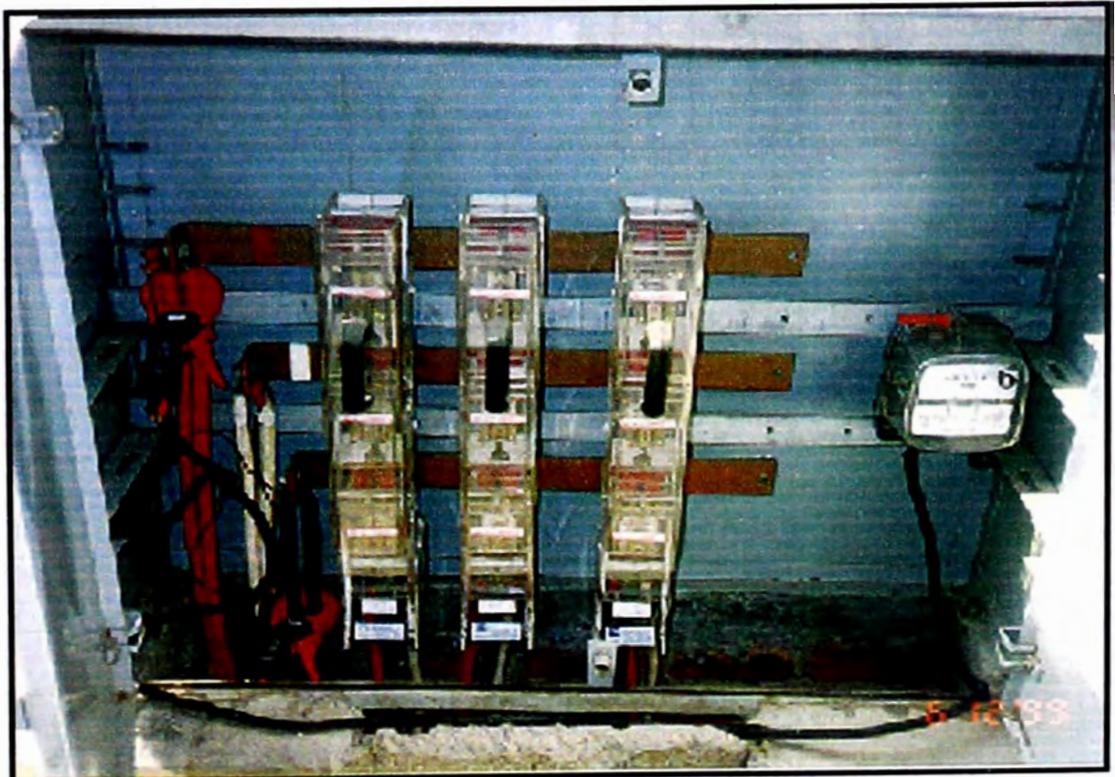
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNIT. \$.	CANT. ALIMENTADORES	SUB TOTAL \$
I.	SUMINISTROS DE MATERIALES			
I.1.	Fabricación de panel para soporte de 18 medidores	51,89	18	934,05
I.2.	Bornes SAKA 10 y SAK 10, tapas, topes	89,61	18	1 612,93
I.3.	Numeradores, marcadores	13,14	18	236,48
I.4.	Interruptores termomagnetico de 3x1 Amp. Con contacto auxiliar	206,57	18	3 718,24
I.5.	Suministro de bandeja metalica	27,97	18	503,50
I.6.	Cables de control de 2x2.5 mm2, 4x2.5 mm2, 4x4 mm2, 8x4 mm2.	296,48	18	5 336,66
I.7.	Tapas de plancha estriadas	12,82	18	230,79
I.8.	Suministro de medidor electrónico Alpha Plus	364,80	18	6 566,40
II.	EJECUCIÓN DE TRABAJOS			
II.1.	Montaje de la estructura metálica de los medidores.	11,01	18	198,22
II.2.	Montaje eléctrico y mecánico de los medidores.	41,60	18	748,77
II.3.	Rotulación con placas acrilicas	1,64	18	29,56
II.4.	Elaboración de esquemas eléctricos (funcional y de bornes).	68,45	18	1 232,16
	TOTAL	1 185,99	18	21 347,75

B. COSTO POR INSTALACION DE MEDIDORES ELECTRONICOS EN LA SET TACNA

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNIT. \$.	CANT. ALIMENTADORES	SUB TOTAL \$
I.	SUMINISTROS DE MATERIALES			
I.1.	Fabricación de panel para soporte de 18 medidores	41,66	24	999,84
I.2.	Bornes SAKA 10 y SAK 10, tapas, topes	71,94	24	1 726,54
I.3.	Numeradores, marcadores	13,14	24	315,31
I.4.	Interruptores termomagnetico de 3x1 Amp. Con contacto auxiliar	165,84	24	3 980,15
I.5.	Suministro de bandeja metalica	22,46	24	538,97
I.6.	Cables de control de 2x2.5 mm2, 4x2.5 mm2, 4x4 mm2, 8x4 mm2.	238,02	24	5 712,56
I.7.	Tapas de plancha estriadas	7,77	24	186,41
I.8.	Suministro de medidor electrónico Alpha Plus	364,80	24	8 755,20
II.	EJECUCIÓN DE TRABAJOS			
II.1.	Montaje de la estructura metálica de los medidores.	8,84	24	212,18
II.2.	Montaje eléctrico y mecánico de los medidores.	33,40	24	801,51
II.3.	Rotulación con placas acrilicas	1,31	24	31,44
II.4.	Elaboración de esquemas eléctricos (funcional y de bornes).	54,96	24	1 318,95
	TOTAL	1 024,13	18	24 579,05

ANEXO N° 22

INSTALACIÓN DE PUNTO DE MEDICIÓN EN SED DE BT



ANEXO N° 23

INVERSIÓN PARA INSTALACIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN EN SED EDELNOR 2001

MANO DE OBRA

Part.	Descripción	Unid	Total	Costo Unit. S/.	Inversión S/.	Inversión US\$
1	Construcción y colocación de murete	un	1 600	47,24	75 576	21 593
2	Cambio / Instalación de caja LT	un	500	29,15	14 573	4 164
3	Cableado y entubado en SED aérea Monoposte	un	500	50,00	25 000	7 143
4	Cableado y entubado en SED aérea Biposte	un	800	44,56	35 644	10 184
5	Cableado y entubado en SED Compacta	un	300	21,78	6 533	1 866
6	Cableado y entubado en SED Convencionales	un	500	52,60	26 298	7 514
7	Cambio / instalación de Medidor	un	2 100	6,37	13 367	3 819
8	Cambio / instalación de Transformadores de corriente	jgo	2 100	16,08	33 768	9 648
9	Colocación de seguro en caja LT	un	2 100	14,41	30 251	8 643
10	Soldado de tapa L ₂ LT	un	2 100	7,04	14 774	4 221
					275 781	78 795

MATERIALES

Item	Matricula	Unid	Total	Costo Unit. S/.	Inversión S/.	Inversión US\$	
1	5021081	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.azul	m	22 900	0,23	5 267	1 505
2	5021083	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.amarillo	m	22 900	0,23	5 267	1 505
3	5021085	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.negro	m	45 800	0,23	10 534	3 010
4	5021087	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.rojo	m	45 800	0,23	10 534	3 010
5	5021089	Conductor sol.tw 750v.unip. 1x 2.50mm2.verde	m	22 900	0,23	5 267	1 505
6	5031316	Cable E. n2xy trip. 0.6/ 1kv. 3-1x 16mm	m	8 550	5,27	45 059	12 874
7	5031322	Cable E. n2xy trip. 0.6/ 1kv. 3-1x 35mm	m	450	9,14	4 113	1 175
8	1035712	Tube pvc tp.sap 3/4"d. p.inst.electr.	m	20 700	0,87	18 009	5 145
9	1014207	Fleje ac.inox. 0.8esp.x 13mm.ancho.	m	5 500	2,24	12 320	3 520
10	1014307	Grapa (hebillas) acero inox. p.fleje 13.00mm.ancho	un	5 500	0,52	2 860	817
11	6931042	Caja toma/med.tp."LT" reducida	un	2 100	21,26	44 646	12 756
12	5613191	Medidor activa trif.220v.5(10) cl.2	un	2 100	205,16	430 836	123 096
13	1035121	Curva pvc tp.sap 90 grados 3/4"d. p.inst.electr.	un	3 600	0,43	1 548	442
14	1035129	Curva pvc tp.sap 180 grados 3/4"d. p.inst.electr.	un	7 800	0,75	5 850	1 671
15	5297526	Plancha policarb tam-2 120x110x2.5mm. p.cj."I-II"	un	2 100	1,17	2 457	702
16	5114364	Cinta elect.termopl. a.perform.19mmx20m.negra	ro	315	6,37	2 007	573
17	961912	Tomillo ho.galv.cab.red.n° 10 3/4" aurosc.	un	4 200	0,03	126	36
18	2552947	Tarugo madera (cedro) 1/2"d.x 2" long.	un	4 200	0,17	714	204
19	911051	Perno ho.galv.cab.exag. c/1. 1/4 x 1"	un	4 200	0,06	252	72
20	1014334	Grapa ho.galv.p.sujec.c/1 oreja p.tubo 3/4"d.	un	3 000	0,28	840	240
21	979015	Tirafondo ho.galv. 3/8x1.1/2"	un	3 000	0,20	599	171
					609 104	174 030	

Item	Matricula	Unid	Total	Costo Unit. S/.	Inversión S/.	Inversión US\$	
1		Transformador Cte.220V. 200/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	1 000	95,44	95 440	27 269
2		Transformador Cte.220V. 300/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	960	93,01	89 293	25 512
3		Transformador Cte.220V. 500/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	940	93,01	87 433	24 981
4		Transformador Cte.220V. 700/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	400	93,01	37 206	10 630
5		Transformador Cte.220V. 1000/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	400	103,16	41 262	11 789
6		Transformador Cte.220V. 1500/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	300	149,40	44 819	12 805
7		Transformador Cte.220V. 2000/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	100	159,84	15 984	4 567
8		Transformador Cte.220V. 3000/5A. Nucleo Part. 50x80mm	un	100	159,84	15 984	4 567
					427 421	122 120	

TOTAL MANO DE OBRA INSTALACION (US\$)	78 795
TOTAL MATERIALES INSTALACION (US\$)	174 030
TOTAL TRANSFORMADORES NUCLEO PARTIDO (US\$)	122 120

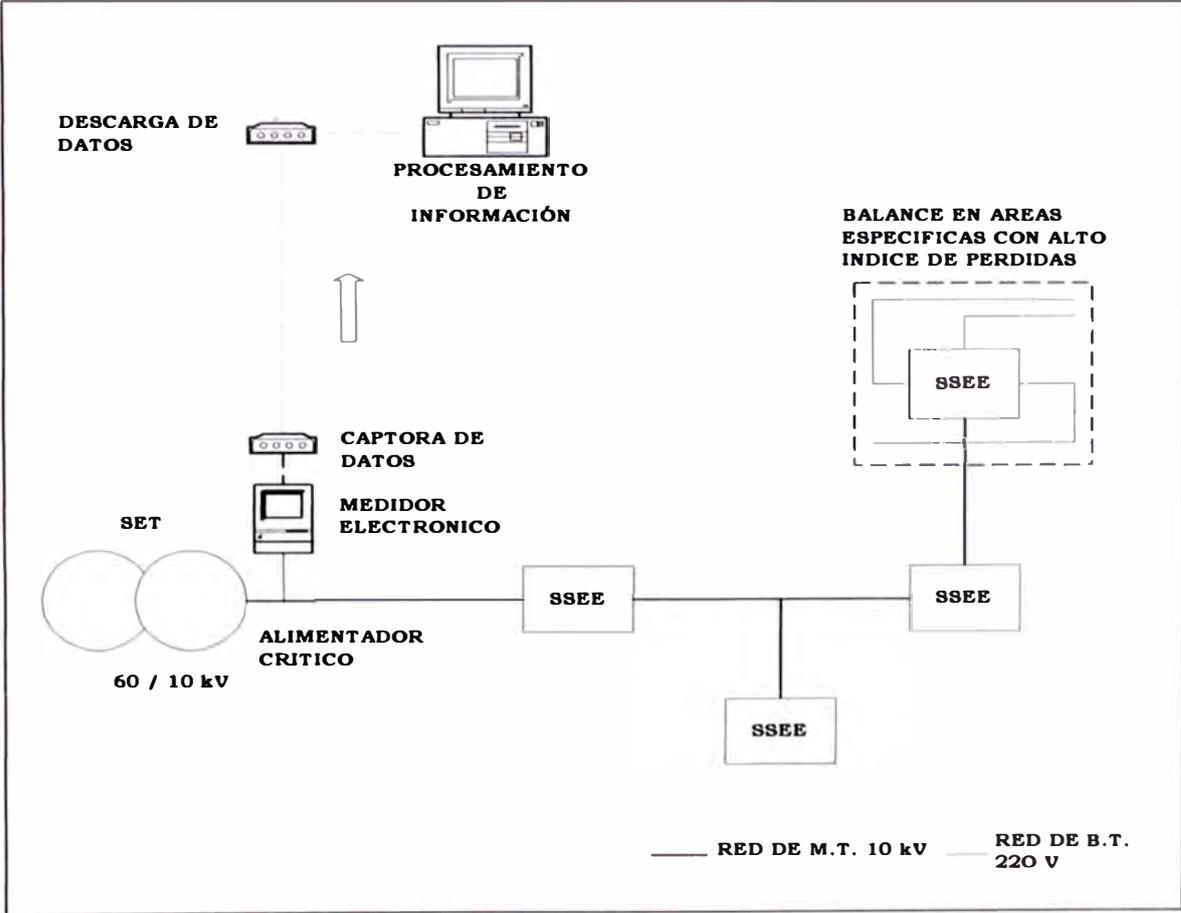
TOTAL MATERIALES Y MO (US\$) 374 945

CANTIDAD TOTAL DE SEDs 2 100

COSTO PROMEDIO POR SED (US\$) 179

ANEXO N° 24

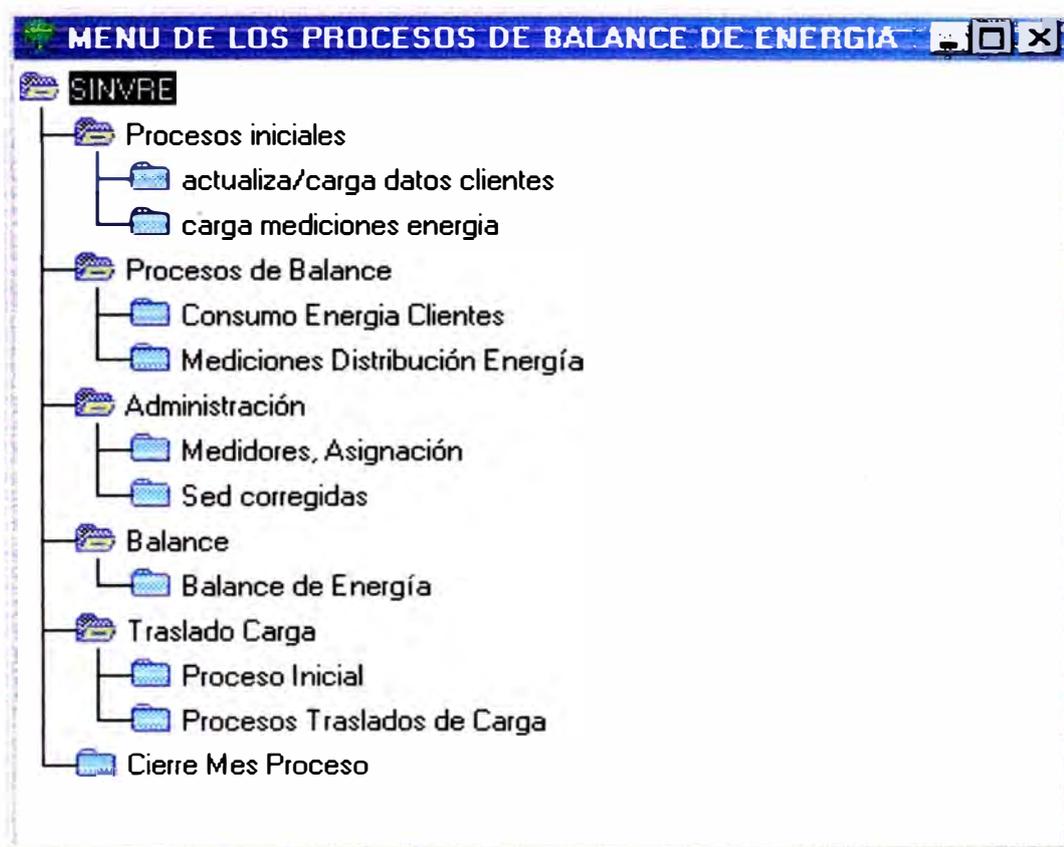
ESQUEMA DEL PROGRAMA FOCALIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



ANEXO N° 25



ANEXO N° 26



ANEXO N° 27

Balance de Energía por Alimentador
 Usuario: **GZVALETA** v1.2

Datos de Filtro
 Período: **2003-01**
 SET: **P SANTA ROSA**

Tipo de Ajuste
 Aj. Exante Aj. Semipost
 Aj. Expost

SET	Alim.	<Energía (kWh)>				<Cant. de Sumin.>	
		Ene-03	Distribuida	Facturada	Perdida	Suc.	Max. Lil
P	01	8.0	2824407	2598699	225708	2326	15
P	06	4.6	2754832	2628553	126279	149	13
P	07	4.9	3127786	2974986	152800	2691	34
P	12	100.0	0	0	3127781	0	0
P	13	13.9	1488373	1282198	206175	6073	14
P	14	17.2	1248813	1033827	214986	5177	9
P	15	19.1	626175	506265	119910	1397	4
P	17	98.0	961	0	942	0	0
P	18	7.5	862645	797572	65073	1109	6
P	19	24.7	406422	306030	100392	1817	3
P	21	14.6	1765144	1508062	257082	5954	15
P	22	6.4	1045020	977669	67351	564	5
P	23	8.0	2015765	1853656	162109	3369	27
P	24	12.6	1682318	1470246	212072	6412	8
P	25	1.7	1998197	1964940	33257	617	5
P	27	12.6	1945657	1701265	244392	5498	23
P	28	13.6	1178444	1018306	160138	6041	5
P	29	14.5	811689	693867	117822	1888	12
P	31	7.9	1617224	1489796	127428	4445	18
P	32	8.2	2745260	2520844	224416	2427	9
P	33	4.0	1247542	1200000	47542	5270	2

22 regs. % Pérdida Crítica: **13**

ANEXO N° 28

Balanza de Energía por Alimentador v 1.2

Usuario: **GZVALETA**

Datos de Filtro

Periodo: **2003-01**

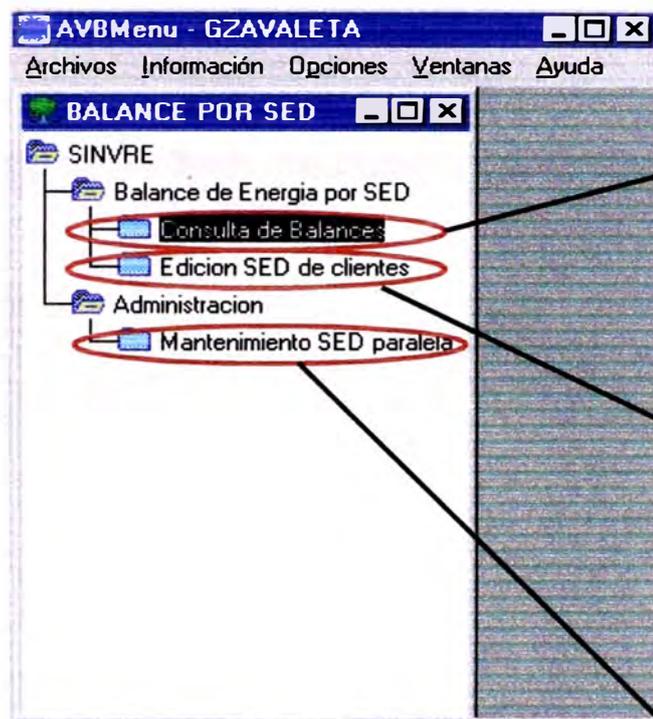
SET: **P SANTA ROSA**

Tipo de Ajuste
 Aj. Exante Aj. Semipost Aj. Expost

SET	Añm.	<Cant. de suministros>			<Energí. Facturada>			A.P.
		Max.	Libres	Total	Max.	Libres	Suc.	
P	01	15	2	2343	676060	667540	1244969	31427
P	06	13	1	163	32364	2122894	536349	3292
P	07	34	1	2726	570401	1196392	1185220	54310
P	12	0	0	0	0	0	0	0
P	13	14	0	6087	1088755	146416	0	113995
P	14	9	0	5186	765304	255889	0	36595
P	15	4	0	1401	255917	242643	0	26353
P	17	0	0	0	0	0	0	0
P	18	6	1	1116	199732	181045	401677	21627
P	19	3	0	1820	285145	10948	0	17198
P	21	15	0	5969	964917	495190	0	100529
P	22	5	0	569	112140	883017	0	16036
P	23	27	0	3396	1027294	825048	0	49515
P	24	8	0	6420	1038451	376962	0	84857
P	25	5	1	623	99944	59810	1803275	8321
P	27	23	0	5521	1352195	390623	0	37096
P	28	5	0	6046	950396	40148	0	79480
P	29	12	0	1900	582665	142996	0	4601
P	31	18	0	4463	1087181	360505	0	79466
P	32	9	2	2438	481480	408498	1579816	35711
P	33	0	0	0	0	0	0	0

22 regs. % Pérdida Crítica: **13**

ANEXO N° 29



- Opción que muestra los balances de energía de un determinado mes.
- Opción de listado de clientes pertenecientes a una SED (consumos, tipo de cliente etc.).
- Opción de porcentajes de pérdidas históricos por SED.
- Opción de gestión de los trabajos operativos.

- Opción para corregir la cadena eléctrica en una SED con totalizador, cuyos clientes están mal asignados en el sistema. Retiro de clientes que no pertenecen e ingreso de aquellos que si pertenecen.

- Opción para corregir la cadena eléctrica de una SED sin totalizador cuyos clientes están mal asignados en el sistema. Retiro de clientes que no pertenecen e ingreso de aquellos que si pertenecen.
- Consulta de la relación de clientes donde se ha realizado corrección de cadena eléctrica.

ANEXO N° 30

Balance de Energía por SED											
Datos de Filtro		Periodo: 2003-01		Sector:		Usuario: GZVALETA					
Balance:		<input type="radio"/> Sistema		<input checked="" type="radio"/> Paralela		<input type="radio"/> Edificios					
605		837		1840		Buscar:		C S		F	
SED	SET	Alim	Sector	Número Suministro	Número Medidor	Lectura Actual	Lectura Anterior	Estado Actual	Estado Anterior	Energía Distribuida	St
03267A	CH	22	82	1829820	997298	2003-01-16	2002-12-16	4025.00	3589.00	43600.00	
03599A	CH	22	84	1830686	997309	2003-01-20	2002-12-18	4884.00	4406.00	66920.00	
04243A	CH	22	89	1820538	982454	2003-01-27	2002-12-27	8780.00	8145.00	38100.00	
04336A	CH	22	82	1820537	982632	2003-01-16	2002-12-16	6257.00	5794.00	69450.00	
04484A	CH	22	84	1838523	997197	2003-01-20	2002-12-18	2084.00	1798.00	28600.00	
04496A	CH	22	84	1830297	996912	2003-01-20	2002-12-18	4248.00	3834.00	57960.00	
05250C	CH	22	89	1837436	996249	2003-01-27	2002-12-27	5273.00	4597.00	67600.00	
05487C	CH	22	83	1825375	995781	2003-01-17	2002-12-17	3090.00	2544.00	109200.00	
06062C	CH	22	84	1830495	995353	2003-01-20	2002-12-18	4856.00	4387.00	93800.00	
06762C	CH	22	82	1830476	996853	2003-01-16	2002-12-16	4166.00	3791.00	52500.00	
06763C	CH	22	82	1828660	997279	2003-01-16	2002-12-16	515.00	468.00	2820.00	
07152C	CH	22	82	1828612	996816	2003-01-16	2002-12-16	7465.00	6779.00	68600.00	
08549C	CH	22	82	1841487	995684	2003-01-16	2002-12-16	1466.00	1234.00	46400.00	
08550C	CH	22	82	1828614	997281	2003-01-16	2002-12-16	1897.00	1718.00	17900.00	
12246A	CH	22	83	1830412	996852	2003-01-17	2002-12-17	3493.00	3177.00	44240.00	
12273A	CH	22	84	1830417	995339	2003-01-20	2002-12-18	2615.00	2365.00	35000.00	
12274A	CH	22	84	1842417	996120	2003-01-20	2002-12-18	1176.00	960.00	30240.00	
21452A	CH	22	83	1825382	995780	2003-01-17	2002-12-17	7819.00	7154.00	66500.00	
00712S	CH	23	71	1834158	995765	2003-01-02	2002-12-02	5202.00	4676.00	157800.00	
01219S	CH	23	71	1834154	995763	2003-01-02	2002-12-02	4201.00	3702.00	99800.00	
01220S	CH	23	81	1839099	995699	2003-01-15	2002-12-13	3593.00	3026.00	79380.00	

Total: 3286 regs

ANEXO N° 31

Balance de Energía por SED

Datos de Filtro Periodo: **2003-01** Sector: Usuario: **GZAVALETA**

Balance: Sistema Paralela Edificios

Buscar: C S F ⚡ ?

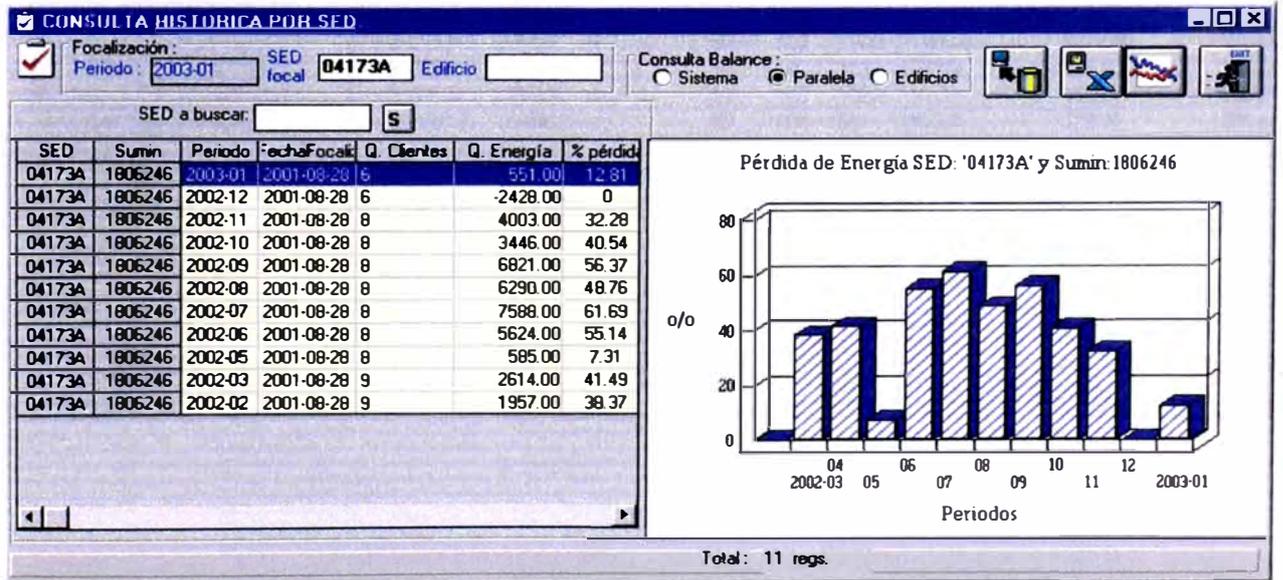
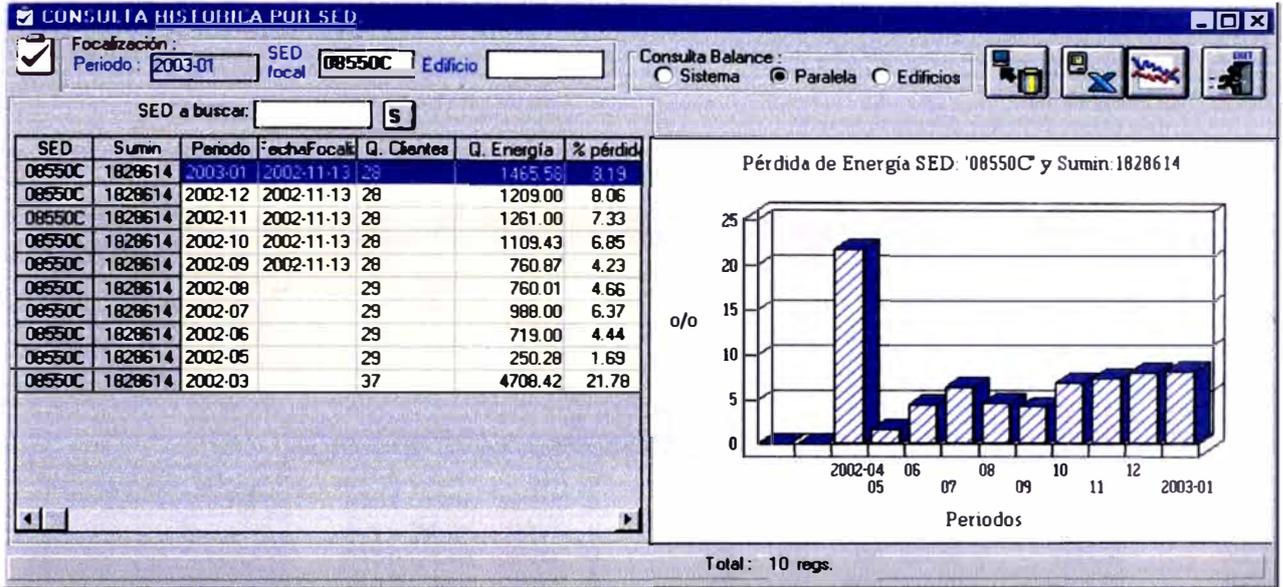
SED	SET	Alim	Sector	Número	Energía			Fecha Asignación	Nombre Técnico	o/o Perdida Terreno	Fecha Focalización
					Total	Perdida	o/o				
03267A	CH	22	82	1829820	40528.70	3071.30	7.04				
03599A	CH	22	84	1830586	62859.02	4060.98	6.07				
04243A	CH	22	89	1820538	35837.63	2262.37	5.94				
04336A	CH	22	82	1820537	65410.10	4039.90	5.82				
04484A	CH	22	84	1838523	26900.00	1700.00	5.94				
04496A	CH	22	84	1830297	51378.80	6581.20	11.35	2002-05-30	JHILARES	0.00	2002-07-02
05250C	CH	22	89	1837436	60994.41	6605.59	9.77	2003-01-22	CCR8	0.00	
05487C	CH	22	83	1825375	101584.00	7616.00	6.97				
06062C	CH	22	84	1830495	86698.00	7102.00	7.57				
06762C	CH	22	82	1830476	46356.13	6143.87	11.70	2002-10-24	CCRM	0.00	
06763C	CH	22	82	1828660	2506.00	314.00	11.13	2002-05-28	CCCM	0.00	
07152C	CH	22	82	1828612	58703.00	9897.00	14.43	2002-11-30	COYOLA	0.00	
08549C	CH	22	82	1841487	32736.54	13663.46	29.45	2003-01-28	FCACHAY	0.00	
08550C	CH	22	82	1828614	15434.42	1465.58	8.19	2002-09-12	MFALOMINO	6.85	2002-11-13
12246A	CH	22	83	1830412	41127.93	3112.07	7.03	2002-05-30	CPWJADAS	0.00	2002-09-16
12273A	CH	22	84	1830417	32762.93	2237.07	6.39				
12274A	CH	22	84	1842417	23270.00	6970.00	23.05				
21452A	CH	22	83	1825382	60472.00	6028.00	9.06				
00712S	CH	23	71	1834158	117237.47	40562.53	25.71	2003-01-28	FCACHAY	0.00	
01219S	CH	23	71	1834154	91919.88	7880.12	7.90	2002-09-12	FCACHAY	0.00	
01220S	CH	23	81	1839099	70010.78	9369.22	11.80	2002-11-05	FSEGOVIA	0.00	

Total: 3286 regs.

ANEXO N° 32

CONSULTA: CLIENTES Y CONSUMO DE ENERGIA											
Periodo:	2003-01		Usuario	GZAVALETA			BALANCE SED CORREGIDA				
SED:	08550C		<input checked="" type="radio"/> Facturados								
Edificio Cliente:			<input type="radio"/> No Facturados								
Fecha Proceso:	2003-01-16										
Buscar: <input type="text"/> <input type="button" value="C"/>											
Sistema	Cliente	Tipo	Tarifa	Sector	Zona	Corr.	Cons.Act.	Cons.Ant.	Fec.L.Act	Fec.L.Ant	Tipo
COM	1205	1	BT5 B 82	102	1910	90.00	102.00	102.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	1211	1	BT5 B 82	102	1920	88.00	37.00	37.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	21815	1	BT5 B 82	102	1890	713.00	565.00	565.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	90833	1	BT5 B 82	102	3920	5.00	243.00	243.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	143413	1	BT5 B 82	102	1940	207.00	321.00	321.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	880976	1	BT5 B 82	102	3950	144.00	129.00	129.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	927226	1	BT5 B 82	102	3960	289.00	302.00	302.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	951139	1	BT5 B 82	102	3940	134.00	136.00	136.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	974465	1	BT5 B 82	102	3930	743.00	606.00	606.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1037957	1	BT5 B 82	104	46	3210.00	2566.00	2566.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1111439	1	BT5 B 82	102	1900	1195.00	1022.00	1022.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	1149342	1	BT5 B 82	102	1930	184.00	125.00	125.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	1690034	1	BT5 B 82	102	1922	197.00	192.00	192.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	1698041	1	BT5 B 82	104	66	241.00	222.00	222.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1698671	1	BT5 B 82	104	70	312.00	107.00	107.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1707021	1	BT5 B 82	102	3933	89.00	88.00	88.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1723081	1	BT5 B 82	104	60	79.48	53.00	53.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	1723082	1	BT5 B 82	104	64	373.00	310.00	310.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1734055	1	BT5 B 82	104	62	217.81	172.00	172.00	2003-01-16	2002-12-16	A
COM	1738975	1	BT5 B 82	102	3425	22.00	23.00	23.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1753514	1	BT5 B 82	104	58	184.00	152.00	152.00	2003-01-16	2002-12-16	L
COM	1758383	1	BT5 B 82	104	48	170.00	144.00	144.00	2003-01-16	2002-12-16	L
LEER detalle de los clientes que componen la SED en el Balance											Total: 27 regs.

ANEXO N°33



ANEXO N° 34

CLIENTES Y CONSUMO DE ENERGIA
_ _ X

Focalización:

Periodo: SED focal: Edificio Sumin.:

Sector:

Facturados No Facturados

Usuario:

170702

Buscar:

Sistema	Cliente	Tipo	Tarifa	SED	Sed_corr	Edif. Cliente	Sector	Zona	Corr.	Cons.Act.	Cons.Ant.	F
COM	1205	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1910	90.00	102.00	200
COM	1211	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1920	88.00	37.00	200
COM	21815	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1890	713.00	565.00	200
COM	90833	1	BT5 B 08549C	08550C	0		82	102	3920	5.00	243.00	200
COM	143413	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1940	207.00	321.00	200
COM	880976	1	BT5 B 08549C	08550C	0		82	102	3950	144.00	129.00	200
COM	927226	1	BT5 B 08549C	08550C	0		82	102	3960	289.00	302.00	200
COM	951139	1	BT5 B 08549C	08550C	0		82	102	3940	134.00	136.00	200
COM	974465	1	BT5 B 08549C	08550C	0		82	102	3930	743.00	606.00	200
COM	1037957	1	BT5 B 08550C	08550C			82	104	46	3210.00	2566.00	200
COM	1111439	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1900	1195.00	1022.00	200
COM	1149342	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1930	184.00	125.00	200
COM	1690034	1	BT5 B 00534S	08550C	0		82	102	1922	197.00	192.00	200
COM	1698041	1	BT5 B 08550C	08550C			82	104	66	241.00	222.00	200

Cliente Nro. Cliente: MARIN ALIAGA JUAN CANCINO

Periodo: Sistema: Tipo Cálculo:

SED: Sector: Energia:

SED corregida: Zona: Potencia:

Edificio Sumin.: Correlativo: Fecha Lect:

ALUMBRADO PBLICO SED-12257A

Tarifa: Tipo cliente:

Energia Anterior:

Potencia Ant.:

Fechas de Lectura:

1er Mes Anterior:

2do Mes Anterior:

Total: 27 regs.

ANEXO N° 35

CLIENTES CON CORRECCIONES DE SED

✓ Período: **2003-01**

Focalización:
SED focal **08550C**

Cientes **P Pertenece a la SED**

Buscar: **C**

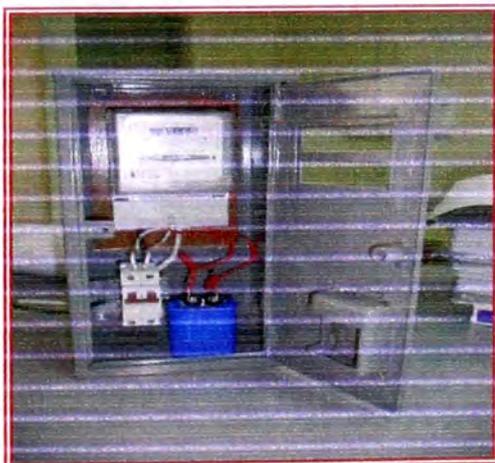
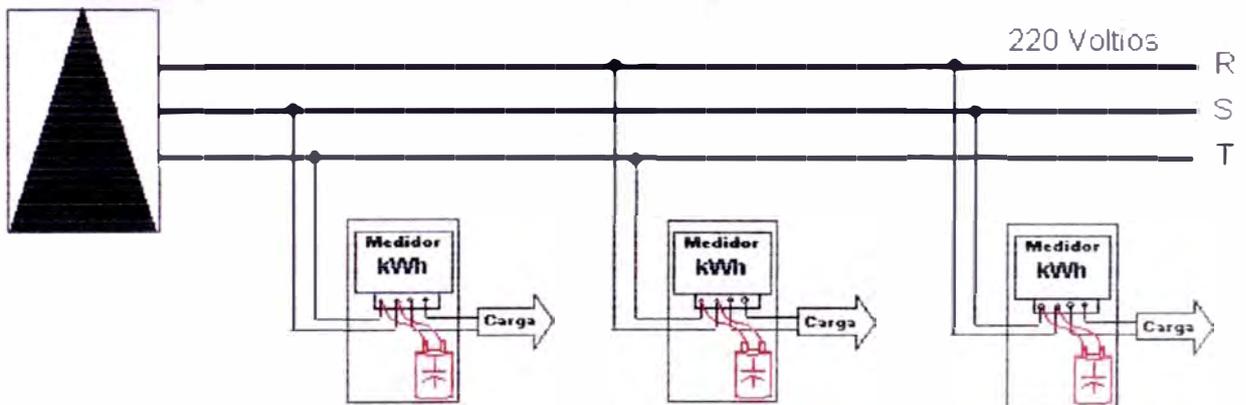
Ciente	SED	SED_Corr	Edif.Ciente
1205	00534S	08550C	0
1211	00534S	08550C	0
21815	00534S	08550C	0
90833	08549C	08550C	0
143413	00534S	08550C	0
880976	08549C	08550C	0
927226	08549C	08550C	0
951139	08549C	08550C	0
974465	08549C	08550C	0
1111439	00534S	08550C	0
1149342	00534S	08550C	0
1690034	00534S	08550C	0
1707021	08549C	08550C	0

Total: 13

ANEXO N° 37

ESQUEMA GENERAL DEL PROYECTO DE COMPENSACION REACTIVA EN BAJA TENSION

SUBESTACION DE DISTRIBUCION



ANEXO N° 38

Proyecto Normalización de la Medición 2001

Costos Totales - Inspección y Detección de Clientes Hurtadores

Gestión - Inspecciones Ordinarios

Descripción	Cant idad	Costo Unit. Mes S/.	Costo Unit. Año S/.	Costo Total S/.	Costo Total US\$
Alquiler de Cuadrillas	70	4 375,00	52 500,00	3 675 000,00	1 006 849,32
Contratación de Inspectores	36	1 775,00	21 300,00	766 800,00	210 082,19
Alquiler de Camionetas	24	3 273,73	39 284,76	942 834,24	258 310,75
Alquiler de Radios NEXTEL	49	126,00	1 512,00	74 088,00	20 298,08
Contratación de Ingenieros	5	2 500,00	30 000,00	150 000,00	41 095,89
Sub Total US\$	0,75			5 608 722,24	1 536 636,23

Gestión - Inspecciones Maximetros

Descripción	Cant idad	Costo Unit. Mes S/.	Costo Unit. Año S/.	Costo Total S/.	Costo Total US\$
Alquiler de Cuadrillas	3	4 375,00	52 500,00	157 500,00	43 150,68
Contratación de Inspectores	3	1 775,00	21 300,00	63 900,00	17 506,85
Alquiler de Camionetas	4	3 273,73	39 284,76	157 139,04	43 051,79
Alquiler de Radios NEXTEL	4	126,00	1 512,00	6 048,00	1 656,99
Contratación de Ingenieros	2	2 500,00	30 000,00	60 000,00	16 438,36
Sub Total US\$				444 587,04	121 804,67

TOTAL US\$

1 658 440,90

ANEXO N° 39

Proyecto Normalización de la Medición 2001 Costos Unitarios por partidas y materiales asociados

Instalación monofásica		Mano de Obra (UBA)	
Descripción de Partida	Materiales S/.	34,5	Soles
Cambio/Reposición de caja L	28,07	0,92	31,74
Cambio/Reposición de ITM/Loza Portafusibles	14,23	0,14	4,83
Cambio/Reposición de Protector para ITM	8,30	0,15	5,18
Cambio/Reposición de acometida (*)	7,26	0,14	4,93
Colocación de Perno de 5 pines	1,04	0,11	3,80
Cambio/Instalación de cable concéntrico bipolar	6,08	0,65	22,43
Cambio/Reposición de medidor monofásico	74,15	0,19	6,56
Cambio/Reposición de Mica	1,02	0,06	2,07
Cambio/Reposición de Soporte de Medidor	9,34	0,15	5,18
Cambio/Reposición de Tablero de madera	1,89	0,41	14,15
Cambio/Reposición de Conexionado	1,04	0,19	6,56
Cambio/Reposición de Reja	12,45	0,16	5,52
Rotura y reparación de vereda (*)		0,12	4,00
Soldadura de tapa (*)		0,05	1,73
Tapiado de caja L-Toma T-30(*)		0,03	0,93
Colocación de Caja de paso (*)		0,03	1,00
Sub Total con cambio de medidor S/.	164,87		112,92
Total con cambio de medidor			277,78
Sub Total sin cambio de medidor	90,72		106,36
Total sin cambio de medidor			197,08

(*) Partidas efectuadas cada 10 trabajos comunes

Instalación trifásica		Mano de Obra (UBA)	
Descripción de Partida	Materiales S/.	34,5	Soles
Cambio/Reposición de caja LT	30,55	0,92	31,74
Cambio/Reposición de ITM/Loza Portafusibles	27,75	0,14	4,83
Cambio/Reposición de Protector para ITM	10,38	0,15	5,00
Colocación de Perno de 5 pines	1,04	0,11	3,80
Cambio/Instalación de cable concéntrico tripolar	13,37	0,65	22,43
Cambio/Reposición de medidor trifásico	301,33	0,19	6,56
Cambio/Reposición de Mica	1,02	0,06	2,07
Cambio/Reposición de Soporte de Medidor	9,34	0,15	8,00
Cambio/Reposición de Tablero de madera	1,89	0,41	14,15
Cambio/Reposición de Conexionado	1,04	0,19	6,56
Cambio/Reposición de Reja	12,45	0,16	5,52
Sub Total con cambio de medidor S/.	410,14		110,64
Total con cambio de medidor			520,78
Sub Total sin cambio de medidor	108,81		104,08
Total sin cambio de medidor			212,89

ANEXO N° 40

Proyecto Normalización de la Medición 2001 Costos Totales por Tipo de Trabajo

A. NORMALIZACIONES

Tipo de Trabajo	Cantida d	Materiales S/.	Mano de Obra S/.	Total S/.	Total US\$/.
Normalización Monofásica					
Con cambio de medidor	9 716	1 601 829,40	1 097 107,47	2 698 936,87	739 434,76
Sin cambio de medidor	6 469	586 799,48	688 012,72	1 274 812,20	349 263,62
Sub Total	16 184	2 188 628,88	1 785 120,19	3 973 749,07	1 088 698,38
Normalización Trifásica					
Con cambio de medidor	1 080	442 906,37	119 472,33	562 378,70	154 076,36
Sin cambio de medidor	463	50 372,87	48 181,05	98 553,92	27 001,07
Sub Total	1 543	493 279,24	167 653,39	660 932,62	181 077,43
Normalización de Clandestinos	3 848	323 254,44	138 537,62	461 792,05	126 518,37
Sub Total	21 575	3 005 162,56	2 091 311,20	5 096 473,75	1 396 294,18

B. SUPERVISIÓN

Concepto	Cantida d	Costo Unit. Mes S/.	Costo Unit. Año S/.	Total S/.	Total US\$/.
Alquiler de Cuadrillas	8,00	4 375,00	52 500,00	420 000,00	115 068,49
Contratación de Inspectores	4,00	1 775,00	21 300,00	85 200,00	23 342,47
Alquiler de Camionetas	4,00	3 273,73	39 284,76	157 139,04	43 051,79
Alquiler de Radios	6,00	126,00	1 512,00	9 072,00	2 485,48
Sub Total				671 411,04	183 948,23

TOTAL US\$

1 580 242,41

ANEXO N° 42

Proyecto Normalización de la Medición 2001

Evaluación Económica del Proyecto

ITEM/AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	3 238 683,31										
NORMALIZACIÓN	1 580 242,41										
Materiales	823 332,21										
Mano de Obra - E	756 910,20										
PLAN DE INSPECCIONES	1 658 440,90										
INGRESOS											
Mayor Facturación	1 607 993,27	1 527 593,60	1 451 213,92	1 378 653,23	1 309 720,57	1 244 234,54	1 182 022,81	1 122 921,67	1 066 775,59	1 013 436,81	
Menores Compras	384 125,21	364 918,95	346 673,01	329 339,36	312 872,39	297 228,77	282 367,33	268 248,96	254 836,52	242 094,69	
Cobranza CNR	1 412 598,43	605 399,33									
Alicuotas Alumbrado (5%)	80 399,66	76 379,68	72 560,70	68 932,66	65 486,03	62 211,73	59 101,14	56 146,08	53 338,78	50 671,84	
TOTAL INGRESOS	3 485 116,57	2 574 291,56	1 870 447,63	1 776 925,24	1 688 078,98	1 603 675,03	1 523 491,28	1 447 316,72	1 374 950,88	1 306 203,34	
GASTOS											
Costos de Operación y Mantenimiento (2,5% Inversión)	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08
TOTAL GASTOS	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08	80 967,08
MARGEN Y UTILIDADES											
Margen $M = I - G$	3 404 149,49	2 493 324,48	1 789 480,54	1 695 958,16	1 607 111,90	1 522 707,95	1 442 524,20	1 366 349,63	1 293 983,80	1 225 236,26	
Depreciación acelerada	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	82 333,22	
Depreciación Obras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Utilidad de part. de UAPT = M - D	3 321 816,27	2 410 991,26	1 707 147,32	1 613 624,94	1 524 778,68	1 440 374,73	1 360 190,98	1 284 016,41	1 211 650,58	1 142 903,03	
Particip. de Trabaj. PT = 5% * UAPT	166 090,81	120 549,56	85 357,37	80 681,25	76 238,93	72 018,74	68 009,55	64 200,82	60 582,53	57 145,15	
Utilidad desp. de pte UDPT = UAPT - PT	3 155 725,45	2 290 441,70	1 621 789,96	1 532 943,69	1 448 539,75	1 368 355,99	1 292 181,43	1 219 815,59	1 151 068,05	1 085 757,88	
Impuestos IM = 30% * UDPT	946 717,64	687 132,51	486 536,99	459 883,11	434 561,92	410 506,80	387 654,43	365 944,68	345 320,41	325 727,36	
FLUJO NETO	-3 238 683,31	2 209 007,82	1 603 309,19	1 135 252,97	1 073 060,59	1 013 977,82	957 849,20	904 527,00	853 870,92	805 747,63	760 030,52

INDICADORES ECONÓMICOS	
US\$	
VAN	2 651 210,78
TIR %	46,55%

OTROS INDICADORES	
US\$	
VP Mayores Ventas	6 679 232,04
VP Menores Compras	1 595 567,27

PARAMETROS CONSIDERADOS	
Tasa de Descuento %	15,73%
Impuestos %	30,00%
Reparto trabajadores	5,00%

ANEXO N° 43

A. Costo de Materiales para Reforma de Redes

Descripción	Redes de Baja Tensión												Total 10 SEDs (1 277 clientes)
	SED 02712A			SED 04661A			SED 02708A			Total (434 Clientes)			Sub Total
	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	
Materiales Diversos	37 345,00	1,00	37 345,00	63 369,00	1,00	63 369,00	51 982,00	1,00	51 982,00	152 696,00	1,00	152 696,00	449 292,15
Cajas Polimericas	239,08	33,00	7 889,48	239,08	55,00	13 149,13	239,08	46,00	10 997,45	239,08	134,00	32 036,05	94 262,76
Cable 3x70+2x16 mm ²	19,02	615,00	11 699,64	19,02	1 046,00	19 898,89	19,02	1 046,00	19 898,89	19,02	2 707,00	51 497,43	151 525,84
Cable 3x35+2x16 mm ²	12,96	240,00	3 111,55	12,96	444,00	5 756,37	12,96	390,00	5 056,27	12,96	1 074,00	13 924,20	40 970,50
Cable 3x16+2x16 mm ²	10,42	0,00	0,00	10,42	20,00	208,42	10,42	20,00	208,42	10,42	40,00	416,83	1 226,48
Corona con púas	87,00	33,00	2 871,00	87,00	55,00	4 785,00	87,00	46,00	4 002,00	87,00	134,00	11 658,00	34 302,46
Sub Total			62 916,66			107 166,81			92 145,03			262 228,50	771 580,18

Descripción	Redes de Media Tensión			Total 10 SEDs		
	p.u.	Cant.	Subtotal	p.u.	Cant.	Subtotal
Materiales de MT	44 860,00	1,00	44 860,00	103,36	1 277,00	131 995,90
Corona con púas	87,00	16,00	1 392,00	3,21	1 277,00	4 095,82
Sub Total			46 252,00			136 091,71

Total Materiales para Reforma de Redes	SI.	907 671,89
Total Materiales para Reforma de Redes	US\$	248 677,23

B. Costo de Materiales para Conexiones

Descripción		Redes de Baja Tensión										Total 10 SEDs Total (1 277 Clientes)		
		SED 02712A			SED 04661A			SED 02708A			Total (434 Clientes)		Cant.	Sub Total
		p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	Cant.	Sub Total		
Con suministro	Monofasico	150,11	114,00	17 112,95	150,11	155,00	23 267,61	150,11	150,00	22 517,04	419,00	62 897,60	1 227,00	184 189,39
	Trifasico	185,69	5,00	928,47	185,69	5,00	928,47	185,69	5,00	928,47	15,00	2 785,41	50,00	9 284,70
Nuevas conexiones	Monofasico	150,11	0,00	0,00	150,11	0,00	0,00	150,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Trifasico	185,69	0,00	0,00	185,69	0,00	0,00	185,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total				18 041,42			24 196,08			23 445,51	434,00			193 474,09

Total Materiales para Conexiones	SI.	193 474,09
Total Materiales para Conexiones	US\$	53 006,60

Total Materiales	US\$	301 683,83
-------------------------	-------------	-------------------

ANEXO N° 44

A. Costo de Mano de Obra para Reforma de Redes

Descripción	Redes de Baja Tensión												Total 10 SEDs
	SED 02712A			SED 04661A			SED 02708A			Total (434 Clientes)			(1 277 clientes)
	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	Sub Total
Materiales Diversos	15 248,00	1,00	15 248,00	25 576,00	1,00	25 576,00	21 702,00	1,00	21 702,00	62 526,00	1,00	62 526,00	183 976,27
Cajas Polimericas	20,09	33,00	662,97	20,09	55,00	1 104,95	20,09	46,00	924,14	20,09	134,00	2 692,06	7 921,11
Cable 3x70+2x16 mm ²	19,02	615,00	11 699,64	19,02	1 046,00	19 898,89	19,02	1 046,00	19 898,89	19,02	2 707,00	51 497,43	151 525,84
Cable 3x35+2x16 mm ²	12,96	240,00	3 111,55	12,96	444,00	5 756,37	12,96	390,00	5 056,27	12,96	1 074,00	13 924,20	40 970,50
Cable 3x16+2x16 mm ²	10,42	0,00	0,00	10,42	20,00	208,42	10,42	20,00	208,42	10,42	40,00	416,83	1 226,48
Corona con púas	87,00	33,00	2 871,00	87,00	55,00	4 785,00	87,00	46,00	4 002,00	87,00	134,00	11 658,00	34 302,48
Sub Total			33 593,16			57 329,63			51 791,72			142 714,51	419 922,65

Descripción	Redes de Media Tensión			Total 10 SEDs		
	p.u.	Cant.	Subtotal	p.u.	Cant.	Subtotal
Materiales de MT	10 561,00	1,00	10 561,00	24,33	1 277,00	31 074,65
Corona con púas	25,00	16,00	400,00	0,92	1 277,00	1 176,96
Sub Total			10 961,00			32 251,61

Total Mano de Obra para Reforma de Redes	S/.	452 174,26
Total Mano de Obra para Reforma de Redes	US\$	123 883,36

B. Costo de Mano de Obra para Conexiones

Descripción	Redes de Baja Tensión												Total 10 SEDs	
	SED 02712A			SED 04661A			SED 02708A			Total (434 Clientes)		Total (1 277 Clientes)		
	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	p.u.	Cant.	Sub Total	Cant.	Sub Total	Cant.	Sub Total	
Cambio de acometida tipo DAC-DAE	14,18	119,00	1 686,85	14,18	160,00	2 268,03	14,18	155,00	2 197,16	434,00	6 152,04	1 277,00	18 101,73	
Cambio de Caja L, LT	22,02	119,00	2 620,00	22,02	160,00	3 522,69	22,02	155,00	3 412,60	434,00	9 555,29	1 277,00	28 115,45	
Instalación de suministro nuevo mono. aéreo	26,24	0,00	0,00	26,24	0,00	0,00	26,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Instalación de suministro nuevo trif. aéreo	28,35	0,00	0,00	28,35	0,00	0,00	28,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total		238,00	4 306,85		320,00	5 790,72		310,00	5 609,76	868,00	15 707,33		46 217,18	

Total Materiales para Conexiones	S/.	46 217,18
Total Materiales para Conexiones	US\$	12 662,24

Total Mano de Obra	US\$	136 545,60
---------------------------	-------------	-------------------

ANEXO N° 45

PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN	
Energía a mayor facturación %	70%
Energía a menores compras %	30%
Decremento efectividad anual	5%

ANTECEDENTES ECONÓMICOS			
	S/. x kWh	US\$ x kWh	
Cargo por energía	0,3136	0,0859	Tar. a oct 2000
Precio compra de energía	0,1748	0,0479	Margen tarifario
Tipo de cambio 1 US\$ =	3,65		

Alimentador	Energía Distribuida (kWh)	Energía Facturada (kWh)	Energía Pérdida (kWh)	% de Pérdidas	Cantidad Clientes	Cantidad de SEDs	SEDs Proyectadas	Influencia en Pérdidas	Energía que se dejara de perder (kWh)	% Pérdidas Esperada
F-12	474 032,00	198 477,00	275 555,00	58,1%	947,00	20,00	7,00	70%	192 888,50	17,4%
F-04	1 111 242,00	772 305,00	338 937,00	30,5%	225,00	43,00	2,00	20%	67 787,40	24,4%
F-17	1 018 213,00	811 374,00	206 839,00	20,3%	105,00	42,00	1,00	10%	20 683,90	18,3%
Total	2 803 487,00	1 782 156,00	821 331,00	31,5%	1 277,00	105,00	10,00		281 359,80	20,7%

INGRESO POR AUMENTO DE FACTURACION	Pérdidas totales x mes (kWh)	Aumento 1er año (S/.)	Aumento 2do año (S/.)	Aumento 3er año (S/.)	Aumento 4to año (S/.)	Aumento 5to año (S/.)	Aumento 6to año (S/.)	Aumento 7mo año (S/.)	Aumento 8vo año (S/.)	Aumento 9no año (S/.)	Aumento 10mo año (S/.)
Aumento de facturación	281 359,80	370 584,62	704 110,78	668 905,24	635 459,98	603 686,98	573 502,63	544 827,50	517 586,12	491 706,82	467 121,48

Ingresos (Aumento de Facturación)	US\$	101 530,03	192 907,06	183 261,71	174 098,62	165 393,69	157 124,01	149 267,81	141 804,42	134 714,20	127 978,49
--	-------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

INGRESO POR MENORES COMPRAS	Pérdidas totales x mes (kWh)	Menor Compra 1er año (kWh)	Menor Compra 2do año (kWh)	Menor Compra 3er año (kWh)	Menor Compra 4to año (kWh)	Menor Compra 5to año (kWh)	Menor Compra 6to año (kWh)	Menor Compra 7mo año (kWh)	Menor Compra 8vo año (kWh)	Menor Compra 9no año (kWh)	Menor Compra 10mo año (kWh)
Menores Compras	281 359,80	43 512,87	82 674,46	78 540,73	74 613,70	70 883,01	67 338,86	63 971,92	60 773,32	57 734,66	54 847,92

Ingresos (Menores Compras)	US\$	11 921,33	22 650,54	21 518,01	20 442,11	19 420,00	18 449,00	17 526,55	16 650,23	15 817,71	15 026,83
-----------------------------------	-------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

ANEXO N° 46

Proyecto de Inversión en Medidas Técnicas 2001

Evaluación Económica del Proyecto

ITEM/AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	438 229,43										
Materiales	301 683,83										
Mano de Obra - Equipos	136 545,60										
INGRESOS											
Mayor Facturación		101 530,03	192 907,06	183 261,71	174 098,62	165 393,69	157 124,01	149 267,81	141 804,42	134 714,20	127 978,49
Menores Compras		11 921,33	22 650,54	21 518,01	20 442,11	19 420,00	18 449,00	17 526,55	16 650,23	15 817,71	15 026,83
TOTAL INGRESOS		113 451,37	215 557,60	204 779,72	194 540,73	184 813,70	175 573,01	166 794,36	158 454,64	150 531,91	143 005,31
GASTOS											
Costos de Operación y Mantenimiento (2,5% Inversión)		10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74
TOTAL GASTOS		10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74	10 955,74
Margen M = I - G		102 495,63	204 601,86	193 823,98	183 585,00	173 857,96	164 617,28	155 838,62	147 498,91	139 576,17	132 049,58
Depreciación acelerada (10 . D		30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38	30 168,38
Depreciación Obras Civiles D		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad de part. de trab. UAPT = M - D		72 327,25	174 433,48	163 655,60	153 416,61	143 689,58	134 448,89	125 670,24	117 330,52	109 407,79	101 881,20
Particip. de Trabaj. PT = 5% * UAPT		3 616,36	8 721,67	8 182,78	7 670,83	7 184,48	6 722,44	6 283,51	5 866,53	5 470,39	5 094,06
Utilidad desp. de part. trab. UDPT = UAPT - PT		68 710,89	165 711,81	155 472,82	145 745,78	136 505,10	127 726,45	119 386,73	111 464,00	103 937,40	96 787,14
Impuestos IM = 30% * UDPT		20 613,27	49 713,54	46 641,85	43 723,73	40 951,53	38 317,93	35 816,02	33 439,20	31 181,22	29 036,14
Utilidad desp. impuestos UDI = UDPT - IM		48 097,62	115 998,26	108 830,97	102 022,05	95 553,57	89 408,51	83 570,71	78 024,80	72 756,18	67 751,00
FLUJO NETO FCN = UDI + D - I_o + VR + APIM	- 438 229,43	78 266,00	146 166,65	138 999,36	132 190,43	125 721,95	119 576,90	113 739,09	108 193,18	102 924,56	97 919,38

Tasa de descuento	12,00%	14,73%	15,73%	16,73%	17,99%	20,00%
VAN	226 830,13	159 213,99	137 115,34	116 282,60	91 694,32	55 923,20
TIR			23,66%			

Mat (\$)	301.683,83	438.229,43
MO (\$)	138.545,60	
Mat(\$/)	1.101.145,98	
MO(\$/)	498.391,44	
	2.037.768,85	2,21

ANEXO N° 47

A. COSTO DE MATERIALES

Item	Matricula	Descripción	Unid.	Cant. por Gabinete	P.U. (S/.)	Costo por Gabinete (S/.)	Cant. de Gabinetes	Sub Total (S/.)
1	6755999	Abrazadera Plastico (Cintillo) P.Cable A	un	49,00	0,33	16,17	206,00	3 331,02
2	6757819	Adaptador Cerrad Cabeza Giratoria P Cajas De	un	0,00	3,69	0,00	206,00	0,00
3	6756699	Amarra Preform.Ac.Galv.(Clase-B) P Viento	un	1,00	7,07	7,07	206,00	1 456,42
4	6756774	Arandela Cuadr.Plana Ac. 75X75X5Mm. Aguj. 1	un	1,00	0,13	0,13	206,00	26,78
5	4517535	Bomera Conex/Deriv. Brc.Trif. 10 Salidas -D	un	0,00	20,18	0,00	206,00	0,00
6	4517537	Bomera Conex/Deriv. Cu. Trifasica 10 Salida	un	1,00	25,48	25,48	206,00	5 248,88
7	6756853	Brazo Apoyo Ac.Galv.Tubo 1.1/2" 750Mm!.Abraz	un	0,00	14,26	0,00	206,00	0,00
8	6755981	Cable Concentrico Bip.(Pvc)220V. 2X 4Mm2. -D	m	502,00	0,99	496,98	206,00	102 377,88
9	6755982	Cable Concentrico Bip.(Pvc)220V. 2X 6Mm2. -D	m	15,00	1,36	20,40	206,00	4 202,40
10	6755985	Cable Concentrico Trip.(Pvc)220V. 3X 6Mm2. -	m	14,00	2,99	41,85	206,00	8 620,56
11	6755986	Cable Concentrico Trip.(Pvc)220V. 3X10Mm2. -	m	18,00	3,77	67,81	206,00	13 968,41
12	6756033	Cable Energia Nyy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X16Mm	m	2,00	5,56	11,16	206,00	2 298,96
13	6755920	Cable P.Viento Ac.Galv.(Clase-B) 7 Hil. 3/8	m	4,00	2,59	10,36	206,00	2 134,16
14	6755998	Cable Portante Al Forrado De 25Mm2. (P25)	m	46,00	2,62	120,52	206,00	24 827,12
15	6757794	Caja Deriv/Acomet.75X220X400Mm.-Lonchera	un	1,00	29,24	29,24	206,00	6 023,44
16	6757755	Caja Toma/Med.Ac.Embutida-Saime 1X200X320M	un	15,00	27,75	416,25	206,00	85 747,50
17	6757813	Cerradura Bronce Tp.Bayoneta P.Cj.Embutida T	un	3,00	2,15	6,45	206,00	1 328,70
18	6757827	Cerradura Cab Girat.Brc.Rw 1/4" 5 Aguj. P.Ca	un	0,00	2,35	0,00	206,00	0,00
19	6756329	Cinta Aisl.Goma Epr 19Mm.X 9.14M. P.EMPALME	Ro	1,00	13,22	13,22	206,00	2 722,29
20	6756155	Cinta Elect.Termopl. A.Perform.19Mmx20M.Negr	Ro	2,00	6,40	12,80	206,00	2 636,80
21	6755943	Conductor Sol Tw 750V.Unip. 1X 6Mm2.Amarill	m	1,00	0,97	0,97	206,00	199,82
22	6757917	Conector Bronce Para Electrodo Puesta A Tier	un	1,00	3,39	3,39	206,00	698,26
23	6756595	Conector Denv.Tp.CuWA P.Cond. 25-10/16-16M	un	1,00	6,06	6,06	206,00	1 247,60
24	4517471	Curva Pvc Tp Sap 90 Grados 1.1/2"D. P.Inst.E	un	2,00	2,19	4,38	206,00	902,28
25	4517472	Curva Pvc Tp.Sap 90 Grados 2"D. P.Inst.Elect	un	0,00	3,90	0,00	206,00	0,00
26	4517474	Curva Pvc Tp.Sap 90 Grados 3"D. P.Inst.Elect	un	2,00	9,73	19,46	206,00	4 008,76
27	6755919	Electrodo Copperweld P.Puesta A Tierra 16Mmd	un	0,00	17,98	0,00	206,00	0,00
28	6756088	Empalme Unip.Der/Deriv. 6- 10Mm2.(3M0)	un	0,00	3,55	0,00	206,00	0,00
29	6756089	Empalme Unip.Der/Deriv. 16- 35Mm2. (3M1)	un	0,00	5,53	0,00	206,00	0,00
30	6756832	Eslabon Angular Ac.Galv. 50X110Mm. Aguj. 17.5	un	1,00	2,28	2,28	206,00	470,11
31	4517441	Fleje Ac.Inox. 0.8 Esp. X 19Mm.Ancho	m	3,00	3,50	10,51	206,00	2 164,05
32	4517444	Grapa (Hebilla) Acero Inox. P.Fleje 19.00Mm.	un	4,00	0,80	3,22	206,00	662,50
33	6756854	Grapa Doble Via Ac.Galv. 40X125Mm.Cabl Autos	un	1,00	4,44	4,44	206,00	913,94
34	6757292	Interruptor Termomag Bip. 220V. 25A.	un	15,00	10,91	163,62	206,00	33 706,34
35	6757932	Medidor Activa Monof.220V.10(40)A.CI.2 3 Hil	un	15,00	1,00	15,00	206,00	3 090,00
36	6756803	Ojal Roscado Ac.Galv. 1 Via 3/4"D.	un	0,00	8,76	0,00	206,00	0,00
37	6756801	Ojal Roscado Ac.Galv. (Forjado) 5/8"D. X 80M	un	0,00	4,40	0,00	206,00	0,00
38	6756840	Perno Anclaje Ac.Galv.P.Viento 5/8"D.X210	un	1,00	15,50	15,50	206,00	3 193,00
39	6756817	Perno C/Ojal Abierto Ac. Tp.1 5/8"D.X 230Mm	un	1,00	12,85	12,85	206,00	2 647,10
40	6756818	Perno C/Ojal Y Tuerca Ac.Galv. 16Mmdx150Mml.	un	1,00	5,47	5,47	206,00	1 126,82
41	4518205	Poste Ac.Tubular P.Alumb.Publ. 9.0M. Rec	un	1,00	183,54	183,54	206,00	37 809,24
42	6756413	Poste C.A. A.P.- L.A. B.T. 7.00/200/1	un	2,00	172,47	344,94	206,00	71 057,64
43	4517824	Sal Higroscopica P.Pozo Puesta Tierra (Boisa	un	1,00	30,83	30,83	206,00	6 350,96
44	6756295	Señalizador De Acometida P.Cable 4-6Mm	un	22,00	1,21	26,62	206,00	5 483,72
45	6756864	Templador P.Acometida Domiciliana En L.A. B	un	4,00	1,16	4,64	206,00	955,84
46	4517385	Tomillo Ho.Galv.Cab.Red.C/T. 3/16"X 1/2"	un	44,00	0,03	1,32	206,00	271,92
47	4517734	Tubo Ho.Galv. 1.1/2" Diam.X 5 00M	m	2,00	8,97	17,94	206,00	3 695,64
48	4517485	Tubo Pvc Tp.Sap 1.1/2"D. P.Inst.Electr.	m	3,00	2,02	6,06	206,00	1 247,74
49	4517486	Tubo Pvc Tp.Sap 2"D. P.Inst.Electr.	m	0,00	2,87	0,00	206,00	0,00
50	4517488	Tubo Pvc Tp.Sap 3"D. P.Inst.Electr.	m	2,00	5,75	11,50	206,00	2 369,70
51	4517483	Tubo Pvc Tp.Sap 3/4"D. P.Inst.Electr.	m	2,00	0,86	1,73	206,00	355,68
52	6756124	Union Derecha Abierta Cu. 35Mm2.	un	0,00	0,44	0,00	206,00	0,00
53	6756478	Zapata C.A. Tp.Cuadrada 400X400Mm. P.Anclaje	un	1,00	13,04	13,04	206,00	2 686,24
Total S/.								454 266,21
Total US\$								124 456,50

B. COSTO DE MANO DE OBRA

Item	Matricula	Descripción	Unid.	Cant. por Gabinete	P.U. (S/.)	Costo por Gabinete (S/.)	Cant. de Gabinetes	Sub Total (S/.)
1		Colocación de poste p/denervación de salidas	un	2,00	110,00	220,00	206,00	45 320,00
2		Elaboración y Montaje estructura metálica p/medidor	un	1,00	1 100,00	1 100,00	206,00	226 600,00
3		Instalación de cajas tp. saime	jgo	1,00	132,00	132,00	206,00	27 192,00
4		Instalación de medidor y accesorios	jgo	1,00	88,00	88,00	206,00	18 128,00
5		Cableado (acometida y salidas)	jgo	1,00	220,00	220,00	206,00	45 320,00
6		Instalación de pozo de tierra	un	1,00	352,00	352,00	206,00	72 512,00
7		Elaboración de esquemas eléctricos c/clientes	un	1,00	55,00	55,00	206,00	11 330,00
8		Rotulados y marcadores	jgo	1,00	33,00	33,00	206,00	6 798,00
Total S/.								453 200,00
Total US\$								124 164,38

ANEXO N° 49

Proyecto de Instalación de Gabinetes 2001

Evaluación Económica del Proyecto

ITEM/AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	248 620,88										
Materiales	124 458,50										
Mano de Obra - Equipo	124 164,38										
INGRESOS											
Mayor Ingreso Por Aumento De Facturación	43 950,80	83 506,51	79 331,19	75 364,63	71 596,40	68 016,58	64 615,75	61 384,96	58 315,71	55 399,93	
Mayor Ingreso Por Menores Compras	18 836,06	35 788,51	33 999,08	32 299,13	30 684,17	29 149,96	27 692,46	26 307,84	24 992,45	23 742,83	
Ingresos Por Gestión De Morosidad	29 562,25	17 470,15	11 338,27	7 708,32	7 708,32	7 708,32	7 708,32	7 708,32	7 708,32	7 708,32	
TOTAL INGRESOS	92 349,10	136 765,17	124 668,54	115 372,07	109 988,88	104 874,85	100 016,53	95 401,12	91 016,48	86 851,07	
GASTOS											
Costo De Operación Y Mantenimiento (2.6% Inversión)	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	
TOTAL GASTOS	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	6 215,52	
Margen $M = I - G$	86 133,58	130 549,65	118 453,02	109 156,55	103 773,36	98 659,33	93 801,01	89 185,59	84 800,95	80 635,55	
Depreciación acelerada (10 D)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Depreciación Obras Civiles D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Utilidad de part. de trab. $UAPT = M - D$	86 133,58	130 549,65	118 453,02	109 156,55	103 773,36	98 659,33	93 801,01	89 185,59	84 800,95	80 635,55	
Particip. de Trabaj. $PT = 5\% * UAPT$	4 306,68	6 527,48	5 922,65	5 457,83	5 188,67	4 932,97	4 690,05	4 459,28	4 240,05	4 031,78	
Utilidad desp. de part. trab. $UDPT = UAPT - PT$	81 826,90	124 022,16	112 530,37	103 698,72	98 584,69	93 726,37	89 110,96	84 726,32	80 560,91	76 603,77	
Impuestos $IM = 30\% * UDPT$	24 548,07	37 206,65	33 759,11	31 109,62	29 575,41	28 117,91	26 733,29	25 417,89	24 168,27	22 981,13	
Utilidad desp. impuestos $UDI = UDPT - IM$	57 278,83	86 815,61	78 771,26	72 589,10	69 009,28	65 608,46	62 377,67	59 308,42	56 392,63	53 622,64	
Flujo de caja neto $FCN = UDI + D - I_0 + VI$	- 248 620,88	57 278,83	86 815,51	78 771,26	72 589,10	69 009,28	65 608,46	62 377,67	59 308,42	56 392,63	53 622,64

Tasa de descuento	12,00%	14,73%	15,73%	16,73%	17,99%	20,00%
VAN	136 097,22	98 334,20	85 976,08	74 317,66	60 546,44	40 488,32
TIR			24,86%			

ANEXO N° 50

COSTO TOTAL DE MATERIALES

Item	Descripción	Unid.	p.u. (S/.)	Cantidad por SED	Costo por SED (S/.)	Total		
						Cantidad (380 SEDs)	S/.	US\$
1	Armella Tirafoñ De Acero Con Ojal 6Mmd.X	un	0,22	0,18	0,04	67,58	14,71	4,03
2	Cable Concentrico Bip.(Pvc)220V. 2X 6Mm2	m	1,42	8,08	11,48	3 069,30	4 358,66	1 194,15
3	Cable Concentrico Trip.(Pvc)220V. 3X10Mm	m	4,18	6,02	25,15	2 286,03	9 549,49	2 616,30
4	Cable E. N2Xy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X 16Mm	m	5,78	0,44	2,54	166,43	962,60	263,73
5	Cable E. N2Xy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X 35Mm	m	10,97	6,38	69,92	2 420,49	26 545,00	7 272,60
6	Cable E. N2Xy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X 70Mm	m	20,29	7,49	152,02	2 845,15	57 714,98	15 812,32
7	Cable E. N2Xy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X120Mm	m	33,50	2,04	68,40	775,10	25 967,17	7 114,29
8	Cable E. N2Xy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X185Mm	m	53,30	0,60	32,12	228,80	12 194,89	3 341,07
9	Cable E. N2Xy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X240Mm	m	62,41	1,99	124,32	756,24	47 197,57	12 930,84
10	Cable E. Nyy Bip. 0.6/ 1Kv. 2-1X 6	m	1,51	5,10	7,72	1 937,83	2 932,66	803,47
11	Cable E. Nyy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X 10Mm2	m	4,02	9,20	36,99	3 491,56	14 042,50	3 847,26
12	Cable E. Nyy Trip. 0.6/ 1Kv. 3-1X300Mm2	m	85,08	0,19	16,06	71,67	6 097,51	1 870,55
13	Cable Portante Al.Forrado De 25Mm2. (P2	m	2,72	2,23	6,04	844,80	2 294,29	628,57
14	Caja Toma/Med.Ac.Tp."L" Reducida	un	28,04	0,06	1,66	22,53	631,66	173,06
15	Caja Toma/Med.Ac.Tp."Lt" Reducida	un	30,52	0,01	0,23	2,82	85,93	23,54
16	Cerradura Cab.Girat.Br.c.Rw 1/4" 5 Aguj.	un	2,44	0,21	0,51	80,26	195,50	53,56
17	Cinta Elect.Termopl. A.Perform.19Mmx20M.	ro	6,60	2,37	15,64	899,43	5 938,82	1 627,07
18	Cinta Elect.Termopl. A.Perform.38Mmx30M.	ro	24,19	0,76	18,42	289,06	6 993,36	1 915,99
19	Cinta Señaliz.Amarilla P.Cable Subt. Bt.	un	0,25	28,79	7,16	10 930,50	2 719,22	744,99
20	Conductor Sol.Tw 750V.Unip. 1X 2.50Mm2.A	m	0,24	1,11	0,26	421,98	100,60	27,56
21	Conector Terminal Compr.Cu. 35Mm2.	un	1,42	0,08	0,11	29,57	41,99	11,50
22	Conector Terminal Compr.Cu. 120Mm2.	un	4,12	0,02	0,09	8,45	34,76	9,52
23	Curva Pvc Tp.Sap 90 Grados 1"D.(P25)	un	0,77	0,03	0,03	12,67	9,72	2,66
24	Curva Pvc Tp.Sap 90 Grados 3/4"D.(P20)	un	0,45	0,16	0,07	62,37	27,80	7,62
25	Ducto Mortero 4 Vias C.A. 90Mmd.X 1Ml.P.	un	12,51	0,06	0,74	22,53	281,85	77,22
26	Empalme Asimet.Der.Deriv. 6- 16/ 6- 16	un	43,99	2,62	115,18	994,05	43 729,65	11 980,73
27	Empalme Asimet.Der.Deriv. 35/ 6- 35Mm2.	un	72,58	1,89	137,01	716,67	52 015,86	14 250,92
28	Empalme Asimet.Der.Deriv. 70/ 6- 70Mm2.	un	97,70	1,11	108,33	420,99	41 129,03	11 268,23
29	Empalme Asimet.Der.Deriv. 120-185/10-185	un	139,49	1,46	203,82	554,75	77 382,08	21 200,57
30	Empalme Asimet.Der.Deriv. 300/10-300Mm2.	un	260,54	0,24	61,26	89,27	23 257,55	6 371,93
31	Empalme Unip.Der/Deriv. 6- 10Mm2.P.Cab	un	3,68	5,12	18,85	1 944,45	7 155,14	1 960,31
32	Empalme Unip.Der/Deriv. 16- 35Mm2.P.Cabl	un	5,46	3,41	18,64	1 295,36	7 076,11	1 938,66
33	Empalme Unip.Der/Deriv. 70Mm2.P.Cable Ny	un	7,71	1,83	14,11	694,85	5 358,66	1 468,13
34	Empalme Unip.Der/Deriv. 120-185Mm2.P.Cabl	un	12,43	0,83	10,28	313,98	3 902,29	1 069,12
35	Empalme Unip.Der/Deriv. 240/300Mm2. P.Nyy	un	21,80	0,06	1,21	21,12	460,39	126,13
36	Fleje Ac.Inox. 0.8 Esp. X 19Mm.Ancho	m	3,48	0,19	0,64	70,26	244,70	67,04
37	Grapa (Hebilla) Acero Inox. P.Fleje 19.0	un	0,83	0,30	0,25	114,05	94,57	25,91
38	Interruptor Termomag.Bip. 220V. 25A.	un	9,54	0,04	0,39	15,49	147,70	40,47
39	Interruptor Termomag.Trip. 220V. 40A.	un	14,81	0,01	0,16	4,22	62,57	17,14
40	Manga Termorrest.P.Punta Muerta P.Nky	un	31,77	0,01	0,24	2,82	89,47	24,51
41	Plancha Policarb.Tam-2 120X110X2.5Mm. P.	un	1,21	0,08	0,10	30,98	37,57	10,29
42	Tablero Madera S/Eq. P.Cj."L" 10X145X24	un	1,00	0,07	0,07	26,75	26,62	7,29
43	Tablero Madera S/Eq. P.Cj."Lt" 13X200X32	un	1,89	0,01	0,02	4,22	7,97	2,18
44	Tarugo Madera (Cedro) 1/2"D.X 2" Long.	un	0,18	0,14	0,03	54,91	9,68	2,65
45	Tornillo Ac.Galv.Cab.Esp.Antirrobo # 10	un	0,04	0,11	0,00	42,24	1,75	0,48
46	Tornillo Ac.Galv.Cab.Esp.Antirrobo # 10	un	0,05	0,13	0,01	50,69	2,63	0,72
47	Tubo Pvc Tp.Sap 1"D.(P25) P.Inst	m	1,12	0,18	0,21	69,77	78,10	21,40
48	Tubo Pvc Tp.Sap 3/4"D.(P20) P.Inst.	m	0,90	0,91	0,82	347,00	312,93	85,73
49	Union Derecha Abierta Cu. 10Mm2.	un	0,26	0,72	0,19	274,56	71,15	19,49
50	Union Derecha Abierta Cu. 16Mm2.	un	0,32	8,30	2,67	3 151,10	1 012,55	277,41
51	Union Derecha Abierta Cu. 35Mm2.	un	0,46	6,66	3,04	2 528,77	1 153,33	315,98
52	Union Derecha Abierta Cu. 70Mm2.	un	1,15	4,40	5,06	1 671,30	1 922,96	526,84
53	Union Derecha Abierta Cu. 120Mm2.	un	1,92	3,77	7,23	1 431,94	2 745,92	752,31
54	Union Derecha Abierta Cu. 185Mm2.	un	3,38	2,12	7,17	805,38	2 721,51	745,62
55	Union Derecha Abierta Cu. 240Mm2.	un	5,02	0,02	0,11	8,45	42,38	11,61
56	Union Derecha Abierta Cu. 300Mm2.	un	5,07	0,55	2,76	206,98	1 049,11	287,43
57	Union Tubular Compres.Cu. 16Mm2.	un	3,75	0,02	0,08	8,45	31,70	8,68
Total						US\$	137 059,42	

ANEXO N° 51

COSTO TOTAL DE MANO DE OBRA

Item	Descripción	Unid.	p.u.	Cantidad	Costo por	Total		
			(S/.)	por SED	SED (S/.)	Cantidad (380 SEDs)	S/.	US\$
1	Apertura y cierre de zanja B.T. (0.60 x 0.70 PROF.)	m	12,68	23,27	295,00	8 833,28	#####	30 684,71
2	Sondeos vanos (reconocimiento)	m3	49,95	3,79	189,20	1 438,11	71 831,29	19 679,80
3	Colocación de cable NYY hasta 3-1x16 mm2	m	1,92	13,64	26,20	5 178,37	9 948,15	2 725,52
4	Colocación de cable NYY hasta 3-1x70 mm2	m	2,31	10,21	23,53	3 875,87	8 935,10	2 447,97
5	Colocación de cable NYY hasta 3-1x185 mm2	m	3,07	4,23	13,01	1 606,81	4 938,94	1 353,13
6	Colocación de cable NYY mayor 3-1x185 mm2	m	4,61	2,17	9,99	822,80	3 793,63	1 039,35
7	Empalme unipolar cable NYY recto o deriv. hasta 70 mm2	un	16,52	4,26	70,35	1 616,56	26 707,87	7 317,22
8	Empalme unipolar cable NYY recto o deriv. hasta 300 mm2	un	27,66	0,90	24,99	342,95	2 116,78	2 599,25
9	Empalme asimétrico hasta 70 mm2	un	72,62	3,97	288,04	1 505,93	#####	29 960,78
10	Empalme asimétrico hasta 300 mm2	un	90,68	1,31	118,90	497,83	45 140,96	12 387,39
11	Punta muerta cable NKY/NYY hasta 300 mm2	un	31,12	0,25	7,82	95,42	2 969,55	813,57
12	Manga muerta tripolar cable NKY/NYY hasta 300 mm2	un	95,67	0,06	5,58	22,13	2 116,78	579,94
13	Acometida subterránea sola sin caja conexión	un	44,95	2,33	104,96	886,41	39 847,42	10 917,10
14	Reparac. Conex. Subter. c/cambio cable menor a 20kW	un	163,29	1,55	253,37	589,10	96 195,51	28 354,94
15	Reparac. Conex. Subter. c/cambio cable mayor a 20kW	un	244,36	0,10	24,03	37,34	9 123,83	2 499,68
16	Reparación de fuga internas en domicilio del cliente	un	58,40	0,90	52,75	342,95	20 028,64	6 487,30
17	Ejecución de puentes entre empalmes	un	38,81	2,82	109,40	1 070,33	41 535,42	11 379,57
18	Pinzado de Llaves en S.E.	un	51,10	4,14	211,63	1 572,31	80 346,76	22 012,81
19	Bobinado de circuitos de B.T.	un	58,40	4,62	269,73	1 753,46	#####	28 058,03
20	Instalación de pozo de tierra ficticia	un	58,40	0,00	0,21	1,38	80,76	22,13
21	Subida a poste con cable NYY hasta 3-1x70 mm2	un	83,38	0,16	13,36	60,85	5 073,04	1 389,88
22	Subida a poste con cable NYY mayor a 3-1x70 mm2	un	83,38	0,11	8,81	40,10	3 343,60	916,05
23	Ejecución de conexión de A.P.	un	108,35	0,53	57,22	200,51	21 725,68	6 952,24
24	Ejecución y reparación de anillo en cable B.T. hasta 300m	un	20,75	4,46	92,58	1 694,00	35 146,83	9 629,27
25	Ejecución de anillo en cable A.P.	un	12,68	1,77	22,49	673,48	8 539,20	2 339,51
26	Reparación y rotura de vereda hasta 10 cm de espesor	m2	53,79	23,15	1 245,31	8 789,49	#####	129 532,24
27	Reparación y rotura de asfalto hasta 20 cm de espesor	m2	80,69	0,81	65,58	308,59	24 898,52	6 821,51
28	Retiro y Reposición de grass	m2	4,23	0,61	2,60	233,14	985,33	269,95
29	Retiro y colocación de losetas pisos especiales	m2	49,95	0,35	17,25	131,12	6 549,33	1 794,34
30	Pinzado de redes aéreas de S.P. Y A.P.	un	16,52	0,80	13,30	305,81	5 049,14	1 383,32
31	Toma y proporción de fotos	un	3,07	6,42	19,74	2 437,98	7 493,74	2 053,08
32	Colocación de cajas L ó LT	un	28,43	0,21	5,83	77,89	2 214,53	806,72
33	Tapiados de cajas y tomas antiguas	un	11,14	0,08	0,93	31,81	354,39	97,09
34	Canalización y pasado a muro	un	24,97	0,30	7,54	114,68	2 864,17	784,70
35	Inspección de suministros	un	6,15	2,17	13,37	825,57	5 075,17	1 390,46
36	Retiro de cable NKY hasta 3 x16 mm2	m	1,34	9,24	12,42	3 506,25	4 715,09	1 291,80
37	Retiro de cable NKY hasta 3 x70 mm2	m	1,61	6,00	9,68	2 277,43	3 675,13	1 006,89
38	Retiro de cable NKY hasta 3 x185 mm2	m	2,15	3,56	7,65	1 350,71	2 906,21	796,22
39	Retiro de cable NKY mayor 3 x185 mm2	m	3,23	0,73	2,35	276,71	893,06	244,88
40	Retiro de cable de conexión de A.P.	un	75,84	0,29	21,66	108,42	8 222,80	2 262,82
41	Retiro de cajas L ó LT	un	19,90	0,05	1,09	20,74	412,84	113,11
42	Retiro de empalme (desmangue) hasta 70 mm2	un	50,83	0,06	3,15	23,51	1 194,99	327,40
43	Retiro de empalme (desmangue) hasta 300 mm2	un	63,47	0,00	0,23	1,38	87,77	24,05
44	Supervisión de Ingeniero	un	#####	1,00			26 025,54	7 130,28
45	Supervisión de técnicos	un	#####	3,00			61 639,43	18 887,82
46	Movilidad tipo Camioneta	un	#####	3,00			#####	39 404,20
Total		US\$						452 737,52

ANEXO N° 52

<u>PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN</u>	
Cantidad de SEDs con fuga a tierra (Corr. Homop. > 0 amp.)	380
Corriente Homopolar Inicial (mediciones 2000) / SED	16,19
Corriente Homopolar Final / SED	0,75
Decrecimiento efectividad anual	5%

<u>ANTECEDENTES ECONÓMICOS</u>		
	\$/ x kWh	US\$ x kWh
Cargo por energía	0,314	0,0859 Tar. a Oct 2000
Precio compra de energía	0,175	0,0479 Margen tarifario
Tipo de cambio 1 US\$ =	3,65	

Energía Inicial Pérdida / SED / Mes	kWh	1 480,77
Energía Final Pérdida / SED / Mes	kWh	68,50
Ahorro de Menores Compras / SED / Mes	kWh	1 412,27
Ahorro de Menores Compras / SED / An	kWh	16 947,23
Ahorro de Menores Compras / SED / An	US\$	811,61

AHORRO EN MENORES COMPRAS EN EL 1er AÑO

Item	Mes	Cantidad de SEDs a Trabajar	Ahorro de Energía / Mes (kWh)	Ahorro de Energía / Año (kWh)	Ahorro de Energía / Año (US\$)
1	Ene-2001	38	53 617,82	589 795,97	28 245,57
2	Feb-2001	38	53 617,82	536 178,15	25 677,79
3	Mar-2001	38	53 617,82	482 560,34	23 110,01
4	Abr-2001	38	53 617,82	428 942,52	20 542,23
5	May-2001	38	53 617,82	375 324,71	17 974,45
6	Jun-2001	38	53 617,82	321 706,89	15 406,68
7	Jul-2001	30	42 894,25	214 471,26	10 271,12
8	Ago-2001	30	42 894,25	171 577,01	8 216,89
9	Sep-2001	30	42 894,25	128 682,76	6 162,67
10	Oct-2001	30	42 894,25	85 788,50	4 108,45
11	Nov-2001	30	42 894,25	42 894,25	2 054,22
12	Dic-2001	0	0,00	0,00	0,00
Total		380	536 178,15	3 377 922,37	161 770,09

INGRESO POR MENORES COMPRAS	Menor Compra 1er año (kWh)	Menor Compra 2do año (kWh)	Menor Compra 3er año (kWh)	Menor Compra 4to año (kWh)	Menor Compra 5to año (kWh)	Menor Compra 6to año (kWh)	Menor Compra 7mor año (kWh)	Menor Compra 8vo año (kWh)	Menor Compra 9no año (kWh)	Menor Compra 10mo año (kWh)
Menores Compras	3 377 922,37	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85	6 434 137,85
Ingresos (Menores Compras) US\$	161 770,09	308 133,51	292 726,83	278 090,49	264 185,96	250 976,67	238 427,83	226 506,44	215 181,12	204 422,06

ANEXO N° 53

Reparación De Cables En Baja Tensión Con Problemas De Fugas A Tierra 2001 Evaluación Económica del Proyecto

ITEM/ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	589 796,94										
Materiales	137 059,42										
Mano de Obra - Equipo	452 737,52										
INGRESOS											
Mayor Ingreso Por Menores Compras	161 770,09	308 133,51	292 726,83	278 090,49	264 185,96	250 976,67	238 427,83	226 506,44	215 181,12	204 422,06	
TOTAL INGRESOS	161 770,09	308 133,51	292 726,83	278 090,49	264 185,96	250 976,67	238 427,83	226 506,44	215 181,12	204 422,06	
GASTOS											
Costo De Operación Y Mantenimiento (2,6% Inversión)	3 426,49	3 428,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	
TOTAL GASTOS	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	3 426,49	
Margen $M = I - G$	158 343,61	304 707,02	289 300,35	274 664,00	260 759,48	247 550,18	235 001,35	223 079,96	211 754,63	200 995,58	
Depreciación acelerada (10 D)	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	5 482,38	
Depreciación Obras Civiles D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Utilidad de part. de trab. $UAPT = M - D$	152 861,23	299 224,64	283 817,97	269 181,63	255 277,10	242 067,80	229 518,97	217 597,58	206 272,26	195 513,20	
Particip. de Trabej. $PT = 5\% \cdot UAPT$	7 643,06	14 961,23	14 190,90	13 459,08	12 763,86	12 103,39	11 475,95	10 879,88	10 313,61	9 775,66	
Utilidad desp. de part. trab. $UDPT = UAPT - PT$	145 218,17	284 263,41	269 627,07	255 722,55	242 513,25	229 964,41	218 043,02	206 717,70	195 958,64	185 737,54	
Impuestos $IM = 30\% \cdot UDPT$	43 565,45	85 279,02	80 888,12	76 716,76	72 753,97	68 989,32	65 412,91	62 015,31	58 787,59	55 721,26	
Utilidad desp. Impuestos $UDI = UDPT - IM$	101 652,72	198 984,39	188 738,95	179 005,78	169 759,27	160 975,09	152 630,12	144 702,39	137 171,05	130 016,28	
Flujo de caja neto $FCN = UDI + D - I_0 + V$	- 589 796,94	107 135,09	204 466,76	194 221,33	184 488,16	175 241,65	166 457,47	158 112,49	150 184,77	142 653,43	135 498,66

Tasa de descuento	12,00%	14,73%	15,73%	16,73%	17,99%	20,00%
VAN	335 365,23	241 307,91	210 564,56	181 580,88	147 370,42	97 597,11
TIR			24,72%			

ANEXO N° 54

GESTIÓN DEL PROYECTO NORMALIZACIÓN DE LA MEDICIÓN

Avance a Diciembre del 2001

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ACUMULADO
INSPECCIONES													
OBJETIVOS	40 147	40 147	40 919	40 953	40 850	40 987	35 123	34 882	34 881	35 122	35 019	29 743	448 774
INSPECCIONES EJECUTADAS	37 152	42 482	43 474	52 598	45 606	37 247	39 701	42 853	41 221	41 349	37 892	37 062	498 637
INDICADOR	92,5%	105,8%	106,2%	128,4%	111,6%	90,9%	113,0%	122,9%	118,2%	117,7%	108,2%	124,6%	111,1%
ÓRDENES DE TRABAJO													
OBJETIVOS	1 930	1 930	1 967	1 969	1 964	1 971	1 689	1 677	1 677	1 689	1 684	1 430	21 575
ÓRDENES EJECUTADAS	1 352	1 440	1 696	2 269	2 205	1 800	1 917	2 042	1 837	1 664	1 655	1 542	21 420
INDICADOR	70,1%	74,6%	86,2%	115,2%	112,3%	91,3%	113,5%	121,8%	109,6%	98,5%	98,3%	107,9%	99,3%
ENERGÍA FACTURADA													
CANTIDAD CNR's FACTURADOS	734	1 651	1 456	1 556	1 373	1 518	941	966	1 262	1 885	1 536	1 187	16 065
ENERGÍA FACTURADA kWh	935 724	2 634 091	2 437 903	3 163 494	2 587 869	2 468 394	3 041 087	2 028 209	1 738 318	2 655 261	1 917 325	1 325 104	26 932 779
DOLARES FACTURADOS - US\$	49 224	240 000	207 498	243 169	219 731	203 087	225 396	146 729	160 243	232 421	163 675	125 353	2 216 528
NEGOCIACIÓN CNR													
TOTAL ENERGÍA NEGOCIADA	298 217	1 970 397	1 020 598	1 567 302	2 441 227	1 532 443	3 554 128	3 544 677	1 534 193	1 738 259	2 064 365	2 246 195	23 512 001
TOTAL DOLARES NEGOCIADOS - US\$	27 054	137 173	81 720	124 132	203 436	129 308	262 001	262 876	116 207	138 393	173 195	207 932	1 863 427
INDICADORES DE GESTION													
FACTURACIÓN CNR (kWh)													
OBJETIVOS	1 127 830	2 642 867	2 435 077	2 167 717	2 167 717	2 167 717	1 842 559	1 842 559	1 789 258	1 789 257	1 789 257	1 725 721	23 487 538
REAL	935 724	2 634 091	2 437 903	3 163 494	2 587 869	2 468 394	3 041 087	2 028 209	1 738 318	2 655 261	1 917 325	1 325 104	26 932 779
INDICADOR	83,0%	99,7%	100,1%	145,9%	119,4%	113,9%	165,0%	110,1%	97,2%	148,4%	107,2%	76,8%	114,7%
TOTAL DOLARES - US\$	49 224	240 000	207 498	243 169	219 731	203 087	225 396	146 729	160 243	232 421	163 675	125 353	2 216 528
AUMENTO DE FACTURACIÓN (kWh)													
OBJETIVOS	942 887	1 696 004	1 791 762	1 791 762	1 791 762	1 791 762	1 522 999	1 522 999	1 465 886	1 465 886	1 465 886	1 465 886	18 715 483
REAL	390 913	528 753	999 340	1 920 008	1 268 076	1 873 775	3 194 698	3 754 927	2 283 047	3 140 387	3 712 046	2 060 399	25 126 370
INDICADOR	41,5%	31,2%	55,8%	107,2%	70,8%	104,6%	209,8%	246,5%	155,7%	214,2%	253,2%	140,6%	134,3%
TOTAL DOLARES - US\$	35 026	47 376	89 541	172 033	113 620	167 890	286 245	336 441	204 561	261 379	332 599	184 612	2 251 323
MENORES COMPRAS (kWh)													
OBJETIVOS	698 741	698 741	738 193	738 193	738 193	738 193	627 464	627 464	603 935	603 935	603 935	603 935	8 020 921
REAL	197 688	340 645	622 453	910 084	464 430	632 565	1 278 358	1 061 396	351 841	851 191	800 385	885 806	8 396 842
INDICADOR	28,3%	48,8%	84,3%	123,3%	62,9%	85,7%	203,7%	169,2%	58,3%	140,9%	132,5%	146,7%	104,7%
TOTAL DOLARES - US\$	9 873	17 013	31 087	45 452	23 195	31 592	63 845	53 009	17 572	42 511	39 974	44 240	419 362
ÍNDICE GENERAL DE GESTIÓN	53,4%	58,7%	77,0%	124,0%	86,2%	104,1%	192,9%	183,3%	115,7%	176,5%	178,0%	119,5%	121,5%

ANEXO N° 55

GESTIÓN DEL PROYECTO NORMALIZACIÓN DE LA MEDICIÓN - Por Área Avance a Diciembre del 2001

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	ACUMULADO ACTUAL										ACUMULADO AÑO 2001
	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 01	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 02	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 03	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 04	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 05	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 06	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 07	CLIENTES ORDINARIOS ZONA 08	GRANDES CLIENTES	OTROS	
INSPECCIONES											
OBJETIVOS	56 648	4 355	31 819	7 588	76 814	28 281	124 698	109 540	9 230	0	448 774
INSPECCIONES EJECUTADAS	101 715	16 997	21 643	22 751	93 797	23 091	100 676	110 966	6 403	719	498 767
INDICADOR	247,1%	537,0%	93,6%	412,5%	188,5%	112,3%	111,1%	139,4%	95,5%	0,0%	111,1%
ÓRDENES DE TRABAJO											
OBJETIVOS	2 723	209	1 530	385	3 683	1 360	5 995	5 266	444	0	21 676
ORDENES EJECUTADAS	4 099	470	787	1 500	3 834	926	4 701	4 889	23	191	21 420
INDICADOR	150,5%	224,4%	51,5%	411,1%	104,1%	68,1%	78,4%	92,8%	5,1%		99,3%
ENERGÍA CURSADA / FACTURADA											
CANTIDAD CNR's FACTURADOS	2 266	54	80	819	3 840	558	3 846	3 766	44	792	18 086
ENERGÍA FACTURADA kWh	4 911 449	192 805	223 164	1 316 958	5 654 693	906 829	7 618 078	4 496 404	3 869 921	-2 257 523	28 932 779
DOLARES FACTURADOS - US\$	440 032	20 269	22 070	126 792	528 234	83 695	659 034	401 786	197 447	- 262 831	2 218 628
NEGOCIACIÓN CNR											
TOTAL ENERGÍA NEGOCIADA	3 094 284	22 870	53 184	883 074	3 560 116	621 855	6 594 777	4 837 622	3 792 523	51 696	23 512 001
TOTAL DOLARES NEGOCIADOS - US\$	260 714	2 057	4 734	75 231	303 441	52 584	547 130	419 660	193 498	4 378	1 863 427
FACTURACIÓN CNR (kWh)											
OBJETIVOS	4 770 894	486 585	717 665	847 529	3 795 255	1 014 925	5 159 156	3 648 524	3 047 004	0	23 487 538
REAL	4 911 449	192 805	223 164	1 316 958	5 654 693	906 829	7 618 078	4 496 404	3 869 921	-2 257 523	28 932 779
INDICADOR	102,9%	39,8%	31,1%	155,4%	149,0%	89,3%	147,7%	123,2%	127,0%	0,0%	114,7%
TOTAL DOLARES - US\$	440 032	20 269	22 070	126 792	528 234	83 695	659 034	401 786	197 447	- 262 831	2 218 628
AUMENTO DE FACTURACIÓN (kWh)											
OBJETIVOS	2 667 018	142 648	49 518	545 825	3 082 444	915 925	2 933 748	2 875 366	5 502 990	0	18 716 483
REAL	2 446 556	129 055	41 748	354 679	2 080 952	358 214	5 326 396	2 494 810	11 806 217	87 742	25 128 370
INDICADOR	91,7%	90,5%	84,3%	65,0%	67,5%	39,1%	181,6%	86,8%	214,5%	0,0%	134,3%
TOTAL DOLARES - US\$	219 211	11 563	3 741	31 779	186 453	32 096	477 245	223 535	1 057 837	7 862	2 261 323
MENORES COMPRAS (kWh)											
OBJETIVOS	1 141 138	61 152	21 228	224 875	1 347 514	377 355	1 280 982	1 255 955	2 310 723	0	8 020 921
REAL	592 602	27 497	15 810	108 888	337 644	40 028	841 805	610 763	5 815 002	8 804	8 396 842
INDICADOR	51,9%	45,0%	74,5%	48,4%	25,1%	10,8%	65,7%	48,8%	251,7%	0,0%	104,7%
TOTAL DOLARES - US\$	29 596	1 373	790	5 438	16 863	1 999	42 042	30 503	290 418	340	419 382
ÍNDICE GENERAL DE GESTIÓN											
	87,7%	63,6%	83,7%	93,3%	87,5%	51,0%	146,5%	91,9%	191,3%	0,0%	121,5%

ANEXO N° 56
GESTIÓN DEL PROYECTO FUGAS A TIERRA
Avance a Diciembre 2001

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL 2001
TOMA DE CARGA HOMOPOLAR								
CANTIDAD DE SEDs INSPECCIONADAS	128	140	43	138	215	68	44	776
ESTADO DE SED's SELECCIONADAS								
CANTIDAD DE SEDs C.H. / Llave < 3 Amp.	22	53	0	80	150	11	1	317
CANTIDAD DE LLAVES ASOCIADAS	109	172	0	297	570	56	3	1 207
CANTIDAD DE kWh ASOCIADOS / SED	9 196	13 593	0	21 080	41 080	4 893	357	90 198
CANTIDAD DE SEDs C.H. / Llave >= 3 Amp.	106	87	43	58	65	57	43	459
CANTIDAD DE LLAVES ASOCIADAS	258	161	70	118	130	105	59	901
CANTIDAD DE kWh ASOCIADOS / SED	173 202	117 944	55 018	97 131	104 891	77 653	27 280	653 320
ESTADO DE SED's TRABAJADAS								
CANTIDAD SED ASIGNADAS A TRABAJAR	67	47	103	83	40	76	47	453
CANTIDAD DE LLAVES ASOCIADAS	166	104	185	112	88	122	68	845
CANTIDAD DE kWh ASOCIADOS	103 140	93 126	128 578	94 260	73 144	72 087	40 469	604 803
PROMEDIO INICIAL DE kWh / SED	1 539	1 981	1 248	1 778	1 829	949	861	1 397
PROMEDIO INICIAL DE kWh / LLAVE	621	895	695	842	831	591	595	716
CANTIDAD SED CULMINADAS	30	89	76	62	80	58	79	386
CANTIDAD DE LLAVES ASOCIADAS	62	154	154	101	117	129	101	818
REPARACIÓN DE CABLE MATRIZ (mts.)	512	1 534	2 887	2 268	3 117	2 636	2 290	15 244
PROMEDIO DE CABLE MATRIZ / LLAVE	8	10	19	22	27	20	23	19
CANTIDAD DE kWh INICIALES	61 631	115 544	140 690	100 693	114 223	95 431	80 496	708 708
CANTIDAD DE kWh FINALES	14 658	27 120	31 876	20 062	22 942	20 044	17 538	154 240
PROMEDIO FINAL DE kWh / SED	489	460	419	386	459	346	251	390
PROMEDIO FINAL DE kWh / LLAVE	236	176	207	199	196	155	174	189
BENEFICIO OBTENIDO MENSUAL (kWh)	46 973	88 424	108 814	80 631	91 281	75 388	62 958	554 488
BENEFICIO OBTENIDO ACUM. 2001 (kWh)	46 973	135 397	244 211	324 842	416 122	491 510	564 468	2 213 523
BENEFICIO OBTENIDO ACUM. 2001 (US\$)	2 346	6 762	12 197	16 224	20 782	24 647	27 692	110 550
BENEFICIO OBTENIDO ANUAL (kWh)	563 673	1 061 092	1 305 763	967 571	1 095 371	904 652	755 499	6 653 621
BENEFICIO OBTENIDO ANUAL (US\$)	28 151	52 994	65 214	48 323	54 706	45 181	37 732	332 301
INDICADORES DE GESTIÓN								
INDICES DE EFICIENCIA/EFFECTIVIDAD								
EFFECTIVIDAD DE SED's CULMINADAS / ASIGNADAS	45%	126%	74%	98%	125%	76%	149%	91%
EFFECTIVIDAD DE LLAVES CULMINADAS / ASIGNADAS	37%	148%	83%	90%	133%	106%	149%	97%
EFICIENCIA kWh BENEFICIO / ASIGNADAS	76%	77%	77%	80%	80%	79%	78%	78%

ANEXO Nº 57

BENEFICIOS POR REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS EN LOS TRANSFORMADORES MT/BT RESUMEN

Datos de Transformador	SE 1919S	SE 1023S	SE 1849S	SE 1851S
Potencia Nominal (KVA)	250	400	350	160
Pérdidas en el Cu (KW)	3.2	4	3.5	2
Pérdidas en el Fe (KW)	0.7	0.9	0.8	0.5
Factor de Utilización (%)	113%	52%	38%	84%

Tarifas	US \$ / kWh
E HP	0.039
EHFP	0.026
MD	6.912

SE 1919S

KVAR Instalados		26	
Pérdidas	Mensual		US \$
	kWh		
Energía Hora Punta	43		1.7
Energía Hora Fuera de Punta	74		1.9
	kW		US \$
Máxima Demanda	0.333		2.3

Reducción de Pérdidas Mensuales US \$	5.9
Reducción de Pérdidas Anuales US \$	71
kVAR Instalados	26.0
Reducción de Pérdidas Anuales x kVAR US \$	2.7

SE 1851S

KVAR Instalados		23	
Pérdidas	Mensual		US \$
	kWh		
Energía Hora Punta	24		0.9
Energía Hora Fuera de Punta	39		1.0
	kW		US \$
Máxima Demanda	0.174		1.2

Reducción de Pérdidas Mensuales US \$	3.2
Reducción de Pérdidas Anuales US \$	38
kVAR Instalados	22.6
Reducción de Pérdidas Anuales x kVAR US \$	1.7

SE 1023S

KVAR Instalados		28	
Pérdidas	Mensual		US \$
	kWh		
Energía Hora Punta	11		0.4
Energía Hora Fuera de Punta	20		0.5
	kW		US \$
Máxima Demanda	0.085		0.6

Reducción de Pérdidas Mensuales US \$	1.5
Reducción de Pérdidas Anuales US \$	18
kVAR Instalados	27.8
Reducción de Pérdidas Anuales x kVAR US \$	0.7

SE 1849S

KVAR Instalados		33	
Pérdidas	Mensual		US \$
	kWh		
Energía Hora Punta	10		0.4
Energía Hora Fuera de Punta	19		0.5
	kW		US \$
Máxima Demanda	0.074		0.5

Reducción de Pérdidas Mensuales US \$	1.4
Reducción de Pérdidas Anuales US \$	17
kVAR Instalados	33.5
Reducción de Pérdidas Anuales x kVAR US \$	0.5

SE	US \$	KVAR Instalados	US \$ / kVAR
1919S	71	26.0	2.7
1023S	18	27.8	0.7
1851S	38	22.6	1.7
1849S	17	33.5	0.5
Total de SED's	144	110	1.3

ANEXO N° 58

GESTIÓN DEL PROYECTO NORMALIZACIÓN DE LA MEDICIÓN

Avance a Diciembre de 1999

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ACUMULADO	
INSPECCIONES														
OBJETIVOS	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	39 626	475 512
INSPECCIONES EJECUTADAS	51 893	55 417	57 724	44 594	47 051	40 754	40 481	32 393	34 166	36 027	36 566	24 580	24 580	501 667
INDICADOR	131,0%	139,8%	145,7%	112,5%	118,7%	102,8%	102,2%	81,7%	86,3%	90,9%	92,3%	62,0%	62,0%	105,5%
ORDENES DE TRABAJO														
OBJETIVOS	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	1 783	21 396
ORDENES EJECUTADAS	1 357	1 949	2 335	1 928	2 717	1 537	1 410	1 590	1 575	1 474	1 649	1 298	1 298	20 820
INDICADOR	76,1%	109,3%	131,0%	108,1%	152,4%	86,2%	79,1%	89,1%	88,3%	82,7%	92,5%	72,8%	72,8%	97,3%
ENERGÍA FACTURADA														
CANTIDAD CNR's FACTURADOS	745	1 068	1 351	1 455	1 960	1 481	1 488	1 765	1 424	1 050	789	1 227	1 227	15 803
ENERGÍA FACTURADA kWh	1 737 942	1 201 023	2 330 328	2 613 517	3 359 538	2 460 483	1 917 319	2 870 298	1 584 771	1 504 874	944 075	1 321 954	1 321 954	23 846 123
DOLARES FACTURADOS - US\$	85 861	110 934	193 220	220 734	306 939	231 377	186 274	269 863	149 432	145 745	88 713	122 217	122 217	2 111 310
NEGOCIACIÓN CNR														
TOTAL ENERGÍA NEGOCIADA	0	424 359	1 728 484	1 634 460	3 019 124	4 100 705	1 917 831	2 257 019	2 281 265	1 795 657	1 525 080	1 254 448	1 254 448	21 938 434
TOTAL DOLARES NEGOCIADOS - US\$	0	38 064	92 405	144 405	261 460	338 985	166 187	200 704	185 023	158 598	126 671	119 338	119 338	1 829 839
INDICADORES DE GESTIÓN														
FACTURACIÓN CNR (kWh)														
OBJETIVOS	897 524	1 401 144	1 854 403	2 282 480	2 282 480	2 282 480	2 837 362	2 837 362	2 837 362	2 837 362	2 837 362	2 837 362	2 837 362	28 024 681
REAL	1 737 942	1 201 023	2 330 328	2 613 517	3 359 538	2 460 483	1 917 319	2 870 298	1 584 771	1 504 874	944 075	1 321 954	1 321 954	23 846 123
INDICADOR	193,6%	85,7%	125,7%	114,5%	147,2%	107,8%	67,6%	101,2%	55,9%	53,0%	33,3%	46,6%	46,6%	85,1%
TOTAL DOLARES - US\$	85 861	110 934	193 220	220 734	306 939	231 377	186 274	269 863	149 432	145 745	88 713	122 217	122 217	2 111 310
AUMENTO DE FACTURACIÓN (kWh)														
OBJETIVOS	202 260	404 520	811 062	1 215 620	1 620 178	2 024 736	2 431 303	2 832 229	3 236 388	3 642 555	4 046 514	4 495 723	4 495 723	26 963 088
REAL	2 771	72 327	1 131 011	997 608	1 306 112	1 128 680	1 330 711	1 548 998	1 866 027	1 392 028	2 030 453	2 461 335	2 461 335	15 266 060
INDICADOR	1,4%	17,9%	139,4%	82,1%	80,6%	55,6%	54,7%	54,7%	57,7%	38,2%	50,2%	54,7%	54,7%	56,6%
TOTAL DOLARES - US\$	248	6 481	101 339	89 386	117 028	100 951	119 232	138 790	167 196	124 726	181 929	220 536	220 536	1 367 839
MENORES COMPRAS (kWh)														
OBJETIVOS	99 619	199 238	399 472	598 729	797 986	997 244	1 197 490	1 396 752	1 596 069	1 796 376	1 995 594	2 207 543	2 207 543	13 282 113
REAL	1 626	31 917	750 956	830 325	753 950	406 444	490 785	636 872	756 228	479 886	592 181	757 143	757 143	6 488 312
INDICADOR	1,6%	16,0%	188,0%	138,7%	94,5%	40,8%	41,0%	45,6%	47,4%	26,7%	29,7%	34,3%	34,3%	48,8%
TOTAL DOLARES - US\$	81	1 594	37 505	41 469	37 654	20 299	24 511	31 807	37 768	23 967	29 575	37 814	37 814	324 045
ÍNDICE GENERAL DE GESTIÓN	68,7%	41,3%	144,3%	104,7%	106,7%	70,9%	56,5%	69,1%	55,0%	41,1%	40,2%	47,8%	47,8%	65,0%

ANEXO N° 59

GESTIÓN DEL PROYECTO NORMALIZACIÓN DE LA MEDICIÓN - Por Área

Avance a Diciembre de 1999

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	ACUMULADO ACTUAL				ACUMULADO
	UNIDAD CENTRO	UNIDAD NORTE PANAMERICANA	UNIDAD NORTE CHICO	UNIDAD MAXIMETROS	AÑO 1999
INSPECCIONES					
OBJETIVOS	256 973	179 539	34 198	4 803	475 513
INSPECCIONES EJECUTADAS	202 410	260 783	33 406	5 068	501 687
INDICADOR	78,8%	145,3%	97,7%	105,5%	105,5%
ORDENES DE TRABAJO					
OBJETIVOS	8 280	11 768	1 220	128	21 396
ORDENES EJECUTADAS	7 096	12 858	826	40	20 820
INDICADOR	85,7%	109,3%	67,7%	31,3%	97,3%
ENERGÍA CURSADA / FACTURADA					
CANTIDAD CNR's FACTURADOS	7 137	8 067	530	69	15 803
ENERGÍA FACTURADA kWh	9 822 323	10 819 459	578 232	2 626 110	23 846 124
DOLARES FACTURADOS - US\$	880 737	1 071 956	36 843	121 774	2 111 310
NEGOCIACIÓN CNR					
TOTAL ENERGÍA NEGOCIADA	8 842 740	10 095 477	539 655	2 460 561	21 938 433
TOTAL DOLARES NEGOCIADOS - US\$	783 075	900 525	34 642	111 598	1 829 840

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	ACUMULADO ACTUAL				ACUMULADO
	UNIDAD CENTRO	UNIDAD NORTE PANAMERICANA	UNIDAD NORTE CHICO	UNIDAD MAXIMETROS	AÑO 1999
FACTURACIÓN CNR (kWh)					
OBJETIVOS	13 540 172	9 460 074	1 801 919	3 222 516	28 024 681
REAL	9 822 323	10 819 459	578 232	2 626 110	23 846 124
INDICADOR	72,5%	114,4%	32,1%	81,5%	85,1%
TOTAL DOLARES - US\$	880 737	1 071 956	36 843	121 774	2 111 310
AUMENTO DE FACTURACIÓN (kWh)					
OBJETIVOS	12 385 943	8 485 809	1 616 345	4 474 991	26 963 088
REAL	4 841 613	4 028 991	205 165	6 190 291	15 266 060
INDICADOR	39,1%	47,5%	12,7%	138,3%	56,6%
TOTAL DOLARES - US\$	433 809	360 998	18 383	554 650	1 367 839
MENORES COMPRAS (kWh)					
OBJETIVOS	6 100 088	4 179 218	796 042	2 206 765	13 282 113
REAL	1 683 467	1 624 360	137 296	3 043 189	6 488 312
INDICADOR	27,6%	38,9%	17,2%	137,9%	48,8%
TOTAL DOLARES - US\$	84 077	81 125	6 857	151 986	324 045
ÍNDICE GENERAL DE GESTIÓN	48,5%	69,2%	20,4%	118,4%	65,0%

ANEXO N° 60

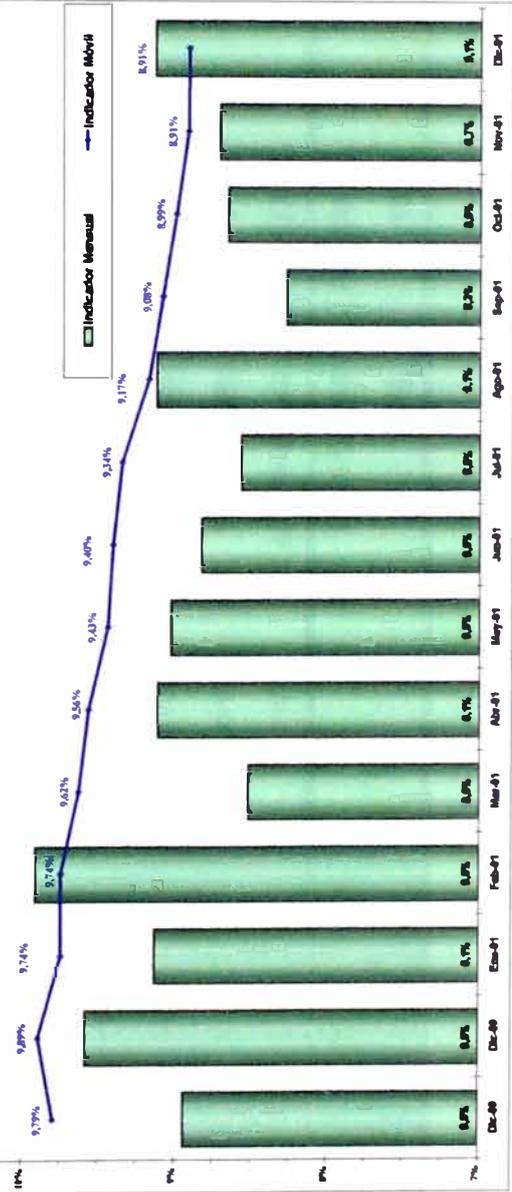
Inversión en el Proyecto Normalización de la Medición 1999

<u>DATOS GENERALES</u>			<u>ANÁLISIS COSTO (US\$)</u>	
	un.	AÑO 1999		AÑO 1999
Inspecciones	#	501 667,00	<u>COSTOS</u>	
N° de clientes totales Normalizado	#	20 820,00	Costo Unit. Inspección	3,55
Efectividad OT's / Inspecciones	%	4,2%	Costo total inspecciones	1 780 917,85
Aumento Facturación promedio	kWh x OT x mes	91,7	Costo Unit. Normalización	54,31
Efectividad CNR / OT	%	75,90%	Costo total Normalización	1 130 734,20
Casos de CNR	%	15.803	COSTO TOTAL	2 911 652,05
Efectividad CNR's / Inspecciones	%	3,15%		
CNR promedio	kWh x CNR	1.509		
Energía Recuperada	kWh	23 846 123,40		

ANEXO N° 61
INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE EDELNOR S.A.A.

MES	ENERGÍA INGRESADA			CONSUMOS FACTURADOS					CONSUMOS FACTURADOS Y NO FACTURADOS					% DE PÉRDIDAS										
	ENERGÍA COMPRADA	ENERGÍA COTIZADA	ENERGÍA POR PLAN	FACT. NO EQUILIBRADO	FACT. POR PLANES	TOTAL DEFACTOS	TOTAL CONSUMO		CONSUMOS NO FACTURADOS			TOTAL CONSUMOS POR CLIENTES			SIN ENER. X									
							FACTURADO	OTROS	ALUMNA	GENERAL	TOTAL NO FACTURADOS	CLIENTES	PUBLICO	PROFESOR	MOVIL. 12 MES	MOVIL. 12 MES	ANUAL	MOVIL. 12 MES	ANUAL	MOVIL. 12 MES	ANUAL	MOVIL. 12 MES		
Dic-99							331.733	3.816.707	3.816.707	201	- 579	273.751	286	12.426	1.100	13.732	14.601	15.506	15.506	3.443.075	3.443.075	8,94%	9,79%	9,79%
Jan-00							337.997	3.967.156	3.967.156	201	- 579	281.526	241	14.012	841	15.094	9.821	- 6.800	- 6.800	3.574.988	3.574.988	9,58%	9,88%	9,88%
Ene-01	327.427	375	13.217	341.019	3.977.175	64.466	13.059	- 1.024	298.873	237	12.339	614	13.190	835	- 966	309.898	309.898	3.389.882	3.389.882	9,13%	9,13%	9,13%		
Feb-01	304.300	377	12.043	316.720	3.970.895	62.232	11.902	- 378	278.895	212	11.704	573	12.490	- 636	- 624	283.348	283.348	3.584.213	3.584.213	9,91%	9,91%	9,91%		
Mar-01	340.970	326	13.415	354.711	4.012.430	3.978.607	71.126	13.258	- 338	307.322	248	12.866	562	13.676	3.307	- 1.494	- 2.292	3.395.744	3.395.744	8,52%	9,16%	9,62%		
Abr-01	319.341	390	14.930	334.661	4.009.461	66.493	14.737	- 41	286.230	243	12.807	609	13.660	4.294	2.800	304.183	304.183	3.610.806	3.610.806	9,11%	9,14%	9,36%		
May-01	330.117	398	16.227	346.742	4.009.361	67.051	16.020	427	302.478	316	14.022	562	14.900	- 1.921	879	315.438	315.438	3.626.344	3.626.344	9,02%	9,12%	9,43%		
Jun-01	313.240	403	16.535	330.179	4.009.361	63.755	15.415	168	288.774	300	14.106	714	15.120	- 3.549	- 2.669	301.040	301.040	3.632.315	3.632.315	8,83%	9,07%	9,40%		
Jul-01	323.272	237	15.015	338.525	4.019.051	65.543	14.825	- 213	290.668	313	14.691	573	15.778	3.287	618	309.532	309.532	3.643.029	3.643.029	8,56%	9,12%	9,14%		
Ago-01	325.834	403	14.316	340.553	4.022.991	66.631	14.335	61	290.776	299	14.554	596	15.449	3.278	3.896	309.504	309.504	3.654.226	3.654.226	9,01%	9,01%	9,17%		
Sep-01	311.663	369	13.308	327.340	4.029.633	65.360	15.112	161	295.684	292	13.203	575	14.069	- 9.473	- 5.777	300.280	300.280	3.663.879	3.663.879	8,27%	8,59%	9,08%		
Oct-01	326.234	357	14.689	342.280	4.038.912	69.027	15.091	- 13	293.302	297	13.299	550	14.146	3.079	- 448	312.677	312.677	3.675.919	3.675.919	8,65%	8,90%	8,99%		
Nov-01	319.579	370	14.483	334.382	4.044.510	65.529	14.317	- 180	293.029	289	12.396	538	13.220	- 968	- 1.116	305.281	305.281	3.377.708	3.377.708	8,70%	8,89%	8,91%		
11e-01	326.661	352	11.861	338.864	4.045.677	66.693	11.994	254	288.673	294	12.692	657	13.343	8.669	7.139	307.673	307.673	3.683.378	3.683.378	9,12%	8,91%	8,91%		

Evolución Gráfica del Indicador de Pérdidas de Energía



ANEXO N° 62

Comparación de resultados Año 1999 vs Año 2000

DATOS GENERALES	un.	AÑO 1999	AÑO 2001	Variación %
Inspecciones	#	501 667,00	498 637,00	-0,60%
N° de clientes totales Normalizado	#	20 820,00	21 420,00	2,88%
Efectividad OT's / Inspecciones	%	4,2%	4,3%	3,51%
Aumento Facturacion promedio	kWh x OT x mes	91,7	146,6	59,98%
Efectividad CNR / OT	%	75,90%	75,00%	-1,19%
Casos de CNR	%	15.803	16.065	1,66%
Efectividad CNR's / Inspecciones	%	3,15%	3,22%	2,28%
CNR promedio	kWh x CNR	1.509	1.676	11,10%
Energia Recuperada	kWh	23 846 123,40	26 932 778,90	12,94%
Aumento Facturacion	kWh	15 266 060,00	25 126 369,99	64,59%
Menores compras	kWh	6 488 312,00	8 396 841,54	29,41%
Beneficio total	kWh	45 600 495,40	60 455 990,43	32,58%
Inversión (US\$)		2 911 652,05	3 238 683,00	11,23%
Beneficio kWh/US\$		15,66	18,67	19,19%