

621.3
G 88

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y
ELECTRONICA**

MFN: 335

INFORME TECNICO SOBRE:

**TRABAJOS DE REDUCCION DE PERDIDAS ELECTRICAS
REALIZADO EN LA EMPRESA ELECTRO ORIENTE S.A.
CIUDAD DE IQUITOS**

54

PRESENTADO POR EL BACHILLER:

JORGE LUIS GUERRERO CARDENAS

305

ASESOR: ING. CARLOS CASTILLO SALDAÑA

PARA OPTAR TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CALLAO - 1996



*A la memoria de mis padres
Inés y Ramiro*

*A mi esposa Vilma y a mis hijos
Danny y Katherine*

A mis hermanos.

S U M A R I O

Pág.

INTRODUCCION	007
I. GENERALIDADES	
1.1 ASPECTOS GENERALES	008
1.2 INFLUENCIAS Y CONSECUENCIAS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA	008
1.2.1 En la gestión técnico-económica de las empresas prestatarias	008
1.2.2 En el orden social	009
1.2.3 En el orden de la ética y moral	010
1.2.4 En los aspectos de seguridad	010
1.3 ANTECEDENTES	011
II. DIAGNOSTICO	
2.1 NORMALIZACION	012
2.2 INSTALACIONES EXISTENTES	013
2.2.1 Centro de Generación	013
2.2.2 Redes de Distribución	016
* Red de Distribución Primaria	016
* Subestaciones de Distribución	017
* Red de Distribución Secundaria	018
2.2.3 Contadores de Energía	019
2.3 MAXIMA DEMANDA Y ENERGIA DISTRIBUIDA	021

2.4	ANALISIS DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS	022
2.4.1	Pérdidas Eléctricas Totales	022
2.4.2	Pérdidas Técnicas	023
	* Identificación de la Problemática	023
	* Pérdidas Técnicas a 1,993	025
	- Pérdidas de Potencia	025
	- Pérdidas de Energía	026
2.4.3	Pérdidas No-Técnicas	027
	* Identificación de la Problemática	027
	- Usuarios a Pensión Fija	027
	- Errores inherentes al Medidor de Energía	028
	- Consumo de usuarios ilegales y Administrativos	028
	* Pérdidas No-Técnicas a 1,993	029
2.4.4	Balance energético del año 1991 al 1994 ..	031
2.5	PROYECTOS IDENTIFICADOS POR CENERGIA Y ELECTRO ORIENTE	034
2.5.1	Proyecto 01: Suministro de Energía SANTA ROSA - QUISTOCOCHA	034
2.5.2	Proyecto 02: Suministro y distribución primaria a Nueva Funchana y zona Nor Este de Iquitos ..	036
2.5.3	Proyecto 03: Remodelación de sub- estaciones y reposición de transformadores de distribución	037
2.5.4	Proyecto 04: Remodelación de las redes de Distribución Secundaria de los sectores: residencial y Pueblos Jóvenes	038

III. PLAN DE GESTION DE CONTROL DE PERDIDAS

3.1	OBJETIVOS	039
3.2	METODOLOGIAS DE EVALUACION	039
3.2.1	Información Técnico-Comercial	040
*	Del Sistema	
*	Red de Distribución Primaria	
*	Subestaciones de Distribución	
*	Red de Distribución Secundaria	
*	Información Comercial	
3.2.2	Campaña de medición y recopilación de información.....	041
3.2.3	Determinación de la Demanda	044
*	Criterios de cálculo	044
-	Factores de corrección	
-	Factor de coincidencia	
*	Máxima Demanda y Energía Distribuida	047
*	Evaluación del Consumo y Demanda Sectorial	049
3.2.4	Metodología para determinar las pérdidas técnicas.....	050
*	Red de Distribución Primaria	050
*	Subestaciones de Distribución	053
*	Red de Distribución Secundaria	054
*	Factores de Corrección	057
3.2.5	Metodología de Estimación de Pérdidas No-Técnicas	058

IV. PLAN DE TRABAJO 1,996

4.1	OBJETIVOS	062
4.2	ALCANCES	063
4.3	ANALISIS INTERNO Y EXTERNO	064
4.4	POLITICAS Y ESTRATEGIAS	065

4.5	IDENTIFICACION DE PROYECTOS DE REDUCCION DE PERDIDAS	
4.5.1	Actualización estudio de pérdidas técnicas	069
4.5.2	Proyecto Clientes Importantes y Comunes Medianos.....	070
4.5.3	Proyecto Circuitos Primarios (salidas) ...	071
4.5.4	Proyecto Erradicación de Clandestinos	074
4.5.5	Requerimientos	077
4.6	AVANCE DE LA GESTION DE CONTROL DE PERDIDAS A DICIEMBRE '95	079
4.6.1	Proyecto Clientes Importantes y Comunes Medianos.....	079
4.6.2	Proyecto Circuitos Primarios	081
	* Redes de Distribución Primaria	
	* Subestaciones de Distribución	
	* Redes de Distribución Secundaria	
	* Empadronamiento general de usuarios	
	* Balance de Energía por Subestación	
4.6.3	Proceso de Recuperos de Energía	101
4.6.4	Balance Energético a Diciembre '95	104
4.6.5	Análisis del avance y perspectivas de Reducción de Pérdidas	107

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS:

- A. RELACION DE CUADROS
- B. RELACION DE DIAGRAMAS Y GRAFICOS
- C. FORMATOS UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS
- D. BIBLIOGRAFIA
- E. CURRICULUM VITAE
- F. RELACION DE PLANOS

INTRODUCCION

Los sistemas de distribución primaria y secundaria, presentan en todos los casos pérdidas por transmisión debido a los efectos resistivos de los materiales conductores, aislamientos en mal estado o defectuosos y a otros como el efecto joule (en el caso de las pérdidas de carácter técnico) y también dentro del campo de la comercialización, se presentan problemas tales como pérdidas de energía, cobranza, instalaciones clandestinas, morosidad, tarifas que no se ajustan a la realidad, etc.

Los valores de pérdidas deben alcanzar parámetros permisibles, pasados los cuales ya representan pérdidas económicas para las empresas encargadas de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Estas pérdidas conllevan a otros inconvenientes, tales como una mala prestación del servicio a los usuarios y su consiguiente encarecimiento, mas aun cuando la generación se realiza por vía térmica.

Las pérdidas totales de energía eléctrica a nivel nacional se han incrementado en los últimos años de manera considerable, siendo las principales causas de este incremento, en el caso de la ciudad de Iquitos, el crecimiento desordenado, conductores y transformadores sobrecargados y suministros provisionales.

De igual modo, la ausencia de una política tarifaria y administrativa adecuada, facilitó que el claudestinaje se generalice, existiendo actualmente incentivos aún no decisivos para que la empresa capte a dichos usuarios ni acciones legales contundentes que ampare a la empresa en su erradicación.

En lo que respecta a la calidad de servicio, en los fines de línea de algunas troncales, existen elevadas caídas de tensión por la excesiva longitud y ausencia de instrumentos de control y medida, para mantener un servicio continuo y confiable.

El presente trabajo revisa estos aspectos e intenta mostrar resultados visibles en el corto plazo y basado en un estudio previo de pérdidas eléctricas realizado por CENERGIA a principios del año 1993 en la Ciudad de Iquitos.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 ASPECTOS GENERALES

La entidad que genera, distribuye y comercializa la energía eléctrica en la ciudad de Iquitos es la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad - ELECTRO ORIENTE S.A. la cual al mes de Diciembre del 95 cuenta con 38,546 clientes distribuidos en los sectores doméstico, comercial, industrial y usos generales.

El suministro de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos, se efectúa mediante dos sistemas de generación, a vapor de agua y Diesel con una capacidad instalada y efectiva de 37.37 MVA y 31.90 MW respectivamente (grupos operativos).

El sistema de distribución de la ciudad de Iquitos es radial y está conformada por redes aéreas (95%) y subterráneas (5%), distribuidas en 13 troncales (ELECTRO ORIENTE S.A., las denomina salidas) alimentadas en 10 KV desde dos (2) centros de distribución: Central Térmica y Subestación Santa Rosa; ésta última alimentada por una línea de subtransmisión en 60 KV proveniente de la Central Térmica.

1.2 INFLUENCIAS Y CONSECUENCIAS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA

1.2.1 EN LA GESTION TECNICO - ECONOMICO DE LAS EMPRESAS PRESTATARIAS

El valor de las pérdidas es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la Empresa, por lo cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en las diferentes etapas funcionales de un sistema eléctrico desde la producción hasta la entrega al usuario, con el fin de

establecer criterios y políticas conducentes a lograr un control permanente posibilitando su corrección.

La falta de control de las pérdidas de energía tiene un doble efecto sobre la gestión empresarial, ya que:

- Produce un rápido deterioro de las redes e instalaciones.
- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados.

En general las empresas carecen de los recursos financieros necesarios para encarar proyectos y programas de reducción de pérdidas. Y para solucionar el crecimiento de la demanda se deben hacer inversiones grandes y con recursos escasos debido a que un porcentaje importante de los ingresos se pierden en pérdidas de energía no registrada.

Por otra parte los programas de reducción de pérdidas necesitan de un tiempo para visualizar los resultados a encarar.

Este mecanismo, produce en la organización empresarial una serie de frustraciones que con el tiempo se traduce en indiferencia, lo cual lleva al deterioro de la operación dando lugar a :

- * Desarrollo generalizado de impotencia entre los responsables de la supervisión y control.
- * Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los responsables de la organización ya sea en beneficio propio o de terceros, que perjudican a la empresa.
- * Crecimiento permanente de la agresividad por hurtar energía o realizar todo tipo de fraude para reducir ilícitamente el consumo y por ende el valor de la facturación.

1.2.2 EN EL ORDEN SOCIAL

Es indudable que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica esté relacionado con el empobrecimiento general de los usuarios de ingresos medios y bajos.

La fuerte caída del poder adquisitivo de las clases media y baja han obligado a los usuarios imaginar y poner en práctica de como apropiarse de forma indebida de la energía eléctrica agrediendo las redes e instalaciones que se encuentran en la vía pública sin vigilancia y control.

Esto obliga a que los usuarios que cumplen normalmente con el pago de su consumo, sean incitados por los que se aprovechan indebidamente de las instalaciones haciendo uso indiscriminado y gratuito de la energía, opten también por imitarlos en forma clandestina.

1.2.3 EN EL ORDEN DE LA ETICA Y MORAL

El robo de la energía a través de conexiones ilegales y el manoseo de las mediciones para obtener registros fraudulentos realizado en forma indiscriminada, además de producir pérdidas económicas sobre los ingresos de las Empresas, produce una fuerte incidencia de la moral y la ética de la población.

Si bien no es justificable, es comprensible que en las zonas periféricas, los habitantes de escasos recursos traten de apropiarse de la energía eléctrica sin pagarla, por ser un elemento indispensable de la marginalidad hacia un confort elemental. No lo es tanto en las zonas residenciales o clubes privados, industrias y comercios, donde los usuarios tienen los recursos suficientes, lo cual convierte este acto en un delito penal.

1.2.4 EN LOS ASPECTOS DE SEGURIDAD

Apropiarse indebidamente de la energía eléctrica, ocasionan en las instalaciones un deterioro con serias consecuencias para la seguridad pública.

Las conexiones ilícitas realizadas por los propios residentes, con uniones manuales, conductores inadecuados, que llevan hasta los domicilios colgándolos de árboles, paredes, techos de otras casas, postes de pequeña altura en un verdadero enjambre de cables (circuitos informales) constituyen un constante peligro, contribuyendo fuertemente al aumento de las pérdidas. El nivel de voltaje en los

domicilios de los usuarios es peligrosa en la utilización normal de electrodomésticos y para su duración.

La permanente agresión de personas inexpertas sobre los conductores, aislamientos y sostenes produce un prematuro deterioro que ocasiona ante condiciones climáticas severas la rotura y caída de estos, sobre la vía pública representando un peligro para la circulación de personas.

1.3 ANTECEDENTES

En el ámbito nacional el aumento de los costos de la energía y el alto nivel de pérdidas registrada en los sistemas de distribución primaria y secundaria han obligado a las Empresas Regionales encargadas del suministro de electricidad, a impulsar estudios que permitan identificar y evaluar en forma desagregada, las causas que produce las pérdidas técnicas y no técnicas.

Dentro de este marco Electro Oriente S.A. encomendó en Febrero de 1,993 a CENERGIA (Centro de Conservación de la Energía y el Ambiente) el estudio "Mejora de los sistemas Regionales de Distribución del Perú - Ciudad Iquitos".

Con Resolución de Gerencia General Nº 002 - 93 se creó el Comité de Gestión Comercial con el objetivo de participar en la Supervisión del Estudio de Pérdidas de Energía de la ciudad de Iquitos, realizado por CENERGIA.

Del análisis efectuado a los balances de energía del año 92 y 93 se puede concluir que las pérdidas de energía han aumentado del 14.96% al 23.42%, el que es corroborado por el diagnóstico efectuado por CENERGIA del estudio de pérdidas del Sistema Eléctrico Iquitos, que determinó una pérdida del 23.12% para el año 1993.

Ante esta situación con Resolución de Gerencia General Nº 008 - 94, se ha creado el Comité de Gestión de Control de Pérdidas que tiene como finalidad desarrollar acciones tendientes a disminuir el porcentaje de pérdidas, a niveles permisibles y en principio en la ciudad de Iquitos, ya que a nivel empresa, Iquitos representa el 72% de la energía eléctrica distribuida.

CAPITULO II

DIAGNOSTICO

2.1 NORMALIZACION

ELECTRO ORIENTE S.A. no tiene un documento oficial de Normalización de equipos y materiales de equipamiento del sistema de distribución de la ciudad de Iquitos.

Actualmente utiliza como referencia para la elaboración y aprobación de los proyectos del sistema de distribución, las Normas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE-MEM) y los armados y disposiciones de materiales y equipos utilizados por ELECTROPERU S.A.

En Octubre del 95, se ha presentado para su aprobación las NORMAS DE PROCEDIMIENTOS por la firma PROTECNA CONSULTORES DEL ORIENTE S.A., que pretende introducir en la Empresa ELECTRO ORIENTE S.A., las principales Normas a implantar y mantener para conseguir el óptimo nivel de eficiencia en sus diferentes procesos administrativos y técnicos, que permita percibir ingresos ordenados y al final del ejercicio posibles utilidades.

Dentro del contexto indicado, se han diseñado las normas para las áreas comercial, de distribución, de control de pérdidas, así como contribuciones reembolsables y compensación por interrupción del servicio eléctrico.

En cuanto a Distribución se refiere, se presenta la norma de Planificación y Desarrollo Eléctrico, esto es, desarrollo eléctrico, uso de materiales en MT y BT, uso de equipos en S.E. MT/BT, aprobación de proyectos, ejecución y recepción de obras.

2.2 INSTALACIONES EXISTENTES

2.2.1 CENTRO DE GENERACION

El suministro de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos, se efectúa actualmente mediante dos sistemas térmicos de generación, a vapor de agua y diesel; el primer sistema está constituido por una turbina a vapor con una potencia instalada de 10.0 MVA y el segundo sistema está conformado por 5 grupos diesel operativos (dos grupos Sulzer y tres grupos Wartsila) con una potencia instalada de 27.37 MVA; ambos sistemas trabajan en paralelo.

La capacidad de la Central Térmica, considerando solamente los grupos operativos, es la que se indica en el siguiente cuadro:

CUADRO Nº 2.1

FUENTE DE SUMINISTRO EXISTENTE
DICIEMBRE - 1,995

FUENTES DE GENERACION TERMICA	POTENCIA INSTALADA MVA	POTENCIA EFECTIVA MW
GRUPOS A VAPOR		
SKODA : 1 X 10 MVA	10.00	10.00
GRUPOS DIESEL		
SULZER : 2 X 1.5 MVA	3.0	2.40
WARTSILA: 3 x 8.12 MVA	24.37	19.50
TOTAL OFERTA	37.37	31.90

El diagrama No. 2.1 muestra el diagrama unifilar de la Central Térmica actualizado a Diciembre 95 y donde se puede apreciar que la generación de energía eléctrica mediante el grupo Skoda se realiza en 10.5 KV, que llega a una barra a la misma tensión, del cual se alimentan las troncales S-01, S-03, S-04, S-06, S-07, S-10, S-11.

La interconexión de los grupos Skoda con los grupos Sulzer se realiza en 10.5 KV, a través de dos cables subterráneos NKY 120 mm². De las barras de los grupos Sulzer se alimentan a las troncales S-02, S-08.

Asimismo existe un módulo de salida en 10.5 KV alimentada por los grupos skoda, que alimenta un transformador de potencia de 14 MVA, 10.5/60 KV ubicada en la misma planta que alimenta la S.E Santa Rosa a través de una línea de subtransmisión de 5.00 Km. de longitud en 60 KV. De esta Subestación salen las troncales S-R1, S-R2, S-R3 y S-R4.

La máxima demanda total determinada por CENERGIA el año 1993 fue 20.16 MW., a Diciembre 95 se tiene una máxima demanda total del sistema de 26.4 MW.

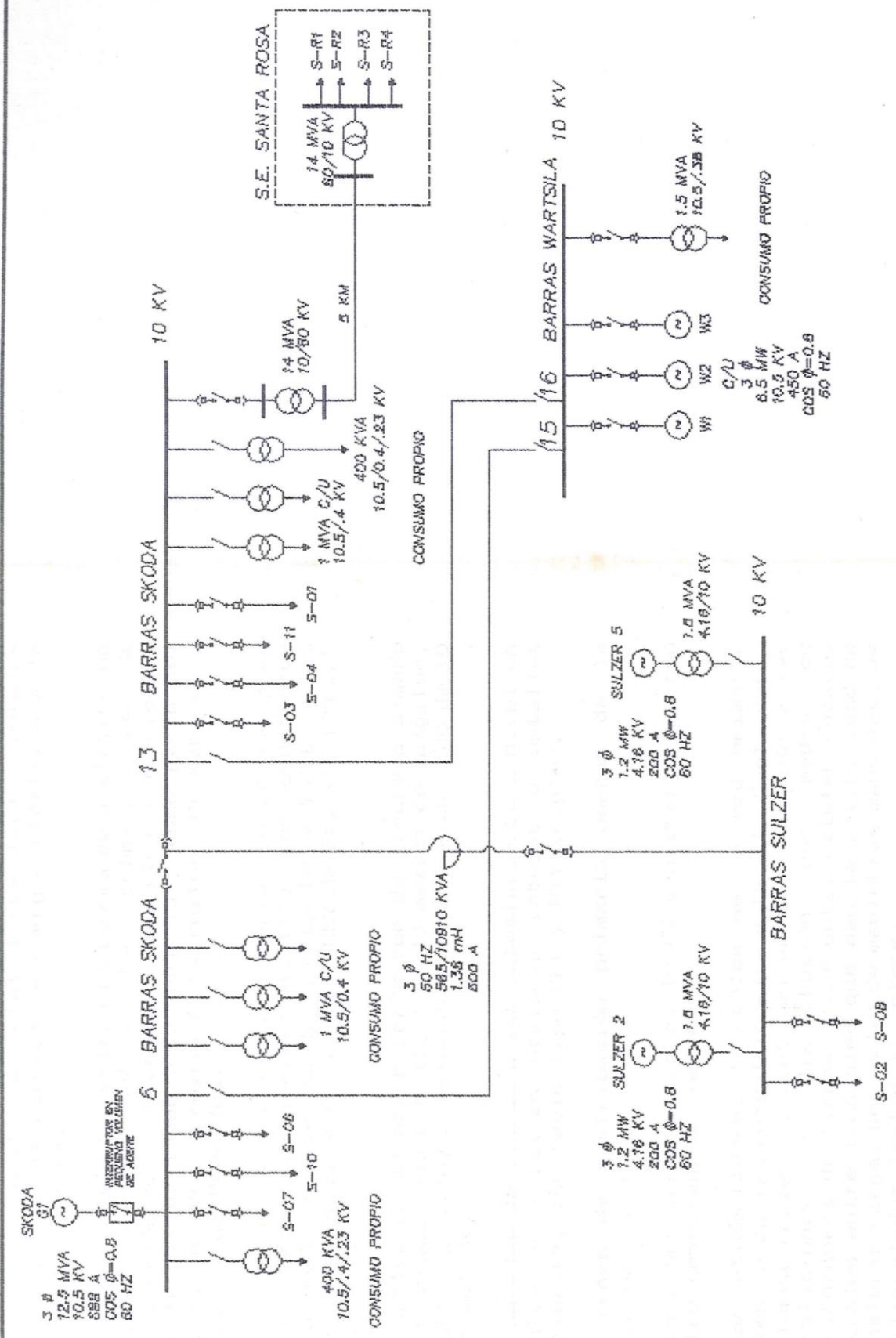


DIAGRAMA		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
No. 2.1		DIAGRAMA UNIFILAR CENTRAL TERMICA	
ESCALA:	S / E	FECHA:	DICIEMBRE '86
DIBUJO:	J. GUERRERO G.	Vo. Bn.	
ELECTRO ORIENTE S.A.		IGUITOS	

2.2.2 REDES DE DISTRIBUCION

* RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

El sistema de distribución primaria de la ciudad de Iquitos es radial y trabaja a la tensión nominal de 10 KV; existiendo en total trece (13) troncales (salidas) que distribuyen la energía eléctrica a la ciudad de Iquitos.

El plano RFIQUI-01 muestra el sistema de distribución primaria en 10 KV y las subestaciones de distribución particulares y de propiedad de Electro Oriente, actualizado a Octubre 95 y como parte del desarrollo del proyecto Circuitos Primarios - Reducción de Pérdidas.

Las redes de distribución primaria son aéreas y en pequeña proporción subterránea (5%). Los conductores en las redes aéreas son de tipo Cu 1/0 y 4 AWG, y las redes subterráneas son el tipo NKY de 35, 70, 120 mm² para 10 KV.

Los postes en su mayor parte son de concreto armado centrifugado (CAC) de 11, 12 y 13 metros de longitud, existiendo también postes de fierro galvanizado de 10 y 11 metros.

Las bajadas de líneas a las subestaciones a nivel en casetas se efectúan mediante cabezas o botellas terminales, con cable tipo NKY y NYY triplex.

Las redes de distribución primaria operan de la siguiente manera:

- Las redes energizadas en 10 KV son trifásicas con neutro conectado a tierra.

- Los alimentadores troncales de la red primaria parten desde la Central Térmica y la S.E. Santa Rosa, en forma radial alimentando en su recorrido a las subestaciones de distribución por medio de seccionadores de líneas o cut-outs. Existen enlaces laterales entre troncales que dan la posibilidad de transferir carga, por medio de maniobras manuales, de un alimentador (salida) a otros.

* SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Las subestaciones de distribución, son por lo general del tipo aéreo, existiendo también subestación de caseta a nivel, con tensiones de transformación de 10/0.4-0.23 KV.

a) Subestaciones Aéreas.

La mayoría de las subestaciones aéreas son trifásicas, existiendo también en mínima proporción transformadores monofásicos en algunas subestaciones.

Las subestaciones aéreas con transformadores trifásicos normalmente se encuentran ubicados en una estructura compuesta por dos postes de concreto (biposte).

La protección de las subestaciones normalmente está constituida por seccionadores fusibles unipolares (cut-out) de 15 KV y fusibles con capacidad de ruptura de acuerdo a la capacidad nominal de la subestación.

Los transformadores trifásicos generalmente son de 100, 125, 150, 160, 200, 250, 400, KVA., mientras que los transformadores monofásicos en subestaciones aéreas son de 25, 37.5 y 50 KVA.

Las subestaciones aéreas generalmente llevan tablero de baja tensión.

b) Subestaciones de Caseta o a Nivel.

La mayor parte de las subestaciones en caseta corresponde a usuarios particulares y/o especiales, tales como: Industrias, Edificios Comerciales, Cuarteles, Casetas de Bombeo, Entidades Estatales, etc.

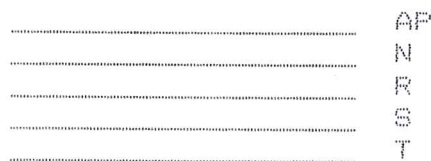
La protección de las subestaciones es variada, pudiendo esta ser: con seccionadores fusibles cut-out, con seccionador de Potencia o simplemente con seccionadores unipolares de accionamiento manual con fusibles incorporados.

Los transformadores ubicados en estas subestaciones de caseta son, por lo general trifásicos de las siguientes potencias nominales: 50, 75, 100, 160,

250, 400, 640 y 1000 KVA, y son transformadores en aceite, del tipo ONAN.

* RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

El sistema de distribución secundaria es trifásico de 380 V, con cinco conductores; 3 conductores para servicio particular, un conductor para alumbrado público y el neutro respectivo. Normalmente las redes aéreas están en disposición vertical de la siguiente manera:



Los conductores de la red secundaria aérea son en general de cobre forrado.

Estos conductores en general se encuentran sostenidos por aisladores tipo carrete de porcelana, los que a su vez se ubica en los postes de concreto, o de fierro utilizando en la mayoría de los casos los mismos postes de la red de media tensión. Los soportes de los conductores, son generalmente de concreto armado centrifugado de 8.0 metros.

Las retenidas son del tipo simple y contrapunta de cable de acero y generalmente están ancladas en el suelo.

La iluminación de la ciudad se caracteriza por llevar un equipamiento con lámparas de vapor de sodio en las avenidas principales y lámparas de vapor de mercurio en las demás avenidas y calles; se usan también lámparas de luz mixta y lámparas fluorescentes generalmente en las zonas alejadas del centro de la ciudad.

Las acometidas domiciliarias están hechas con cable concéntrico No. 12 AWG o con 2 conductores con aislamiento de PVC No. 12 AWG, estas acometidas incluyen separadores de PVC.

2.2.3 CONTADORES DE ENERGIA

MEDIDORES ELECTROMECHANICOS DE ENERGIA

Los contadores monofásicos de energía activa, tienen la bobina de intensidad en serie con el consumo y la bobina de tensión en paralelo con la red. Utilizando dos o tres de los sistemas se construyen contadores trifásicos.

Los contadores pueden suministrarse para diferentes intensidades normales o límites. Para intensidades mayores de 60 A se estila emplear transformadores de intensidad. Los contadores se pueden conectar al circuito correspondiente directamente o a través de transformadores de medida, es decir, de intensidad y de tensión según requerimientos de la carga y el nivel de tensión del suministro respectivamente.

Las diversas marcas de medidores utilizados por ELECTRO ORIENTE S.A, son los siguientes:

CUADRO Nº 2.2

RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA - IQUITOS
MEDIDORES
OCTUBRE 1995

M A R C A
LANDIS
T7
FUJI
GANZ
GEN. ELEC.
OSAKI
SIEMENS
BTR7
NANSEN
ABB
MERCT

Las marcas que predominan actualmente son la marca Fuji y Ganz.

MEDIDORES ELECTRONICOS

La aparición en el mercado de los medidores electrónicos hace siete años, fue posible debido a que los medidores electromecánicos no podían cumplir los cada vez mayores requerimientos de medición de las empresas de electricidad ante el aumento de la demanda de energía y las dificultades para aumentar la oferta.

La primera alternativa fueron los medidores híbridos, que eran medidores mecánicos pero con un registrador electrónico incorporado el cual podía ser programado y procesado sus resultados mediante computadoras personales; el desarrollo de la electrónica de estado sólido en especial de los microprocesadores, permitió contar con un medidor totalmente electrónico que satisfaga los requerimientos de las empresas.

El Alpha, es un medidor totalmente electrónico de la ABB, (ASEA BROWN BOVERI) que mide, registra, almacena y exporta datos de energía KWh, KVARh y potencia en KW hasta 4 tarifas; con tarjetas opcionales efectúa registros de perfil de carga hasta en 4 canales, en cuadrantes, salidas especiales para relés; tarjetas de comunicación via modem; su uso principal es en la medición de clientes industriales y comerciales.

El medidor electrónico Alpha es programado en fábrica, ó en el lugar donde está instalado; el software utilizado es el EMFPLUS y su manejo es muy fácil, con menús tipo ventanas.

La información del medidor se obtiene desde la pantalla LCD, con lectoras-programadoras o cualquier PC portátil provista con un cable óptico de comunicación, y los datos pueden ser exportados a hojas de cálculo.

EL ALPHA COMPARADO CON LOS MEDIDORES ELECTROMECHANICOS

* **Precisión:** La precisión del Alpha es superior en todos los niveles, si el medidor mecánico registra 1% menor representa una pérdida de ingreso, además el Alpha mantiene la misma precisión durante toda la vida porque no hay piezas que se gasten, el medidor mecánico corre más lento con el paso del tiempo y no se detectan estas pérdidas.

* **Energía de arranque:** El medidor electrónico Alpha tiene un nivel de arranque bajo comparado a un medidor mecánico (5 mA para el Alpha comparado con 20 mA para los mecánicos).

* **Ahorro en mantenimiento:** El Alpha viene calibrado de fábrica con una precisión de +/- 0.2% y mantiene esta precisión durante toda la vida operativa, el medidor mecánico necesita esta calibración.

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL MEDIDOR ELECTRONICO

Multitensión: Puede ser usado entre 96 y 528 voltios.

Corriente: Rango amplio cubierto con dos modelos: hasta 20 A para conexión indirecta (con transformadores de corriente) y para conexión directa hasta 100 A en tipo base y 200 A para tipo socket.

Consumo: El consumo de energía es muy bajo, sus circuitos internos son alimentados mediante transformadores de corriente de 2000/1 A.

Precisión: Clase 0.2 según IEC.



2.3 MAXIMA DEMANDA Y ENERGIA DISTRIBUIDA

Según el estudio de CENERGIA, el año 93 y a partir de los diagramas de carga parciales de cada troncal y el diagrama de carga diaria del sistema, se obtuvo los siguientes parámetros del sistema (Diagrama No. 2.2):

- Máxima demanda	:	20.156 MW
- Factor de carga	:	0.68
- Factor de pérdidas	:	0.47
- Factor de simultaneidad entre salidas	:	0.972

La energía distribuida para el año 1993 en el sistema fue de 115.58 GWH.

NOTA. A Diciembre del 95 se tiene una Máxima demanda de 26.4 MW y una energía distribuida de 126.62 GWH.

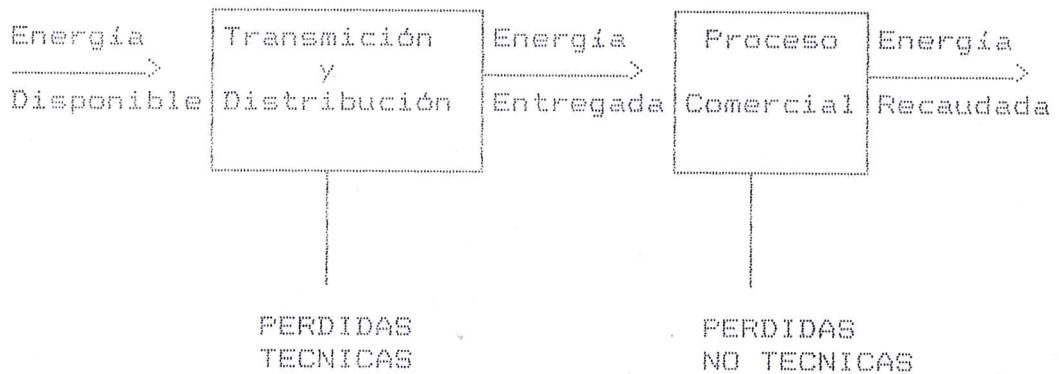
2.4 ANALISIS DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS

2.4.1 PERDIDAS ELECTRICAS TOTALES

A lo largo de proceso de producción, transporte y venta de energía eléctrica no es posible entregar a los consumidores toda la energía que se tiene disponible, debido a que existen restricciones físicas fundamentales de los materiales usados para el transporte de la energía. La energía que se pierde por este concepto se denomina PERDIDAS TECNICAS; cuya magnitud puede minimizarse; en cambio es muy difícil que la empresa logre recaudar el pago de toda la energía registrada; la diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía por la cual la empresa logra facturar su pago se denomina PERDIDAS NO TECNICAS.

Las pérdidas no técnicas están íntimamente ligadas a los procesos administrativos y control en los puntos de medición, y representan energía que está siendo utilizada pero no es registrada ni facturada por ELECTRO ORIENTE S.A.

La relación entre los dos tipos de pérdidas se muestra a continuación.



Las pérdidas totales, que abarca tanto a las pérdidas técnicas como a las no técnicas, se determina por balance energético.

La diferencia entre la energía total neta disponible para distribución y la energía facturada, nos dan el volumen de las pérdidas totales presentes en el sistema.

2.4.2 PERDIDAS TECNICAS

* IDENTIFICACION DE LA PROBLEMÁTICA

Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones y del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta.

Estas pérdidas se producen en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios, o sea en los transformadores primarios, las líneas de transmisión, subtransmisión, de distribución, bajadas o acometidas a clientes y medidores.

En forma general la relación entre las pérdidas (P), la corriente (I) y la resistencia (R) se expresa por:

$$P = I^2 \cdot R$$

donde la corriente I depende de la carga o demanda del sistema y la resistencia R de la conductividad del material, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de la energía, la temperatura ambiente, etc.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar según el tipo y según la causa que la produce:

- Pérdidas por transporte:

- * En líneas de transmisión
- * En líneas de subtransmisión
- * En circuitos de distribución primaria
- * En circuitos de distribución secundaria

- Pérdidas por transformación:

En los transformadores, como en cualquier otro dispositivo eléctrico, se producen pérdidas de potencia. Una parte de estas pérdidas se producen ya

en vacío y se conservan inalteradas en carga; otra parte de las pérdidas solamente aparecen cuando el transformador está en carga y dependen, esencialmente, de la carga, siendo aproximadamente proporcionales a ésta.

Las pérdidas en vacío son las que se producen en el circuito magnético a causa de histéresis y de las corrientes de Foucault; por lo tanto son esencialmente, *pérdidas en el hierro*. Aunque con el transformador en vacío también aparecen pérdidas por efecto Joule en el arrollamiento primario, debidas a la corriente de vacío, como esta corriente es muy pequeña, pueden despreciarse.

Las pérdidas debidas a la carga se producen en los circuitos eléctricos primario y secundario del transformador; se denominan también *pérdidas en el cobre*. Se deben al efecto Joule por efecto del paso de las corrientes primaria y secundaria por los respectivos arrollamientos y valen

$$P_{Cu} = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2$$

Por lo tanto son proporcionales a la corriente de carga.

Durante el funcionamiento en carga del transformador aparecen simultáneamente las pérdidas en vacío y las pérdidas debidas a la carga, de forma que las pérdidas totales valen

$$P_p = P_{Fe} + P_{Cu}$$

De ellas las pérdidas en el hierro son *pérdidas fijas* e independiente de la carga, y las pérdidas en el cobre son *pérdidas variables* y dependientes de la carga.

- Pérdidas en las mediciones:

Son las que se producen en los equipos y aparatos de medición, incluidas las pérdidas en los elementos de transformación (transformadores de tensión y corriente) en el caso de mediciones indirectas.

* PERDIDAS TECNICAS A 1,993

- PERDIDAS DE POTENCIA

Según el estudio de CENERGIA, las pérdidas de potencia que se presentan en los diversos componentes del sistema, se muestran en el cuadro siguiente:

CUADRO No. 2.3

PERDIDAS ELECTRICAS SISTEMA DE DISTRIBUCION - IQUITOS
PERDIDAS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCION
AÑO - 1993

COMPONENTES DEL SISTEMA		PERDIDAS DE POTENCIA	
		KW	% (1)
DISTRIBUCION PRIMARIA		261.24	1.30
SUBESTACIONES	En el Fe.	142.75	0.71
	En el Cu.	272.24	1.35
	Sub Total	414.99	2.06
DISTRIBUCION SECUNDARIA		781.74	3.88
TOTAL		1457.97	7.30

(1) % referido a la Máxima demanda: 20.156 MW

Como puede observarse las mayores pérdidas del sistema se dan en la red de distribución secundaria, obteniendose 53.56 % del total de pérdidas de potencia del sistema.

- PERDIDAS DE ENERGIA

Según el estudio de CENERGIA del año 1993, en el siguiente cuadro, se observa las distribución de las pérdidas de energía en los diferentes componentes del sistema:

CUADRO Nº 2.4

PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION
AÑO - 1,993

COMPONENTES DEL SISTEMA		PERDIDAS DE ENERGIA	
		GWh	% (1)
DISTRIBUCION PRIMARIA		1.03	0.89
SUBESTACIONES	En el Fe.	1.25	1.08
	En el Cu.	1.10	0.95
	SUB TOTAL	2.35	2.03
DISTRIBUCION SECUNDARIA		3.08	2.67
TOTAL		6.47	5.59

(1) % referido al total distribuido: 115.58 GWh / año.

2.4.3 PERDIDAS NO-TECNICAS

* IDENTIFICACION DE LA PROBLEMÁTICA

En la actualidad, existen clientes conectados directamente a la red por falta de medidores (clientes a pensión fija), así como otros clientes con medidores descalibrados por desgaste de las propiedades magnéticas del medidor por intervención del medidor, con el fin de pagar solamente parte de la energía consumida; también hay usuarios conectados ilegalmente en forma clandestina en algunos casos por deficiencias administrativas de la empresa o por la falta de capacidad de transporte de los alimentadores primarios o capacidad de transformación.

Así mismo, las Empresas Regionales de Electricidad adolecen de materiales, equipos y herramientas de trabajo, indispensables para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, la calidad de servicio y el control de conexión de nuevos usuarios a la red, así como, para reducir las pérdidas de energía.

En consecuencia, las Pérdidas No Técnicas están íntimamente ligadas a los procesos administrativos y control en los puntos de medición, y representan energía que está siendo utilizada pero no es registrada ni facturada por ELECTRO ORIENTE S.A.

Para el análisis desagregado de las pérdidas no técnicas es preciso en primer lugar identificarlos.

En el caso de la ciudad de Iquitos, estas se concentran básicamente en:

- Usuarios a pensión fija.
- Errores inherentes a los contadores de energía.
- Consumo de usuarios ilegales y administrativos.

- USUARIOS A PENSION FIJA

La facturación a pensión fija se efectúa por potencia contratada (Watts/mes) y es independiente del consumo real de energía. Debido a que estos usuarios carecen de medición; la facturación de estos usuarios están íntimamente ligadas a su potencia instalada.

Por lo tanto, para tener una facturación que se aproxime al consumo real, debe tenerse actualizado la potencia instalada del usuario; el cual se logra con visitas periódicas al usuario a fin de inventariar

sus equipos e instalaciones.

Aún cuando se tuviera actualizado estos parámetros, siempre habrá un error que se hará mas notorio si el porcentaje de usuarios a pensión fija es considerable.

- ERRORES INHERENTES AL MEDIDOR DE ENERGIA

Este tipo de error se puede presentar por varias causas; descalibración accidental o natural del medidor, daño del mismo, etc. También hay que considerar una instalación defectuosa del contador.

- CONSUMO DE USUARIOS ILEGALES Y ADMINISTRATIVOS

- Las conexiones ilegales o llamados también usuarios no suscriptores, son conexiones directas a las red, sin el conocimiento de la empresa;

- Fraudes; se consideran todas las adulteraciones fraudulentas de los equipos de medición y la modificación ilegal de las conexiones con el fin de inducir a error en la estimación de los consumos por parte de la empresa.

- Errores en procedimientos administrativos del registro de consumos; se consideran todas las causas de error de registro de consumo, no asociados con la medición misma, medición por parte del personal de lectura, fallas en el procedimiento de la medición posteriores a la lectura, etc.

* PERDIDAS NO TECNICAS A 1,993

El cuadro No. 2.5 muestra el resumen de desagregado de las pérdidas no-técnicas para el año 93 efectuado por CENERGIA.

CUADRO NO 2.5

PERDIDAS NO TECNICAS - SISTEMA IQUITOS
RESUMEN DE DESAGREGADO DE PERDIDAS NO TECNICAS
AÑO 1993

RUBRO	Perdidas No Técnicas	
	Energía (MW)	(%)*
Fensión Fija	439.204	0.38
Inherentes al Medidor	9119.262	7.89
Usuarios Ilegales	8425.782	7.29
Administrativas	2276.926	1.97
Total Pérdidas No Técnicas	20261.174	17.53

* Respecto a la energía distribuida de la ciudad de Iquitos 115.58 GWH.

El cuadro No. 2.6 presenta el resumen de las pérdidas eléctricas del sistema de distribución Iquitos para el año 1993, según el estudio de CENERGIA.

CUADRO No. 2.6

CUADRO RESUMEN
 SISTEMA DE DISTRIBUCION IQUITOS
 PERDIDAS ELECTRICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION
 AÑO 1993

PERDIDAS ELECTRICAS	COMPONENTES	POTENCIA		ENERGIA	
		KW	(%)*	MWH	(%)**
TECNICAS	1. Sub Sistema de Distribución Primaria	261.24	1.30		0.89
	2.1 En el Fierro	142.75	0.71	1,250.50	1.08
	2.2 En el Cobre	272.24	1.35	1,099.20	0.95
	Sub total	414.99	2.05	2,340.20	2.02
	3. Sub Sistema de Distribución Secundaria	781.74	3.88	3,081.50	2.67
	Sub Total de Pérdidas Técnicas	1,457.97	7.23	6,455.80	5.59
NO-TECNICAS	1. Pensión Fija			439.18	0.38
	2. Inherentes al Medidor de Energía			9,118.74	7.89
	3. Usuarios Ilegales			8,425.29	7.29
	4. Administrativos			2,276.79	1.97
	Sub Total de Pérdidas No-Técnicas			20,260.00	17.53
	TOTAL DE PERDIDAS ELECTRICAS	1,457.97	7.23	26,715.80	23.11

* Referido a la máxima demanda de los circuitos (salidas) en estudio: 20,156 KW

** Referido a la energía distribuida en la ciudad de Iquitos: 115,580 MWH

PERDIDAS NO TECNICAS = ENERGIA DISTRIBUIDA - (ENERGIA FACTURADA + PERDIDAS TECNICAS)

2.4.4 BALANCE ENERGETICO DEL AÑO 1991 AL AÑO 1994

En el sistema de distribución de la ciudad de Iquitos establecimos el balance energético, para los años 1,991 al 1,994.

CUADRO No. 2.7
AÑO 1,991 (*)

ENERGIA	GWh	%
DISTRIBUIDA	142.76	100.00
FACTURADA	123.04	86.18
PERDIDAS	19.72	13.82

CUADRO No. 2.8
AÑO 1,992 (*)

ENERGIA	GWh	%
DISTRIBUIDA	99.51	100.00
FACTURADA	84.63	85.04
PERDIDAS	14.88	14.96

(*) Datos proporcionados por ELECTRO ORIENTE S.A.

CUADRO No. 2.9
AÑO 1,993 (+)

ENERGIA	GWh	%
DISTRIBUIDA	115.58	100.00
FACTURADA	88.86	76.88
PERDIDAS	26.72	23.12

(+) Datos obtenidos del estudio de CENERGIA

En el cuadro No. 2.10 el balance energético del año 1991 al AÑO 1,994 (@) para todo el ámbito de Electro Oriente S.A. (Loreto y San Martín).

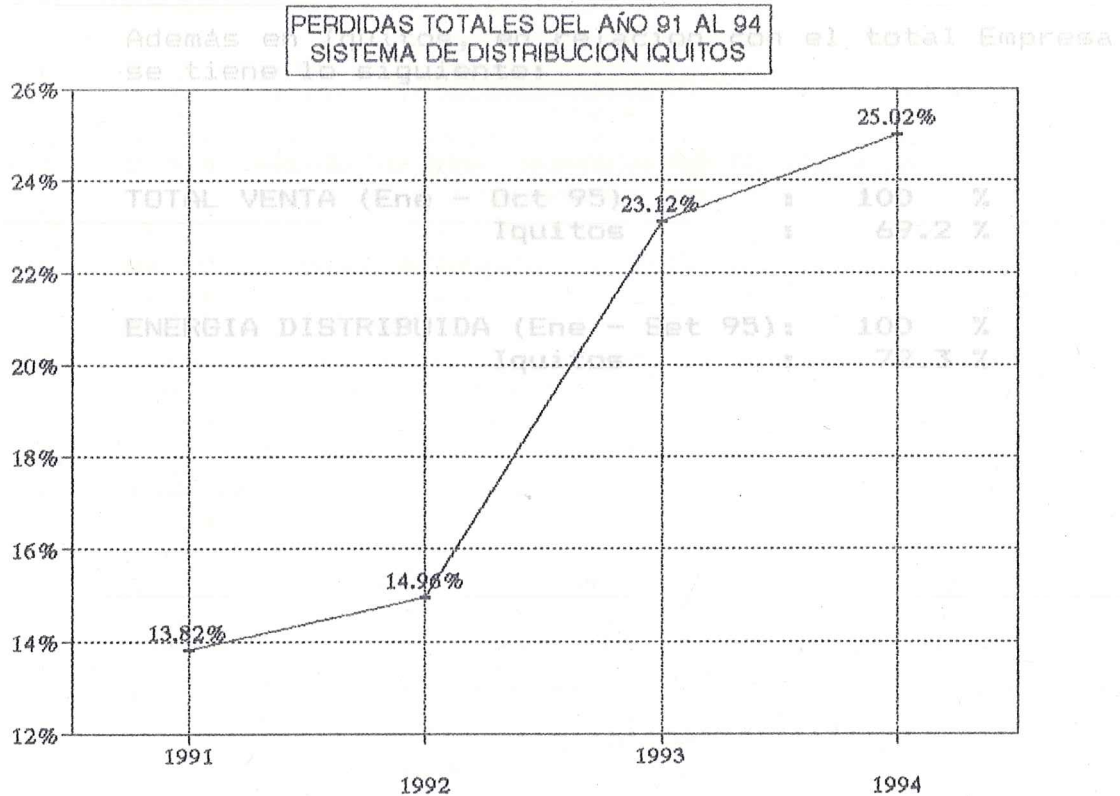
ENERGIA	GWh	%
DISTRIBUIDA	121.49	100.00
FACTURADA	91.10	74.98
PERDIDAS	30.39	25.02

(@) Datos obtenidos del comité de control de pérdidas.

AÑO	ENERGIA DISTRIBUIDA (GWH)	ENERGIA FACTURADA (GWH)	PERDIDAS (GWH)	PERDIDAS TOTALES (%)
1992	148.3	120.3	27.9	18.8
1993	165.5	126.5	39.0	23.6
1994	177.8	130.0	47.8	26.9

El gráfico No. 2.1 muestra el comportamiento de las pérdidas entre los años 1991 y 1994 en el sistema de distribución de Iquitos.

GRAFICO No. 2.1



En el cuadro No. 2.11 muestra el balance energético del año 1991 al año 1994 para todo el ámbito de Electro Oriente S.A. (Loreto y San Martín)

CUADRO No. 2.11

SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRO ORIENTE S.A.
BALANCE ENERGETICO DEL AÑO 1991 AL AÑO 1994

AÑO	ENERGIA DISTRIBUIDA (GWH)	ENERGIA FACTURADA (GWH)	PERDIDAS TOTALES	
			(GWH)	(%)
1991	143.0	118.9	24.1	16.9
1992	148.3	120.3	27.9	18.8
1993	165.5	126.5	39.0	23.6
1994	177.8	130.0	47.8	26.9

Además en Iquitos, en relación con el total Empresa se tiene lo siguiente:

TOTAL VENTA (Ene - Oct 95) : 100 %
Iquitos : 69.2 %

ENERGIA DISTRIBUIDA (Ene - Set 95): 100 %
Iquitos : 72.3 %

2.5 PROYECTOS IDENTIFICADOS POR CENERGIA Y ELECTRO ORIENTE S.A.

La Empresa ELECTRO ORIENTE S.A., encargada de la Generación, Distribución y Comercialización de la energía en la Ciudad de Iquitos, conjuntamente con CENERGIA, han identificado cuatro proyectos en 1993, entre los que se encuentran proyectos de expansión de la frontera eléctrica, así como proyectos de remodelación y reposición de transformadores del Sistema de Distribución en Iquitos.

Los proyectos definidos están orientados a la reducción y control de pérdidas técnicas, mejorar la calidad del servicio que se brinda al usuario, y evitar el colapso de parte de las instalaciones que se encuentran altamente deterioradas.

El costo total de los proyectos (sin impuesto), asciende al monto de 1'939,000 US\$.

Los proyectos seleccionados requieren culminar los estudios de Ingeniería de Detalle para su incorporación definitiva en el Programa de Inversiones a ser propuestos para su financiamiento respectivo.

2.5.1 PROYECTO 01: SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA SANTA ROSA - QUISTOCOCHA

Se trata de un proyecto de expansión cuyo objetivo es satisfacer los requerimientos de energía de la mediana Industria y servicio público de las localidades de la zona Sur Oeste de la ciudad de Iquitos, esto comprende las localidades de Quistococha, Santo Tomás, Santa Clara, Zungarococha, Puerto Almendras, Peña Negra y Varillal. Así mismo, las cargas de UNAP, Parque Industrial y Reserva Turística.

Actualmente la generación eléctrica a estas localidades se efectúa mediante grupos electrógenos; siendo el servicio deficiente debido a la reducida capacidad de los grupos y redes existentes en mal estado de conservación.

ELECTRO ORIENTE S.A. realizó los estudios a nivel definitivo, el que consiste, en realizar una ampliación de la Subestación Santa Rosa, para la instalación de un transformador elevador (primera

etapa) de 10/22.9 - 13.2 KV de 4 MVA, desde donde se trasportaria la energia hasta cada una de las localidades, con una L.S.T. de aproximadamente 5 Km. La segunda etapa consiste en colocar otro transformador similar para la ampliación de suministro de energia.

CARACTERISTICAS TECNICAS

- Línea de Subtransmisión

Nivel de tensión : 22.9 Kv
No. de Ternas : 01
Sistema : Trifásico con neutro corrido.

- Subestación de transformación

Potencia nominal : 4 MVA
Relac. transformación : 10/22.9 Kv

- Redes de Distribución Primaria.

Nivel de Tensión : 22.9/13.2 KV
Sistemas : Trifásico y Monofásico con neutro multiaterrado.
Conductores : Cu, 10 mm²
Disposición : Simple terna triangular.

Las redes serán del tipo radial y aéreo, los puntos de alimentación se tomarán a partir de la L.S.T.

- Subestaciones de Distribución.

Tipo : Aéreo monoposte.
Potencia : Según la carga.
Equipamiento : Seccionadores fusibles y pararrayos en
A.T.

- Red de Distribución Secundaria.

Nivel de Tensión : 440/220 V.
Sistema : Monofásico.
Conductores : Tipo WP alma de cobre,
Calibres de 10 a 25 mm²

- INVERSION TOTAL

La inversión total sin impuestos a Enero 1993 fue 757,000 US Dolares y con impuestos 940,000 US Dolares.

2.5.2 PROYECTO 02: REMODELACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA 10 KV

Se trata de un proyecto de expansión cuyo objetivo es reducir las pérdidas técnicas y mejorar la calidad del servicio de la red de distribución primaria de la salida S-01 e integrar nuevas cargas en la red mencionada.

El área de influencia del proyecto se ubica al Nor Este de la ciudad de Iquitos y consiste en remodelar las instalaciones del tramo comprendido entre la derivación hacia Punchana y las S.E. Punchana de la Red Primaria S-01 y ampliar dicha red primaria hasta el barrio de Escabino utilizando equipamiento nuevo.

El equipamiento previsto en esta alternativa, es la siguiente:

- El alimentador principal y los enlaces laterales de esta troncal serán con conductores de Aleación de Aluminio de 120 mm², simple terna con una longitud aproximada de 3.00 Km y soportes de concreto armado centrifugado; desde la derivación hacia Punchana, hasta el barrio de Escabino.
- Subestaciones de distribución equipadas con transformadores 10 / 0.380-0.23 KV, de las siguientes potencias nominales:
 - . Subestaciones aéreas.
3 x 100 KVA y 1 x 300 KVA
 - . Subestación convencional.
1 x 400 KVA

Se han determinado las siguientes características principales de operación de esta troncal.

	1994	1995	2008
Máxima demanda prevista (MW)	1.431	2.439	4.542
Máxima caída de tensión (%)	1.600	2.800	5.420
Pérdidas en el circuito (%)	1.000	1.330	2.850

- INVERSION TOTAL

La inversión total sin impuestos a Enero 1993 fue 61,000 US \$ Dolares y con impuestos 76,000 US Dolares.

2.5.3 PROYECTO 03: REMODELACION DE SUBESTACIONES Y REPOSICION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

El objetivo de este proyecto es reemplazar a los transformadores que se encuentran en estado de obsolescencia y deterioro considerable y por consiguiente disminuir las pérdidas técnicas de las subestaciones de distribución de la ciudad de Iquitos.

El proyecto consiste en realizar la sustitución de subestaciones de Distribución (adquisición de transformadores, tableros de distribución y equipos de protección y maniobra). Las subestaciones consideradas están equipadas con transformadores trifásicos con factores de utilización que superan el 120%, originando pérdidas de energía del orden del 3% de la energía por ellas distribuidas. También dentro de estas, se encuentran las que tienen transformadores con más de 20 años de servicio.

En el proceso de cambio de transformadores, se ha tenido en cuenta el criterio de optimizar la operación de los transformadores reubicándolos en el sistema de acuerdo a la magnitud de la carga a alimentar.

Los transformadores de distribución tendrán las siguientes características técnicas:

Tipo	: Inmersos en aceite.
Instalación	: Intemperie.
Número de fases	: 3
Relac. Transf.	: 10/.40-.23 KV
Frecuencia	: 60 HZ
Reg. Tensión	: 2 x +/- 2.5 %
Altura (montaje)	: 1,000 m.s.n.m.
Tensión de C.C.	: 4 %
Grupo Conexión	: Dy5
Enfriamiento	: ONAN

- INVERSION TOTAL

La inversión total sin impuestos a Enero 1993 fué 283,000 US \$ Dolares y con impuestos 358,000 US \$ Dolares.

2.5.4 PROYECTO 04: REMODELACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA DE LOS SECTORES: RESIDENCIAL Y PUEBLOS JOVENES

El objetivo de este proyecto es reducir las pérdidas eléctricas y mejorar la calidad del servicio de las redes de distribución secundaria de las Urbanizaciones: Río Mar, Las Palmeras, y los Pueblos Jóvenes Iro. de Enero, Nueva Funchana, Pilar Nores de García y Munich.

El suministro de energía eléctrica a las cargas mencionadas anteriormente, se efectúan mediante instalaciones provisionales en 220 V, los cuales en su mayoría se encuentran en situaciones precarias por la concepción misma de éste tipo de proyectos.

Dada la situación de obsolescencia de la mayoría de las redes de distribución secundaria de las cargas indicadas anteriormente, se plantea remodelar totalmente la red secundaria en 380 - 230 V incluido los transformadores de distribución, alternativa seleccionada por mínimo costo.

Los parámetros que se han considerado para la evaluación de costos, son los que se señalan a continuación:

- . Horizonte temporal de proyección 15 años.
- . Tasa de descuento 12 %
- . Tasa de crecimiento de la Demanda según Plan Maestro, versión 1991 elaborado por Electro Perú.
- . Precios de materiales y equipos a Enero de 1993.
- . Costos incrementales de largo plazo de energía y de potencia, según resumen de Costos Marginales de los Sistemas Aislados.

- INVERSION TOTAL

La inversión total sin impuestos a Enero 1993 fué 838,000 US \$ Dolares y con impuestos 998,000 US \$ Dolares.

CAPITULO III

PLAN DE GESTION DE CONTROL DE PERDIDAS

3.1 OBJETIVOS

Lograr un nivel de pérdidas eléctricas con parámetros permisibles y/o asignados por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Mantener un diagnóstico del estado actual del sistema de distribución en el ámbito de Electro Oriente, con la finalidad de cuantificar las pérdidas e identificar y evaluar las causas que las producen y los efectos económicos ocasionados a la Empresa.

Plantear medidas correctivas, técnicas y administrativas para reducir el nivel de pérdidas y mejorar la calidad del servicio ofrecido a los clientes.

3.2 METODOLOGIAS DE EVALUACION

La metodología a emplear es la misma que utiliza CENERGIA, la cual a su vez está basada en los procedimientos desarrollados en el "Manual Latinoamericano y para el Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas" de la OLADE, adaptándola a las características propias del Sistema de Distribución de la ciudad de Iquitos.

El mes base a considerar para el estudio será el mes de Febrero de 1996.

3.2.1 INFORMACION TECNICO - COMERCIAL

* DEL SISTEMA

- Puntos de suministro de energía en bloque.
- Demanda máxima del sistema Iquitos de Enero a Diciembre 1995
- Planilla de datos horarios de potencia correspondiente al mes de Febrero (mes base) del año 1996.
- Consumo mensual en KWH desagregado por tipo de tarifa del año 1995.

* RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA (RDP)

- Diagrama Unifilar con disposición geográfica y urbana de las salidas.
- Parámetros eléctricos de los diferentes alimentadores tales como: material y calibre de los conductores, disposición geométrica, y longitudes.

* SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION (SSDD)

- Datos de placa de los transformadores de distribución.
- Pérdidas nominales en el fierro y en el cobre de cada transformador.

* RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA (RDS)

- Número de circuitos de alumbrado público y servicio particular, con sus respectivos calibres de conductores.
- Proyectos de las RDS ejecutados y por ejecutar.
- Proyectos de remodelación de las redes secundarias.

* INFORMACION COMERCIAL

- Pliego tarifario 1996.
- Energía facturada por tarifa de la ciudad de Iquitos del año 1995.
- Ubicación y cuantificación de los usuarios a pensión fija.

3.2.2 CAMPAÑA DE MEDICION Y ACOPIO DE INFORMACION

La campaña de medición y levantamiento de información, permitirá obtener los datos necesarios para actualizar la evaluación del estado físico-operativo de las instalaciones existentes y cuantificar las pérdidas en los diversos componentes del Sistema de Distribución de la Ciudad de Iquitos.

El trabajo de campo y actividades se efectúan en dos turnos: durante las mañanas se evalúan las instalaciones existentes, se verifican los recorridos de los circuitos primarios y secundarios y se toman los datos de placa de las subestaciones de distribución, así como cualquier otra información que se considere necesaria para el estudio.

Con la adquisición de los equipos de medición (Febrero del 96), durante las noches (6:30 a 9:00 pm), se toman las mediciones en las salidas de las subestaciones de distribución y en los circuitos de distribución secundaria.

Paralelamente se hacen registros de parámetros eléctricos en: salidas de alimentadores y subestaciones de distribución típicas previamente seleccionadas.

La información a ser recogida de campo es la siguiente:

a) Registros en alimentadores principales.

Para ello se instala el analizador de redes Dranetz por espacio de 24 horas en los siguientes puntos:

- Salida de los alimentadores de la red primaria en la Central Térmica Iquitos.

- Salida de los alimentadores de la red primaria en la Subestación Santa Rosa.

De las mediciones registradas será posible obtener lo siguiente:

- * Diagrama de carga.
- * Máxima demanda, factor de carga, factor de potencia factor de pérdidas, factor de utilización.
- * Registros de tensión, corriente, potencia activa y reactiva.

b) Registros en las Subestaciones de Distribución.

En subestaciones previamente seleccionadas bajo los criterios de: subestaciones típicas, sobrecargadas, más alejadas del punto de suministro, etc., se instalan los registradores de potencia y de tensión, durante 24 horas, con el fin de obtener los diagramas de carga típicos y las variaciones de los niveles de tensión.

c) Información de la Red primaria

- Actualización de la topología de la Red de Distribución Primaria.
- Verificación y complementación de los datos de las redes, tales como: calibre y material de los conductores, disposición geométrica, longitud, etc.

d) Información de las subestaciones de distribución

Para cada subestación de distribución se efectúa el levantamiento de la siguiente información:

Codificación de la Subestación, Centro de distribución y salida a que pertenece, tipo y ubicación.

De los transformadores se registra marca, potencia, relación de transformación, corriente nominal, tensión de corto-circuito, grupo de conexión, No. de fases, No. de taps y año de fabricación.

e) Información de la red secundaria y alumbrado público.

Se evalúa el estado físico de la Red Secundaria, su estado de conservación y se identifica los tipos de red (aérea y subterránea), postes (madera, concreto y fierro) y conductores en donde sea posible su identificación (cobre desnudo y cobre forrado).

Además se evalúa la red de alumbrado público, se identifica el tipo de lámparas. Paralelamente se efectúa la evaluación del estado físico de dicha red.

f) Mediciones en horas de máxima demanda, en subestaciones y red secundaria.

En las horas de máxima demanda y para cada subestación de distribución, se efectúan mediciones de la corriente total en el secundario de los transformadores y después mediciones de las corrientes diferenciado la red de alumbrado público y se servicio particular en donde sea posible.

Además se efectúan mediciones de las tensiones de fase y de línea en el secundario de los transformadores y la tensión de fin de línea del circuito seleccionado, bajo el criterio de más sobrecargado y/o de mayor longitud.

Los datos obtenidos son usados para calcular la caída de tensión, el desbalance de tensión entre fases y las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución secundaria.

3.2.3 DETERMINACION DE LA DEMANDA

* CRITERIOS DE CALCULO

- FACTORES DE CORRECCION

Como primer paso se determinan los factores de corrección que cuantifican la variación del consumo de energía de un día útil a Sábado y Domingo.

Para determinar los factores se toman en cuenta los registros efectuados durante los días Sábados y Domingos en las salidas: S-O6, y S-R4, para las demás troncales estos factores se toman por similitud.

Los parámetros registrados de las troncales mencionadas por CENERGIA el año 1,993 son los siguientes:

Troncal	S-O6		S-R4	
	M.D.	f.c	M.D.	f.c
Día útil	2.79	0.60	1.44	0.56
Día Sa.	2.55	0.65	1.45	0.74
Día Do.	2.43	0.66	1.44	0.71

Con estos valores y teniendo en cuenta la siguiente relación:

$$F_{corr.} = \frac{MD1}{MD2} \times \frac{fc1}{fc2} \dots \dots \dots (3.1)$$

Donde:

- F_{corr.} : Factor de corrección
- MD : Máxima demanda
- fc : Factor de carga

Se obtiene los siguientes factores de corrección:

Salida	Factor de corrección	
	Dsa	Ddo
S-06	0.99	0.96
S-R4	1.33	1.27

Los factores de corrección para la salida S-02, son similares a los de la salida S-R4, y los factores de corrección para las salidas S-01, S-03, S-04, S-07, S-08, S-10, S-11, S-R1, S-R2 y S-R3, son similares a los de la salida S-06.

Seguidamente determinamos los factores de corrección por variación estacional, utilizando la relación (3.1), en donde se asume que el factor de carga es igual para todos los meses, por lo tanto la relación entre la potencia media del mes (i) y la potencia media del mes base nos da el factor de corrección mensual.

La potencia media mensual se determinará a partir de los valores de la energía distribuida en el sistema Iquitos correspondientes al año 1,995.

En el cuadro No. 3.1 se muestran estos factores de corrección (Estudio de CENERGIA año 1,993):

CUADRO No. 3.1

ANALISIS DE LA DEMANDA
FACTORES DE CORRECCION MENSUAL
AÑO 1993

MES	DEMANDA MEDIA (MW)	FACTOR DE CORRECCION
Enero	9.95	0.83
Febrero	11.95	1.00
Marzo	10.64	0.89
Abril	9.97	0.89
Mayo	9.51	0.83
Junio	10.04	0.84
Julio	11.38	0.95
Agosto	12.07	1.01
Setiembre	12.86	1.08
Octubre	12.85	1.08
Noviembre	12.95	1.08
Diciembre	12.25	1.03

- FACTOR DE COINCIDENCIA

De los registros tomados en cada una de las 13 troncales, se obtiene la máxima demanda para cada uno de los alimentadores, la suma de estos valores es:

27.16 MW

Por otro lado al construirse el diagrama de carga del sistema se obtiene una máxima demanda igual a :

26.4 MW

El factor de coincidencia entre troncales es determinado de la siguiente manera:

$$f.e. = \frac{26.4}{27.16} = 0.972$$

* MAXIMA DEMANDA Y ENERGIA DISTRIBUIDA

La suma de las máximas demandas de cada una de las troncales, multiplicado por el factor de coincidencia entre troncales para la potencia, nos da la máxima demanda del sistema.

$$MD = 27.16 * 0.972 = 26.4 \text{ MW}$$

También con los registros realizados en la salida de cada una de las 13 troncales alimentadoras, y complementados con los datos horarios de los reportes de guardia diaria de la Central Térmica, se han construido los diagramas de carga diaria y calculado los parámetros tales como; máxima demanda, energía distribuida, factor de carga, factor de pérdidas y otros.

A partir de los diagramas de carga parciales de cada troncal, se ha construido el diagrama de carga diaria del sistema, tal como se muestra en el Diagrama No. 2.2, de donde se extrae los siguientes parámetros del sistema:

- Máxima demanda	:	20.156	MW
- Factor de carga	:	0.68	
- Factor de pérdidas	:	0.47	
- Factor de simultaneidad entre salidas	:	0.972	
- Energía distribuida durante un día útil	:	327,327	KWH

A partir de la energía de un día útil, se determina la energía mensual del mes base -Febrero 96 -, afectada por factores de corrección por sábado y domingo, que cuantifican la variación del consumo de energía de un sábado y domingo, con relación a un día útil.

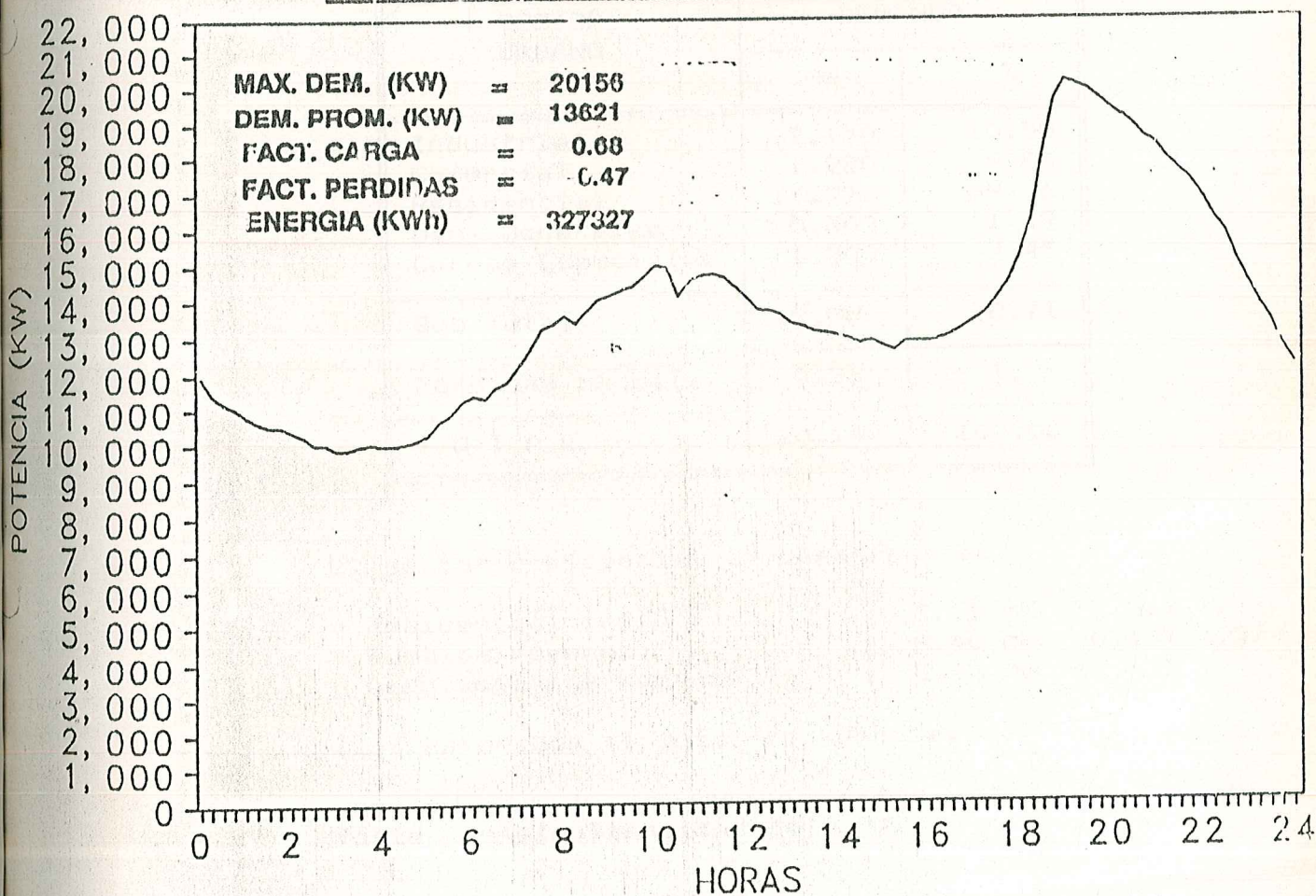
Finalmente se determina la energía anual de la troncal para lo cual se utiliza el factor de corrección mensual que cuantifica la variación estacional de la demanda en los diversos meses del año.

De esta manera, será calculada la energía distribuida estimada para el año 1996 en el sistema.

DIAGRAMA 2.2

Febrero - 95

DIAGRAMA DE CARGA TOTAL
CIUDAD DE IQUITOS



* EVALUACION DEL CONSUMO Y DEMANDA SECTORIAL

Todas las subestaciones de distribución han sido tipificadas según el tipo de usuarios a los cuales suministran energía, esto permitirá desagregar la demanda del sistema por sectores de consumo tal como lo hizo CENERGIA y cuyo resumen se muestra en el cuadro No. 3.2

CUADRO No. 3.2

ANALISIS DE LA DEMANDA - SISTEMA IQUITOS
DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR SECTORES
FEBRERO - 1993

SECTOR URBANO	DEMANDA	
	MW	%
Industrial	2.130	10.58
Comercial	1.980	9.83
Residencial	13.97	69.36
Usos Generales	0.300	1.49
Cargas Especiales	1.500	7.45
Sub Total	19.88	98.71
Pérdidas en M.T.	0.26	1.29
T O T A L	20.14	100.00

El sector residencial se desagrega en:

- Residencial medio : 3.11 MW 22.26% (2)
- Pueblos Jóvenes : 8.40 MW 60.13% (2)
- Asentamientos Humanos : 2.46 MW 17.61% (2)

(2) Referidos al total residencial.

Los valores de la demanda están afectados por un factor de simultaneidad de 0.972.

3.2.4 METODOLOGIA PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION

La metodología que aplicamos tiene por finalidad evaluar y desagregar las pérdidas de energía y potencia, plantear medidas correctivas y establecer planes de rehabilitación con criterios de reducción de pérdidas que involucre eficiencia y buen servicio tanto para las empresas como para los usuarios.

El análisis propuesto para la estimación de las pérdidas en sistemas de distribución típicos se basan en flujos de carga radial de cada alimentador primario con las cargas de cada transformador de distribución medidos en el campo y la aplicación de los factores de pérdidas obtenidos en base a los factores de carga calculados para los sistemas.

* RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

Para determinar las pérdidas técnicas se desarrollan los siguientes pasos:

- a) Se define el esquema topológico de cada radial (truncal), tal y como está al momento de hacer el levantamiento de la red y las mediciones de campo.
- b) Se calculan los parámetros eléctricos (resistencia y reactancia) de los cables y líneas aéreas ubicadas en los esquemas de las radiales.
- c) Los datos de carga de las subestaciones de distribución conectadas a cada alimentador son medidos en horas punta, es decir de 6:30 pm a 9:30pm.
- d) Cuando en alguna subestación no fuera posible tomar las mediciones en horas punta, se les asigna un diagrama de carga diario promedio según el tipo de carga ó se toma lectura en horas de la mañana y se correlaciona con su respectivo diagrama de carga típico.
- e) Después de obtener la carga de los tramos de la radial, a partir de la carga de las subestaciones involucradas, se corren los flujos de potencia respectivos utilizando el software especializado FDC, para calcular la potencia total entregada y la potencia de pérdidas en cada radial, a la hora de máxima demanda.

- f) La potencia total entregada por cada troncal y calculada según el paso "e" es contrastada con los registros obtenidos del analizador de redes DRANETZ (instalado a la salida de cada troncal) y con los planillones (llenados en este caso por los operadores de ELECTRO ORIENTE, por cada troncal).
- g) Posteriormente, se calculan las pérdidas de energía en cada radial, para un día útil, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$E_p = \sum p_i * f_p * T \dots\dots\dots (3.2)$$

Donde:

E_p = Pérdida de energía diaria

$\sum p_i$ = Suma de las pérdidas de potencia, correspondientes a los tramos y radial en estudio, en horas de máxima demanda.

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

T = 24 horas

- h) A partir de los resultados registrados para el día útil, y utilizando los factores de corrección respectivos se determinan los valores de las pérdidas correspondientes a un día sábado (E_{ps}) ó Domingo (E_{pd}).

Los factores de corrección mencionados, se calculan en base a diagramas de carga de un día útil, sábado y domingo de troncales previamente seleccionados.

Los valores mencionados se dan a nivel de Tableros (subestaciones de potencia) y no troncales, pues en los cálculos previstos se requiere conocer como varía el diagrama de carga de un día útil, sábado y domingo; pues generalmente no se dispone de esos datos para todas las radiales.

i) Las pérdidas de energía del mes base, viene expresado por:

$$Epj = Ndu * Epu + Nds * Eps + Ndd * Epd \dots\dots (3.3)$$

Donde:

Ndu, Nds, Ndd = Días útiles, sábados y domingos o feriados respectivamente, que tiene el mes j-ésimo.

Epu, Eps, Epd = Pérdidas de energía para un día útil, sábados y domingos o feriados respectivamente.

Epj = Pérdida de energía mensual en el mes j-ésimo.

En la evaluación de Epj se tomará en cuenta el número de días por mes del año base 1995.

j) finalmente, la pérdida de energía del año viene dada por:

$$Ep = \sum_{j=1}^{n=12} Epj \dots\dots\dots (3.4)$$

En esta última fórmula, también se toma en cuenta el factor de corrección, debido a la variación de la carga durante los meses del año (factor del mes por subestación de potencia), los cuales son reflejados a todas las troncales que pertenecen a cada Subestación de potencia, tomando en cuenta las variaciones de las pérdidas en cada mes (se considera 1.00 como valor del mes básico); es decir, al esquema con que se ejecutaron los cálculos según "e".

Estos factores de mes se obtienen de la relación:

$$\text{Factor del mes } j = \left(\frac{\text{MD del mes } j}{\text{MD del mes básico}} \right)^2 \dots (3.5)$$

Donde se considerará, Febrero como mes básico y se toma en cuenta la variación de la máxima demanda durante 1,995.

* SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Para evaluar las pérdidas en los transformadores de distribución, se parte de los datos de pérdidas en el cobre y el hierro a condiciones nominales del fabricante que aparecen en los catálogos y archivos correspondientes y los verificados durante la actividad del levantamiento de información de campo.

En cuanto a los factores de utilización por subestación y número de subestaciones en servicio, estos se obtienen mediante el inventario de subestaciones y mediciones de campo realizadas, troncal por troncal.

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

$$P_{Fe} = \sum_{i=1}^n P_{fe_i} \dots (3.6)$$

$$P_{Cu} = \sum_{i=1}^n (P_{cu_i} * f_{ui}^2) \dots (3.7)$$

Donde:

n = Número de transformadores de la troncal.

P_{Fe} = Pérdidas en el hierro ocasionada por todos los transformadores de distribución de la troncal.

P_{Cu} = Igual que el anterior para el cobre.

P_{fe_i} = Pérdidas en el hierro en condiciones nominales del transformador "i" de la troncal

P_{cu_i} = Igual que el anterior, para el cobre

fu_i = Factor de utilización (cociente entre la máxima demanda y la potencia instalada) de cada transformador perteneciente a la troncal.

Las pérdidas de energía se calculan con la siguiente relación.

$$E_{pt} = N_h * P_{fe} + N_h * f_p * P_{cu} \dots\dots\dots (3.8)$$

Donde:

N_h = Número de horas anuales

f_p = Factor de pérdidas (se asume igual al de la troncal)

P_{fe} = Pérdidas en el hierro de los transformadores de la troncal.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre de los transformadores de la troncal.

* RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

Para evaluar las pérdidas en las Redes de Distribución Secundaria, se utilizará el método de caída de tensión, por las dificultades operativas que presenta el sistema de distribución de Iquitos.

Las actividades a realizar son:

- a) Medición del voltaje en el lado secundario de todas las subestaciones, al inicio, media línea y final de línea en el tramo seleccionado, a fin de determinar la caída de tensión, de acuerdo al criterio de tramo mas sobrecargado y de mayor longitud.
- b) Determinación del Diagrama de carga Típico de las subestaciones, de acuerdo al tipo de usuarios, mediante el uso de registradores gráficos de potencia.
- c) Cálculo de las pérdidas porcentuales de potencia en horas punta (6:30 pm a 9:30 pm) y luego cálculo de las pérdidas de energía. Este dato porcentual se aplica a la energía total que pasó por la subestación y se obtiene los KWH de pérdidas físicas de cada subestación.
- d) Los cálculos mencionados en "c" se determinan con las siguientes fórmulas:

$$P_e = E_t * \%E \dots\dots\dots (3.9)$$

$$\%E = \%p * \frac{F_p}{F_c} \dots\dots\dots (3.10)$$

$$\%p = (1 - (1 - \frac{\delta V_m}{V})^2) * 100 \dots\dots\dots (3.11)$$

$$P_{ui} = \frac{P_i}{P_{m\acute{a}x}} \dots\dots\dots (3.12)$$

$$F_p = \frac{\sum P_{ui}^2 * t}{T} \dots\dots\dots (3.13)$$

$$F_c = \frac{\sum P_{ui} * t}{T} \dots\dots\dots (3.14)$$

Donde:

P_e = Pérdidas de energía (KWH)

ET = Energía transportada

%E = Porcentaje de pérdidas de energía

%p = Porcentaje de pérdidas de potencia de punta

Fp = Factor de pérdidas

Fc = Factor de carga

V = Tensión nominal

δV = Caída de tensión

δV_m = $\delta V/2$ = caída de tensión media

P_{ui} = Potencia en por unidad

P_i = Potencia instantánea

P_{max} = Potencia máxima

t = 1 hora

T = 24 horas

Para todos los casos, los cálculos de pérdidas mensuales y anuales son corregidos por factores de corrección que cuantifican la variación de las pérdidas por Sábados y Domingos con relación a un día útil y por factores de variación mensual.

* FACTORES DE CORRECCION

- FACTOR DE CORRECCION POR SABADO Y DOMINGO

Los factores de corrección para cuantificar las pérdidas de energía, de las troncales correspondientes, durante los días sábados y domingos, se determinan tomando en cuenta los registros efectuados durante los días sábados y domingos en las troncales: S-06, S-R4, para las demás troncales estos factores se toman por similitud.

$$F_{corr.} = \left(\frac{MD_{s/d}}{MD_u} \right) \times \left(\frac{fp_{s/d}}{fp_u} \right) \dots\dots\dots (3.15)$$

Donde:

$MD_{s/d}$ = Máxima demanda del día sábado/domingo

MD_u = Máxima demanda del día útil

$fp_{s/d}$ = Factor de pérdidas del día sab/dom

fp_u = Fator de pérdidas del día útil

Del estudio de CENERGIA, se tiene los siguientes resultados:

salida	Factor de corrección	
	Dsa	Ddo
S-06	0.92	0.88
S-R4	1.57	1.47

Los factores de corrección para las salidas: S-01, S-03, S-04, S-08, S-11, S-R1, S-R2 y S-R3 son similares a los de la salida S-06.

Para las salidas S-02, S-07 y S-10 los factores de corrección para determinar las pérdidas en los días sábado y domingo, son similares a los de la salida S-R4 y salida S-06 respectivamente.

- FACTOR DE CORRECCION POR VARIACION ESTACIONAL

Para estos cálculos se toma los valores de la máxima demanda del sistema Iquitos, registrados en la Central Térmica de Iquitos.

Con estos valores y utilizando la relación (3.5) se tiene los resultados que se indica en el siguiente cuadro.

MES	DEMANDA MEDIA (MW)	FACTOR DE CORRECCION
Enero	9.95	0.83
Febrero	11.95	1.00
Marzo	10.64	0.89
Abril	9.97	0.89
Mayo	9.51	0.83
Junio	10.04	0.84
Julio	11.38	0.95
Agosto	12.07	1.01
Setiembre	12.86	1.08
Octubre	12.85	1.08
Noviembre	12.92	1.08
Diciembre	12.25	1.03

3.2.5 METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS NO - TECNICAS

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

$$E_t = E_f + E_{pt} + E_{cap} + E_{nf} \dots \dots \dots (3.16)$$

Donde:

E_t = Energía entregada por el transformador de distribución

E_f = Energía total facturada a los clientes

E_{pt} = Energía debida a pérdidas técnicas

E_{cap} = Energía consumida por alumbrado público

E_{nf} = Energía no facturada (Pérdidas No-Técnicas)

Además la energía facturada es igual a:

$$E_f = E_{f_{ccm}} + E_{f_{cpt}} + E_{f_{ap}} \dots \dots \dots (3.17)$$

Donde:

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

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

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

La energía no facturada (E_{nf}) o Pérdidas No-Técnicas es aquella que no se recauda por alguna de las siguientes causas:

- Usuarios sin contador, con acometida directa (hurto)
- Clientes con contador, con derivaciones y/o adulteración de contadores (fraude)
- Descalibración y utilización inadecuada de contadores
- Subestimación del consumo de clientes con medidores dañados, etc.
- Sobre consumo de clientes a pensión fija

Para determinar la energía no facturada en forma global la fórmula (3.16), se puede expresar como:

$$E_{nf} = E_t - (E_f + E_{pt} + E_{cap}) \dots \dots \dots (3.18)$$

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

$$E_{nf} = \delta_1 + \delta_2 + \delta_3 + \delta_4 \dots \dots \dots (3.19)$$

Donde:

$\delta 1$ = Pérdidas en clientes con medidor

$\delta 1$ = $E_{cccm} - E_{fccm}$

E_{cccm} = Energía consumida por clientes con medidor

E_{fccm} = Energía facturada a clienes con medidor

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

$\delta 2$ = $E_{ccpf} - E_{fcpf}$

E_{ccpf} = Energía consumida por clientes pensión fija

E_{fcpf} = Energía facturada a clientes a pensión fija

$\delta 3$ = Pérdidas por alumbrado público

$\delta 3$ = $E_{cap} - E_{fap}$

E_{cap} = Energía consumida por alumbrado público

E_{fap} = Energía facturada por alumbrado público

$\delta 4$ = Pérdidas por fraude, clandestinaje y otros

$$\delta 4 = E_{nt} - (\delta 1 + \delta 2 + \delta 3) \dots\dots\dots (3.20)$$

Mediante un proceso de mediciones y cálculos es posible determinar los términos de la ecuación (3.20) con el propósito de estimar E_{nt} . Para el efecto, es necesario realizar las siguientes actividades:

- a) Obtener de los archivos los planos de Red Secundaria que abastece la subestación o de lo contrario efectuar el levantamiento detallado de la Red Secundaria, incluyendo la topología de la red, los calibres y longitudes de tramo, cantidad y tipo de luminarias (y semáforos), identificación exacta de las acometidas y usuarios conectados en cada poste a punto de derivación.
- b) Instalar en el lado secundario de los transformadores de distribución por el lapso promedio de una semana los siguientes equipos de medida:
 - Un contador trifásico de energía activa con indicación de máxima demanda y/o un registrador de potencia activa.

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

La energía que consumen los clientes con medidor será entonces:

$$E_{cccm} = \sum_{j=1}^n (L_{fj} - l_{ij}) \dots \dots \dots (3.21)$$

Donde:

n = Número de usuarios con medidor

L_f = Lectura final tomada al medidor por usuario

L_i = Lectura inicial tomada al medidor por usuario

También para obtener un valor estimado de las pérdidas No Técnicas globales; se realiza un balance de energía utilizando la siguiente expresión:

$$PNT = E_d - P_t - E_f$$

Donde:

E_d = Energía total disponible para distribución

E_f = Energía total facturada

P_t = Pérdidas técnicas calculadas

PNT = Pérdidas no técnicas

Para la estimación de pérdidas de energía no técnicas, el año 1993, ELECTRO ORIENTE S.A. se efectuó balances de carga en una muestra conformada por tres (03) subestaciones de distribución típicas representativas de los sectores, doméstico residencial, doméstico Pueblos Jóvenes y Comercial, para lo cual instalaron un medidor trifásico en cada una de las subestaciones y medidores monofásicos en los usuarios alimentadas por los respectivos transformadores por un periodo de siete (07) días, tomándose lecturas en los estados inicial y final.

CAPITULO IV

PLAN DE TRABAJO 1,996

4.1 OBJETIVOS

* OBJETIVO Y META GENERAL

- Reducir las pérdidas de energía eléctrica de 28% anual a 21%, es decir, bajar en 7 puntos las pérdidas totales de energía distribuida vs. energía facturada en la ciudad de Iquitos.

Esto significa aumentar progresivamente la facturación mensual hasta 747,100 KWH, equivalente a S/. 240,000.00 Nuevos Soles a finales del ejercicio 1996.

Estas cantidades han sido determinadas proyectando el resultado de las acciones correctivas, que se viene ejecutando a través del trabajo de balance de energía por subestación.

La meta propuesta se encuentra dentro de lo programado por la comisión de tarifas eléctricas en su proyección hacia las pérdidas estándares para Electro Oriente.

- Mostrar el estado físico-operativo del sistema de distribución y las pérdidas de potencia y energía que en ella se producen; con la finalidad de identificar y definir proyectos de reducción de pérdidas.
- Optimizar la eficiencia y calidad en la prestación del servicio y lograr un nivel de operatividad técnico-administrativo con un nivel de rentabilidad que garantice el crecimiento ordenado y sostenido con solvencia económica.

* OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Actualización de las causas y cuantificación de las pérdidas de potencia y de energía en el sistema de distribución de la ciudad de Iquitos.
- Lograr un sistema de reducción y control de pérdidas de energía de aplicación permanente.
- Cubrir los costos de ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas con los ingresos generados por reducción y recuperación de pérdidas de energía.
- Lograr una adecuada implementación de equipamiento moderno para garantizar un eficiente mantenimiento y operación de los sistemas de medición.
- Codificación de los clientes en función de las subestaciones de distribución y salida.
- Eliminación en forma selectiva y progresiva de clientes a pensión fija.
- Contribuir a mejorar la imagen de la empresa.

4.2 ALCANCES

Los trabajos de reducción de pérdidas a desarrollar en el año 1996, serán exclusivamente en la ciudad de Iquitos.

Con la experiencia y avance a lograr en 1996 se hará extensivo a la ciudad de Tarapoto, Yurimaguas, Moyobamba y Caballococha, estas localidades son consideradas importantes luego de la Ciudad de Iquitos, que como vimos representa el 70% de la energía distribuida a nivel empresa.

Posteriormente se atenderá los servicios menores como son Indiana, Contamana, Requena, Tamshiacu, etc.

4.3 ANALISIS INTERNO Y EXTERNO

* ANALISIS INTERNO

- a) El programa de reducción de pérdidas deberá contar con un presupuesto en el Plan Operativo 1,996 con recursos propios.
- b) Se cuenta con el equipo de cómputo básico como soporte para terminar la elaboración del software necesario en los programas de control y reducción de pérdidas.
- c) Se cuenta con personal técnico profesional básico y capacitado en calidad de contratado, por lo que deberá ampliarse el contrato para el periodo 1,996.
- d) Se está implementando con equipos de medición de parámetros eléctricos adecuados y el equipo de contratación portátil es insuficiente.
- e) Escaso control sobre empresa de servicio de toma de lectura, retiro y reinstalación de medidores.
- f) Se está implementado mediante software en el sistema AS400 con una adecuada información estadística de los clientes por subestación y circuitos primarios.
- g) No se cuenta con estadísticas de mediciones en las subestaciones de distribución.
- h) Gran vulnerabilidad en las acometidas eléctricas y sistemas de mediciones.
- i) Existencia de grupos de personas al interno y externo de la Empresa que alientan y participan en el fraude y clandestinaje en función a intereses particulares.
- j) Existencia de usuarios a pensión fija que no tienen actualizado su consumo real.
- l) Por nuestro lento accionar, el uso ilegal de la energía eléctrica tiende a constituirse en costumbre.
- m) El proceso de recuperos de energía y atención a los clientes, así como la formulación y definición de contratos con Clientes Importantes se viene desarrollando a través de control de pérdidas restando un tiempo que debería ser empleado en sí, al análisis, control y reducción de pérdidas.

* ANALISIS EXTERNO

- a) La puesta en ejecución de programas de reducción de pérdidas por otras empresas regionales con mucha anterioridad, con cuya experiencia se reducen las probabilidades de error (caso de Hidrandina por ejemplo).
- b) La existencia de nueva tecnología para modernizar los sistemas tradicionales de comercialización y medición de la energía eléctrica.
- c) El excesivo control administrativo por parte de instituciones como CONADE, que limitan el accionar descentralizado.
- d) La situación económica en general, que al mantener limitada la capacidad de gasto de la mayoría poblacional, motivan a la morosidad y el uso ilegal de la energía eléctrica.
- e) La Ley de Concesiones Eléctricas en su Art. 91, señala que las personas involucradas en el uso ilícito de la energía podrán ser denunciadas ante el fuero penal.

4.4 POLITICAS Y ESTRATEGIAS

* POLITICAS

- a) Las acciones tendientes a la reducción de pérdidas de energía eléctrica en el periodo del año 1,996 estarán orientadas dando prioridad a la **REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS**, la reducción de pérdidas técnicas se realizará sin mayores inversiones y priorizando su focalización y cuantificación.
- b) Las actividades se desarrollaran en base a proyectos, los cuales deberán contar con una justificación técnica-económica como estructura y emplear el sistema de administración por resultados, que serán las bases para el control de gestión.
- c) El control del uso ilegal de energía corresponde a una labor permanente y sistemática, priorizando la detección del hurto de energía eléctrica a clientes de gran consumo y medios-altos ingresos.

- d) Se hará uso intensivo de sanciones económicas a los infractores detectados y acciones legales a quienes ofrezcan resistencia.
- e) Los procedimientos orientados a la reducción de pérdidas deben carecer de arbitrariedad, es decir que todos los clientes intervenidos haciendo el uso ilegal de la energía eléctrica deben tener el mismo trato.
- f) Garantizar un adecuado apoyo de soporte mecanizado, de transporte y personal técnico capacitado de la Empresa.

*** ESTRATEGIAS**

- a) Detección del clandestino individual o colectivo a través de :
 - Implementación y actualización del Padrón de Facturación mediante empadronamiento, evaluación del consumo de energía de acuerdo a la potencia instalada e instalación del sistema de medición en los casos que se requiera.
 - Ejecución permanente de estudios y evaluaciones de determinación de pérdidas en sectores de sospecha de uso ilícito de energía eléctrica.
 - Implementación de mecanismos de control y fiscalización selectiva y periódica en la toma de lecturas de clientes.
- b) Focalización del uso ilegal de energía eléctrica para medir avances o retrocesos a través de:
 - Identificación de clientes por subestaciones de distribución y circuitos primarios.
 - Implementación de un programa de mediciones en nodos de circuitos primarios relevantes, e instalación de sistemas de medición en subestaciones de distribución.

* ANALISIS EXTERNO

- a) La puesta en ejecución de programas de reducción de pérdidas por otras empresas regionales con mucha anterioridad, con cuya experiencia se reducen las probabilidades de error (caso de Hidrandina por ejemplo).
- b) La existencia de nueva tecnología para modernizar los sistemas tradicionales de comercialización y medición de la energía eléctrica.
- c) El excesivo control administrativo por parte de instituciones como CONADE, que limitan el accionar descentralizado.
- d) La situación económica en general, que al mantener limitada la capacidad de gasto de la mayoría poblacional, motivan a la morosidad y el uso ilegal de la energía eléctrica.
- e) La Ley de Concesiones Eléctricas en su Art. 91, señala que las personas involucradas en el uso ilícito de la energía podrán ser denunciadas ante el fuero penal.

4.4 POLITICAS Y ESTRATEGIAS

* POLITICAS

- a) Las acciones tendientes a la reducción de pérdidas de energía eléctrica en el periodo del año 1,996 estarán orientadas dando prioridad a la **REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS**, la reducción de pérdidas técnicas se realizará sin mayores inversiones y priorizando su focalización y cuantificación.
- b) Las actividades se desarrollaran en base a proyectos, los cuales deberán contar con una justificación técnica-económica como estructura y emplear el sistema de administración por resultados, que serán las bases para el control de gestión.
- c) El control del uso ilegal de energía corresponde a una labor permanente y sistemática, priorizando la detección del hurto de energía eléctrica a clientes de gran consumo y medios-altos ingresos.

- d) Se hará uso intensivo de sanciones económicas a los infractores detectados y acciones legales a quienes ofrezcan resistencia.
- e) Los procedimientos orientados a la reducción de pérdidas deben carecer de arbitrariedad, es decir que todos los clientes intervenidos haciendo el uso ilegal de la energía eléctrica deben tener el mismo trato.
- f) Garantizar un adecuado apoyo de soporte mecanizado, de transporte y personal técnico capacitado de la Empresa.

* ESTRATEGIAS

- a) Detección del clandestino individual o colectivo a través de :
 - Implementación y actualización del Padrón de Facturación mediante empadronamiento, evaluación del consumo de energía de acuerdo a la potencia instalada e instalación del sistema de medición en los casos que se requiera.
 - Ejecución permanente de estudios y evaluaciones de determinación de pérdidas en sectores de sospecha de uso ilícito de energía eléctrica.
 - Implementación de mecanismos de control y fiscalización selectiva y periódica en la toma de lecturas de clientes.
- b) Focalización del uso ilegal de energía eléctrica para medir avances o retrocesos a través de:
 - Identificación de clientes por subestaciones de distribución y circuitos primarios.
 - Implementación de un programa de mediciones en nodos de circuitos primarios relevantes, e instalación de sistemas de medición en subestaciones de distribución.

c) Aplicación de medidas tales como:

- Punitivas o de control con operativos de campo de propósito múltiple orientados a la inspección de los predios para revisión del sistema de medición, detección de uso ilegal, cálculo y cobro de consumo no registrado.

- Comerciales o de incentivos para la regularización de los usuarios involucrados tales como facilidades de pago, asesoría técnica, suscripción de contratos y otros.

- Técnicas a través de :

* Desarrollo y ejecución de un programa intensivo de contrastación de medidores al 100 % de los clientes.

* Instalación progresiva y selectiva del equipo de medición a clientes a pensión fija.

* Suministro de energía provisional a sectores no electrificados mediante la instalación de único medidor comunal.

- De seguridad en los sistemas de medición a través de instalación progresiva y selectiva de cajas blindadas para la protección de los medidores así como utilización intensiva de sellos de seguridad codificados y registrados en el computador.

- Legales contra los infractores.

- De difusión a través de intensas campañas publicitarias sobre el programa.

d) Seguimiento a través de un software adecuado que facilite el control de las medidas aplicadas manteniendo permanentemente actualizado las estadísticas de reducción de pérdidas de energía, métodos de intervención de medidores por los infractores así como seguimiento de clientes sospechosos.

4.5 IDENTIFICACION DE PROYECTOS DE REDUCCION DE PERDIDAS

Como resultado del estudio de Pérdidas efectuado por CENERGIA el año 1993, se determinó el 5.59 % de pérdidas técnicas y el 17.53 % de pérdidas no técnicas referido a la energía distribuida vs. energía facturada, el total de pérdidas fue 23.12 % en Iquitos.

Ante estos resultados se determinó que las acciones tendientes a la reducción de pérdidas de energía eléctrica en el período del año 1,995 estarían orientadas exclusivamente a las NO TECNICAS.

En base a este diagnóstico el Comité de Gestión de Control de Pérdidas a elaborado el Programa de Disminución de Pérdidas priorizando los puntos inherentes al medidor y las conexiones ilegales.

Los proyectos implementados desde el año 1,994 son los siguientes:

1. Proyecto Clientes Importantes y Comunes Medianos.
2. Proyecto Circuitos Primarios (Salidas).

Los proyectos propuestos a implementarse el año 1,996 son los siguientes:

3. Actualización del estudio de Pérdidas Técnicas.
4. Proyecto Erradicación de Clandestinos.

Dentro del Plan Operativo para el año 1,996 se tiene proyectado entonces tomar acciones sobre la reducción de pérdidas Técnicas, toda vez que las acciones sobre la Reducción de Pérdidas No-técnicas durante el año 95, ya se encuentra dando resultados satisfactorios.

Con la implementación del equipo de medición adecuado nos permitirá actualizar los resultados del estudio de CENERGIA, desagregar y cuantificar las pérdidas en la mayor cantidad de rubros, con el propósito de poder diagnosticar donde se presentan en mayor o menor grado los problemas de la Empresa; a fin de que se pueda priorizar la ejecución de las soluciones.

4.5.1 ACTUALIZACION DEL ESTUDIO DE PERDIDAS TECNICAS

* OBJETIVO

Evaluar el estado fisico-operativo del sistema de distribución en Iquitos y desagregar las pérdidas de potencia y energía que en ella se producen; con la finalidad de identificar y definir proyectos de reducción de pérdidas, es decir, plantear medidas correctivas y establecer planes de rehabilitación con criterios de reducción de pérdidas que involucre eficiencia y buen servicio para la Empresa y para los usuarios.

* ALCANCES

- a) Evaluación del sistema actual de distribución, la cual comprende lo siguiente:
 - Evaluación de la oferta de energía.
 - Evaluación del estado físico y las condiciones de operación de las instalaciones del sistema de distribución.
 - Evaluación de la demanda de energía.
- b) Determinación de las pérdidas técnicas de potencia y energía en las redes de distribución primaria, subestaciones de distribución y redes de distribución secundaria.
- c) Determinación de las pérdidas no técnicas en los rubros de usuarios a pensión fija, clandestinaje y otros.
- d) Cuantificación y verificación de materiales, equipos e instrumentos utilizados, con fines de normalización en las instalaciones, incluyendo sistemas de protección y medición.
- e) Evaluar la calidad del servicio y atención al usuario.
- f) Identificar partes del sistema de distribución susceptible a ser rehabilitados, ya sea porque presenten, altas pérdidas, baja calidad del servicio o por mal estado de conservación.
- g) Plantear alternativas con criterios técnicos, que den solución a los problemas existentes en el sistema.

- h) Actualizar el estudio de reducción de pérdidas realizado por CENERGIA el año 1993.
- i) Plantear las conclusiones y recomendaciones que serán resultados del estudio.

4.5.2 PROYECTO CLIENTES IMPORTANTES Y COMUNES MEDIANOS

* OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto es obtener el real consumo de energía y potencia utilizada por cada cliente obteniendo previamente su clasificación y tarifas actualizada a la Ley 25844; su Reglamento y Resoluciones emitidas por la C.T.E. esperando reducir las pérdidas no técnicas con supervisión e inspecciones frecuentes al cliente, ya que éstos representan más del 40% de la energía facturada, en la ciudad de Iquitos.

* ANTECEDENTES

Según el estudio efectuado por "CENERGIA" se encontró deficiencias en los equipos de medición los cuales son los siguientes:

- Descalibración natural del medidor.
- Diseño del equipo de medición.
- Instalación defectuosa del medidor.

La oficina de Control de Pérdidas cuenta en la actualidad con 130 clientes con suministro en MT (Mediana tensión) y 163 clientes en BT (Baja tensión - tarifa BT-4) registrados, clasificados y ubicados en sus respectivas tarifas.

Se está trabajando en un nuevo listado de clientes con la finalidad de efectuarle inspección y determinar su potencia instalada, estado de equipo de medición, mediciones etc., generando incremento de usuarios, en este proyecto se tiene elaborado el software correspondiente en el sistema AS400; la actualización de ingreso de datos técnicos al programa se hace en forma progresiva, se está evaluando consumos a clientes que no cuentan con equipo de medición propia, mediante la instalación de un medidor provisional.

*** ALCANCE**

El alcance del proyecto en su primera etapa es la Ciudad de Iquitos, para luego hacerlo extensivo a la totalidad de servicios de Electro Oriente para los cuales se ha establecido acciones a desarrollar con la finalidad de inspeccionar, analizar y evaluar a los clientes considerados en el proyecto y proceder a formular las acciones correctivas del caso complementándose con las áreas de ejecución respectiva.

*** ACTIVIDADES A DESARROLLAR**

- a) Actualización de datos técnicos de clientes.
- b) Actualización tarifaria de clientes.
- c) Optimizar condiciones para celebración de contratos según Ley 25844.
- d) Evaluación de consumos por cliente.
- e) Adecuación de equipo de medición de cada cliente.
- f) Inspecciones técnicas interspectivas.
- g) Balance de energía cliente / salida - cliente / subestación salida.
- h) Evaluación de resultados é informes de los mismos.

4.5.3 PROYECTO CIRCUITOS PRIMARIOS (SALIDAS)

*** OBJETIVOS**

- a).- Identificación de clientes en general por salidas, subestación y circuito, codificación correspondiente.
- b).- Identificación y evaluación de usuarios clandestinos, clientes a pensión fija, clientes a consumo mínimo, clientes comunes propiamente dicho (tarifa BT-5) y clientes con recibo provisional. Las acciones correctivas se plantean en coordinación con las áreas de ejecución correspondiente.
- c).- Detección, identificación, clasificación y planteamiento de acciones correctivas frente a las anomalías como:
 - Conexiones fraudulentas en acometidas y medidores.

- Clientes sin medidor.
 - Medidores, cajas de medidor, accesorios en mal estado y condiciones que faciliten fraudes.
 - Condiciones inseguras y posibilidad de hurto de energía eléctrica en toda la red secundaria.
- d).- Actualización de datos de clientes como:
- Número de serie del medidor.
 - Dirección correspondiente.
 - Salida o troncal correspondiente.
 - Nombre o razón social del suministro.
- e).- Obtener mediante software a medida, un control directo, rápido y total del estado de cada cliente de acuerdo con los puntos a, b, c y d.
- f).- Realizar el balance de energía por subestaciones de distribución-Salidas.

* ESTADO SITUACIONAL

- Los clientes con recibo provisional siempre sus recibos están vencidos y no cuentan con un control adecuado.
- Los clientes que estando ya establecidos, mantiene una facturación con recibo provisional debiendo actualizarse en el padrón de clientes.
- Los clientes con tarifa BT-6 están siendo reempadronados para determinar su potencia de acuerdo a su consumo de energía ó la tarifa BT-5.
- Los clientes con consumo mínimo que tienen una potencia instalada y no es concordante con el consumo de energía real siendo su actividad comercial ó industrial.
- Clientes con tarifa BT-5 cuya potencia instalada sobrepasa los 10 KW.
- Alto porcentaje de medidores y acometidas intervenidas con el fin de reducir el registro de energía consumida.
- Alto porcentaje de cajas de medidores sin los sellos de seguridad, facilitando de esta manera la manipulación por terceras personas ajenas a la empresa.

- Porcentaje considerable de medidores con la mica opaca y medidores al interior no accesible, lo cual no permiten realizar la lectura correspondiente.

- Alto porcentaje de acometidas con cable inapropiado y totalmente inseguro.

* ALCANCES

- Empadronamiento y codificación de clientes correspondientes al total de la subestaciones de Electro Oriente a nivel Iquitos.

- Lotización general y elaboración de los planos correspondientes por subestación, red primaria y red secundaria.

* ACTIVIDADES A DESARROLLAR

- Elaborar/corregir plano de red secundaria - lotización.

- Empadronamiento y codificación de clientes y no clientes.

- Identificación de clandestinos, fraudes y anomalías.

- Actualización de datos de clientes en el sistema AS400 y el software de gestión y control de pérdidas.

- Elaboración de informes semanal para la toma de decisiones.

- Coordinación de acciones correctivas con el área respectiva (Contraste de medidores, instalación de medidores nuevos, recuperos de energía, cortes de servicio, incorporación de clandestinos al padrón de clientes, etc.).

- Inspección sistemática de clientes en seguimiento.

- Balance de energía por cliente/subestación, en coordinación con el área respectiva. (Instalación y retiro de medidores de la subestación, toma de lectura inicial y final de medidores de clientes.)

- Evaluación de resultados y reporte mensual.

4.5.4 PROYECTO ERRADICACION DE CLANDESTINOS

* OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto es erradicar los clandestinos mediante acciones de disuasión y operativos de corte de conexiones eléctricas clandestinas.

* METAS

La meta trazada en este proyecto es de reducir el hurto de energía incorporando al padrón de facturación todos los usuarios clandestinos.

* ESTADO SITUACIONAL

Los clandestinos utilizan el servicio eléctrico sin autorización y están conectados a la red de distribución secundaria mediante conductores inadecuados, poniendo en peligro la vida e instalaciones eléctricas, en muchos casos estas conexiones derivan desde la misma acometida del medidor.

Concluido los trabajos de campo del reempadronamiento correspondiente al Proyecto Nº 02, de los cuales obtendremos listados de Clandestinos por Salida / Subestación.

* ACTIVIDADES A DESARROLLAR

- a) Elaboración de SOFTWARE de Erradicación de Clandestinos (registro de datos y emisión de notificaciones).
- b) Elaboración del listado de clandestinos
- c) Convenio con Fiscalía
- d) Convenio con la Policía Nacional
- e) Acción de disuadir a los clandestinos
- f) Programa para Operativos de Erradicación; corte de conexiones clandestinas y denuncia ante el poder judicial

En los operativos participarán:

- CLIENTELA :** Para realizar cortes de la conexión clandestinas.
- C.PERDIDAS:** Para realizar el programa y recupero de energía a los infractores.
- A. LEGAL :** Para efectuar las denuncias por hurto de energía.
- R.PUBLICAS:** Para informar de las acciones de erradicación de clandestinos a la opinión pública.

El diagrama de flujo No. 4.1 muestra el proceso a seguir en el desarrollo del proyecto erradicación de clandestinos.

* REQUERIMIENTOS

El requerimiento de recursos humano, equipos y es el siguiente:

a) RECURSOS HUMANOS

02 Técnicos Electricistas

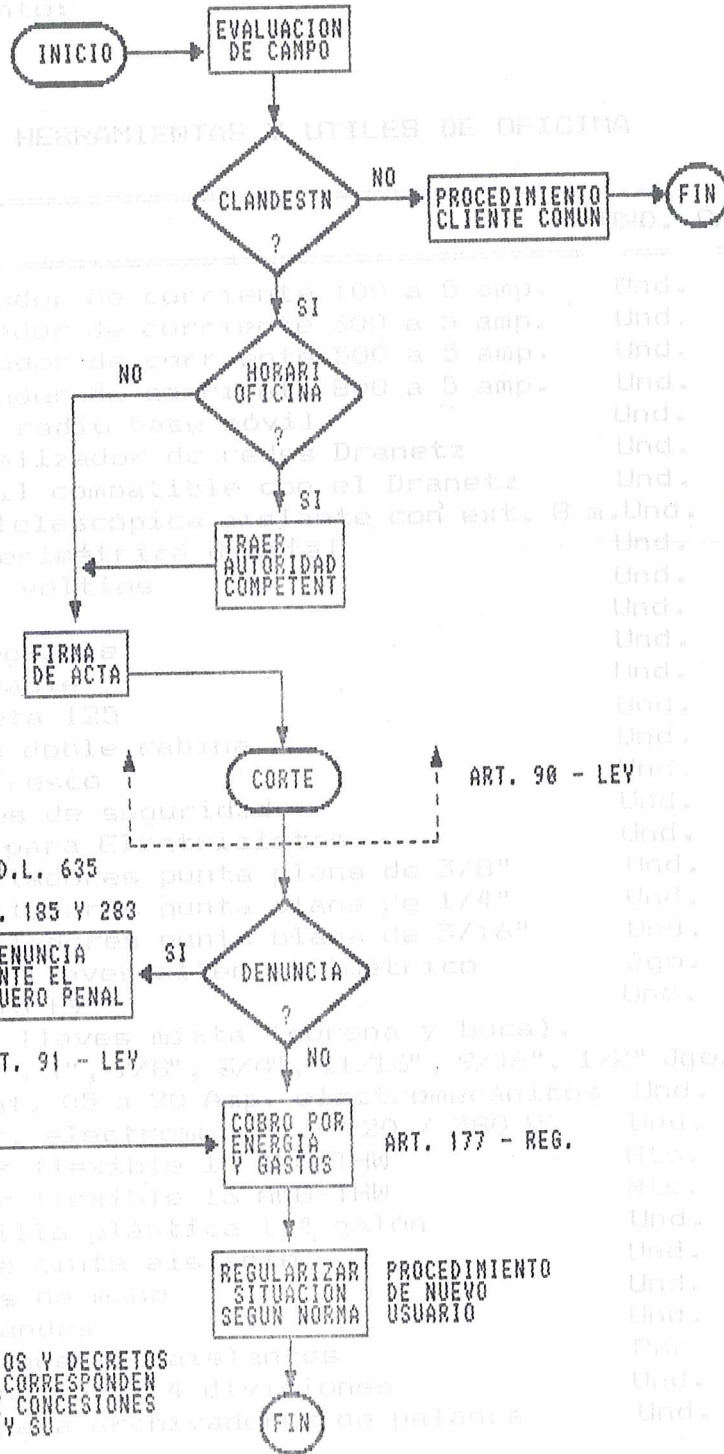
b) EQUIPOS

02 Pinza amperimétrica digital.
01 motocicleta

4.1 REQUERIMIENTOS

DIAGRAMA No. 4.1

USO ILICITO DE ENERGIA
(CLANDESTINOS)



NOTA: LOS ARTICULOS Y DECRETOS EN MENCIÓN CORRESPONDEN A LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS Y SU REGLAMENTO

ITEM	CONCEPTO	UNIDAD	CANT.
01	Transformador de corriente 100 a 5 amp.	Und.	30
02	Transformador de corriente 300 a 5 amp.	Und.	05
03	Transformador de corriente 500 a 5 amp.	Und.	09
04	Transformador de corriente 800 a 5 amp.	Und.	12
05	Equipo de radio base	Und.	02
06	Equipo analizador de red	Und.	01
07	PC portátil compatible con el Dranetz	Und.	01
08	Fiscalera telescópica de 1.50 m con ext. 8 m.	Und.	02
09	Pinza amperimétrica	Und.	06
10	Bateria 9 voltios	Und.	06
11	Carpa	Und.	01
12	Silla plegable	Und.	02
13	Mesa plegable	Und.	01
14	Motocicleta 125	Und.	01
15	Camioneta con cabina	Und.	01
16	Asiento fresco	Und.	02
17	Cinturones de seguridad	Und.	02
18	Alicates para cables	Und.	10
19	Destornillador punta plana de 3/8"	Und.	10
20	Destornillador punta plana de 1/4"	Und.	10
21	Destornillador punta plana de 3/16"	Und.	10
22	Destornillador punta plana de 5/16"	Jgn.	02
23	Destornillador punta plana de 1/2"	Jgn.	02
24	Destornillador punta plana de 3/4"	Jgn.	02
25	Destornillador punta plana de 1"	Jgn.	02
26	Destornillador punta plana de 1.25"	Jgn.	02
27	Destornillador punta plana de 1.50"	Jgn.	02
28	Destornillador punta plana de 1.75"	Jgn.	02
29	Destornillador punta plana de 2"	Jgn.	02
30	Destornillador punta plana de 2.25"	Jgn.	02
31	Destornillador punta plana de 2.50"	Jgn.	02
32	Destornillador punta plana de 2.75"	Jgn.	02
33	Destornillador punta plana de 3"	Jgn.	02
34	Destornillador punta plana de 3.25"	Jgn.	02
35	Destornillador punta plana de 3.50"	Jgn.	02
36	Destornillador punta plana de 3.75"	Jgn.	02
37	Destornillador punta plana de 4"	Jgn.	02
38	Destornillador punta plana de 4.25"	Jgn.	02
39	Destornillador punta plana de 4.50"	Jgn.	02
40	Destornillador punta plana de 4.75"	Jgn.	02
41	Destornillador punta plana de 5"	Jgn.	02
42	Destornillador punta plana de 5.25"	Jgn.	02
43	Destornillador punta plana de 5.50"	Jgn.	02
44	Destornillador punta plana de 5.75"	Jgn.	02
45	Destornillador punta plana de 6"	Jgn.	02
46	Destornillador punta plana de 6.25"	Jgn.	02
47	Destornillador punta plana de 6.50"	Jgn.	02
48	Destornillador punta plana de 6.75"	Jgn.	02
49	Destornillador punta plana de 7"	Jgn.	02
50	Destornillador punta plana de 7.25"	Jgn.	02
51	Destornillador punta plana de 7.50"	Jgn.	02
52	Destornillador punta plana de 7.75"	Jgn.	02
53	Destornillador punta plana de 8"	Jgn.	02
54	Destornillador punta plana de 8.25"	Jgn.	02
55	Destornillador punta plana de 8.50"	Jgn.	02
56	Destornillador punta plana de 8.75"	Jgn.	02
57	Destornillador punta plana de 9"	Jgn.	02
58	Destornillador punta plana de 9.25"	Jgn.	02
59	Destornillador punta plana de 9.50"	Jgn.	02
60	Destornillador punta plana de 9.75"	Jgn.	02
61	Destornillador punta plana de 10"	Jgn.	02
62	Destornillador punta plana de 10.25"	Jgn.	02
63	Destornillador punta plana de 10.50"	Jgn.	02
64	Destornillador punta plana de 10.75"	Jgn.	02
65	Destornillador punta plana de 11"	Jgn.	02
66	Destornillador punta plana de 11.25"	Jgn.	02
67	Destornillador punta plana de 11.50"	Jgn.	02
68	Destornillador punta plana de 11.75"	Jgn.	02
69	Destornillador punta plana de 12"	Jgn.	02
70	Destornillador punta plana de 12.25"	Jgn.	02
71	Destornillador punta plana de 12.50"	Jgn.	02
72	Destornillador punta plana de 12.75"	Jgn.	02
73	Destornillador punta plana de 13"	Jgn.	02
74	Destornillador punta plana de 13.25"	Jgn.	02
75	Destornillador punta plana de 13.50"	Jgn.	02
76	Destornillador punta plana de 13.75"	Jgn.	02
77	Destornillador punta plana de 14"	Jgn.	02
78	Destornillador punta plana de 14.25"	Jgn.	02
79	Destornillador punta plana de 14.50"	Jgn.	02
80	Destornillador punta plana de 14.75"	Jgn.	02
81	Destornillador punta plana de 15"	Jgn.	02
82	Destornillador punta plana de 15.25"	Jgn.	02
83	Destornillador punta plana de 15.50"	Jgn.	02
84	Destornillador punta plana de 15.75"	Jgn.	02
85	Destornillador punta plana de 16"	Jgn.	02
86	Destornillador punta plana de 16.25"	Jgn.	02
87	Destornillador punta plana de 16.50"	Jgn.	02
88	Destornillador punta plana de 16.75"	Jgn.	02
89	Destornillador punta plana de 17"	Jgn.	02
90	Destornillador punta plana de 17.25"	Jgn.	02
91	Destornillador punta plana de 17.50"	Jgn.	02
92	Destornillador punta plana de 17.75"	Jgn.	02
93	Destornillador punta plana de 18"	Jgn.	02
94	Destornillador punta plana de 18.25"	Jgn.	02
95	Destornillador punta plana de 18.50"	Jgn.	02
96	Destornillador punta plana de 18.75"	Jgn.	02
97	Destornillador punta plana de 19"	Jgn.	02
98	Destornillador punta plana de 19.25"	Jgn.	02
99	Destornillador punta plana de 19.50"	Jgn.	02
100	Destornillador punta plana de 19.75"	Jgn.	02

4.5.5 REQUERIMIENTOS

Durante el año 1995, se obtuvieron avances en la adquisición de equipos, materiales y herramientas como el analizador de redes Dranetz, equipos de medición de corriente y tensión en 10 KV, medidores electrónicos, etc. para el año 1996 y para continuar con lo programado se presenta el siguiente requerimiento:

* EQUIPOS, HERRAMIENTAS Y UTILES DE OFICINA

ITM	CONCEPTO	UND.	CANT.
01	Transformador de corriente 100 a 5 amp.	Und.	30
02	Transformador de corriente 300 a 5 amp.	Und.	06
03	Transformador de corriente 500 a 5 amp.	Und.	09
04	Transformador de corriente 800 a 5 amp.	Und.	12
05	Equipo de radio base móvil	Und.	02
06	Equipo analizador de redes Dranetz	Und.	01
07	PC portátil compatible con el Dranetz	Und.	01
08	Escalera telescópica aislante con ext. 8 m.	Und.	02
09	Pinza amperimétrica digital	Und.	06
10	Bateria 9 voltios	Und.	06
11	Carpa	Und.	01
12	Silla plegable	Und.	02
13	Mesa plegable	Und.	01
14	Motocicleta 125	Und.	01
15	Camioneta doble cabina	Und.	01
16	Asiento fresco	Und.	02
17	Cinturones de seguridad	Und.	02
18	Alicates para Electricistas	Und.	10
19	Destornilladores punta plana de 3/8"	Und.	10
20	Destornilladores punta plana de 1/4"	Und.	10
21	Destornilladores punta plana de 3/16"	Und.	10
22	Juegos de llaves allen milimétrico	Jgo.	02
23	Pértiga 15 KV	Und.	02
24	Juegos de llaves mixta (corona y boca). 1 1/4", 1", 7/8", 3/4", 11/16", 9/16", 1/2"	Jgo.	02
25	Med. monof. 05 a 20 Amp. electromecánicos	Und.	20
26	Med. Trif. electromec. 3 x 220 / 380 V.	Und.	06
27	Conductor flexible 14 AWG-THW	Mts.	400
28	Conductor flexible 16 AWG-THW	Mts.	400
29	Lata masilla plástica 1/4 galón	Und.	30
30	Rollos de cinta aislante	Und.	100
31	Linternas de mano	Und.	06
32	Pilas grandes	Und.	50
33	Pares de guantes aislantes	Par	02
34	Armario de metal 4 divisiones	Und.	01
35	Estante para archivadores de palanca	Und.	01

ITM	CONCEPTO	UND.	CANT.
		Und.	01
36	Pizarra Blanca 1.20 x 1.60 m.	Und.	03
37	Plumones para uso de pizarra color rojo	Und.	03
38	Plumones para uso de pizarra color negro	Und.	03
39	Plumones para uso de pizarra color azul	Und.	02
40	Mota borrador para pizarra	Und.	100
41	Boligrafos color azul	Und.	50
42	Boligrafos color rojo	Und.	100
43	Boligrafos color negro	Caj.	01
44	Resaltadores fosforescentes	Und.	10
45	Borradores mixtos	Caj.	04
46	Cajas de faster	Und.	08
47	Vinifan tamaño oficio	Und.	04
48	Cuaderno de actas de 200 hojas rayado	Und.	12
49	Cuaderno de 100 hojas rayado	Und.	04
50	Cinta scotch grande	Und.	02
51	Tinta para tampon color azul	Und.	100
52	Lapices de color negro	Und.	30
53	Archivadores de palanca tamaño oficio	Und.	20
54	Cartucho cinta para impresora FX 1050	Mill	15
55	Papel bulki S/M	Mill	15
56	Papel bond tamaño oficio	Mill	20
57	Papel bond copia tamaño oficio	Und.	20
58	Papel lustre	Mill	20
59	Papel continuo 11" x 14"	Mill	10
60	Papel continuo 8.5" x 11"	Caj.	30
61	Papel carbon tamaño oficio Caja 100 Und	Und.	30
62	Folders de manila tamaño oficio	Und.	30
63	Folders de manila tamaño carta	Caj.	10
64	Cajas de grampas 26/6	Und.	02
65	Corrector líquido	Caj.	10
66	Caja de clips	Und.	04
67	Cinta maskintape 2"	Und.	04
68	Cinta maskintape 3"	Und.	03
69	Goma pelikanol en pasta	Und.	03
70	Goma líquida	Caj.	03
71	Diskette de 3.5 alta densidad	Und.	01
72	Limpiador de cabezal de Drive 5 1/4"	Und.	01
73	Limpiador de cabezal de Drive 3 1/2"	Kls.	10
74	Trapo industrial	Und.	01
75	Diccionario "LARROUSE"	Und.	02
76	Funda para computadora (3 pzas.)	Und.	01
77	Funda para impresora Epson FX 1050	Und.	01
78	Tijera mediana para Oficina	Und.	10
79	Regla de 30 cms	Und.	02
80	Plantilla de Círculos	Caj.	03
81	Ojalillos	Uni.	02
82	Equipo Contrastador electrónico digital		

4.6 AVANCE DE LA GESTION DE CONTROL DE PERDIDAS A DICIEMBRE '95

4.6.1 PROYECTO CLIENTES IMPORTANTES Y COMUNES MEDIANOS

Mediante este proyecto se controla mas del 40% de la facturación en la ciudad de Iquitos; el trabajo consiste en visitas técnicas imprevistas para los clientes pero programadas por control de pérdidas.

Asimismo se atiende su clasificación y tarifas actualizadas a la Ley 25844; su Reglamento y Resoluciones emitidas por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

De acuerdo con esto se tuvieron las siguientes actividades:

- Actualización de equipos de medición; se reemplazaron medidores electromecánicos por medidores electrónicos en las siguientes empresas:

Telefónica de Pampachica, Petro Perú complejo administrativo, CORFAC, ENAPU, IDEASA, Industrial Iquitos, REDA PERU, VILLA FAP, Grupo Aereo No. 42, Embotelladora La Selva.

- Ingreso al padrón de clientes con medidor electrónico:

Fac. Medicina de la UNAP, Forestal UNIVERSAL, Santa Fé Petroleum, Aserradero Mario Cesar.

- Supervisión en el cambio de transformadores de potencia en las siguientes empresas:

Cemal San Francisco, Metal Industria, Integración San Francisco.

- Cambio de transformadores de Corriente para medición en las siguientes empresas:

Asociación de Supervisores de Petro Perú, INPULSA, Industrial Iquitos.

- Instalación de registradores de tensión con representante de ENERGYTECH por espacio promedio de 04 días en 20 puntos de red secundaria de la ciudad de Iquitos, correspondientes a las salidas 01, 02, 03, 04, 06, 07, 10, 11, R1.

- Visitas técnicas interspectivas; se realizan mediciones de corriente y voltaje en el transformador de potencia y en el sistema de medición, también se efectúa tomas de lectura.
- Otras actividades:
 - * Inspecciones técnicas a usuarios con recuperos de energía.
 - * Apoyo al área de Técnica Comercial en tomas de lectura en medidores de Clientes Importantes.
 - * Instalación de medidores temporales a clientes en tarifas MT y BT, con fines de contraste.
- Se efectuaron recuperos de energía en las siguientes empresas (tarifas en MT):
 - * TRISA; se encontró fusibles del equipo de medición flojos.
 - * INPULSA; se encontró una línea de la bobina amperimétrica en el medidor suelta.
 - * IMAZA; se encontró el medidor de energía reactiva con la conexión invertida.
 - * ASERRADERO SAN MARCOS; hubo cambio de transformadores de corriente en el equipo de medición cuyo factor de transformación no se tomaba en cuenta en el registro de consumo.
 - * Fábrica de hielo Servifrio; se encontró con las líneas de las bobinas amperimétricas en el equipo de medición sueltas.
- También se encontraron con anomalías en el equipo de medición a clientes en tarifa BT-4, estos son:
 - Hostal Excelsior, Hostal San Lorenzo, Aserradero Marcial Bardales, Segundo Sandoval, American Computer, etc.

A estos clientes se les procesó recuperos de energía.

4.6.2 PROYECTO CIRCUITOS PRIMARIOS

* REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

- a) El plano RPIQUI-01 muestra el sistema de distribución primaria con las trece (13) salidas en 10 KV a escala de 1:10,000, se muestra la ubicación y el total de subestaciones particulares y de propiedad de Electro Oriente S.A.
- b) Los parámetros de los cables de las redes subterráneas y de los conductores de las líneas aéreas ubicadas en los esquemas topológicos de las troncales, se muestran en el cuadro No. 4.1.
- c) En el cuadro No. 4.16, se muestra el resumen de datos del inventario de subestaciones propiedad de ELECTRO ORIENTE y las particulares, se indica la potencia instalada correspondiente por troncal y el total.

CUADRO No. 4.1

**PARAMETRO DE CABLES Y CONDUCTORES
CONDUCTORES DESNUDOS
RESISTENCIA DE CONDUCTORES**

SECCION	R(50) Ohm/kM	REACTANCI X	D(mm)	RMG(mm) SIMPLE TERNA
CONDUCTORES AEREOS				
70 mm ²	0.301	0.363	12.60	5.04
35 mm ²	0.524	0.388	9.06	3.62
1/0 AWG	0.172	0.347	15.75	0.30
CONDUCTOR SUBTERRANEO				
NKY 120 MCM	0.153	0.080	-----	-----
NKY 250 MCM	0.080	0.347	-----	-----

800	2.560	12.600
850	2.893	12.600
1250	3.340	14.000

* SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

- a) En el Cuadro No. 4.2, se muestran las pérdidas en el cobre y en el hierro de los transformadores a condiciones nominales.
- b) Desde el cuadro No. 4.3 hasta el cuadro No. 4.15 se muestran las subestaciones por salida (13 salidas), con la nueva codificación en base al orden que se encuentran en la radial de cada troncal. Este trabajo de inventario en la ciudad de Iquitos presenta 211 subestaciones propiedad de Electro Oriente y 130 Clientes importantes con suministro en media tensión (10 KV).
- c) En el cuadro No. 4.16, se muestra el resumen de datos del inventario de subestaciones propiedad de ELECTRO ORIENTE y las particulares, se indica la potencia instalada correspondiente por troncal y el total.

CUADRO No. 4.2

SISTEMA DE DISTRIBUCION IQUITOS PERDIDAS NOMINALES EN TRANSFORMADOR

POTENCIA NOMINAL KVA	PERDIDAS EN EL Fe. KW	PERDIDAS EN EL Cu. KW
25	0.115	0.365
50	0.285	1.400
75	0.350	1.900
100	0.415	2.300
200	0.797	3.800
250	0.930	4.500
320	1.093	5.400
400	1.280	6.400
640	1.800	7.200
800	2.560	12.800
850	2.893	12.600
1250	3.340	14.000

CUADRO No. 4.3
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 01 - IQUITOS

ITM	COD. SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	01-01	(603)	160	S.A.B.	PIURA / BORJA
2	01-02	(604)	160	S.A.B.	ANGELES / PSJE. CHICLAYO
3	P	CAMSA (CONSERVERA AMAZONICA)	100	S.A.B.	AV. LA MARINA (CANADA/PTO. CAMSA)
4	01-03	NUEVO PUNCH. (801)	25	S.A.B.	AV. MASUSA / 17 DE OCTUBRE
5	P	FABRITEC	160	S.S.	PUERTO MASUSA (PUNCHANA)
6	P	MASUSA	50	S.A.B.	PUERTO SILFO ALVAN (PUNCHANA)
7	P	TRISA (SERVICIO CORTADO)	1000	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
8	P	BCO. CONTINENTAL (TRIPLAY LORE)	2X500	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	03
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	05

CUADRO No. 4.4
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 02 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	02-01	(117)	160	S.A.B.	L. PRADO / CELENDIN
2	02-02	001 (106)	160	S.S.	REQUENA 330
3	P	HOSTAL EL DORADO	100	S.S.	NAPO CDRA 3
4	02-03	A - 2 (NACION) (851)	100	S.S.	CONDAMINE 470
5	02-04	A - 3 (802)	640	S.S.	FITZCARRALD 442
6	P	IPSS	160	S.S.	RAYMONDI / NAPO
7	02-05	A - 402 (803)	640+200	S.S.	NAPO 1RA. CDRA.
8	P	BCO. DE CREDITO	125	S.S.	PROSPERO / PUTUMAYO
9	P	BCO. CONTINENTAL (INDUSTRIAL)	200	S.S.	PROSPERO 227 - 231
10	P	BCO. WIESSE	2X75	S.S.	PROSPERO 282
11	P	SUNAT	160	S.S.	PUTUMAYO CDRA. 1
12	P	HOTEL DE TURISTAS	250	S.S.	MALECON TARAPACA / NAPO
13	02-06	A - 4 (804)	640	S.S.	ARICA 279
14	P	ENTEL PERU (TELEF. DEL PERU)	500	S.S.	ARICA CDRA 2
15	P	EMBOT. LUSITANIA	250	S.S.	SGTO. LORES CDRA. 1
16	P	BCO. CONTINENTAL	250	S.S.	SGTO. LORES CDRA. 1
17	P	BCO. DE LA RESERVA	100	S.S.	SGTO. LORES CDRA. 2
18	P	BCO. LATINO	160	S.S.	PROSPERO 3RA. CDRA.
19	02-07	A - 5 (805)	400	S.S.	ARICA 562
20	P	HOSTAL ACOSTA II	125	S.S.	R. PALMA CDRA. 2

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	07
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	13

CUADRO No. 4.5
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 03 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	03-01	(509)	100	S.A.B.	NAUTA / MISTI
2	03-02	(501)	100	S.A.B.	MISTI / LOURDES
3	P	FORESTAL UNIVERSAL	200	S.S.	CUZCO 480 (PUNCHANA)
4	03-03	(502)	100	S.A.B.	PANTOJA / NAUTA
5	03-04	(503)	100	S.A.B.	NAUTA / PSJE. BREÑA
6	03-05	(402)	100	S.A.B.	AREQUIPA / BRASILIA
7	03-06	(403)	100	S.A.B.	INDEPENDENCIA (AREQUIPA / VERSALLES)
9	03-07	(506)	100	S.A.B.	LAS CASTAÑAS / SAN ANTONIO
10	03-08	(521)	100	S.A.B.	AREQUIPA / CAHUIDE
11	03-09	(519)	160	S.A.B.	AREQUIPA / MI PERU
12	03-10	(518)	100	S.A.B.	SAN ANTONIO / PSJE. CONDOR
13	03-11	(520)	100	S.A.B.	SAN ANTONIO / HUASCAR
14	03-12	(507)	100	S.A.B.	MAYNAS / NAUTA
15	03-13	(508)	100	S.A.B.	TRUJILLO / N. CAUPER
16	P	IGLESIA DE JESUS	25	S.A.M.	NAV. CAUPER (MORONILLO - TRENDA)
17	03-14	(505)	100	S.A.B.	INDEPENDENCIA / 3 DE OCTUBRE
19	03-15	(510)	100	S.A.B.	MISTI / TRUJILLO
20	P	RADIO LORETO	100	S.S.	TRUJILLO / MISTI (PUNCHANA)
21	P	HONDA DEL PERU	200	S.A.B.	FREYRE 1655

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	15
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	04

CUADRO No. 4.6
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 04 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	04-01	(602)	100	S.A.B.	NAUTA / PSJE. DIEGO DE ALMAGRO
2	04-02	(504)	100	S.A.B.	IQUITOS / MANCO CAPAC
3	04-03	(513)	160	S.A.B.	MAYNAS / ABANCAY
4	P	TRENSA	1000	S.S.	NAVARRO CAUPER / 28 DE JULIO
5	04-04	(514)	100	S.A.B.	CUZCO / SAN JOSE
6	P	PADRE JESUS GARCIA	100	S.S.	AV. 28 DE JULIO (FRENTE A LA CALLE CUZCO)
7	04-05	(515)	160	S.A.B.	CABO PANTOJA / BUENOS AIRES
8	04-06	(516)	160	S.A.B.	11 DE MAYO (2 DE MAYO / CAPITAN BELGRAN
9	04-07	(517)	160	S.A.B.	PROLONG. IQUITOS / GRAL. MERINO
10	04-08	S/N 1 (806)	160	S.A.B.	AV. 28 DE JULIO / IQUITOS (URB. BCO. LA NACI
11	P	CAMAL FRIGORIFICO	75	S.S.	A. P. SAN MARTIN DE PORRES (PUNCHANA)
12	04-09	(511)	100	S.A.B.	S. CARRION / INDEPENDENCIA
13	04-10	(512)	50	S.A.B.	LAS CASTANAS (DETRAS DEL H.R.A.)
14	P	HOSPITAL REGIONAL	2X400	S.S.	AV. 28 DE JULIO S/N
15	04-11	(522)	100	S.A.B.	CAHUIDE / BELLO AMAZONAS
16	04-12	(524)	100	S.A.B.	5 DE DICIEMBRE / JULIO C. TELLO
17	P	RADIO LA VOZ DE LA SELVA	250	S.S.	AV. COLONIAL (MORONILLO)
18	04-13	(523)	100	S.A.B.	AV. COLONIAL (MORONILLO) ALTURA RADIO L.
19	P	TELEFONICA CBNTRAL URD	80	S.S.	AMAZONAS - PUNCHANA

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	13
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	06

CUADRO No. 4.7
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 06 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	06-01	(305)	160	S.A.B.	CALVO DE ARAUJO / CASTILLA
2	06-02	(304)	160	S.A.B.	CALVO DE ARAUJO / ALZAMORA
3	P	CLUB DE TENIS	50	S.A.B.	CALVO DE ARAUJO / GUISE
4	06-03	(408)	100	S.A.B.	J. CHAVEZ / S. MILAGROS
5	06-04	(405)	300	S.A.B.	CALVO DE ARAUJO CDRA. 15
6	06-05	(407)	100	S.A.B.	MANCO CAPAC / S. MILAGROS
7	06-06	(406)	100	S.A.B.	MAGDALENA NUEVA / S. MILAGROS
8	06-07	(409)	100	S.A.B.	C. ARAUJO CDRA. 19
9	06-08	(410)	100	S.A.B.	PSJE. ANTUNEZ DE MAYOLO / PSJE JUNIN
10	06-09	(412)	100	S.A.B.	PSJE. 23 DE SETIEMBRE / C. DE ARAUJO
11	06-10	(330)	160	S.A.B.	URB. VIRGEN DE LORETO
12	06-11	(229)	160	S.A.B.	PEVAS / PSJE. ROJAS
13	06-12	(228)	250	S.A.B.	PUTUMAYO / MAGNOLIAS (URB. SGTO. LORES)
14	06-13	(404)	160	S.A.B.	STA. ROSA / PSJE. CABO PANTOJA
15	06-14	052 (152)	160	S.A.B.	PUTUMAYO CDRA. 18
16	06-15	(411)	100	S.A.B.	PROLONG. PORVENIR / PRIMAVERA
17	06-16	(413)	160	S.A.B.	MAGNOLIAS / ORQUIDEAS
18	06-17	(414)	160	S.A.B.	TARMA / PROLG. PUTUMAYO
19	06-18	INDOAMERICA (873)	100	S.A.B.	PROLONG. PUTUMAYO / INDOAMERICA
20	06-19	(415)	100	S.A.B.	15 DE JUNIO / PROLONG. PUTUMAYO
21	06-20	(416)	60	S.A.B.	CALLE CENTRAL / AA.HH. NVO. VERSALLES
22	06-21	MUNICH (808)	80	S.A.B.	JAEN / TUMBES
23	P	IPSS (HOSP. APOYO)	100	S.A.B.	SGTO. LORES / CASTILLA
24	06-22	(313)	160	S.A.B.	S. ROMAN / BERMUDEZ
25	06-23	(315)	160	S.A.B.	9 DE DICIEMBRE / CASTILLA
26	06-24	(310)	160	S.A.B.	BERMUDEZ / PSJE. OLAYA
27	P	RADIO ATLANTIDA	2X25	S.S.	2 DE MAYO / ATLANTIDA
28	06-25	(312)	160	S.A.B.	ATLANTIDA / ABTAO
29	06-26	(314)	60	S.A.B.	ABTAO / ALZAMORA
30	06-27	(316)	100	S.A.B.	J. GALVEZ / S. ROMAN
31	06-28	(317)	100	S.A.B.	J. GALVEZ / ALZAMORA
32	06-29	(318)	100	S.A.B.	J. GALVEZ / PSJE. ATLANTIDA
33	06-30	(319)	100	S.A.B.	J. GALVEZ / VARGAS GUERRA
34	06-31	302 (320)	100	S.A.B.	J. GALVEZ CDRA. 15
35	06-32	(321)	100	S.A.B.	J. GALVEZ / JORGE CHAVEZ

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	32
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	03

CUADRO No. 4.8
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 07 - IQUITOS

ITM	SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	07-01	(401)	160	S.A.B.	AREQUIPA / PSJE CUZCO
2	07-02	(302)	80	S.A.B.	YAVARI / MI PERU
3	07-03	(301)	80	S.A.B.	C. PANTOJA / YAVARI
4	07-04	(303)	160	S.A.B.	ALZAMORA / NAPO
5	P	TRANSCOMERCIO	60	S.A.B.	PUTUMAYO / ECHENIQUE
6	07-05	409 (419)	200	S.S.	ALZAMORA 2DA. CDRA.
7	P	EMBOT. LA SELVA	40	S.S.	ALZAMORA 2DA. CDRA.
8	P	I P A E	40	S.A.B.	SGTO. LORES / ECHENIQUE
9	07-06	(306)	150	S.A.B.	ECHENIQUE / BRASIL
10	07-07	(307)	100	S.A.B.	BRASIL / ALZAMORA
11	07-08	(300)	100	S.A.B.	BRASIL / ATLANTIDA
12	07-09	(209)	100	S.A.B.	BRASIL / SAN FCO. DE ASIS
13	07-10	B - 51 (810)	400	S.S.	DOS DE MAYO / GRAU
14	07-11	A - 6 (812)	400	S.S.	ARICA 755
15	07-12	A - 611 (811)	400	S.S.	PROSPERO CDRA. 9
16	P	INTEGRACION SAN FRANCISCO	250	S.S.	AV. DEL EJERCITO CDRA. 12
17	07-13	(809)	160	S.A.B.	LIBERTAD / CASTILLA
18	P	ASOC. MUT. DE TEC. Y OFIC. FAP	100	S.S.	PROSPERO 644

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	13
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	05

CUADRO No. 4.9
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 08 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	08-01	(201)	100	S.A.B.	ANGEL BRUSCO / FREYRE
2	08-02	(206)	100	S.A.B.	P. ROSEL / BOLIVAR
3	P	PLANTA PILOTO UNAP	100	S.S.	FREYRE / TAVARA
4	08-03	(208)	100	S.A.B.	YAVARI / BOLIVAR
5	08-04	(210)	160	S.A.B.	NAPO / CASTILLA
6	08-05	(213)	160	S.A.B.	R. PALMA / BOLOGNESI
7	P	S.E.P. G. LORETO	160	S.A.B.	M. CACERES / CASTILLA
8	08-06	(311)	100	S.A.B.	ATLANTIDA (2 DE MAYO / MRSCAL. CACERES)
9	P	TECNOLOGICO	315	S.S.	AV. DEL EJERCITO
10	P	M.O.R.B.	25	S.S.	MARISCAL CACERES
11	P	G. A. N° 42	320	S.S.	SAN JOSE (2 x 320 + 250 KVA)
12	08-07	(S/N)	100	S.S.	MARISCAL CACERES / Q.R.M. VILLA
13	08-08	(332)	50	S.A.B.	PSJE. STA. ROSA / MAGDALENA NUEVA
14	08-09	(328)	100	S.A.B.	CALLE SAN JOSE / PSJE. SAN JOSE
15	08-10	(329)	100	S.A.B.	CABALLERO LASTRE / AMAZONAS
16	P	VILLA R. A. P.	320	S.S.	AV. DEL EJERCITO S/N
17	P	IGLESIA DE JESUCRISTO	50	S.A.B.	MARISCAL CACERES (MORONA COCHA)
18	08-11	(326)	160	S.A.B.	M. CACERES CDRA. 20
19	08-12	S/N 4 (331)	100	S.S.	VILLA MILITAR Q.R.M. (J. CHAVEZ/PSJE. CHAVEZ)
20	08-13	S.E.M. (RADIO ECO) (726)	50	S.A.B.	MIAMI / J. CHAVEZ
21	08-14	(323)	160	S.A.B.	DOS DE MAYO / PSJE. G. VIGIL
22	08-15	(322)	160	S.A.B.	ABTAO / PSJE A. QUIÑONES
23	08-16	(324)	160	S.A.B.	M.P. DE BELLIDO / PSJE. PIAZA
24	08-17	(325)	160	S.A.B.	AV. EJERCITO / M.P. DE BELLIDO
25	P	MOLINO MORONACÓCHA (CORTADO)	160	S.S.	PROLONG. AV. DEL EJERCITO
26	08-18	(327)	160	S.A.B.	PROLONG. AV. EJERCITO / A. BARTENS
27	08-19	(333)	160	S.A.B.	TUPAC AMARU / VARGAS GUERRA
28	08-20	(334)	160	S.A.B.	TUPAC AMARU / CAHUIDE
29	08-21	(335)	160	S.A.B.	LOURDE DE LEON / PSJE. T. AMARU
30	08-22	(336)	160	S.A.B.	MICAELA / JAVIER HERAU
31	P	VARGAS GUERRA	100	S.A.B.	TUPAC AMARU
32	08-23	(337)	100	S.A.B.	TAHUANTINSUYO / J. OLAYA
33	P	UNAC - FAC. ENFERMERIA	75	S.A.B.	PSJE. CAHUIDE - T. AMARU

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	23
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.::	10

CUADRO No. 4.10
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 10 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	10-01	(205)	100	S.A.B.	P. ROSEL / CALLAO
2	10-02	(204)	160	S.A.B.	P. RSEL / S. OCAMPO
3	10-03	B - 101 (814)	315	S.S.	NANAY CDRA. 5
4	P	UNAP	160	S.A.B.	PEVAS / NANAY
5	P	ACAL HNOS.	100	S.S.	CONDAMINE / NAPO
6	10-04	A - 301 (817)	400	S.S.	S. OCAMPO / NAUTA
7	10-05	A - 210 (818)	160	S.A.B.	NAUTA / CALLAO
8	10-06	(211)	160	S.A.B.	BOLOGNESI / CALVO DE ARAUJO
9	10-07	B - 201 (819)	640	S.S.	TACNA 231
10	10-08	B - 301 (820)	400	S.S.	MORONA 421
11	P	FOTO INTERAMERICANA	100	S.S.	PROSPERO 521
12	10-09	A - 501 (821)	640	S.S.	MORONA CDRA. 1
13	10-10	(212)	250	S.A.B.	BOLOGNESI / MORONA
14	10-11	A - 711 (822)	160	S.A.B.	MOORE / M. CACERES
15	10-12	(704)	60	S.A.B.	BERMUDEZ / BOLOGNESI
16	10-13	(703)	160	S.A.B.	ABTAO / BOLOGNESI
17	10-14	A - 2 (823)	400	S.S.	ABTA CDRA. 3
18	10-15	(130)	160	S.A.B.	ATAHUALPA / BOLOGNESI
19	10-16	(215)	160	S.A.B.	YURIMAGUAS / BOLOGNESI
20	P	VILLA SANTA ROSA	200	S.S.	MOORE CDRA. 18 (VILLA FAP)
21	P	VARGAS GUERRA (1)	40	S.A.B.	CAMPAMENTO AV. QUIÑONES

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	16
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	05

CUADRO No. 4.11
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : 11 - IQUITOS

ITM	CODI SS.EE	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	11-01	(601)	100	S.A.B.	CHICALYO / UNION
2	P	PETRO PERU ALMACEN	50	S.A.B.	AV. LA MARINA (COSTADO DE LA COCA COLA)
3	P	O X Y	160	S.A.B.	AV. LA MARINA
4	P	INDUSTRIAL IQUITOS	250	S.S.	AV. LA MARINA
5	P	CLINICA STALL	150	S.S.	AV. LA MARINA
6	P	OPIC. PETRO PERU	25	S.A.B.	AV. LA MARINA
7	11-02	(203)	100	S.A.B.	AV. LA MARINA / ANGEL BRUSCO
8	11-03	(107)	125	S.S.	CONDAMINE 718
9	P	REDA PERU	40+360	S.S.	CONDAMINE 718
10	11-04	B - 401 (815)	250	S.S.	TACNA 619
11	P	GOBIERNO REGIONAL	160	S.S.	R. HURTADO CDRA. 6
12	P	M. PESQUERIA	160	S.S.	R. HURTADO CDRA. 6
13	11-05	A - 601 (807)	640	S.S.	R. HURTADO 765
14	P	HIDR. Y NAV. (1)	100	S.A.B.	AV. LA MARINA
15	P	HIDR. Y NAV. (2) BUQUE A.P. STIGLI	3X50	S.S.	AV. LA MARINA
16	P	VILLA NAVAL	100	S.S.	AV. LA MARINA
17	P	TNTE. CLAVERO	200	S.S.	AV. LA MARINA
18	P	IOAQUIN P. MORELLI (CORTADO)	100	S.S.	AV. LA MARINA S/N
19	P	IMASA	160	S.S.	AV. LA MARINA
20	11-06	ORIENTE (857)	50	S.A.B.	AV. LA MARINA / NAUTA
21	P	ENAPU	2X200	S.S.	AV. LA MARINA
22	P	IMPULSA	800	S.S.	AV. LA MARINA S/N (PUNCHANA)
23	P	IDEASA	125	S.S.	PIURA / PANAMA
24	P	P. VENTAS 1 (PETROP)	125	S.S.	PIURA (PUNCHANA)
25	P	P. VENTAS 2 (PETROP)	80	S.S.	BAHIA (PUNCHANA)
26	P	FRANCISC. CANADS	200	S.S.	AV. LA MARINA / CANADA
27	P	ASERRADERO LORETO	250	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
28	P	COMPLEJO NAVAL	50	S.A.B.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
29	11-07	COLISEO (S/N)	125	S.A.B.	AV. LA MARINA / CONTRAMAESTRE NAVARRO
30	P	HOSPITAL NAVAL	250	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
31	11-08	FORESTAL DEL ORIENTE (853)	25	S.A.B.	AV. LA MARINA (FRENTE A TRISA)
32	P	MOLINERA IQUITOS GIULFO II	150+1000	S.S.	AV. LA MARINA
33	P	AICSA II	320	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
34	P	OXIGENO LORETO	100	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
35	P	IND. MET. FRANCK (CORTADO)	40	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
36	P	CARBO GAS	160	S.S.	AV. LA MARINA S/N (PUNCHANA)
37	P	ADHES. LORETANOS	50	S.A.B.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
38	P	MADERA LAMINADA	500	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
39	P	BALANC. CORICANCHA	100	S.S.	AV. LA MARINA (PUNCHANA)
40	11-09	S/N 1 (848)	100	S.A.B.	AV. LA MARINA 217
41	11-10	S/N 2 (845)	100	S.A.B.	AV. LA MARINA S/N
42	P	INDUSTRIAL GLADIS	200	S.A.B.	AV. LA MARINA S/N
43	P	MOLINERA IQUITOS GIULFO I	1000	S.S.	AV. LA MARINA S/N

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	10
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	33

CUADRO No. 4.12
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : R1 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	R1-01	(223)	160	S.A.B.	AV. QUIÑONES / INTERNACIONAL
2	P	MOLINO GAROTO (CORTADO)	40	S.S.	MIRAFLORES (CERCA A RIO ITAYA)
3	R1-02	(816)	100	S.A.B.	PROLONG. MOORE / SARAGOZA
4	R1-03	(221)	100	S.A.B.	UNION / SARAGOZA
5	P	ASERR. PACHACAMILLA	64	S.S.	RIO ITAYA / 9 DE OCTUBRE
6	P	METAL INDUSTRIA	320	S.S.	9 DE OCTUBRE / MANCO INCA
7	R1-04	(222)	100	S.A.B.	PROGRESO 1RA. CDRA.
8	P	PAND. 9 OCT.	15	S.S.	PROGRESO 1RA. CDRA.
9	R1-05	RIO MAR (S/N)	100	S.A.B.	URB. RIO MAR (DESCONECTADO)
10	R1-06	842 - B (842)	100	S.A.B.	HUASCAR / 9 DE JULIO
11	R1-07	(219)	100	S.A.B.	PROLONG. MOORE / SAN FRANCISCO
12	P	SERVIPRIO	50	S.A.B.	SAN FCO. RIO ITAYA
13	R1-08	(218)	100	S.A.B.	PSJE. ROMERO / REVOLUCION
14	R1-09	(217)	100	S.A.B.	LETICIA / GRAU
15	P	HOSPITAL IQUITOS	250	S.S.	GRAU CDRA. 16
16	P	HOSPITAL STA. ROSA	125	S.A.B.	GRAU CDRA. 16
17	R1-10	(216)	160	S.A.B.	MOORE / YURIMAGUAS
18	R1-11	A-8 (825)	100	S.S.	ATAHUALPA 4TA. CDRA.
19	P	SACHACHORRO	125	S.S.	AGUIRRE S/N
20	R1-12	(701)	160	S.A.B.	J. GALVEZ 3RA. CDRA (FRENTE A CALLE ARICA)
21	P	FTE. MILITAR TENAZOA	40	S.S.	LETICIA / C. PORTUGAL
22	P	ASERR. SAN MARCOS.	160	S.S.	BAGAZAN - STA. ROSA
23	R1-13	(711)	160	S.A.B.	YURIMAGUAS / BAGAZAN
24	R1-14	(712)	160	S.A.B.	PROLG. PROSPERO / STA. ROSA
25	R1-15	(710)	160	S.A.B.	LIBERTAD / CALLE 7 (BAGAZAN)
26	R1-16	(709)	160	S.A.B.	CALLE 13 / 14
27	R1-17	(706)	160	S.A.B.	16 DE JULIO / 11 DE FEBRERO
28	R1-18	(707)	160	S.A.B.	16 DE JULIO / CALLE 5
29	R1-19	(868)	100	S.A.B.	16 DE JULIO / CALLE 1
30	P	MERCADO BELEN	100	S.S.	16 DE JULIO / 9 DE DICIEMBRE
31	R1-20	(718)	160	S.A.B.	CALLE ATAHUALPA - ITAYA
32	R1-21	(717)	160	S.A.B.	ITAYA FRENTE A LA GLORIETTA
33	R1-22	(714)	160	S.A.B.	PROL. 9 DIC. / DONADIO (ZONA BAJA BELEN)
34	R1-23	(713)	160	S.A.B.	MALECON TARAPACA / G. SAENZ
35	R1-24	(715)	100	S.A.B.	JR. IQUITOS / MIRAMAR
36	R1-25	(716)	100	S.A.B.	LOS ROSALES / UNIVERSAL
37	R1-26	(870)	100	S.A.B.	SAN JOSE (ITAYA)
38	R1-27	(871)	100	S.A.B.	SAN FCO (ITAYA)
39	R1-28	(S/N)	100	S.A.B.	SAN JOSE 2 (ITAYA)
40	P	FAB. HIELO BOULLOSA	50	S.A.B.	RIO ITAYA - BELEN
41	P	IMASERBSA	320	S.S.	9 DE OCTUBRE - RIO ITAYA
42	P	TELEFONICA CENTRAL URD	50	S.S.	SAMAREN - 9 DE DICIEMBRE

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	28
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	14

CUADRO No. 4.13
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : R2 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	R2-01	(S/N) (105)	100	S.A.B.	AV QUIÑONES (FRENTE A LA SS.EE. STA. ROSA)
2	P	C.N.I.	80	S.S.	AV. QUIÑONES
3	P	RUBEN RONDONA	50	S.A.M.	AV. QUIÑONES AL COSTADO DE LOS CEDROS
4	R2-02	NUEVO SAN LORENZO (S/N)	100	S.A.B.	AA.HH. NUEVO SAN LORENZO
5	P	A Y P AMAZONICA	50	S.A.B.	LAS BEGONIAS - SAN JUAN
6	R2-03	A - 1 (826)	160	S.A.B.	AV. QUIÑONES (FRENTE A ORVISA)
7	P	ORVISA	100	S.S.	AV. QUIÑONES
8	P	ALDEA INFANTIL S.MONICA	80	S.A.B.	AV. QUIÑONES (GUAYABAMBA)
9	P	HILTER PAREDES	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES (GUAYABAMBA)
10	P	ALIMEN BALANCEADOS BOC.	50	S.A.B.	ENTRADA GUAYABAMBA
11	P	INIAA	160	S.A.B.	SAN ROQUE
12	P	I V I T A	100	S.A.B.	GUAYABAMBA (FRENTE AL CRAS)
13	P	MOLINO SILO SECADORA	100	S.A.B.	GUAYABAMBA
14	P	IGL. SAG. FAMILIA	25	S.A.B.	CARDOZO
15	R2-04	N4 (104)	80	S.A.B.	CARDOZO (FCO. ORELLANA / CALLE UNION)
16	R2-05	N3 (103)	100	S.A.B.	CARDOZO (VICTORIA / ARGENTINA)
17	R2-06	N2 (102)	125	S.A.B.	CARDOZO (ARGENTINA / ORIENTE)
18	R2-07	N1 (101)	50	S.A.B.	CARDOZO (CIUDAD JARDIN)
19	P	I I A P	60	S.A.B.	AV. QUIÑONES (COSTADO A.H.M. ANITA CABR)
20	P	ESTEPSA	50	S.A.M.	AV. QUIÑONES (CERCA A IAP)
21	R2-08	(S/N)	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES (FRENTE A.H.M. GUILLERMO RE
22	R2-09	SR. DE LOS MILAGROS (874)	160	S.A.B.	AV. QUIÑONES (JAZMINES / CLAVELES)
23	P	PLANTA LECHERA	250	S.S.	AV. QUIÑONES
24	R2-10	URB. J. PABLO 1	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES (DETRAS HOTEL AMAZONAS)
25	R2-11	URB. J. PABLO 2	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES (DETRAS HOTEL AMAZONAS)
26	R2-12	URB. J. PABLO 3	100	S.S.	AV. QUIÑONES (DETRAS HOTEL AMAZONAS)
27	R2-13	URB. J. PABLO 4	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES (DETRAS HOTEL AMAZONAS)
28	P	INDUSELVA	200	S.A.B.	DETRAS A.H.M. ANITA CABRERA
29	R2-14	AA.HH. AMAZONAS (875)	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES S/N
30	R2-15	AA.HH. VIRG DE LOURDE (S/N)	25	S.A.B.	LAS COLINAS
31	P	CORPUS CHRISTI	37.5	S.A.B.	AV. QUIÑONES
32	R2-16	FHA (S/N)	25	S.A.B.	AV. QUIÑONES (FRENTE A LA SHIRINGA)
33	P	IMPORTACIONES LORETANA	200	S.A.B.	AV. QUIÑONES
34	R2-17	BELLO ORIZONTE (846)	160	S.A.B.	AV. QUIÑONES (BELLO HORIZONTE / CAHUIDE)
35	R2-18	LAS PALMERAS (876)	100	S.A.B.	INDEPENDENCIA / TRIUNFO (SAN JUAN)
36	P	UNAP - SERV. GENERALES	75	S.A.B.	SAN LORENZO - GUAYABAMBA
37	P	TELEFONICA CENTRAL URD	50	S.S.	AV. QUIÑONES S/N
38	P	SANTA FE PETROLEUM	50	S.S.	CARRETERA SANTA CLARA

VAN R2

SUBESTACIONES DE LA SALIDA : R2 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
39	R2-19	PRIMAVERA (847)	100	S.A.B.	PRIMAVERA / MARGARITAS (LOS ANGELES)
40	P	INDUSTRIA DE POSTE MODELO	75	S.A.M.	SAN JUAN
41	R2-20	MODELO 1 (S/N)	100	S.A.B.	GABRIELA MISTRAL / CIRO ALEGRIA
42	R2-21	MODELO 2 (S/N)	100	S.A.B.	BERNALDO ALCEDO / ROGER RUNRRIEL
43	R2-22	ORQUIDEAS (862)	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES - ORQUIDEAS (SAN JUAN)
44	R2-23	LOS ROSALES (830)	100	S.A.B.	CALLE ROSALES
45	R2-24	LOS LIRIOS (829)	100	S.A.B.	CALLE LOS LIRIOS
46	R2-25	(S/N) (829 I)	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES - LOS LIRIOS
47	P	GRIFO PATIVILCA	50	S.A.B.	AV. QUIÑONES (FRENTE A COMP. ARTESANAL)
48	R2-26	LAS CAMELIAS (831)	50	S.A.B.	CALLE CAMELIAS (COSTADO RECREO)
49	R2-27	LOS CLAVELES (881)	50	S.A.B.	LOS CLAVELES
50	R2-28	LAS CAMELIAS 2 (832)	50	S.A.B.	LAS CAMELIAS
51	R2-29	RUMOCOCHA 1 (879)	40	S.A.M.	CALLE PALMERAS
52	R2-30	RUMOCOCHA 2 (833)	40	S.A.M.	30 DE AGOSTO / CALLA STA. ROSA
53	R2-31	RUMOCOCHA 3 (882)	40	S.A.M.	CALLE MALVINAS
54	R2-32	(834)	160	S.A.B.	AV. QUIÑONES (FRENTE CLUB J. GUERRA)
55	P	AVICOLA MONASI CHEGLIO	160	S.A.B.	AV. QUIÑONES (ALT. CARRET. STA. CLARA)
56	R2-33	(S/N)	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES (CARRET. SANTA CLARA)
57	P	U M M E	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES
58	R2-34	SECADA I (836)	100	S.A.B.	ABANCAY / LAS MALVINAS (SAN JUAN)
59	R2-35	SECADA II (838)	100	S.A.B.	ABANCAY / MANUEL SEOANE (SAN JUAN)
60	R2-36	837	100	S.A.B.	AV. CORPAC / PROGRESO
61	R2-37	AA. PP. J. CHAVEZ (839)	100	S.A.B.	AV. QUIÑONES / 20 DE ENERO
62	P	CORPAC	250	S.S.	AV. QUIÑONES - AEROPUERTO
63	P	PETRO PERU AEROP.	75	S.S.	AV. QUIÑONES
64	R2-38	AA.HH. AEROPUERTO 1	100	S.A.B.	CRUCEIRO / FAUCETT
65	R2-39	AA.HH. AEROPUERTO 2	100	S.A.B.	LAS AMERICAS / PALESTINA
66	P	CAMAL SAN FCO.	50	S.S.	CARRET. SAN ROQUE
67	R2-40	(S/N)	100	S.A.B.	MOORE / ESPAÑA
68	P	GRANJA EL TRIGAL	200	S.S.	CARRETETA SANTO TOMAS

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	40
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	28

CUADRO No. 4.14
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : R3 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	P	COMP. ADM. PETRO PERU	2X200+1	S.S.	AV. QUIÑONES S/N (2x200+1x160)

CUADRO No. 4.15

SISTEMA DE DISTRIBUCION - IQUITOS
CUADRO No. 4.15
SUBESTACIONES DE LA SALIDA : R4 - IQUITOS

ITM	CODI SS.E	DESIGNACION DE SS.EE.	KVA	TIPO	UBICACION
1	R4-01	NINFAS (856)	100	S.A.B.	URB. NINFAS
2	R4-02	P.N.P. (869)	100	S.S.	VILLA P.N.P. (AV. QUIÑONES)
3	R4-03	(224)	160	S.A.B.	CALLE 3 - PETRO PERU (PAMPACHICA)
4	R4-04	VILLA S.O.EJERCITO (864)	75	S.S.	AV. GUARDIA CIVIL (PAMPACHICA)
5	P	BTLN. COMUNIC. QRM	50	S.A.B.	AV. GUARDIA CIVIL (PAMPACHICA)
6	P	BACKER HUGHES	500	S.S.	AV. GUARDIA CIVIL
7	R4-05	URB. BOLOGNESI (863)	160	S.A.B.	AV. GUARDIA CIVIL (PAMPACHICA)
8	R4-06	URB. CALVO ARAUJO (840)	100	S.A.B.	AV. GUARDIA CIVIL (PAMPACHICA)
9	P	SEDALORETO	4X640+6	S.S.	PAMPACHICA (630+4x640 KVA)
10	R4-07	EL CASTAÑAL 1 (866)	100	S.A.B.	CASTAÑAS / SALAVERRY
11	R4-08	EL CASTAÑAL 2 (867)	100	S.A.B.	CASTAÑAS / PSJE. LAGUNAS
12	R4-09	BOSQUE (841)	160	S.A.B.	URB. EL BOSQUE (PAMPACHICA)
13	R4-10	JESUS PAENZ (860)	100	S.A.B.	AA. HH. 18 DE OCTUBRE
14	P	ASOC. SUPERV. PETROP.	100	S.A.B.	PAMPACHICA
15	P	ENTEL - ESTCN TERREN	100	S.S.	PAMPACHICA - ENTEL PERU
16	P	RECREO EL AGUAJE - BARBASCO	15	S.A.B.	AV. GUARDIA CIVIL (PAMPACHICA)
17	R4-11	PORVENIR (863)	100	S.A.B.	AA.HH. PORVENIR

TOTAL DE SS.EE. ELORSA:	11
TOTAL DE SS.EE. PARTIC.:	06

REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Paralelo al trabajo de empadronamiento y lotización general de usuarios por subestación/Circuito/salida se ha realizado el levantamiento de los planos de redes secundarias en Iquitos, según esto se tiene los siguientes resultados:

CUADRO No. 4.16

Se han elaborado los planos de red secundaria a escala de las 211 subestaciones de la S.A., asimismo se ha realizado el levantamiento por subestación.

**SISTEMA DE DISTRIBUCION - IQUITOS
RESUMEN DEL INVENTARIO DE SUBESTACIONES**

SALIDA	No. DE SUBESTACIONES			KVA		
	ELOR	PARTIC.	TOTALES	ELOR	PARTIC	TOTALES
S-01	3	5	8	345	2310	2655
S-02	7	13	20	2940	2530	5470
S-03	15	4	19	1360	525	1885
S-04	13	6	19	1550	2305	3855
S-06	32	3	35	4070	200	4270
S-07	13	5	18	2490	490	2980
S-08	23	10	33	2920	1625	4545
S-10	16	5	21	4325	600	4925
S-11	10	33	43	1615	8075	9690
S-R1	28	14	42	3580	1709	5289
S-R2	40	28	68	3715	2827	6542
S-R3	0	1	1	0	560	560
S-R4	11	6	17	1255	3955	5210
TOTALES	211	133	344	30165	27711	57876

* REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Paralelo al trabajo de empadronamiento y lotización general de usuarios por subestación/Circuito/salida se ha realizado el levantamiento de los planos de redes secundarias en Iquitos, según esto se tiene los siguientes resultados:

Se han elaborado los planos de red secundaria a escala de 1:1,000 correspondientes a las 211 subestaciones que posee Electro Oriente S.A., asimismo se presenta la lotización correspondiente por subestación.

El plano RSIQUI- , presenta la red secundaria Aérea y lotización correspondiente a la subestación 10-05 de la salida (troncal) S-10.

* EMPADRONAMIENTO GENERAL DE USUARIOS

Como resultado final del empadronamiento se presenta el cuadro No. 4.17 que muestra el resumen total por salidas y gráfico No. 4.2 de barras correspondientes, observándose que el 11.2% de los usuarios presentan observaciones que involucran pérdidas de energía, ya sea por clandestinaje, fraudes, etc.

Los listados de suministros observados con fraude y los clandestinos están siendo enviados al área de Técnica Comercial para la toma de acciones correctivas correspondientes.

CUADRO No. 4.17

RESUMEN DEL EMPADRONAMIENTO POR SALIDAS - IQUITOS
SUBESTACIONES PROPIEDAD DE ELECTRO ORIENTE S.A.

DESCRIPCION	S-1	S-2	S-3	S-4	S-6	S-7	S-8	S-10	S-11
Cilentes o/medidor y/o acometidas intervenidas/clandestinos/otros	41	148	500	298	684	307	460	304	114
No. de Cilentes sin medidor	168	99	1007	711	1564	393	770	92	125
No. Cilentes a pensión fija	136	20	866	631	1181	248	306	64	74
No. TOTAL DE CLIENTES	574	1211	3206	2354	6650	2766	4406	4026	1004
% Cilentes con medidores y/o acometidas intervenidas, clandestinos y otros, respecto al No. de suministros/SS.EE.	7.1	12.2	15.6	12.7	10.3	11.1	10.4	7.6	11.4

TOTAL
1,191
4,231
3,606
9,821
%
12.1

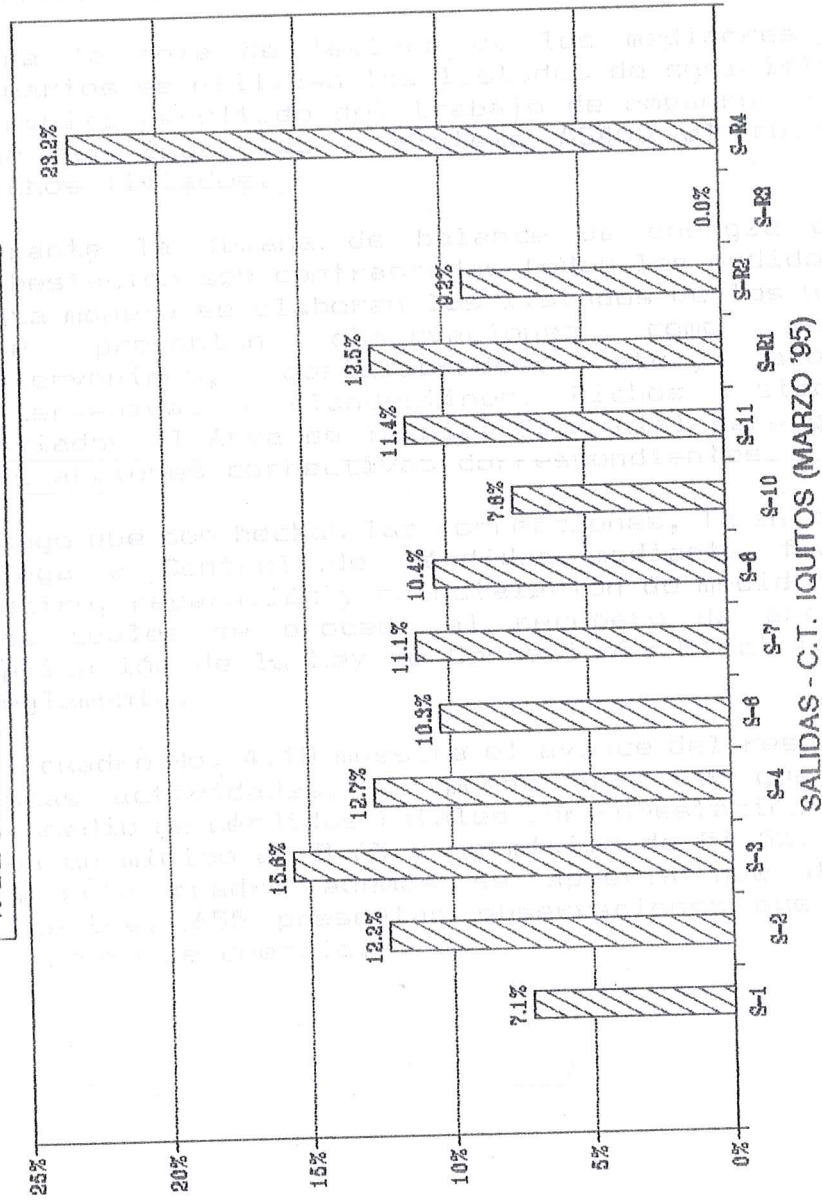
DESCRIPCION	S-R1	S-R2	S-R3	S-R4
Cilentes o/medidor y/o acometidas intervenidas/clandestinos/otros	578	393	---	220
No. de Cilentes sin medidor	1836	1908	---	487
No. Cilentes a pensión fija	1377	1767	---	462
No. TOTAL DE CLIENTES	4619	4251	1	950
% Cilentes con medidores y/o acometidas intervenidas, clandestinos y otros, respecto al No. de suministros/SS.EE.	12.5	9.2	0.0	23.2

NOTA: El trabajo de empadronamiento tuvo una duracion de un año (Marzo 94 a Marzo 95)

SALIDAS - CI IQUITOS (MARZO 95)

GRAFICO No. 4.2

RESUMEN DEL EMPADRONAMIENTO POR SALIDAS
% DE SUMINISTROS OBSERVADOS CON FRAUDE



SALIDAS - C.T. IQUITOS (MARZO '95)

* BALANCE DE ENERGIA POR SUBESTACION

Esta actividad consiste en instalar medidores electrónicos uno, como totalizador de la subestación de distribución, otro por cada circuito y uno para el alumbrado público, además son instalados medidores a todos los usuarios que no poseen medidor, esta instalación es mantenida por espacio de una semana durante la cual son tomadas las lecturas en un estado inicial y final procediéndose a llenar los formatos correspondientes que se adjuntan en el anexo C.

Para la toma de lectura de los medidores de los usuarios se utilizan los listados de suministros por circuito resultado del trabajo de empadronamiento y que fue ingresado a sistema AS400 el cual emite dichos listados.

Durante la semana de balance de energía de cada subestación son contrastados todos los medidores, de esta manera se elaboran los listados de los usuarios que presentan observaciones como medidores intervenidos, descalibrados, etc., acometidas intervenidas y clandestinas. Dichos listados son enviados al área de Técnica Comercial para que tome las acciones correctivas correspondientes.

Luego que son hechas las correcciones, la información llega a Control de Pérdidas mediante fichas de retiro, reparación y reinstalación de medidores, con los cuales se procede al recupero de energía en aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

El cuadro No. 4.18 muestra el avance del resultado de estas actividades, se puede apreciar que hay un promedio de pérdidas totales por subestación del 28%, con un mínimo de 8.6% y un máximo de 51.5%. En este cuadro además se aprecia que de 2,766 clientes, 655 presentan observaciones que merecen recupero de energía.

CUADRO No. 4.18

**SISTEMA DE DISTRIBUCION IQUITOS
PERDIDAS PORCENTUALES TOTALES POR SUBESTACION
SET - NOV '95**

CODIGO SS.EE.	POTENCIA KVA	TOTAL USUARIOS		PERDIDAS APROX.		P.T. %
		P/SS.EE.	C/OBS.	KWH / MES	S/. / MES	
06 - 02	160	166	46	5,880	1,891	18.1
06 - 03	100	149	43	3,321	1,068	18.1
06 - 05	100	158	38	1,980	636	12.9
06 - 06	100	170	41	4,984	1,602	22.0
06 - 07	100	120	19	2,172	698	20.7
06 - 08	100	122	23	5,499	1,768	25.1
06 - 09	100	151	27	1,840	591	13.1
06 - 10	200	123	46	17,095	5,497	46.5
06 - 11	160	281	84	2,979	958	10.9
06 - 14	160	227	69	9,768	3,141	33.4
06 - 15	100	164	31	1,564	503	8.6
06 - 16	100	233	61	7,566	2,433	28.0
06 - 17	160	212	33	3,364	1,081	18.5
06 - 24	160	209	58	16,156	5,195	39.4
06 - 31	100	150	18	10,096	3,247	45.8
06 - 32	100	131	18	11,840	3,808	51.5

Para determinar el TOTAL DE ENERGIA A RECUPERAR se toma como lectura final, una segunda lectura a medianoche. El promedio de 3 días, es decir se determina el promedio mensual del cliente, el cual se divide por el número de días registrados en 12 meses se acumula el monto de energía a recuperar.

RESUMEN DEL AVANCE EN LA SALIDA 06

SALIDA	06	
No. SS.E (AVANCE)	16	
TOTAL CLIENTES	2,766	
TOTAL CON OBERV.	655	
PERD. APROX. MES:	106,104 KWH	S/. 34,117

PERDIDAS EN LA R.D.S. PARA ESTAS 16 SS.EE.: % 28.07

Las cartas son entregadas a la empresa de servicios para su reparto en original y copia, ésta copia es retornada firmada por el cliente. Esta carta tiene una fecha límite para que el usuario se apersona a las oficinas para su atención y liquidación de recupero planteada.

4.6.3 PROCESO DE RECUPEROS DE ENERGIA.

* INFORMACION TECNICA.- Suministrada por el Area de Técnica Comercial, la cuál opera con empresas de servicios, de aqui son emitidas las siguientes fichas.

- Ficha de visita de inspección, donde se detalla el estado de las instalaciones, el equipo de medición, lectura, características del suministro, etc.
- Ficha de revisión del medidor, en donde se detalla el tipo de falla ó anomalía encontrada, como medidor descalibrado, bobinas puenteadas, medidor quemado, contómetro malogrado, disco presionado, etc.

Laboratorio procede a determinar el porcentaje de error encontrado y a su reparación indicando el estado en el que sale el medidor.

- Ficha de reinstalación de medidor, en donde figura la fecha de reinstalación y lectura registrada con el medidor en operación.

* CALCULO DEL RECUPERO DE ENERGIA Y EMISION DE CARTAS.- El cálculo de recuperos de energía se efectúa teniendo en cuenta el D.L. Nº 25844 ART. 90,91,92 y D.S. Nº 009-93 EM. ART. 171,172 y 177. los cuales se detallan en el cuadro No. 4.19 y 4.20 respectivamente.

Para determinar el TOTAL DE ENERGIA A RECUPERAR se toma como lectura final, una segunda lectura a medidor reparado, existiendo entre ambas lecturas un período promedio de 30 días, es decir se determina el consumo promedio mensual del cliente, el cuál se toma para comparar los consumos registrados en 12 meses anteriores, la diferencia mes a mes se acumula determinando el monto total de energía a recuperar. Las cartas son elaboradas mediante el sistema AS-400 con el programa de recuperos de energía, teniendo como base el ingreso del Contrato y lecturas supervisadas.

Las cartas son entregadas a la empresa de servicios para su reparto en original y copia, ésta copia es retornada firmada por el cliente. Esta carta tiene una fecha límite para que el usuario se apersona a las oficinas para su atención y liquidación de recuperos planteada.

CUADRO No. 4.20

CUADRO No. 4.19

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

DECRETO LEY No. 25844

Art. 90	El concesionario, en los casos de consumos de energía sin su Los concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de las autoridades competentes, en los siguientes casos: a) b) Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización de la empresa o cuando se vulnere las condiciones del suministro. c) Art. 177
Art. 91	b) Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa En los casos de utilización ilícita, adicionalmente al cobro de los gastos de corte, pago de la energía consumida y otros, las personas involucradas podrán ser denunciadas ante el fuero penal.
Art. 92	c) Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán al recupero o al reintegro según sea el caso. El monto a recuperar por el concesionario se calculará a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de 12 meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en 10 mensualidades iguales sin intereses ni moras.

4.6.4 BALANCE ENERGÉTICO A DICIEMBRE '93

La energía recibida en barras de cada troncal en la Central Térmica de Iquitos es comparada con la energía facturada proporcionada por la unidad correspondiente, de esta manera se tiene el cuadro No. 4.21 donde se aprecia el porcentaje de pérdidas mensual y acumulado anual, el gráfico No. 4.3 muestra la variación del porcentaje de pérdidas totales acumulado anual resultado de este cuadro.

CUADRO No. 4.20

El año 1994 se terminó con un porcentaje de pérdidas de **REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS** **DECRETO SUPREMO No. 009-93-EM**

Art. 177	<p>El concesionario, en los casos de consumos de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90 de la Ley, queda facultado para:</p> <p>a) Calcular la cantidad de energía consumida, multiplicando la carga conectada sin autorización por 240 horas mensuales para los usos domésticos y por 480 horas mensuales para los usos no domésticos, considerando un período máximo de doce meses;</p> <p>b) Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección, correspondiente al tipo de servicio utilizado, considerando los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes; y</p> <p>c)</p>
----------	---

4.6.4 BALANCE ENERGETICO A DICIEMBRE '95

La energía medida en barras de cada troncal en la Central Térmica de Iquitos es comparada con la energía facturada proporcionada por la unidad correspondiente, de esta manera se tiene el cuadro No. 4.21 donde se aprecia el porcentaje de pérdidas mensual y acumulado anual, el grafico No. 4.3 muestra la variación del porcentaje de pérdidas totales acumulado anual resultado de este cuadro.

El año 1994 se terminó con un porcentaje de pérdidas anual de 25.02 %, continuando con un aumento de pérdidas hasta abril del 95, mes a partir del cual se observa que las pérdidas totales acumulado anual han sido detenidas en su ascenso manteniéndose desde el mes de Abril en el orden del 28% hasta el mes de Setiembre, a partir del mes de Octubre se puede observar que se ha iniciado el descenso del porcentaje de pérdidas.

El apoyo decisivo de la empresa en este trabajo es fundamental para el logro de los objetivos. Hasta antes de marzo de 1995 no se lograba implementar adecuadamente los proyectos de reducción de pérdidas ni con el personal ni con el equipo necesario, el desarrollo de los proyectos funcionaba con recursos escasos.

La asignación de personal, movilidad y equipamiento aunque incompleto ha servido para agilizar los trabajos, cabe destacar también el apoyo del Area de Técnica Comercial que con sus acciones correctivas ha colaborado para poder tener este buen comienzo en la reducción de pérdidas.

CUADRO No. 4.21

BALANCE DE ENERGIA DISTRIBUIDA / FACTURADA
IQUITOS

MES	ENERGIA ENTREGADA KWH	ENERGIA FACTURADA KWH	PERDIDAS DE ENERGIA		
			KWH	% Mensual	% Anual
ENERO 94	10,941,000	8,597,050	2,343,950	21.42	
FEBRERO	9,057,900	7,101,020	1,956,880	21.60	
MARZO	9,843,451	7,540,580	2,302,871	23.39	
ABRIL	9,882,389	7,269,980	2,612,409	26.43	
MAYO	9,241,500	7,434,080	1,807,420	19.56	
JUNIO	10,843,980	7,925,470	2,918,510	26.91	
JULIO	10,032,360	7,489,640	2,542,720	25.35	
AGOSTO	11,615,400	8,079,920	3,535,480	30.44	
SETIEMBRE	9,760,560	7,709,640	2,050,920	21.01	
OCTUBRE	10,037,880	6,675,800	3,362,080	33.49	
NOVIEMBR	9,525,900	7,578,190	1,947,710	20.45	
DIC - 94	10,705,380	7,693,980	3,011,400	28.13	25.02%
ENE - 95	11,366,340	7,717,220	3,649,120	32.10	26.00%
FEB - 95	11,088,120	7,293,430	3,794,690	34.22	27.06%
MARZO 95	9,584,460	7,178,970	2,405,490	25.10	27.20%
ABR - 95	12,253,500	7,537,390	4,716,110	38.49	28.35%
MAY 95	10,247,220	7,843,840	2,403,380	23.45	28.60%
JUN - 95	10,403,400	8,204,790	2,198,610	21.13	28.13%
JUL - 95	10,467,960	7,576,180	2,891,780	27.63	28.31%
AGO - 95	11,288,820	8,119,950	3,168,870	28.07	28.09%
SET - 95	10,828,020	7,399,290	3,428,730	31.67	28.93%
OCT - 95	10,320,660	8,151,860	2,168,800	21.01	27.94%
NOV - 95	9,508,080	7,868,330	1,639,750	17.25	27.70%
DIC - 95	9,265,020	7,868,330	1,396,690	15.07	26.74%

4.6.5 ANALISIS DEL AVANCE Y PERSPECTIVAS DE REDUCCION DE PERDIDAS

Como resultado del empadronamiento general de usuarios en la Ciudad de Iquitos, se puede observar del cuadro No. 4.17 lo siguiente:

- El Nº de clientes con medidores y/o acometidas intervenidas y clandestinos superan los 4,000 esto representa el 11.2% del Nº total de clientes.
- Las salidas S-R4, S-03, S-R1 y S-02 presentan el mayor porcentaje de usuarios con fraude, por consiguiente las salidas con mayor porcentaje de pérdidas No Técnicas.

En base a los listados emitidos del empadronamiento, el área Técnica Comercial está tomando las acciones correctivas correspondientes iniciadas recién en Noviembre del 94, corrigiendo las conexiones clandestinas, conexiones fraudulentas en acometidas y medidores y a cuyos usuarios previo análisis y seguimiento de lecturas a medidor reparado, en aplicación de lo dispuesto en la legislación vigente del D.L. Nro. 25844 Art. 90, 91, 92 y D.S. Nro. 009-93 EM Art. 171, 172 y 177, se efectúa el recupero de energía.

Se puede observar además del gráfico No. 4.3 que la curva de pérdidas es detenida en su ascenso recién a partir del mes de abril del 95 ya que "tímidamente" se inició el apoyo necesario a la ejecución del proyecto Circuitos Primarios, actualmente la empresa está mas concientizada de la problemática aún existente y el apoyo será mas decisivo para el logro de los objetivos.

TOTAL RECUPEROS DE ENERGIA NOVIEMBRE '94 A DICIEMBRE '95:

Nº de Recuperos de Energía : 2,755 usuarios.

Energía Recuperada : 2'935,086 KWH
Importe en Nuevos Soles : S/. 1'025,874

De estos 2,755 usuarios con recupero, se tomó un grupo de 314 usuarios, los cuales representan actualmente un aumento promedio en su facturación mensual de 26,792 KWH, equivalente a S/. 9,259.00 Nuevos Soles, esto viene a ser la reducción de pérdidas mensuales logrado con estos 314 clientes.

Continuando con el desarrollo del Proyecto Circuitos Primarios en la fase de Balance de Energía por subestación, se tiene desde Setiembre a Noviembre 95, 16 subestaciones con pre-balance de energía y con el contrastador electrónico patrón, de un total de 2,766 clientes, 655 clientes presentan observaciones tales como medidor intervenido, medidor descalibrado, medidor malogrado, acometidas intervenidas, clandestinos, etc. esto es un porcentaje del 23.68 % de los 2,766 usuarios.

Proyección de Reducción de Pérdidas y Recupero de Energía.

NO de Recuperos de Energía : 23.6 % de 38,546 usuarios.

= 9,000
 Energía Recuperada : 9'588,000 KWH.
 Importe en Nuevos Soles : S/. 3'351,300.00

Esta proyección de 9,000 usuarios representarían finalmente un aumento promedio en la facturación mensual de 825,248 KWH, equivalente a S/. 265,400.00 Nuevos Soles, cantidad estimada que la empresa pudiera llegar a facturar al término de las acciones correctivas.

Estos 825,248 KWH vendrían a ser la reducción de pérdidas total mensual en Iquitos. Proyectando el aumento de facturación anual se tendría 9'902,976 KWH.

Comparándolo con los registros de energía acumulado anual (a Noviembre-95) se tiene (del cuadro No. 4.21):

PERIODO CONSIDERADO: DE DICIEMBRE '94 a NOVIEMBRE '95

VALORES REGISTRADOS	CONSIDERANDO LA REDUCCION
KWH Entregado: 128'061,960	128'061,960
KWH Facturado: 92'585,230	92'585,230 + 9'902,976
Pérdidas tot.: 35'476,730	25'573,754
Pérdidas Tot. : 27.70 %	19.97 %

Es decir, se tendría una reducción de pérdidas totales del 7.73 %.

SEÑALES TARIFARIAS QUE IMPULSAN LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

* MARCO LEGAL

- La Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844 y su Reglamento D.S. 009-93 EM, establece el marco legal que norma las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Las tarifas a clientes finales comprenden las tarifas en barra y el Valor Agregado de Distribución.
- El Valor agregado de Distribución reconoce costos estándares y pérdidas estándares de distribución (físicas y comerciales).

De acuerdo con lo descrito se tiene entonces:

* Reconocimiento de inversiones y costos de explotación de acuerdo a un sistema económicamente adaptado.

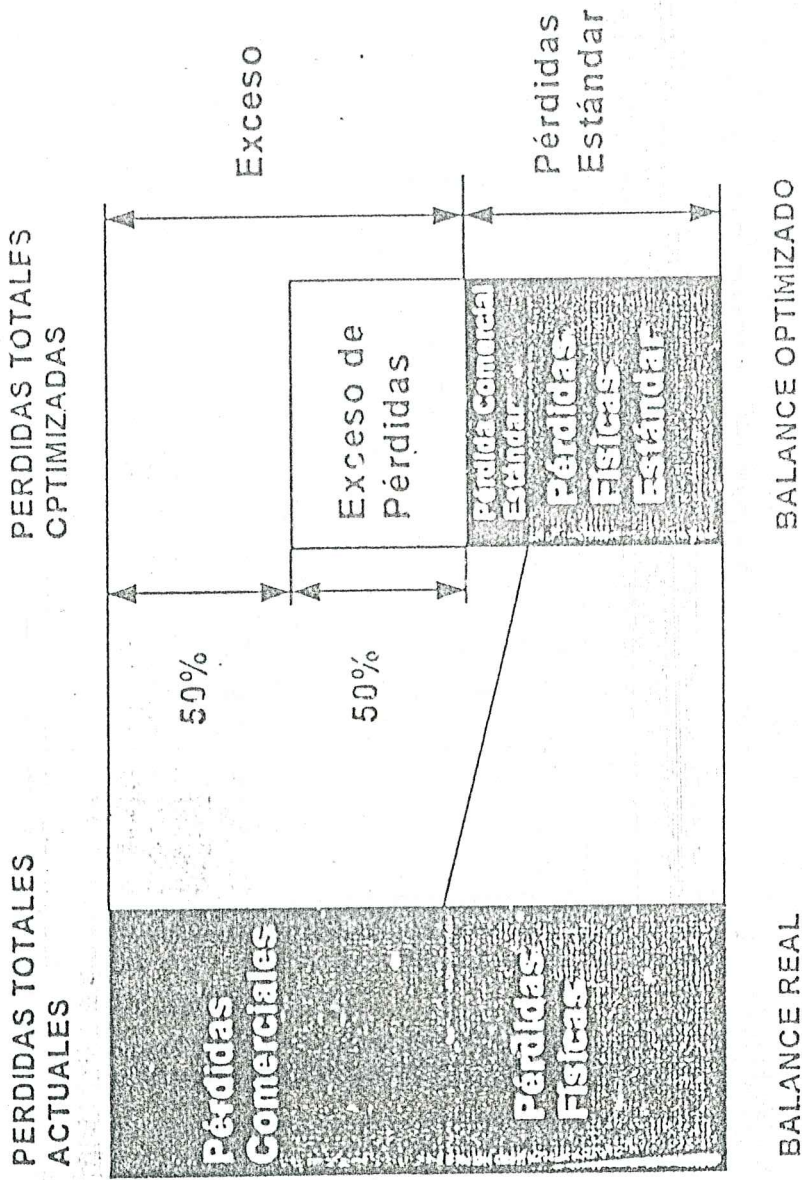
* Reconocimiento de factores de pérdidas estándares, de acuerdo a un nivel de eficiencia pre-establecido, con una estabilidad de cuatro años en su vigencia. Si la empresa logra reducir sus pérdidas, será beneficiada con el margen estable durante todo el periodo, lograndose mejor rentabilidad y eficiencia en la distribución de energía. Al final del cuarto año, esta eficiencia es trasladada a las tarifas en beneficio de los clientes.

* Las empresas de distribución eléctrica deben alcanzar las pérdidas estándares progresivamente en tres periodos de fijación de las tarifas de distribución.

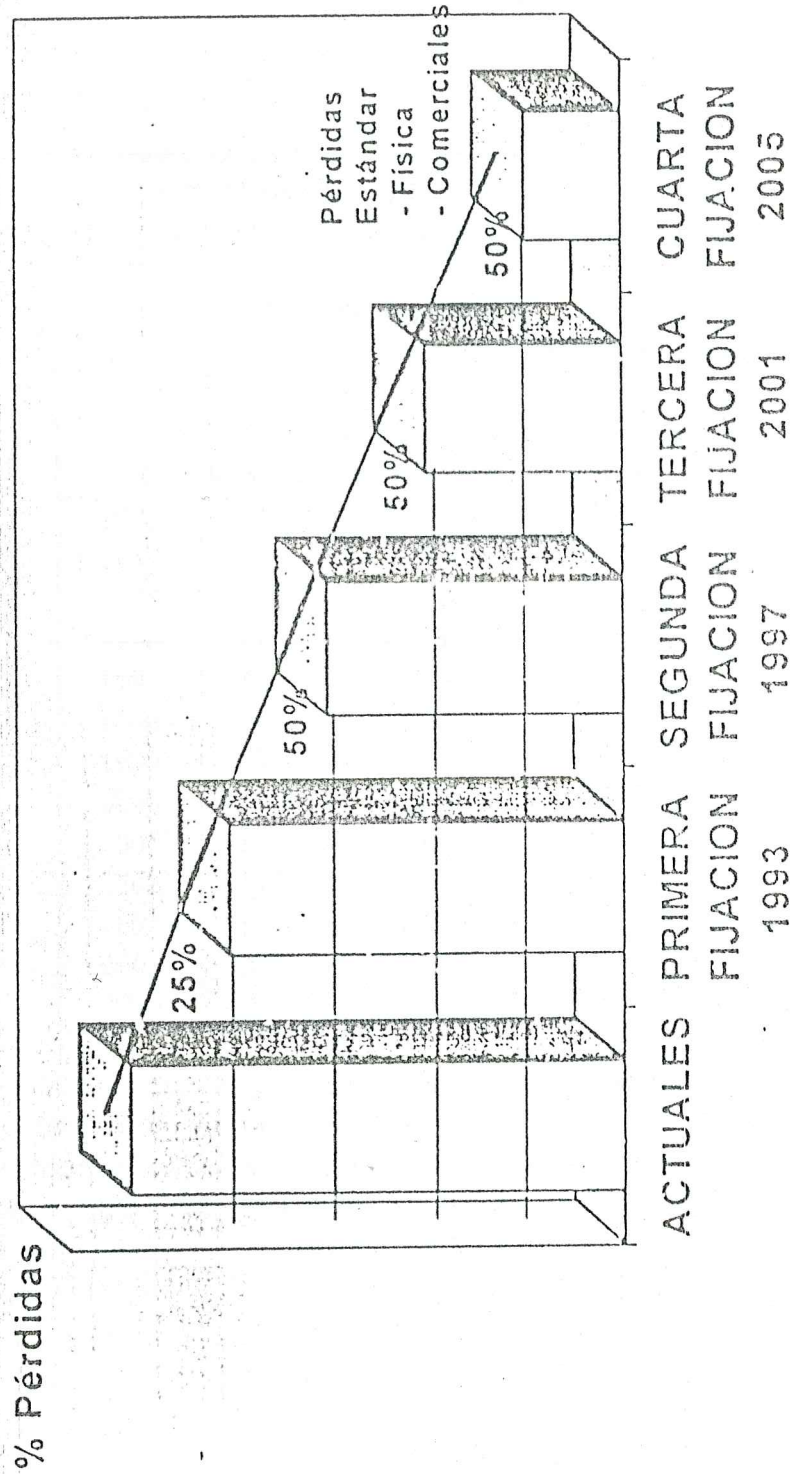
En el gráfico No. 4.4 se muestra un diagrama donde puede apreciarse los tipos de pérdidas que incluye las tarifas eléctricas en el nivel de distribución, reconociendose en la regulación 1993-1997 sólo el 50% del exceso de pérdidas actuales al final del periodo, lo que en términos prácticos significa su reducción en un 25% respecto a los niveles actuales.

El gráfico No. 4.5 muestra la evolución de las pérdidas hasta alcanzar los niveles estándares. El cuadro No. 4.22 muestra la evaluación de las pérdidas en el sistema de distribución para la empresa Electro Oriente S.A. determinados por la Comisión de Tarifas Eléctricas y el gráfico No. 4.6 el resultado de aplicar este cuadro.

DIAGRAMA DE PERDIDAS OPTIMIZADAS RESPECTO A LAS PERDIDAS ACTUALES



VARIACION DEL PORCENTAJE DE PERDIDAS RESPECTO A LAS FIJACIONES TARIFARIAS



CUADRO No. 4.22

EVALUACION DE LAS PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DETERMINADOS POR LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

ELECTRO ORIENTE S.A.

AÑO	Pérdidas (%)		
	Reales	Reconocidas	Estándar
1993	23%	18%	8%
1994	27%	18%	8%
1995	28%	18%	8%
1996	21%	18%	8%
1997	15%	13%	8%
1998	14%	13%	8%
1999	13%	13%	8%
2000	12%	13%	8%
2001	12%	10%	8%
2002	11%	10%	8%
2003	10%	10%	8%
2004	9%	10%	8%
2005	8%	8%	8%

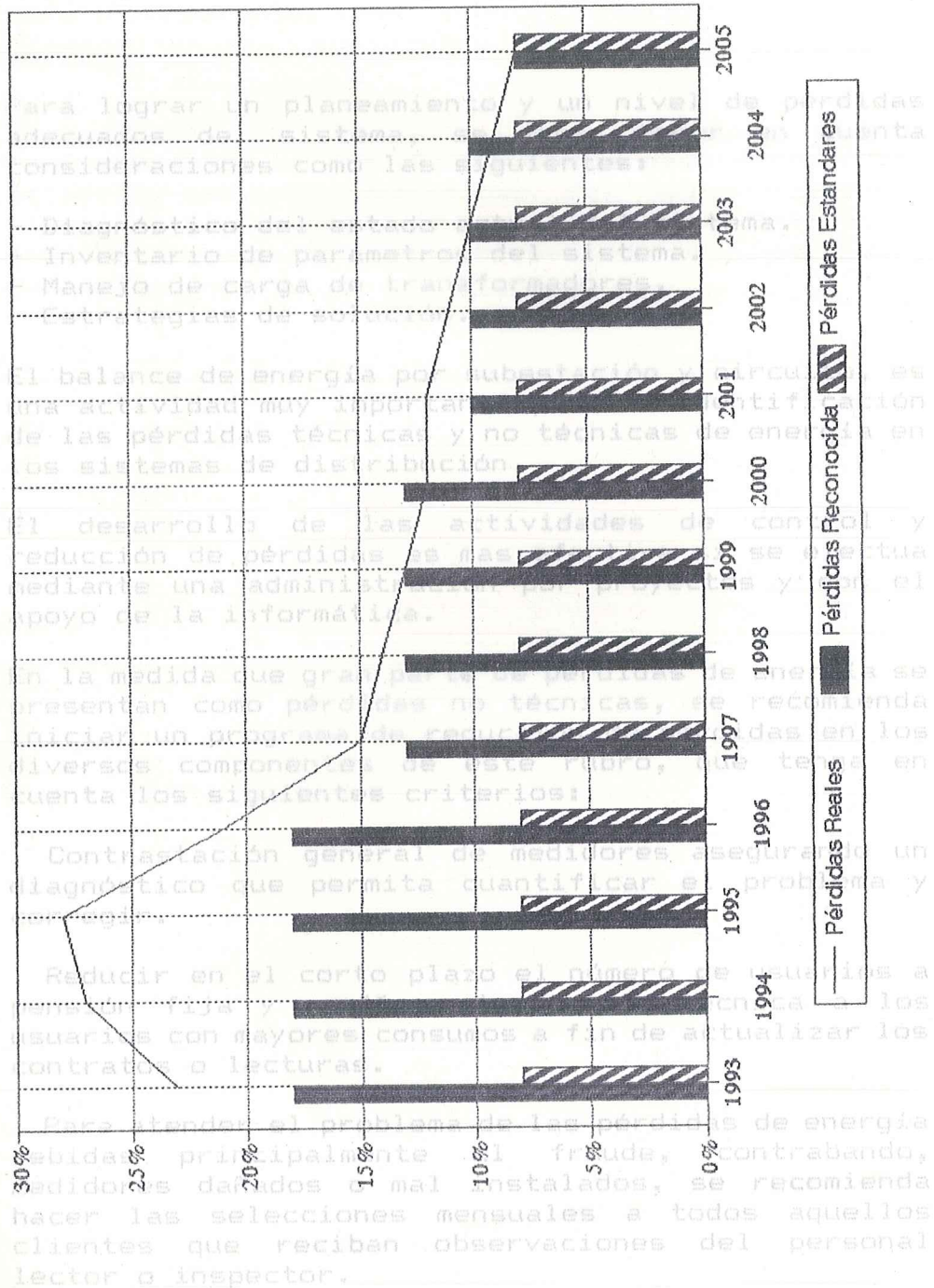
GRAFICO No. 4.6

1. Se considera que las pérdidas standares permanecen constantes en el periodo de evaluación.
2. La estructura del mercado considerado para la evaluación del periodo 1995 - 2005 corresponde al primer semestre de 1995.
3. Las pérdidas reales han sido proyectadas (1995 - 2005) considerando una desminución lineal.

Pérdidas Reales
Pérdidas Reconocidas
Pérdidas Estándar

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

GRAFICO No. 4.6



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para lograr un planeamiento y un nivel de pérdidas adecuados del sistema, se deben tener en cuenta consideraciones como las siguientes:
 - Diagnóstico del estado actual del sistema.
 - Inventario de parámetros del sistema.
 - Manejo de carga de transformadores.
 - Estrategias de solución.
- El balance de energía por subestación y circuito, es una actividad muy importante para la identificación de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía en los sistemas de distribución.
- El desarrollo de las actividades de control y reducción de pérdidas es mas efectiva si se efectua mediante una administración por proyectos y con el apoyo de la informática.
- En la medida que gran parte de pérdidas de energía se presentan como pérdidas no técnicas, se recomienda iniciar un programa de reducción de pérdidas en los diversos componentes de este rubro, que tenga en cuenta los siguientes criterios:
 - . Contrastación general de medidores asegurando un diagnóstico que permita cuantificar el problema y corregir.
 - . Reducir en el corto plazo el número de usuarios a pensión fija y realizar inspección técnica a los usuarios con mayores consumos a fin de actualizar los contratos o lecturas.
 - . Para atender el problema de las pérdidas de energía debidas principalmente al fraude, contrabando, medidores dañados o mal instalados, se recomienda hacer las selecciones mensuales a todos aquellos clientes que reciban observaciones del personal lector o inspector.

. Las pérdidas no técnicas debidas a la facturación por pensión fija, deben atenuarse mediante la colocación de medidores en dichos usuarios, en especial en el sector Pueblos Jóvenes, se evitaran así las malas asignaciones de consumos.

. Para el caso de los usuarios clandestinos se recomienda dar amnistia, flexibilizar los trámites para incorporarlos como clientes, otorgar facilidades de pago, otorgar suministro provisionales.

- El desarrollo del Proyecto Circuitos Primarios, por la elaboración de los planos de red secundaria y red primaria servirá para fines del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de ELECTRO ORIENTE en Iquitos y deberá ser implementado en los demás servicios menores.

ANEXOS:

- A. RELACION DE CUADROS
- B. RELACION DE DIAGRAMAS Y GRAFICOS
- C. FORMATOS UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO
- D. BIBLIOGRAFIA
- E. CURRICULUM VITAE
- F. RELACION DE PLANOS

A. RELACION DE CUADROS

Pág.

CUADRO No. 2.1 : Fuente de Suministro Existente Central Térmica Iquitos	13
CUADRO No. 2.2 : Marcas medidores existentes Iquitos ..	19
CUADRO No. 2.3 : Pérdidas de Potencia en Redes 1993 ...	25
CUADRO No. 2.4 : Pérdidas Técnicas de Energía en 1993 .	26
CUADRO No. 2.5 : Pérdidas No-Técnicas de Energía en 1993 Redes de Distribución	29
CUADRO No. 2.6 : Resumen de Pérdidas de Energía 1993 ..	30
CUADRO No. 2.7 : Balance de energía 1991	31
CUADRO No. 2.8 : Balance de energía 1992	31
CUADRO No. 2.9 : Balance de energía 1993	31
CUADRO No. 2.10: Balance de energía 1994	32
CUADRO No. 2.11: Balance energético 91-94 nivel Empresa Electro Oriente S.A.	33
CUADRO No. 3.1 : Factores de Corrección Mensual	46
CUADRO No. 3.2 : Distribución de Demanda por Sectores .	49
CUADRO No. 4.1 : Parámetro de Cables y Conductores ...	81
CUADRO No. 4.2 : Pérdidas Nominales en Transformadores de Distribución	82
CUADRO No. 4.3 - 4.15 : Listado de Subestaciones por Salida	83 - 94
CUADRO No. 4.16: Resumen inventario de Subestaciones .	95
CUADRO No. 4.17: Resumen Empadronamiento por Salidas ..	97
CUADRO No. 4.18: Pérdidas totales por subestación	100
CUADRO No. 4.19: Art. 90, 91 y 92 D.L. 25844	102

CUADRO No. 4.20: Art. 171, 172 y 177 D.S. 009-93 EM ..	103
CUADRO No. 4.21: Balance de Energía 1995 - Iquitos ..	105
CUADRO No. 4.22: Evaluación de las Pérdidas por CTE ..	112

B. RELACION DE DIAGRAMAS Y GRAFICOS

Pág.

DIAGRAMA No. 2.1: Diagrama unifilar de la central térmica Iquitos	15
GRAFICO No. 2.1: Porcentaje de Pérdidas Totales del 91 al 94	32
DIAGRAMA No. 2.2: Diagrama de carga diaria Iquitos	48
GRAFICO No. 4.1: Flujograma para la Erradicación de Clandestinaje	76
GRAFICO No. 4.2: Porcentaje de suministros en fraude .	98
GRAFICO No. 4.3: Pérdidas acumulado anual - Iquitos .	106
GRAFICO No. 4.4: Pérdidas optimizadas respecto a las pérdidas actuales	110
GRAFICO No. 4.5: Variación del porcentaje de pérdidas respecto a las fijaciones tarifarias	111
GRAFICO No. 4.6: Evaluación de las Pérdidas por CTE .	113

C. FORMATOS Y TABLAS UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS

- Pliego Tarifario Diciembre 1995 - Iquitos
- Formato para empadronamiento de usuarios
- Formato para Pre Balance de Energía
- Formato para estimación de pérdidas no-técnicas
- Tabla de claves para campaña de lectura medidores
- Formato para retiro, pruebas de laboratorio y reinstalación de medidor
- Formato para regularización de contrato a clientes comunes

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACION A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSION		UNIDAD	TARIFA
TARIFA MT2: TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS.- 2B2P			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	3.57
Cargo por Energía en punta		Cent \$/ Kwh	11.36
Cargo por Energía fuera de punta		Cent \$/ Kwh	11.36
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída en horas de punta		\$/kW-mes	24.88
Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta		\$/kW-mes	6.05
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent \$/ KVarh	2.83
TARIFA MT3: TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y UNA POTENCIA CONTRATADA.- 2B1P			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	2.42
Cargo por Energía en punta		Cent \$/ Kwh	11.36
Cargo por Energía fuera de punta		Cent \$/ Kwh	11.36
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída para clientes:			
Presentes en punta		\$/kW-mes	20.35
Fuera de punta		\$/kW-mes	12.00
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent \$/ KVarh	2.83
TARIFA MT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA Y UNA POTENCIA CONTRATADA.- 1B1P			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	2.42
Cargo por Energía		Cent \$/ Kwh	11.36
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída para clientes:			
Presentes en punta		\$/kW-mes	20.35
Fuera de punta		\$/kW-mes	12.00
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent \$/ KVarh	2.83
TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACION A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSION (HASTA 440 VOLTIOS)			
TARIFA BT2: TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS.- 2B2P			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	3.57
Cargo por Energía en punta		Cent \$/ Kwh	14.20
Cargo por Energía fuera de punta		Cent \$/ Kwh	14.20
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída en horas de punta		\$/kW-mes	41.71
Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta		\$/kW-mes	15.51
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent \$/ KVarh	2.83
TARIFA BT3: TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y UNA POTENCIA CONTRATADA.- 2B1P			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	2.42
Cargo por Energía en punta		Cent \$/ Kwh	14.20
Cargo por Energía fuera de punta		Cent \$/ Kwh	14.20
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída para clientes:			
Presentes en punta		\$/kW-mes	40.96
Fuera de punta		\$/kW-mes	25.60
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent \$/ KVarh	2.83
TARIFA BT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA Y UNA POTENCIA CONTRATADA.- 1B1P			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	2.42
Cargo por Energía		Cent \$/ Kwh	14.20
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída para clientes:			
Presentes en punta		\$/kW-mes	40.96
Fuera de punta		\$/kW-mes	25.60
Alumbrado público		\$/kW-mes	57.93
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent \$/ KVarh	2.83
TARIFA BT5: TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	1.38
Cargo por Energía		Cent \$/ Kwh	32.30
TARIFA BT6: TARIFA PARA CLIENTES A PENSIÓN FIJA			
Cargo Fijo mensual		\$/cliente	1.38
Cargo mensual por Potencia		Cent \$/ Watt	10.34

Base Legal: Resoluciones 010 93, 011 93, 013 93 Y 016 93 PACTB



ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	EST	CANTIDAD	EST	CANTIDAD	EST	CANTIDAD	EST	CANTIDAD	EST	CANTIDAD	EST	CANTIDAD	EST	TOTAL
CABLES																
1	Cableación, Armadura N° 10, Cable 1 secciones															
POSTES Y ACCESORIOS																
2	Poste de c.a. 8 300															
3	Poste de c.a. 8 200															
4	Poste de c.a. 8 300															
5	Poste de c.a. 8 200															
6	Poste de c.a. 8 300															
7	Poste de c.a. 12 200															
8	Poste de c.a. 12 300															
9	Poste Metálico tubular de 8mts.															
10	Poste Metálico tubular de 10mts															
11	Poste de madera															
CONECTOR																
12	Fajas red. 4. cu. Jaria															
13	Cable 2 AWG															
14	Cable 4 AWG															
15	Cable 6 AWG															
16	Cable 8 AWG															
ISLADORES Y ACCESORIOS																
17	Isolador porcelánico															
18	Alabado, con perno pasante tipo U (Clava)															
19	Alabador con portaflejes 2 Vías															
20	Alabador con portaflejes 3 Vías															
21	Alabador con portaflejes 4 Vías															
22	Alabador con portaflejes 5 Vías															
23	Alabador para poste de 8 mts.															
24	Alabador para poste de 12 mts.															
ILUMINACION																
25	Pastoral de c. tipo suro para 8mts simple															
26	Pastoral de c. tipo suro para 8mts. doble															
27	Pastoral de c. tipo suro para 8mts. recortado simple															
28	Pastoral de c. tipo suro para 8mts. recortado doble															
29	Pastoral de c. tipo suro para 12 mts															
30	Pastoral de c. tipo parabólico															
31	Pastoral metálico															
32	Luminario para marfil															
33	Luminario para sodio															
34	Luminario para luz mixta.															
RETIENIDAS																
35	Retenida Simple															
36	Retenida contrapunto															
37	Retenida vici															
38	Retenida doble															
39	Vías															

DATOS DE MEDICION

HORA:

CORRIENTE (AMPS.)	R	S	T	NEUTRO
TOTAL				
CIRCUITO 1				
CIRCUITO 2				
CIRCUITO 3				
CIRCUITO 4				
ALUMBRADO PUBLICO				

**COMITE DE GESTION DE CONTROL DE PERDIDAS
BALANCE DE ENERGIA POR SUBESTACION**

TENSION (VOLTIOS)	R-S	R-T	S-T	R-N	S-N	T-N
PRINCIPIO DE LINEA						

DATOS TECNICOS DE LA SUBESTACION

SS.EE.		MARCA	
SALIDA		VP/VS	
KVA		IP/IS	
No. CKTOS		VCC %	
TIPO		TAPS	
UBICACION		GRUPO CONEX.	
No. FASES		AÑO FABRIC.	

EQUIPAMIENTO

PARARRAY	COUT OU	P. A TIERRA	FOTOCEL
CONTACTORES			
FUSIBLES			
INTERRUPTORES			
CONTADOR A.P.			
OBSERVACIONES			

EQUIPOS INSTALADOS PARA BALANCE ENERGETICO

MEDIDOR A1R - SS.EE.		FACTOR MED.	
MEDIDOR A1R - A.P.		FACTOR MED.	
ANALIZADOR DRANETZ			
OBSERVACIONES			

DATOS DE MEDICION		HORA:		
CORRIENTE (AMPS.)	R	S	T	NEUTRO
TOTAL				
CIRCUITO 1				
CIRCUITO 2				
CIRCUITO 3				
CIRCUITO 4				
ALUMBRADO PUBLICO				

TENSION (VOLTIOS)	R-S	R-T	S-T	R-N	S-N	T-N
PRINCIPIO DE LINEA						
A FIN DE LINEA						

No. DE USUARIOS		TOTAL DE CLIENTES S/M
BT-5		
BT-4		
BT-6		
(*) Incluye clandestinos		TOTAL DE CLIENTES (**)

(**) No incluye clandestinos

CIRCUITOS	CIRCUITO No. 1			CIRCUITO No. 2		
	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO
EAT (KWH)						
EAHP (KWH)						
EAHFP (KWH)						
POT. MAX. HP (KW)						
POT. MAX. HFP (KW)						
ERT (KVARH)						

CIRCUITOS	CIRCUITO No. 3			CIRCUITO No. 4		
	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO
EAT (KWH)						
EAHP (KWH)						
EAHFP (KWH)						
POT. MAX. HP (KW)						
POT. MAX. HFP (KW)						
ERT (KVARH)						

PERDIDAS ANTES DE LAS ACCIONES CORRECTIVAS

CIRCUITOS	TABLERO SS.EE.	USUARIO	PERDIDAS DE ENERGIA			
BALANCE ENERGETICO						
FECHA LECT. INICIAL		FECH LECT FINA				
No. DIAS ENTRE LECT.		SUM. USUARIOS		KWH		
SUBESTACION	SERVICIO PARTICULAR			ALUMBRADO PUBLICO		
	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO
EAT (KWH)						
EAHP (KWH)						
EAHFP (KWH)						
POT. MAX. HP (KW)						
POT. MAX. HFP (KW)						
ERT (KVARH)						
Potencia Instalada de Alumbrado Público (KW):						
OBSERVACIONES						

CIRCUITOS	CIRCUITO No. 1			CIRCUITO No. 2		
	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO
EAT (KWH)						
EAHP (KWH)						
EAHFP (KWH)						
POT. MAX. HP (KW)						
POT. MAX. HFP (KW)						
ERT (KVARH)						

PORCENTAJE DE PERDIDAS REDUCIDAS POR SS.EE.

CIRCUITOS	CIRCUITO No. 3			CIRCUITO No. 4		
	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO	L. INICIAL	L. FINAL	CONSUMO
EAT (KWH)						
EAHP (KWH)						
EAHFP (KWH)						
POT. MAX. HP (KW)						
POT. MAX. HFP (KW)						
ERT (KVARH)						

ANEXO

OBSERVACIONES

NO SE TOMO LECTURA O SE HIZO CON DIFICULTAD POR:

PERDIDAS ANTES DE LAS ACCIONES CORRECTIVAS

CIRCUITOS	TABLERO SS.EE.	USUARIO	PERDIDAS DE ENERGIA	
	KWH		KWH	KWH
CIRCUITO 1				
CIRCUITO 2				
CIRCUITO 3				
CIRCUITO 4				

SS.EE.	USUARIOS	A. P.	PERDIDAS INICIALES	
			KWH	%

PERDIDAS DESPUES DE LAS ACCIONES CORRECTIVAS

CIRCUITOS	TABLERO SS.EE.	USUARIO	PERDIDAS DE ENERGIA	
	KWH		KWH	KWH
CIRCUITO 1				
CIRCUITO 2				
CIRCUITO 3				
CIRCUITO 4				
ALUM. PUBL				

SS.EE.	USUARIOS	A. P.	PERDIDAS FINALES	
			KWH	%

PORCENTAJE DE PERDIDAS REDUCIDAS POR SS.EE.

% PERD. : % PERD. INICIALES - % PERD. FINALES

% PERDIDAS REDUCIDAS :

ENERGIA RECUPERADA POR MES :

KWH

S/.

ANEXO

OBSERVACIONES

NO SE TOMO LECTURA O SE HIZO CON DIFICULTAD POR:

MEDIDOR INTERIOR AL DOMICILIO	10
MEDIDOR INTERIOR AL JARDIN O FACHADA	11
MEDIDOR CUBIERTO DE MATERIALES	12
CLIENTE NO PERMITE LA LECTURA	13
NO TIENE MEDIDOR	14
NO SE UBICA	15
SE LEE CON NUEVO CODIGO VIGENTE	16
PERRO	17
ZONA INUNDADA	18

MEDIDOR

ESTADO CONFORME	20
VERIFICAR RETIRO DE MEDIDOR	21
SERVICIO NUEVO SIN MEDIDOR	22
MEDIDOR CAMBIADO	23
MEDIDOR MALGRADO (QUEMADO ROTO)	24
MEDIDOR MANIPULADO	25
MEDIDOR SIN CONEXIONES, DIRECTO	26
LUNA DE MEDIDOR SUCIA - OPAKA	27
LUNA DE MEDIDOR ROTA	28
DISCO ATRACADO	29
NUMERADOR ATRACADO	30
DISCO GIRA EN VACIO	31
DISCO GIRA AL REVES	32
REVISAR MUCHO CONSUMO	33
REVISAR POCO CONSUMO	34

CAJA METALICA

CAJA SIN TAPA	40
CAJA SIN CHAPA	41
CAJA SIN NUMERO DE SUMINISTRO	42
CAJA ELECTRIZADA	43
CAJA CON ASEGURAMIENTO EXTRAÑO	44

SERVICIO

SOLICITO CORTE TEMPORAL	50
PERMANECE EN CORTE POR DEUDA	51
PREDIO NO HABITADO O EN CONSTRUCCION	52
SE FACTURA CON LECTURA ESTIMADA	53
SOMETIDA ANALISIS DE INSPECTORIA	54
VERIFICAR TARIFA	55
ANULAR PREDIO DEMOL. ABANDONADO	56
VERIFICAR CONEXION CLANDESTINA	57
CONECTADO DESDE PREDIO VECINO	58

ELECTRO ORIENTE S.A.

Parte N° 4004

RETIRO DE MEDIDORES

MEDIDOR N° _____

Lect. _____

Código _____

Fecha: _____

Nombre _____

Dirección : _____

Solicitante : _____

Motivo : _____

Técnico Responsable : _____

p. ELECTRO ORIENTE S.A.

CLIENTE

PRUEBAS EN LABORAT.:

Fecha: _____

Observaciones: _____

RESPONSABLE

REINSTALACION DEL MEDIDOR

Fecha: _____

Lect. _____

Observaciones : _____

Técnico Responsable : _____

p. ELECTRO ORIENTE S.A.

CLIENTE

Cualquier aclaración, sirvase solicitarlas en nuestras oficinas de Comercialización,
Av. Freyre Planta Eléctrica S/N

REGULARIZACION DE CONTRATO

D. BIBLIOGRAFIA

FECHA:

INSPECCION TECNICA

NOMBRE : SUMINISTRO:
 DIRECCION: CONTRATO:

<u>PREDIO</u>	<u>MEDIDOR (1φ)-(3φ)</u>	<u>OTROS DATOS</u>
MATERIAL NOBLE:	MARCA :	DOMESTICO:
MATE/RUSTICO :	N.SERIE :	COM/OFIC.:
CONSTRUCCION :	LECTURA :	INDUST. :
TERRENO :	SELLOS :	CJA.S/TAP:
ZONA/INUNDADA :	INTERIOR:	CONEX/DIR:
CONSUME/ENERG.:	NO TIENE:	ACOMETIDA:

POTENCIA INSTALADA:

PRESUPUESTO:

Aporte del Cliente	S/.
Costo del Medidor	S/.
Costo por Conexión	S/.
TOTAL:	S/.

CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN BAJA TENSION

Conste por el presente contrato de suministro de energía eléctrica, que celebran de una parte el Concesionario y de la otra parte el cliente que contrata, de acuerdo a los términos y condiciones que aquí se estipulan y a las disposiciones legales vigentes, (DL 25844, DS. Nº 009-93-EN).
 El suministro de energía eléctrica tendrá las siguientes características:

Potencia Contratada:	Kw.	D.MAX. :	Kw.
Tensión Nominal :	Volt.	FASES :	
Frecuencia :	Hz.	TARIFA :	

 INSPECTOR
 CLIENTE
 L.E. Nº

D. BIBLIOGRAFIA

- 19 "PROYECTO MEJORA DE LOS SISTEMAS REGIONALES DE
DISTRIBUCION DEL PERU - CIUDAD IQUITOS"

Centro de conservación de Energía CENERGIA - MAYO
1993

- 22 MESA REDONDA SOBRE
"PERDIDAS EN LA DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA"

Organizado por la Comisión de Integración Eléctrica
Regional, Comité Nacional Peruano de la CIER - PECIER
Lima, Setiembre de 1995.

- 30 SIMPOSIO INTERNACIONAL
"COMPETITIVIDAD EN LA GESTION DEL NEGOCIO ELECTRICO"

Centro de conservación de Energía CENERGIA - DIC 1992

- 40 "PERDIDAS DE ENERGIA"

Ing° Mario L. Martín
Ing° Orlando Hector Ramati
Montevideo - Uruguay 1991.

CURRICULUM VITAE

I.- DATOS PERSONALES :

Nombres y Apellidos : Jorge Luis Guerrero Cárdenas
Fecha de Nacimiento : 28 - 07 - 58
Libreta Militar : 5023154585
Libreta Electoral : 05402545
Carnet I.P.S.S. : 5807281GRCDJ002
Dirección : Jr. Cuzco 777 - Panchana.
IQUITOS
Teléfono : 25-0473

II.- ESTUDIOS REALIZADOS :

Estudios Secundarios : Centro Base Mariscal Oscar
(1971 - 1975) R. Benavides - Iquitos.

Estudios Técnicos : Servicio Nacional de
(1976 - 1979) adiestramiento en Trabajo
industrial SENATI -
Electricidad
Lima.

Estudios Superiores : Universidad Nacional del
(1982 - 1988) Callao - UNAC
Facultad de Ing. Eléctrica
Electrónica.
Lima - Callao.

SEMINARIOS PROFESIONALES :

Junio 1988 - UNAC : Instalaciones Eléctricas
Industriales.

Junio 1989 - ELECTROLIMA: Tecnología Eléctrica
Actual Aplicada a la
Industria.

Julio 1989 - UNAC : Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica.

Agosto 1989 - UNI : Actualización Profesional
de Grupos Electrógenos.

Agosto 1991 - UNI : Mantenimiento Industrial
Siglo XXI.

Junio 1994 - ELORSA : Aplicación Tarifaria
Electro Oriente S.A.

Setiembre 1995 - CIER : Mesa Redonda sobre Pérdidas
en la Distribución de
Energía Eléctrica. Lima.

Octubre 1995 - PROTECNA : Normas de Procedimientos
Administrativos y Técnicos.

Enero 1996 - FORUM : Aplicación de la Ley de
Concesiones Eléctricas:
Resultados y Perspectivas.
Lima.

Cursos Computación : Lotus, Foxpro, WordPerfect,
Autocad, Excel, Qpro.

III.- TITULOS PROFESIONALES :

- Bachiller en Ingeniería Eléctrica.
- Certificados de Cursos y
Seminarios.
- Técnico Electricista Industrial.

IV.- EXPERIENCIA PROFESIONAL :

(1979 - 1982) : IDIESA - ARTICULOS
PLASTICOS
Av. El Santuario 1225.
Urb. Zárate. - Lima.
Teléf. 814611

CARGO : SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO

(1985 - 1993) : PRODUCTOS ALIMENTICIOS
NACIONALES PYC S.A.
Av. Nicolás Arriola 2216
San Luis - Lima.
Teléf. 741325

CARGO : SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO

(1994 - 1996) : ELECTRO ORIENTE S.A.
Av. Freyre S/N - Iquitos.
Teléf. 252450 - 107
CARGO : JEFATURA DE CONTROL DE
PERDIDAS (E)

COMPUTACION E INFORMATICA .- Manejo de paquetes :

Utilitarios :

- D.O.S.
- PC Tools
- Norton

Programación en Lenguajes :

- FoxPro
- Dbase
- FoxBase

Procesadores de Texto :

- WordPerfect
- WordStar

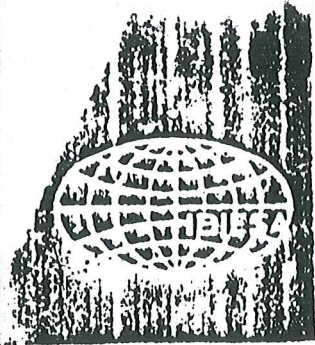
Hojas de Cálculo :

- Quattro Pro
- Lotus
- Excel

Graficadores :

- Autocad
- Flow Charting
- Print Shop Luxe
- Instant Artist

Windows



UNITEISA ARTICULOS PLASTICOS

FABRICA
AV. EL SANTUARIO 1225
URB. ZARATE
TELEF. 814611 - 819754

OFICINA
JR. UNION 1042 - OF. 306
LIMA - PERU
TELEF. 312842 - 230542
TELEX 20354 PE SERCOGE

CERTIFICADO DE TRABAJO

LAMINACION DE
POLIESTIRENO (ALTO IMPACTO)
POLIETILENO BOBINAS
P. V. C.
ACRILICO - VEDRIPLEX
POLICARBONATO - MAKROLON
POLIPROPILENO

FABRICACION DE TODA CLASE
DE: ENVASES DESCARTABLES
PARA ALIMENTOS, CAJAS
BANDEJAS, VASOS, CUBIERTOS
LINEA PIC - NIC
MENUES PORTATILES
JUGUETERIA
ESTUCHES PARA LA INDUSTRIA
DE COSMETICOS
ARTICULOS PARA PROPAGANEA

PLANCHAS ESPESOR DE 1 A 6 mm
PARA DECORACION INTERIOR
ILUMBRADO PUBLICO
ILUMBRADO INTERIORES
PARA LA INDUSTRIA DE
REFRIGERACION
INDUSTRIAS QUIMICAS

IRVASE CONSULTAR A NUESTRO
DEPARTAMENTO TECNICO

Por el presente, certificamos que el Sr. JORGE LUIS GUERRERO CARDENAS ha trabajado en nuestra empresa desempeñándose en los cargos de: ELECTRICISTA DE MANTENIMIENTO Y SUPERVISOR DE TURNO; desde el 27 de Setiembre de 1979 hasta el 21 de Agosto de 1981, fecha en la que se retira por su propia voluntad.

Durante el tiempo de su permanencia en nuestra empresa demostró eficiencia, honradez y puntualidad en el desempeño de sus funciones.

Extendemos el presente CERTIFICADO a solicitud del interesado y para los fines que estime conveniente.


Mario Marini
Gerente General

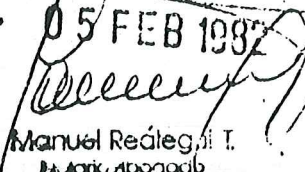
Lima, 03 de Setiembre de 1981.

CERTIFICO: Que la copia fotostática del anverso es idéntica a su original.

jm.

Lima,

05 FEB 1982


Manuel Reategui I.
Abogado
Lima - Perú

P

C E R T I F I C A D O

Por el presente, certificamos que el señor JORGE GUERRERO CARDENAS, ha laborado en nuestra Empresa desde el 12.12.85 hasta el 30.09.93, desempeñandose como Supervisor de Mantenimiento.

Durante su permanencia en la fábrica el Sr. Guerrero actuo con iniciativa, responsabilidad y honestidad.

Se expide el presente a solicitud del interesado y para los fines que considere conveniente.

San Luis, 29 de Diciembre de 1,993

JLV/aor.

PRODUCTOS ALIMENTICIOS NACIONALES PYC, S.A.



MANUEL BAZALAR WATSON
JEFE DE RELACIONES INDUSTRIALES Y PERSONAL





Electro Oriente S.A.

Empresa Regional de Servicio
Público de Electricidad del Oriente

Teléfono 23,1911 23,1340 281350

23,8426 Fax 234721 239544

IQUITOS

CERTIFICADO DE TRABAJO

El que suscribe Jefe de la Oficina Administrativa Financiera de la Empresa Regional de Electricidad del Oriente - ELECTRO ORIENTE S.A.

CERTIFICA :

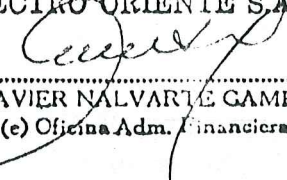
Que, el Señor **JORGE LUIS GUERRERO CARDENAS**, ha laborado en nuestra Empresa como contratado bajo el régimen del D. Leg. 728 desde el 01.03.94 hasta el 30.06.94, realizando labores relacionados con las actividades del Comité de Gestión de Control de Pérdidas de la Gerencia de Distribución.

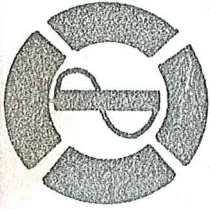
Durante su permanencia demostró puntualidad, buena conducta, alto sentido de responsabilidad y deseos de superación.

Se expide el presente a solicitud del interesado y para los fines que estime conveniente.

Iquitos, 8 de noviembre de 1994

ELECTRO-ORIENTE S.A.


.....
M.A. JAVIER NALVARTE CAMERO
Jefe (e) Oficina Adm. Financiera



I N D E L T
ELECTROTECNIA
INDUSTRIAL

Montaje/Mantenimiento de SS EE 10/0. 38CV
Fabricación/Montaje de Tableros de baja tensión
Montaje/Mantenimiento de Alternadores y Motores Eléctric

Jr. Cabo Pantoja N° 368
Teléfono. 23-8425

IQUITOS - PERU

CERTIFICADO DE TRABAJO

El que suscribe en representación de la Empresa "ELECTROTECNIA INDUSTRIAL" E.I.R.Ltda.

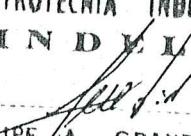
CERTIFICA:

Que el Ing. JORGE GUERRERO CARDENAS, ha laborado en esta Empresa desde el 05 de Julio de 1994 hasta el 31 de Mayo de 1995, - desempeñándose como Supervisor en el Area de Control de Pérdidas - ELECTRO ORIENTE S.A., demostrando durante su permanencia responsabilidad, puntualidad, eficiencia, honradez y ser cono cedor de su trabajo.

Se expide el presente Certificado para los fines que crea conveniente el interesado.

Iquitos, 04 de Diciembre de 1995

ELECTROTECNIA INDUSTRIAL
I N D E L T


FELIPE A. GRANDEZ I.
Gerente

SAN JUDAS TADEO - REGIÓN SELVA

COOPERATIVA DE TRABAJO Y FOMENTO DEL EMPLEO

Nauta 282 - Teléfono 241089

Iquitos - Perú

CONSTANCIA DE TRABAJO

COOPERATIVA SAN JUDAS TADEO - REGIÓN SELVA da Constancia que:

El señor GUERRERO CARDENAS JORGE LUIS, se desempeña como SUPERVISOR DE PROYECTOS, en calidad de SOCIO - TRABAJADOR, destacado en la Unidad Electro Oriente S.A, desarrollando sus labores desde el 01 de Junio de 1995 hasta la fecha.

El mencionado Socio - Trabajador, desempeña su trabajo con eficiencia, puntualidad y responsabilidad.

Se expide la presente a solicitud del interesado y para los fines que estime conveniente.



COOPERATIVA DE TRABAJO Y FOMENTO
DEL EMPLEO SAN JUDAS TADEO
REGION SELVA

Manuel del Aguila Velásquez
Dpt. de Recursos Humanos

Iquitos, 05 de Enero de 1,996



Cooperativa de Trabajo y Fomento del Empleo
San Judas Tadeo
Región Selva

c.c./ Archivo.

TARAPOTO
Jr. Bolognesi Nº 131
Tlf. 525802

PUCALLPA
Jr. Tarapacá Nº 972
Tlf. 574702

F. RELACION DE PLANOS

RPIQUI-01: Sistema de Distribución Primaria y
Subestaciones

RSIQUI- : Red de Distribución Secundaria Aérea y
Subestación 10-05, Salida S-10

