



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y  
COMPUTACIÓN**

**“Análisis Técnico y Económico para la Reducción de Pérdidas  
Comerciales y Técnicas de Energía de la Empresa Eléctrica de  
Los Ríos”**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la obtención del Título de:**

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN  
POTENCIA**

**Presentada Por:**

**Miguel Ángel Marchan Vaca**

**Abel Francisco Murillo Mosquera,**

**Juan José Caicedo Mejía**

**GUAYAQUIL-ECUADOR  
2007**

## **AGRADECIMIENTO**

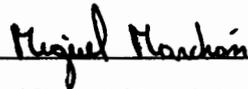
A DIOS Y A TODAS  
LAS PERSONAS QUE  
CONTRIBUYERON A LA  
CULMINACION DE ESTE TRABAJO

## **DEDICATORIA**

DEDICAMOS ESTE TRABAJO A DIOS, A NUESTROS PADRES POR EL APOYO INCONDICIONAL, A NUESTRAS FAMILIAS Y A TODAS LAS PERSONAS QUE DE UNA Y OTRA FORMA NOS AYUDARON PARA CUMPLIR CON NUESTROS OBJETIVOS.

## DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Tópico Especial de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNIA DEL LITORAL”



Miguel Marchán Vaca.



Abel Murillo Mosquera.



Juan José Caicedo M.

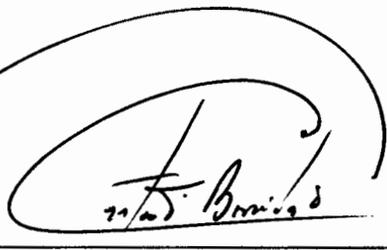
# TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Holger Cevallos V.  
SUBDECANO



Ing. Adolfo Salcedo G.  
DIRECTOR DEL TOPICO



Ing. Gustavo Bermúdez.  
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Jorge Aragundi R.  
MIEMBRO PRINCIPAL

## RESUMEN

Mediante este trabajo presentamos el cálculo de las pérdidas de energía, diarias, mensual y anual, de la Empresa Eléctrica Los Ríos, las cuales están divididas en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas (Comerciales).

La Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., tuvo un nivel de pérdidas de energía para el año 2005 de 32.16%, las mismas que se descomponen en 8.41% para las pérdidas técnicas y 23.75% para las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas de potencia para el sistema de subtransmisión y distribución fueron calculadas con el software de simulación de sistemas de potencia EDSA, para las pérdidas de energía se utilizó la curva de carga del sistema como se explica en el capítulo 5.

Como las pérdidas no técnicas tienen un porcentaje superior se prioriza los procesos del mismo, ya que también para la reducción de estas pérdidas se necesita hacer una menor inversión y la recuperación es en menor tiempo en relación a las pérdidas técnicas.

Entre los métodos para la reducción de pérdidas no técnicas tenemos, instalación de redes preensambladas, instalación de cable concéntrico de cobre para las acometidas y cajas de policarbonato con sus respectivos medidores.

Con la instalación de estos equipos podemos disminuir las instalaciones clandestinas, fraude, manipulación de los medidores, etc. Pero para que estas instalaciones funcionen como lo esperamos necesitamos que todos los trabajadores cumplan con el trabajo a ellos encomendados evitando los sobornos.

El costo de la instalación de estas redes preensambladas en comparación con las redes convencionales, está entre un 30 a 40% adicional que las redes convencionales, esto se debe a que el cable preensamblado está entre un 60 a

70% mas caro que el cable convencional aquí en Ecuador. Como llegamos a la conclusión de que sólo es un 30 a 40% mas caro, está en el capítulo 6.

## INDICE GENERAL

	Pág.
<b>RESUMEN</b> .....	VI
<b>INDICE GENERAL</b> .....	VIII
<b>INDICE DE FIGURAS</b> .....	XIII
<b>INDICE DE TABLAS</b> .....	XIV
<b>INDICE DE GRAFICAS</b> .....	XVI
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	XVII
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>1. GENERALIDADES</b> .....	1
1.1 Estructura de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A (EMELRIOS).....	1
1.1.1 Estructura Organizacional.....	2
1.1.2 Área de Concesión.....	4
1.3 Infraestructura Eléctrica.....	5
1.14 Clasificación de Clientes Y Consumo de Energía.....	15
1.1.4.1 Residencial.....	19
1.1.4.2 Comercial.....	21
1.1.4.3 Industrial.....	22
1.1.4.4 Otros consumos.....	23
1.2 Situación de la Empresa.....	27
1.2.1 Análisis Financiero.....	27
1.2.11 Cartera Vencida.....	28
1.2.12 Pasivos de la Empresa.....	28
<b>CAPITULO 2</b>	
<b>2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA</b> .....	30
2.1 Introducción.....	30
2.2 Clasificación de las Pérdidas de Energía.....	30

2.2.1 Pérdidas Técnicas.....	31
2.2.1.1 Clasificación de las Pérdidas Técnicas.....	31
2.2.1.1.1 Pérdidas Fijas.....	31
2.2.1.1.1.1 En el núcleo de los transformadores..	33
2.2.1.1.1.2 Medidores de energía.....	33
2.2.1.1.1.3 En los reguladores de tensión.....	33
2.2.1.1.2 Pérdidas Variables.....	33
2.2.1.1.2.1 En los devanados de los transformadores.....	34
2.2.1.1.2.2 Líneas de distribución y Subtransmisión.....	35
2.2.1.1.2.3 En las Redes secundarias.....	35
2.2.1.1.2.4 En las luminarias.....	36
2.2.1.1.2.5 En las acometidas.....	36
2.2.1.2 Nivel de Pérdidas Técnicas de EMELRIOS.....	36
2.2.1.3 Métodos de Reducción.....	37
2.2.1.4 Costos por Pérdidas Técnicas de EMELRIOS.....	42
2.2.2 Pérdidas Comerciales (No Técnicas).....	43
2.2.2.1 Clasificación de las Pérdidas Comerciales (No Técnicas).....	44
2.2.2.1.1 Sociales.....	45
2.2.2.1.2 Administrativas.....	46
2.2.2.2 Nivel de Pérdidas Comerciales (No Técnicas) de EMELRIOS..	47
2.2.2.3 Métodos de Reducción.....	47
2.2.2.4 Costos por Pérdidas (Comerciales) No Técnicas.....	49
2.2.3 Comparación de los Niveles de las Pérdidas Técnicas y Comerciales.(No Técnicas).....	50

### CAPITULO 3

#### 3. ESTUDIO DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVO DE LA

EMPRESA ELÉCTRICA DE LOS RÍOS.....	51
3.1 Resumen de los procesos más importantes.....	51
3.2 Proceso de contratación de nuevo servicio.....	54
3.2.1 Flujograma de contratación de nuevo servicio.....	55
3.2.2 Análisis de tiempo y eficiencia del proceso del proceso de Contratación.....	65
<b>CAPITULO 4</b>	
<b>4. REINGENIERIA Y EVALUACION ECONOMICA APLICADA AL PROCESO DE CONTRATACIÓN DE NUEVO SERVICIO DE LA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS.....</b>	<b>67</b>
4.1 Introducción.....	67
4.2 Análisis del Proceso de Contratación de Nuevo Servicio.....	68
4.2.1 Determinación de los problemas de Contratación.....	69
4.2.2 Propuesta del nuevo proceso a implementar.....	70
4.3 Evaluación Económica.....	76
4.3.1 Costo de Preparación de personal.....	76
4.3.2 Costo de Inversión por tecnología.....	77
4.3.3 Rentabilidad y Recuperación de la Inversión.....	78
<b>CAPITULO 5</b>	
<b>5. CALCULOS DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TECNICAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE LOS RIOS.....</b>	<b>84</b>
5.1 Introducción.....	84
5.2 Cálculo de las Pérdidas de Energía de la Empresa Eléctrica de Los Ríos.....	84
5.2.1 Cálculo de las perdidas técnicas del sistema de Subtransmisión.....	84
5.2.1.1 Observaciones y Metodología Aplicada.....	86
5.2.1.2 Análisis de Resultados.....	94

5.2.2	Calculo de las pérdidas técnicas de distribución <b>primaria</b> ....	95
5.2.2.1	Observaciones y Metodología Aplicada.....	95
5.2.2.2	Análisis de Resultados.....	113
5.2.3	Calculo de las pérdidas para transformadores de distribución.....	113
5.2.4	Calculo de las pérdidas técnicas de distribución <b>secundaria</b>	118
5.2.4.1	Observaciones y Metodología Aplicada.....	118
5.2.4.2	Análisis de Resultados.....	131
5.2.5	Calculo de las pérdidas no técnicas.....	132
5.2.5.1	Observaciones y Metodología Aplicada.....	133
5.2.5.2	Análisis de Resultados.....	135
5.3	Análisis y resultados de las pérdidas técnicas y no técnicas de la Empresa Eléctrica de los Ríos.....	136

**CAPITULO 6**

6.	PLAN ESTRATÉGICO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA EMPRESA ELECTRICA DE LOS RIOS.....	137
6.1	Introducción.....	137
6.2	Plan estratégico para la reducción de pérdidas de energía.....	138
6.2.1	Reducción de pérdidas técnicas.....	138
6.2.1.1	Reducción de pérdidas de subtransmisión.....	139
6.2.1.1.1	Métodos aplicados.....	139
6.2.1.1.2	Análisis de Resultados.....	140
6.2.1.2	Reducción de pérdidas de líneas primarias de distribución.....	140
6.2.1.2.1	Métodos aplicados.....	140
6.2.1.2.2	Análisis de Resultados.....	141
6.2.1.3	Reducción de pérdidas de líneas secundarias de distribución.....	146
6.2.1.3.1	Métodos aplicados.....	146

6.2.1.3.2 Análisis de Resultados.....	147
6.2.2 Reducción de pérdidas Comerciales.....	149
6.2.2.1 Reducción de pérdidas sociales.....	150
6.2.2.1.1 Métodos aplicados.....	150
6.2.2.1.2 Análisis de Resultados.....	152
6.2.2.2 Reducción de pérdidas administrativas.....	170
6.2.2.2.1 Métodos aplicados.....	171
6.2.2.2.2 Análisis de Resultados.....	174
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>175</b>
<b>APÉNDICE.....</b>	<b>178</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>190</b>
<b>ANEXO 1</b> Resumen de facturaciones.....	<b>191</b>
<b>ANEXO 2</b> Diagrama Unifilar de EMELRIOS.....	<b>192</b>
<b>ANEXO 3</b> Contrastador Móvil.....	<b>193</b>
<b>ANEXO 4</b> Mesa de Contrastación.....	<b>203</b>
<b>ANEXO 5</b> Registro Oficial Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	<b>209</b>
<b>ANEXO 6</b> Elementos para Redes Preensambladas.....	<b>221</b>
<b>ANEXO 7</b> Costos para Redes Preensambladas.....	<b>235</b>
<b>ANEXO 8</b> Levantamiento Eléctrico de un Circuito Secundario.....	<b>237</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>240</b>

**INDICE DE FIGURAS**

- FIGURA 1.1.2-1** Mapa del Ecuador con área de concesión de EMELRIOS.
- FIGURA 1.1.3-1** Mapa del área de concesión de EMELRIOS
- FIGURA 6.2.2.2.1-1** Ejemplo ilustrativo toma de estado, corte y programación automática con Palm o Hand-held

## INDICE DE TABLAS

<b>TABLA 1.1.3-1</b>	ELEMENTOS QUE SUMINISTRAN SERVICIO DENTRO DEL ÁREA DE CONCESIÓN.
<b>TABLA 1.1.3-2</b>	CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES EN EL ÁREA DE CONCESIÓN.
<b>TABLA 1.1.3-3</b>	CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE S/T EN EL ÁREA DE CONCESIÓN
<b>TABLA 1.1.4-1</b>	TOTAL DE ABONADOS EN EL AÑO 2005
<b>TABLA 1.1.4-2</b>	ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO DEL AÑO 2005
<b>TABLA 1.2.1-1</b>	BALANCE GENERAL DE ENERGIA HASTA EL AÑO 2005
<b>TABLA 2.2.1.2-1</b>	PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA
<b>TABLA 2.2.1.4-1</b>	COSTOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS
<b>TABLA 2.2.3-1</b>	PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TECNICAS DE EMELRIOS
<b>TABLA 3.2.2-1</b>	SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN
<b>TABLA 4.3.1-1</b>	CAPACITACION DE PERSONAL
<b>TABLA 4.3.3-1</b>	POTENCIA PROMEDIO DE ALGUNOS APARATOS ELÉCTRICOS DE MAYOR USO EN EL HOGAR
<b>TABLA 4.3.3-2</b>	ENERGIA NO FACTURADA DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL 2005
<b>TABLA 4.3.3-3</b>	COSTO DEL PROCESO PARA EMELRIOS
<b>TABLA 4.3.3-4</b>	AHORROS PARA EL PROCESO DE CONTRATACION
<b>TABLA 5.2.1-1</b>	CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE EMELRIOS
<b>TABLA 5.2.1-2</b>	CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE S/T DE EMELRIOS
<b>TABLA 5.2.1.1-1</b>	FACTOR DE PÉRDIDA DE CADA MES
<b>TABLA 5.2.1.1-2</b>	PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN
<b>TABLA 5.2.2.1-1</b>	CARACTERÍSTICAS DE ALIMENTADORES DE 13,8 KV DE LA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS.
<b>TABLA 5.2.2.1-2</b>	KVA INSTALADOS POR ALIMENTADOR
<b>TABLA 5.2.2.1-3</b>	FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES
<b>TABLA 5.2.2.1-4</b>	MUESTRAS DE ALIMENTADORES
<b>TABLA 5.2.2.1-5</b>	ALIMENTADORES SIMILARES
<b>TABLA 5.2.2.1-6</b>	KVA MAX POR ALIMENTADOR
<b>TABLA 5.2.2.1-7</b>	KW MAX POR ALIMENTADOR
<b>TABLA 5.2.2.1-8</b>	PÉRDIDAS DE LOS ALIMENTADORES MUESTRAS
<b>TABLA 5.2.2.1-9</b>	PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES
<b>TABLA 5.2.2.1-10</b>	PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL TOTAL DE LOS ALIMENTADORES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA LOS RÍOS.
<b>TABLA 5.2.2.1-11</b>	PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO
<b>TABLA 5.2.2.1-12</b>	PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO.
<b>TABLA 5.2.3.1-1</b>	PÉRDIDAS DE VACIO Y COBRE DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
<b>TABLA 5.2.3.1-2</b>	PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

<b>TABLA 5.2.4.1-1</b>	MUESTRAS PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS
<b>TABLA 5.2.4.1-2</b>	CARACTERÍSTICAS DE LAS LUMINARIAS
<b>TABLA 5.2.4.1-3</b>	FACTORES PROMEDIOS POR ESTRATO
<b>TABLA 5.2.4.1-4</b>	PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL CIRCUITO SECUNDARIO
<b>TABLA 5.2.4.1-5</b>	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS
<b>TABLA 5.2.4.1-6</b>	PÉRDIDAS DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS
<b>TABLA 5.2.5.1-1</b>	PÉRDIDAS DE ENERGIA COMERCIAL
<b>TABLA 6.2.1.2.2-1</b>	COSTO MATERIALES PARA TRIFASEAMIENTO LINEA HCDA. AL JULIA – CARACOL
<b>TABLA 6.2.1.2.2-2</b>	COSTO MANO DE OBRA PARA TRIFASEAMIENTO LINEA HCDA. AL JULIA – CARACOL
<b>TABLA 6.2.1.3.2-1</b>	CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES
<b>TABLA 6.2.1.3.2-2</b>	PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.
<b>TABLA 6.2.2.1.2-1</b>	CUADRO COMPARATIVO DE LAS VENTAJAS DE LAS REDES PREENSAMBLAS SOBRE LAS REDES CONVENCIONALES
<b>TABLA 6.2.2.1.2-2</b>	LEVANTAMIENTO FÍSICO DE LA RED PREENSAMBLADA
<b>TABLA 6.2.2.1.2-3</b>	LEVANTAMIENTO FÍSICO DE LA RED CONVENCIONAL
<b>TABLA 6.2.2.1.2-4</b>	VALORES UNITARIOS Y TOTALES PARA LA RED PREENSABLADA (ANEXO 7)
<b>TABLA 6.2.2.1.2-5</b>	VALORES UNITARIOS Y TOTALES PARA LA RED CONVENCIONAL
<b>TABLA 6.2.2.1.2-6</b>	LEVANTAMIENTO DE RED PREENSAMBLADA.
<b>TABLA 6.2.2.1.2-7</b>	COSTO DE LOS MATERIALES RED PREENSAMBLADA CON CABLE ANTIHURTO

## INDICE DE GRAFICAS

<b>GRAFICO 1.1.4-1</b>	Incremento de Abonados en los últimos dos Años.
<b>GRAFICO 1.1.4-2</b>	Incremento Mensual de Abonados del 2005.
<b>GRAFICO 1.1.4-3</b>	Consumo Mensual de EMELRIOS en el Año 2005
<b>GRÁFICA 1.1.4.1-1</b>	Consumidores Residenciales Últimos los años
<b>GRÁFICA 1.1.4.1-2</b>	Consumo en MWH Residencial
<b>GRAFICA 1.1.4.2-1</b>	Consumidores Comerciales
<b>GRÁFICA 1.1.4.3-1</b>	Consumidores Industriales
<b>GRAFICO 1.1.4-4.</b>	Porcentaje Tipos de Abonados
<b>GRAFICO 1.1.4-5.</b>	Porcentaje de Consumo
<b>GRAFICA 1.1.4-6</b>	Porcentaje de Pérdidas
<b>GRAFICA 5.2.1.1-1</b>	Curvas de Cargas.
<b>GRAFICA 6.2.1.2.1-2</b>	Curva "U" de Los Transformadores de Distribución

## INTRODUCCIÓN.

La Empresa Eléctrica Los Ríos C.A. presenta un nivel de pérdida de 32.16% para el año 2005 que equivale a 7,105 MWH mensuales aproximadamente, esta cantidad de energía representa 7'105,000 USD mensuales.

En este trabajo se detalla métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas, las cuales son de 8.41% y 23.75% respectivamente.

Actualmente la Empresa Eléctrica tiene problemas Administrativos y Sociales, teniendo un alto porcentaje de perdidas Comerciales en la cual aplicaremos un plan estratégico con mínima inversión y en poco tiempo obtendremos réditos para la Empresa, mientras que las perdidas Técnicas involucra mucha inversión a largo plazo con pocos beneficios.

En este trabajo se desarrolla una Reingeniería de Procesos, para reducir las falencias Administrativas y Sociales que existe en la Contratación del Servicio Eléctrico de un nuevo Cliente y así tener más ingresos para la empresa.

# CAPITULO 1

## 1. GENERALIDADES

En este capítulo se hace una breve descripción de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A. (EMELRIOS C.A.), de cómo se encuentra conformada, en la parte organizacional, su infraestructura eléctrica, el área de concesión y la cantidad de abonados que esta tiene.

### 1.1 Estructura de la Empresa Eléctrica de Los Ríos C.A. (EMELRIOS)

La Empresa Eléctrica de Los Ríos C.A. se encuentra ubicada en el cantón Babahoyo provincia de Los Ríos, esta consta de 2 locales; el primero, un edificio de 4 pisos que se encuentra en la calles General Barona y 9 Noviembre (esquina), con un área de construcción aproximada de 450m<sup>2</sup>, en el se encuentra las áreas de finanzas, administrativo, comercial y de personal.

La segunda está ubicada en la Avenida 6 de Octubre y Chipotea con un área de cuadra y media aproximadamente, en este edificio funcionan el departamento Técnico y el área de Avalúo e inventario.

EMELRIOS consta de 214 personas titulares, 52 contratados por la empresa y 48 “a mandato”; los primeros se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

### **Distribución del Personal Titular**

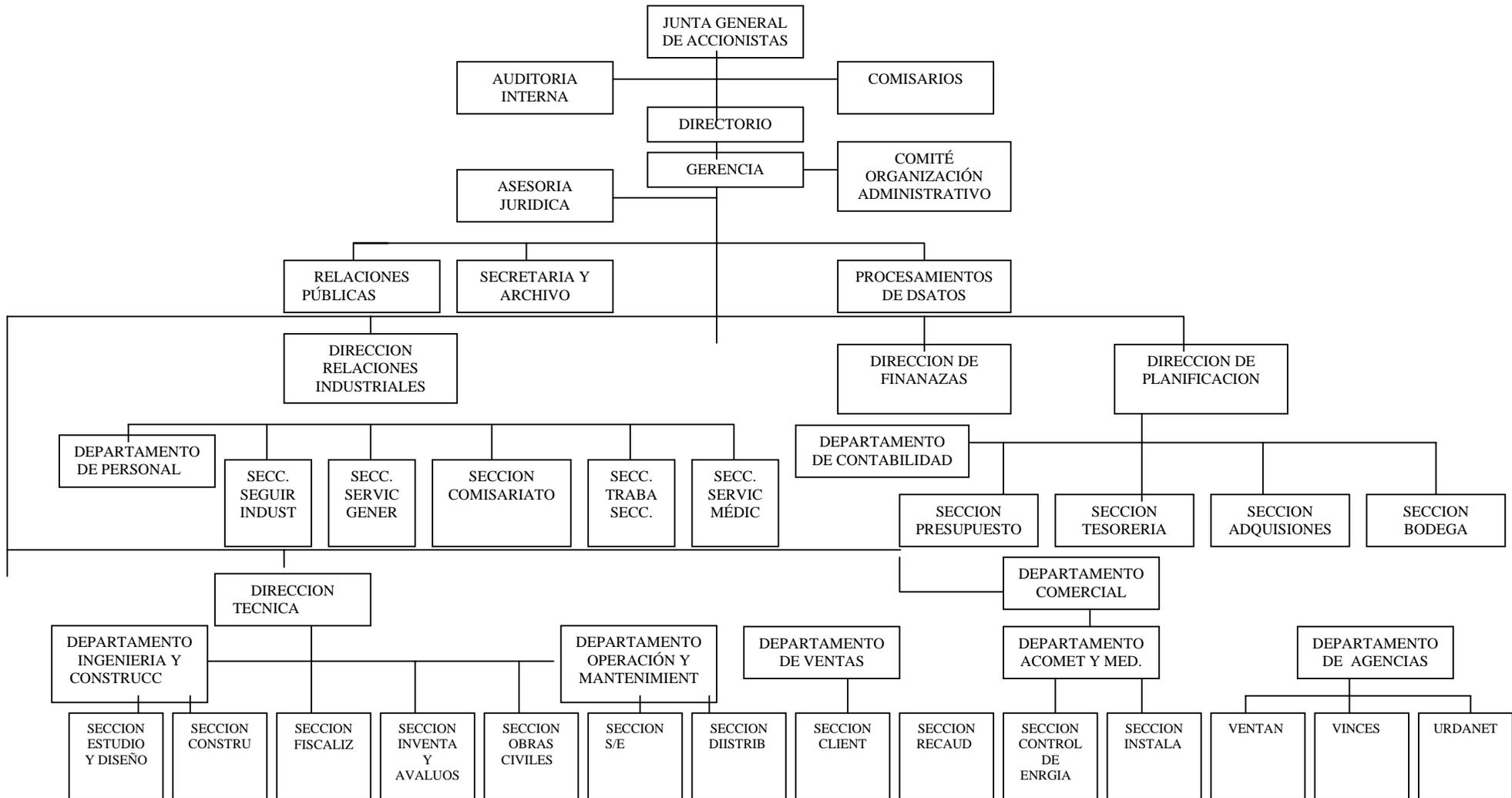
Departamento Administrativo	13
Departamento Comercial	98
Departamento Técnico	60
Departamento de Finanzas	23
Personal	20
Total	214

Los 48 empleados contratados “a mandato” son aquellos que son solicitados sólo para realizar las lecturas y pertenecen al área de medición.

#### **1.1.1 Estructura organizacional**

EMELRIOS presenta 5 niveles de mandato entre el último empleado y el más alto jefe, es decir, tiene una estructura organizacional de tipo plana, con pocos niveles jerárquicos y, por tanto, un área de control relativamente amplia. En el organigrama que se muestra a continuación se observa más detalladamente como se encuentra organizada la empresa

## ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE LA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.



### 1.1.2 Área de Concesión.

La Empresa Eléctrica Los Ríos tiene un área de concesión de 4059 Km<sup>2</sup>, con un porcentaje de cobertura del 70%, es decir que, de 185,814 viviendas, 125,899 tienen servicio eléctrico, lo que denota cierta negligencia de la empresa eléctrica (Véase Anexo 1).

La demanda máxima de EMELRIOS es 48Mw, con una energía disponible promedio de 20,309.788 Mwh mensuales.



FIGURA 1.1.2-1. MAPA DEL ECUADOR CON AREA DE CONCESIÓN DE EMELRIOS.

EMELRIOS C.A. cubre los cantones Baba, Babahoyo, Montalvo, Palenque, Puebloviejo, Urdaneta, Ventanas, Vinces y Jujan (Guayas). En la figura 1.1.2-1 se muestra el mapa del Ecuador con el área de concesión de EMELRIOS.

La distribución de las áreas de servicio por subestación se encuentra detallada de la siguiente forma:

**S/E Nelson Mera:**

Suministra el servicio de energía eléctrica al cantón Babahoyo, al cantón Baba, sectores en tramo de la Vía Babahoyo – Montalvo. Se puede efectuar interconexiones y/o transferencia de energía con las subestaciones Cedegé, centro industrial, Puebloviejo y Vinces.

**S/E Centro Industrial.**

Suministra el servicio de energía eléctrica al cantón Alfredo Baquerizo Moreno (Jujan), a Fábrica Ecuapel, Ingenio Isabel María, Fábrica La Reforma (actualmente no se encuentra laborando), sectores en la vía Babahoyo – Alfredo Baquerizo Moreno, parroquia Pueblo nuevo. Se puede efectuar interconexiones y/o transferencia de energía con la S/E Nelson Mera.

### **S/E Ventanas.**

Suministra el servicio de energía eléctrica al cantón Ventanas, parroquia Quinsaloma, sectores en tramo de vía Ventanas – Puebloviejo y Ventanas – Quevedo. Se puede efectuar interconexiones y/o transferencia de energía con la S/E Puebloviejo, y con los sistemas eléctricos de ELEPCO y EMELBO.

#### **1.1.3 Infraestructura Eléctrica.**

EMELRIOS C.A. suministra el servicio de energía eléctrica a través del sistema de subtransmisión, distribución primaria secundaria. El sistema de subtransmisión está constituido por las líneas de 69 KV y las subestaciones de distribución de 69/13,8KV.

El sistema de distribución primario está conformado por las líneas primarias de 13,8 KV y los transformadores de distribución monofásicos con voltajes de servicio de acuerdo a las líneas primarias y al requerimiento del abonado.

El sistema de distribución secundario está constituido por los circuitos secundarios de voltajes a 240/120V, las lámparas de alumbrado público, las acometidas a los abonados y medidores.

En la siguiente tabla se resume la cantidad aproximada de elementos que se encuentran dando servicio dentro del área de concesión:

<b>ELEMENTO</b>	<b>CANTIDAD</b>
Transformadores 1Φ	3251
Transformadores 3 Φ	135
Transformaros de corriente	120
Transformadores de potencial	45
Estructuras	3350
Postes	1600
Postes de alumbrado público	11565

**TABLA 1.1.3-1. ELEMENTOS QUE SUMINISTRAN SERVICIO DENTRO DEL ÁREA DE CONCESIÓN.**

**Subestaciones.**

El Sistema Eléctrico Los Ríos posee siete subestaciones de distribución de 69/13,8KV y una subestación de transferencia o de paso (S/E San Juan).

La capacidad instalada en el sistema eléctrico Los Ríos, por cada una de sus subestaciones de distribución es la siguiente:

**S/E Nelson Mera.**

Capacidad:	10/12.5 MVA. OA/FA
Voltaje:	69/13.8 KV
Número de salidas a 69KV:	3 (tres)
Número de salidas a 13.8KV:	4 (cuatro)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 9.5 MW.

**S/E Cedegé.**

Capacidad: 5/6.25 MVA. OA/FA

Voltaje: 69/13.8 KV

Número de salidas a 13.8KV: 3 (tres)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 4.5 MW.

**S/E Pueblviejo.**

Capacidad: 3.75 MVA. OA/FA

Voltaje: 69/13.8 KV

Número de salidas a 13.8KV: 3 (tres)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 4.3 MW.

**S/E Centro Industrial.**

Capacidad: 10/12.5 MVA. OA/FA

Voltaje: 69/13.8 KV

Número de salidas a 13,8KV: 3 (tres)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 4.1 MW. Se debe considerar el consumo de 3.5MW de la fábrica La Reforma al momento que esta fábrica reinicie labores.

**S/E Vinces.**

Capacidad: 5/6.25 MVA. OA/FA

Voltaje: 69/13.8 KV

Número de salidas a 13,8KV: 3 (tres)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 4.5 MW.

**S/E Ventanas.**

Capacidad: 5/6.25 MVA. OA/FA

Voltaje: 69/13.8 KV

Número de salidas a 13,8KV: 3 (tres)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 4.6 MW.

**S/E Terminal Terrestre.**

Capacidad: 5/6.25 MVA. OA/FA

Voltaje: 69/13.8 KV

Número de salidas a 13,8KV: 3 (tres)

Tiene una demanda de potencia en horas de mayor consumo de 4.5 MW.

SUBESTACION	Voltaje (KV)	Conexión	Potencia OA/FA (MVA)
Nelson Mera	69/13.8	Y-Δ-Y	10/12.5
Centro Industrial	69/13.8	Δ-Y	10/12.5
Cedegé	69/13.8	Δ-Y	5
Vinces	69/13.8	Δ-Y	5/6.25
Puebloviejo	69/13.8	Δ-Y	3.75
Ventanas	69/13.8	Δ-Y	5/6.25
Terminal Terrestre	69/13.8	Δ-Y	5/6.25

**TABLA 1.1.3-2 CARACTERISTICAS DE SUBESTACIONES EN EL ÁREA DE CONCESIÓN.**

**Líneas de subtransmisión.**

El sistema de subtransmisión de EMELRIOS C.A. esta constituido por las líneas a 69 KV. Que interconectan los diversos centros de transformación y por las subestaciones de distribución en las que reduce el nivel de voltaje al que operan las líneas primarias a 13.8KV.

El sistema dispone de una longitud aproximada de 144.82 Km. de líneas de subtransmisión que corresponden a los siguientes tramos:

**Línea S/E Nelson Mera – S/E Cedegé**

Longitud: 22 Km.

Voltaje: 69 KV.

Tipo de estructuras: postes de hormigón

Números de circuitos: Uno – Trifásico.  
Calibre de Conductor 2/0 AWG – ACSR.

**Línea S/E Nelson Mera – S/E Terminal Terrestre**

Longitud: 22 Km.  
Voltaje: 69 KV.  
Tipo de estructuras: postes de hormigón  
Números de circuitos: Uno – Trifásico.  
Calibre de Conductor 2/0 AWG – ACSR.

**Línea S/E Nelson Mera – S/E Centro Industrial**

Longitud: 7 Km.  
Voltaje: 69 KV.  
Tipo de estructuras: postes de hormigón  
Números de circuitos: Uno – Trifásico.  
Calibre de Conductor 2/0 AWG – ACSR.

**Línea S/E Nelson Mera – S/E San Juan**

Longitud: 16 Km.  
Voltaje: 69 KV.  
Tipo de estructuras: postes de hormigón  
Números de circuitos: Uno – Trifásico.  
Calibre de Conductor 477 MCM – ACSR.

### **Línea S/E San Juan – S/E Vinces**

Longitud:	27 Km.
Voltaje:	69 KV.
Tipo de estructuras:	postes de hormigón
Números de circuitos:	Uno – Trifásico.
Calibre de Conductor	2/0 AWG – ACSR.

### **Línea S/E San Juan – S/E Puebloviejo**

Longitud:	9 Km.
Voltaje:	69 KV.
Tipo de estructuras:	postes de hormigón
Números de circuitos:	Uno – Trifásico.
Calibre de Conductor	477 MCM – ACSR.

### **Línea S/E Puebloviejo – S/E Ventanas**

Longitud:	16 Km.
Voltaje:	69 KV.
Tipo de estructuras:	postes de hormigón
Números de circuitos:	Uno – Trifásico.
Calibre de Conductor	2/0 AWG – ACSR.

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE EMELRIOS										
NOMBRE	# BARRA	# BARRA	LONG (KM)	VOLT. (KV)	CLAVE	CALIBRE MCM O AWG	R1 (OHMS)	X1 (OHMS)	R1 (%)	R2 (%)
Milagro - Babahoyo	1	2	47,32	138	BRANT	397,5	7,619	22,594	4	11,864
Nelson Mera – Cedegé	3	4	15,67	69	QUAIL	2/0	8,713	8,822	18,3	18,529
Nelson Mera - San Juan	3	6	16,5	69	HAWK	477	2,211	7,123	4,644	14,961
Nelson Mera - C.Industrial	3	5	7	69	QUAIL	2/0	3,892	3,941	8,175	8,277
San Juan – Puebloviejo	6	8	9	69	HAWK	477	1,206	3,885	2,533	8,161
San Juan – Vinces	6	7	27	69	QUAIL	2/0	15,012	15,2	31,531	31,926
Publoviejo – Ventanas	8	9	16	69	QUAIL	2/0	8,896	9,007	18,685	18,919
Nelson Mera - T.Terrestre	3	10	6,33	69	QUAIL	2/0	3,517	3,561	7,388	7,48

**TABLA 1.1.3-3 CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE S/T EN EL ÁREA DE CONCESIÓN**

Para poder observar el área de concesión de EMELRIOS se tiene el diagrama físico del sistema, en el cual se muestra el punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado (SNI), las líneas de subtransmisión y las subestaciones de subtransmisión y de distribución, este diagrama se lo presenta en la figura 1.1.3-1.

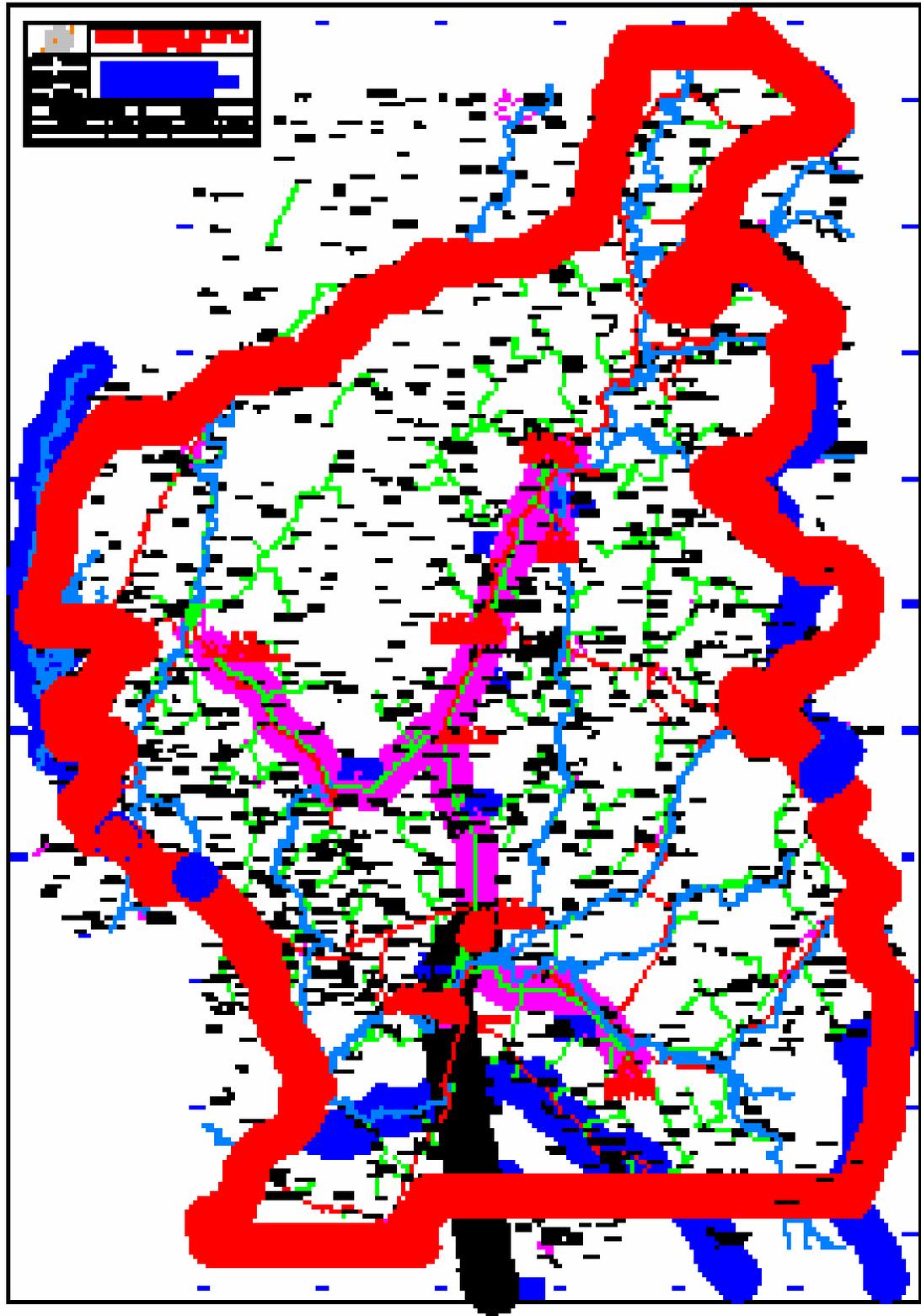


FIGURA 1.1.3-1 MAPA DEL AREA DE CONCESIÓN DE EMELRIOS

También tenemos el diagrama unifilar el cual muestra como esta conformado el sistema eléctrico de EMELRIOS C.A., tanto las subestaciones que alimentan a las diferentes poblaciones distribuidas en el área de concesión como las líneas de subtransmisión, protecciones y demás elementos, con su respectiva dimensión, capacidad y características (véase anexo 2).

#### **1.1.4 Clasificación de clientes y consumo de energía**

La clasificación de clientes en una empresa de distribución eléctrica se basa en su característica de consumo.

Esta clasificación según la codificación del reglamento de tarifas eléctricas esta dividida en tres categorías.

**Categoría Residencial:** Servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar. También se incluye a los consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

**Categoría general:** servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la categoría residencial; básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

**Categoría alumbrado público:** son los consumos del alumbrado de calles, avenidas, vías de circulación pública, plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública y sistema de señalamiento luminoso utilizados para el control de tránsito.

La empresa eléctrica Los Ríos tiene clasificados a sus clientes en tres categorías:

- Residencial.
- General.
- Alumbrado público.

**La categoría residencial se subdivide en:**

- Urbana.
- Rural.

**La categoría general se subdivide en:**

- Comercial.
- Industrial.
- Bomba de agua.
- Entidades oficiales.
- Asistencia social.
- Beneficio publico.

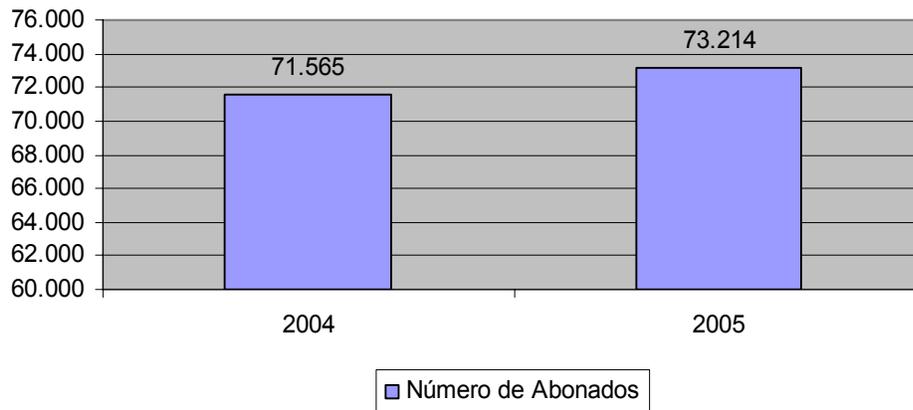
	<b>Cantidad</b>
Residencial	65,747
Comercial	5,852
Industrial	486
Bomba de agua	74
Entidades Oficiales	306
Alumbrado Público	9
Asistencia Social	75
Beneficio Público	665
<b>Total</b>	<b>73,214</b>

**TABLA 1.1.4 – 1 TOTAL DE ABONADOS EN EL AÑO 2005**

En esta tabla se aprecia la cantidad total de abonados en sus diferentes categorías hasta el año 2005.

En los últimos años la empresa EMELRIOS C.A. presenta un incremento de 3000 abonados por año, que representan el 3.5% del total, como se puede observar en la gráfica 1.1.4-1.

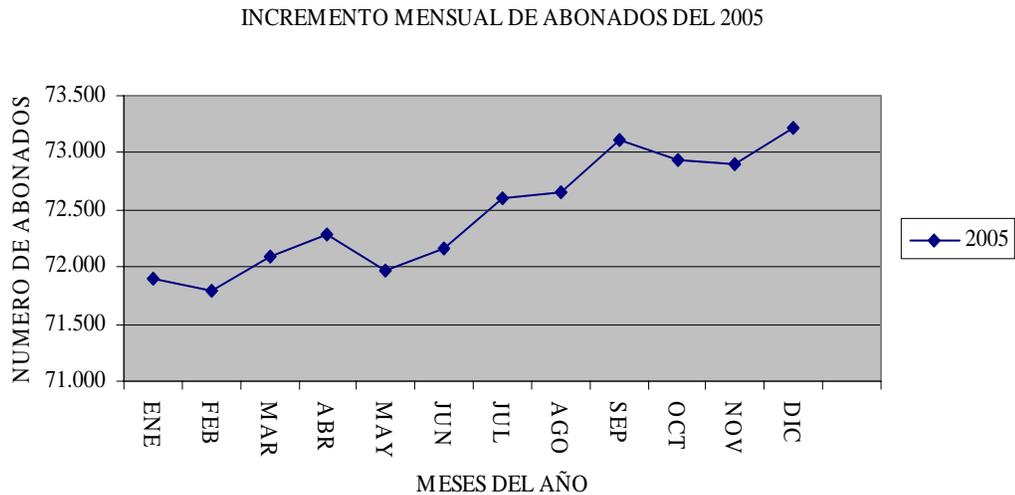
Incremento de Abonados en los últimos dos años



**GRAFICO. 1.1.4-1 INCREMENTO DE ABONADOS EN LOS ULTIMOS DOS AÑOS.**

En el gráfico 1.1.4-2 se puede observar más el incremento mensual producido hasta diciembre del 2005.

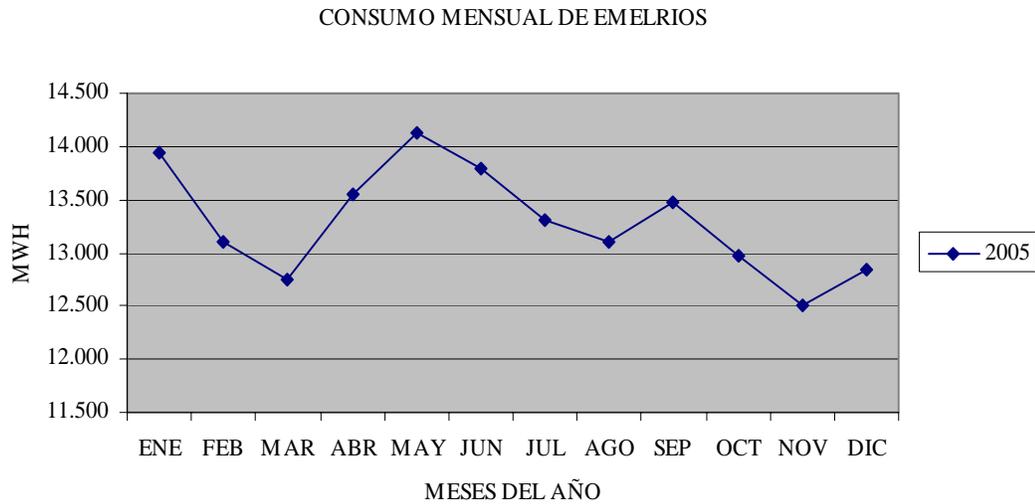
Además se puede observar que en algunos meses existe una disminución de abonados, esto es debido a que en las provincias de los Ríos gran parte de las personas no tiene un lugar de residencia propia y cada cierto tiempo emigran o se trasladan ocasionando que se solicite la suspensión del servicio o un cambio en el domicilio.



**GRAFICO 1.1.4-2. INCREMENTO MENSUAL DE ABONADOS DEL 2005.**

En lo que se refiere al consumo total de energía presenta una demanda estacionaria; en el gráfico 1.1.4-3. se muestra las diferencias que existe en el año 2005 hasta con respecto a los Mwh facturados, esto es debido a que la provincia de Los Ríos es una región rica en agricultura y

ganadería lo cual provoca un efecto de consumo elevado en ciertos meses del año.



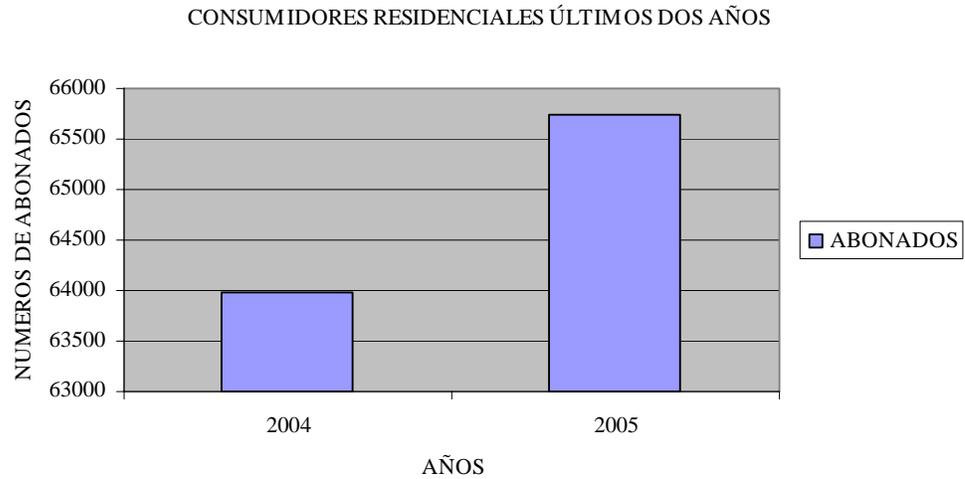
**GRAFICO 1.1.4-3 CONSUMO MENSUAL DE EMELRIOS EN EL AÑO 2005**

#### **1.1.4.1 Residencial.**

El servicio eléctrico destinado para el área residencial cubre aproximadamente al 89.80% del total de los clientes hasta diciembre del 2005; es decir, un promedio mensual de 65,747 abonados residenciales.

La gráfica 1.1.4.1-1 nos indica el incremento de estos usuarios que ha tenido EMELRIOS en los últimos dos años, lo que representa un 2.75% anual del total de los abonados residenciales. En algunos meses del año se presentan pequeños

porcentajes de bajas que son ocasionados ya sea porque el abonado solicitó una cancelación del servicio o un cambio de domicilio.



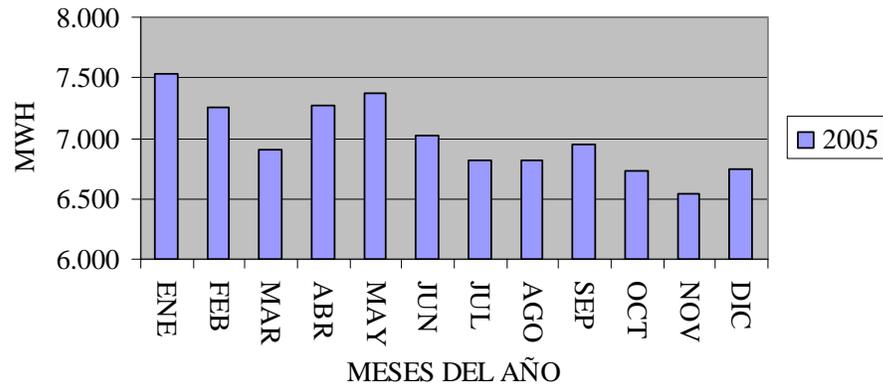
**GRÁFICA 1.1.4.1-1. CONSUMIDORES RESIDENCIALES ULTIMOS DOS AÑOS**

El área residencial forma la mayor parte de los abonados de EMELRIOS, así mismo esta categoría consume aproximadamente el 52.65% de la energía que se factura.

La gráfica 1.1.4.1-2 representa el consumo Mwh de los abonados.

Como se puede observar no existe un consumo regular con respecto al incremento de abonados, estos altos y bajos son producidos aparte de las razones antes mencionadas por la cantidad de clientes que se les suspende el servicio por falta de pago.

### CONSUMO MWH RESIDENCIAL



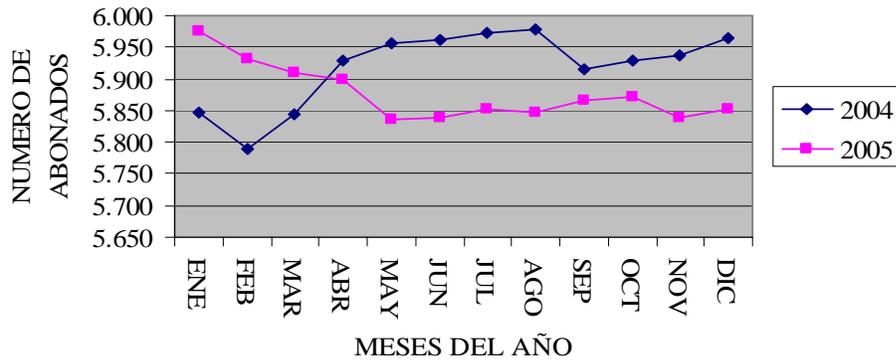
**GRÁFICA 1.1.4.1-2 CONSUMO EN MWH RESIDENCIAL**

#### **1.1.4.2 Comercial.**

El servicio de energía destinado para el área comercial cubre aproximadamente el 7.99% del total de los abonados; y utilizan un 14.79% de la energía total facturada.

En la gráfica 1.1.4.2-1 se puede observar el consumo en Mw. del área comercial de los últimos dos años hasta diciembre del 2005

ABONADOS COMERCIALES DEL 2004 Y 2005



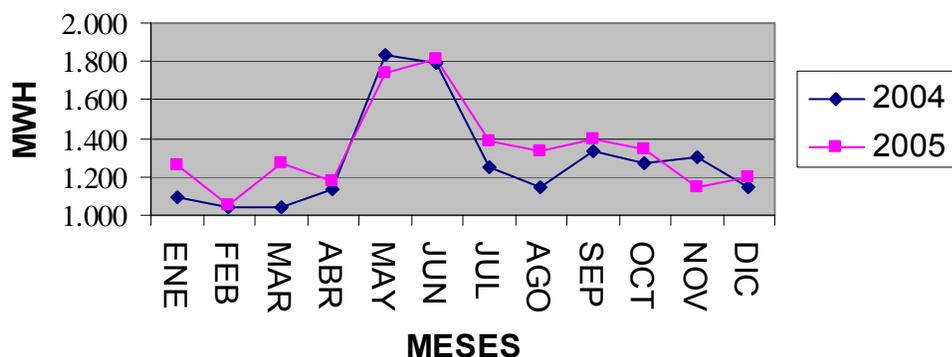
**GRAFICA 1.1.4.2-1 CONSUMIDORES COMERCIALES**

### 1.1.4.3 Industrial.

El servicio de energía destinado para el área industrial cubre aproximadamente el 0.66% del total de los abonados; y utilizan un 10.10% de la energía total facturada.

En la gráfica 1.1.4.3-1 se puede observar el consumo en Mwh. Del área industrial de los últimos dos años hasta diciembre del 2005, en ella apreciamos que los meses de abril, mayo, junio son de mayor consumo; debido a que se encuentran en funcionamiento las piladoras.

## CONSUMO MWH INDUSTRIAL



GRÁFICA 1.1.4.3-1 CONSUMIDORES INDUSTRIALES

### 1.1.4.4 OTROS CONSUMOS

#### **Bomba de agua.**

El servicio de energía eléctrica destinado para usuarios que poseen motor que proveen servicio de riego a toda el área agrícola, cubre aproximadamente el 0.10% del total de los abonados; y utilizan un 7.68% de la energía total facturada.

#### **Entidades oficiales.**

El servicio de energía eléctrica destinado para el área entidades oficiales cubre aproximadamente el 0.42% del total de los abonados; utilizan un 3.09% de la energía total facturada.

**Alumbrado publico.**

El servicio de energía eléctrica destinado para el área de alumbrado público cubre aproximadamente el 0.01% del total de los abonados; y utilizan un 9.68% de la energía total facturada.

**Asistencia social.**

El servicio de energía eléctrica destinado para el área de asistencia social cubre aproximadamente el 0.1% del total de los abonados; y utilizan un 0.85% de la energía total facturada.

**Beneficio publico.**

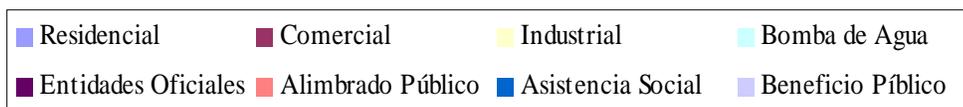
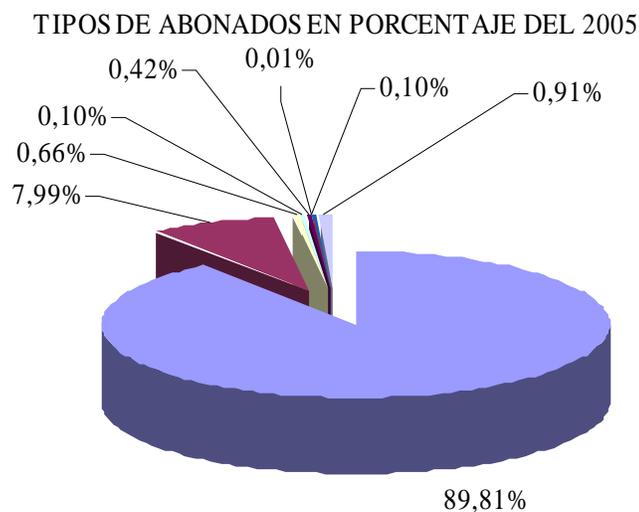
El servicio de energía eléctrica destinado para el área de beneficio público cubre aproximadamente el 0.91% del total de los abonados; y utilizan el 1.16% de la energía total facturada.

En el siguiente cuadro se tiene un resumen anual de los abonados por tipo de servicio y como se puede apreciar los clientes que más control necesitan son los de la parte industrial, debido a que estos apenas son el 0.66% de los usuarios y tienen un consumo de 10.10% de la energía eléctrica disponible, facturando un

8.81% del total de los ingresos. Igualmente se les debe prestar mucha atención a los abonados comerciales, ya que estos tienen un consumo de 14.79% del total de la energía y un 14.63% del total de los ingresos. Siguiendo el orden de importancia se debería a continuación poner atención al área de alumbrado público, ya que estos tiene un consumo del 9.68% con un ingreso del 8.45% del total. Pero sin olvidarnos también de los abonados tipo residencial, ya que estos representan el 52.65% del consumo total y el 57.71% de los ingresos que percibe la empresa. En consecuencia, las inspecciones que se deben realizar a los abonados de tipo industrial y comercial deben ser técnicas y mucho más minuciosas que las de abonados residenciales.

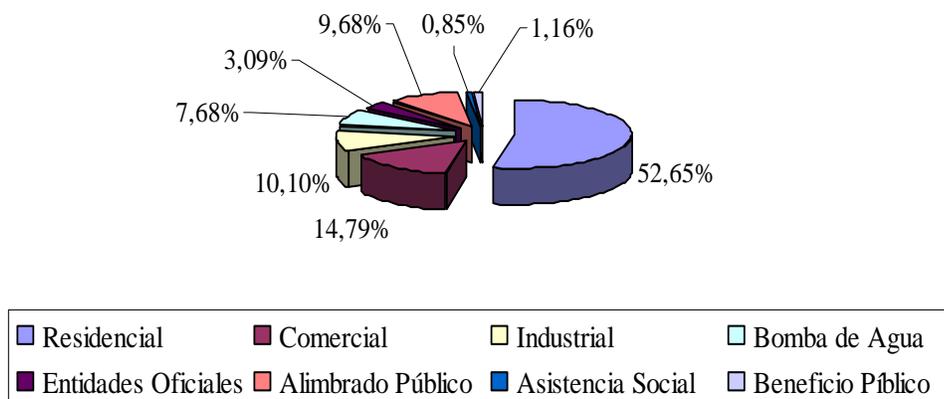
<b>ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO DEL AÑO 2005</b>						
Tipo de Cliente	Abonados		Consumo		Precio Total	
	Cantidad	%	KWH	%	Total con cargos USD	%
Residencial	65.747	89,80	83.958.634	52,65	10.990.473,36	57,71
Comercial	5.852	7,99	23.585.407	14,79	2.785.625,27	14,63
Industrial	486	0,66	16.110.424	10,10	1.677.861,83	8,81
Bomba de Agua	74	0,10	12.248.659	7,68	1.238.270,84	6,50
Entidades Oficiales	306	0,42	4.925.088	3,09	484.198,89	2,54
Alumbrado Público	9	0,01	15.437.157	9,68	1.609.431,76	8,45
Asistencia Social	75	0,10	1.349.662	0,85	113.735,95	0,60
Beneficio Público	665	0,91	1.843.778	1,16	144.192,02	0,76
<b>Total</b>	<b>73.214</b>	<b>100</b>	<b>159.458.809</b>	<b>100</b>	<b>19.043.789,92</b>	<b>100</b>

**TABLA 1.1.4.-2 ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO DEL AÑO 2005**



**GRAFICO 1.1.4.-4. PORCENTAJE TIPOS DE ABONADOS**

PORCENTAJE DE LOS KWH UTILIZADOS POR CADA TIPO DE ABONADOS EN EL 2005



**GRAFICO 1.1.4-5. PORCENTAJE DE CONSUMO**

**1.2 Situación de la Empresa.**

Para tener una idea de la situación de la Empresa Eléctrica Los Ríos se describe brevemente los puntos más importantes de esta que son:

- Balance de energía
- Cartera vencida
- Pasivos de la empresa

**1.2.1 Análisis Financiero.**

**Balance de energía**

De acuerdo a la información de la energía disponible y energía entregada, se establece los balances energéticos de la empresa.

En la determinación de los balances energéticos se considera la energía comprada y generada, la energía de autoconsumo, la energía facturada y la energía de pérdidas técnicas y comerciales (no técnicas).

En el siguiente cuadro se puede observar el balance de energía hasta el año 2005, donde se tiene que existe un 32.12% de pérdidas promedio.

Empresa	Los Ríos
Energía Disponible del Sistema(MWH)	242,263.481
Energía Facturada (MWH)	159,458.809
Energía no Facturada (MWH)	454.096
Energía no Facturada a cons<50KWH (MWH)	5,095.01
Pérdidas de energía (%)	32.12%
Promedio del clientes en el año 2005	72,467
Precios medios (USD c/KWH)	10,00

**TABLA 1.2.1-1 BALANCE GENERAL DE ENERGIA HASTA EL AÑO 2005**

#### **1.2.1.1 Cartera vencida**

EMELRIOS a la facturación de diciembre/2005 tuvo una cartera vencida acumulada de USD 33'035,499.38, teniendo una cuenta por cobrar anual de USD 1'919,252.09

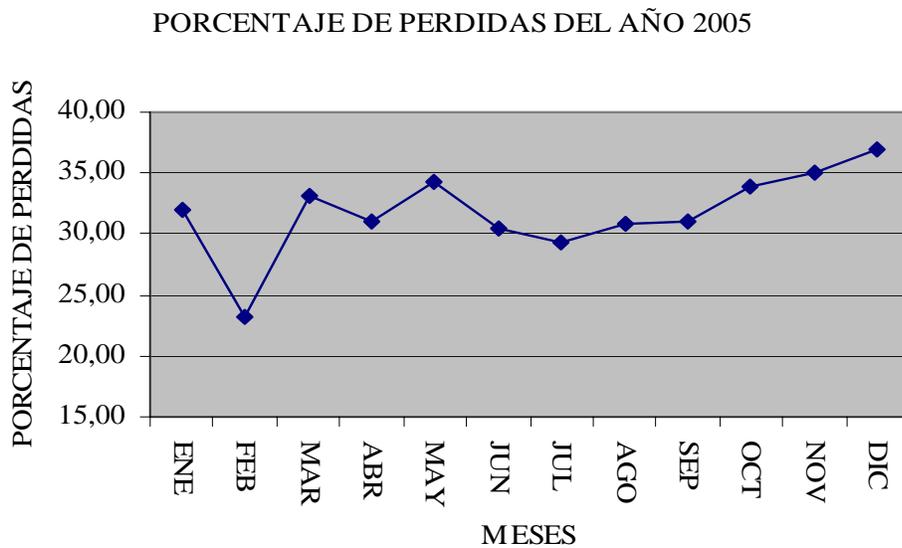
#### **1.2.1.2 Pasivos de la empresa.**

Los pasivos de la empresa corresponden a deudas con personas o entidades ajenas a esta o derechos por parte de ellas sobre su activo, ya sean estas a corto o largo plazo a partir de la fecha de balance.

La Empresa Eléctrica de Los Ríos., presento un pasivo de USD 60'988,865.81 hasta diciembre del 2005, del cual USD 54'129,750.33 corresponden a pasivos de

corto plazo, USD 1'114,819.57 a pasivos de largo plazo y USD 4'744,295.91 a pasivos diferidos.

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, las pérdidas de la empresa eléctrica Los Ríos C.A. presentan una tendencia al alza, por lo que se ha considerado para este estudio el promedio de las pérdidas en el año 2005, el cual asciende a 32.12%.



**GRAFICA 1.1.4-6. PORCENTAJE DE PÉRDIDAS**

# CAPITULO 2

## 2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

### 2.1 Introducción

Las pérdidas de energía se encuentran en todo sistema eléctrico; en la Empresa Eléctrica los Ríos, estas pérdidas están alrededor del 31.15% según datos del CONELEC, en el año 2005.

En este capítulo daremos un breve explicación de cómo se clasifican las pérdidas de energía, cual es el estado de la empresa por estas pérdidas según datos del CONELEC, se hará un análisis de los costos que representan estas pérdidas para la empresa. Se planteará el método de reducción, y por último una comparación de los niveles costos entre las perdidas técnicas y no técnicas.

### 2.2 Clasificación de las pérdidas de energía

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como:

- Pérdidas Técnicas
- Pérdidas Comercial (No Técnicas)

En donde el conjunto de pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denominan pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina. Las pérdidas comerciales (no

técnicas) se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Pérdidas de Energía = Pérdidas Técnicas + Pérdidas No Técnicas

### **2.2.1 Pérdidas Técnicas**

Estas pérdidas se deben a la energía consumida por los equipos relacionados a los procesos de generación, transmisión y distribución, la misma que no es facturada. Es un fiel reflejo del estado y la ingeniería de las instalaciones eléctricas, dependen básicamente, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, de las políticas de operación y mantenimiento. Su mayor concentración, es ocasionada por la transmisión de energía eléctrica por medio de conductores, transformadores y otros equipos del sistema de distribución (efecto Joule), pérdidas en el núcleo del transformador, así como por las ocasionadas en las líneas de transmisión por el efecto corona.

#### **2.2.1.1 Clasificación de las pérdidas técnicas**

Se clasifican en dos: fijas y variables

##### **2.2.1.1.1 Pérdidas fijas**

Las pérdidas fijas son aquellas que aparecen al energizar un elemento

eléctrico del sistema, esta tendrá un valor relativamente constante, a lo largo del tiempo, ya que no depende de la carga.

Las pérdidas fijas se las conoce también como pérdidas de vacío del sistema, esta dependerá únicamente de las características del elemento eléctrico.

En estas pérdidas se encuentran las pérdidas por histéresis, corrientes de Eddy y por el efecto corona.

Estas pérdidas se producen en los siguientes elementos del sistema:

- Núcleo de los Transformadores de Distribución y Subtransmisión.
- Medidores de Energía.
- Reguladores de Tensión.

Si la variación de voltaje en estos elementos mencionados se encuentra dentro del rango normal de operación, entonces las pérdidas se mantendrán constantes.

#### **2.2.1.1.1.1 En el núcleo de los transformadores**

Estas pérdidas se producen debido a la energización de transformadores, las mismas que son continuas; dependen de la constitución de su núcleo, nivel de tensión y no de su cargabilidad.

#### **2.2.1.1.1.2 Medidores de energía**

Estas pérdidas de potencia ocurren en la bobina de potencial del medidor se la considera constante sea cual fuere la carga medida.

#### **2.2.1.1.1.3 En los reguladores de tensión**

En este caso el regulador de tensión básicamente se considera como un autotransformador y las pérdidas al igual que un transformador dependen de la constitución de su núcleo y nivel de tensión.

#### **2.2.1.1.2 Pérdidas Variables**

Se conoce como pérdidas variables a la producida por la demanda del sistema, y esta varía por la corriente

al cuadrado. De donde tenemos en cualquier elemento eléctrico se tiene:

$$\text{Perd.} = I^2R$$

De donde;

I: Corriente de la demanda del sistema.

R: Conductividad del elemento eléctrico.

Claro esta que la resistencia variara con respecto a la temperatura. Esta pérdida aumenta de forma cuadrática a la corriente de la demanda del sistema.

Estas pérdidas se producen en los siguientes elementos del sistema;

- Alimentadores Primarios.
- Devanados de los Transformadores de Distribución.
- Redes secundarias.
- Luminarias.
- Acometidas.

#### **2.2.1.1.2.1 En los devanados de los transformadores.**

Estas pérdidas son producidas por la conducción de corriente en las bobinas del transformador, estas pérdidas son variables, ya que dependen de la carga de los mismos.

#### **2.2.1.1.2.2 Líneas de distribución y subtransmisión.**

Las pérdidas en líneas de distribución son producidas por la circulación de corriente requerida para la demanda de potencia.

Las pérdidas en las líneas de subtransmisión son producidas a lo largo de toda su longitud por la conducción de las corrientes de carga a través de ellas, disipándose en forma de calor (efecto joule),

#### **2.2.1.1.2.3 En las redes secundarias.**

Estas pérdidas son debido a las corrientes que circulan en los conductores de la red secundaria como producto del consumo de energía por parte de los usuarios y las luminarias.

#### **2.2.1.1.2.4 En la luminarias**

Estas pérdidas se producen por la corriente que circula por la lámpara, estas corrientes van a depender del tipo de lámpara y sus características.

#### **2.2.1.1.2.5 En las acometidas**

Estas pérdidas son debidas a las corrientes que circulan en el conductor desde el poste hasta el medidor para lo cual se toma en cuenta la longitud y calibre del conductor.

### **2.2.1.2 Nivel de Pérdidas Técnicas de EMELRIOS**

De los informes emitidos por el CONELEC el nivel de pérdidas técnicas en el año 2005 fueron los siguientes:

<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA</b>		
<b>Empresa</b>	<b>Pérdidas Técnicas (MWH)</b>	<b>Pérdidas Técnicas (%)</b>
Los Ríos		
<b>ELEMENTO</b>		
Líneas de Subtransmisión.	2.340	0,97
Subestación	1.539	0,64
Alimentadores Primarios	9.698	4,00
Transformadores	6.157	2,54
Redes Secundarias	7.074	2,92
Alumbrado Público	1.940	0,80
Acometidas	434	0,18
Medidores	651	0,27
<b>Total</b>	<b>29.832</b>	<b>12,31</b>

**TABLA 2.2.1.2-1 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA**

### **2.2.1.3 Métodos de Reducción**

Para la reducción de las pérdidas técnicas de energía se consideran los siguientes métodos:

#### **a. Líneas Primarias.**

##### **a.1 Balancear la Carga.**

En las líneas primarias, se reparte la carga por igual en las tres fases para que las pérdidas sean mínimas, ya que las pérdidas

son proporcionales a la corriente elevado al cuadrado. Ejemplo:

Tenemos un sistema trifásico balanceado con 4 amperios en cada fase y otro sistema desbalanceado con 4 A en la fase A, 3 A en la fase B y 5A en la fase C.

Primer caso:

$$\text{Perd} = I^2R$$

$$\text{Perdidas Totales} = \text{Perd IA} + \text{Perd. IB} + \text{Perd. IC}$$

$$\text{Perd. Total} = 16R+16R+16R = 48R$$

Segundo caso:

Sistema desbalanceado

$$\text{Perd. Totales} = 16R+9R+25R = 50R$$

Podemos ver que en el sistema balanceado las perdidas son menores.

### **a.2 Mejorar el Factor de Potencia.**

Instalar bancos de capacitores en un sistema de distribución, mejora el factor de potencia de la carga, esto reduce las pérdidas por efecto joule en las líneas.

### **a.3 Cambio de Conductor.**

Cuando la electricidad fluye por un conductor eléctrico, cierta cantidad de energía se pierde en forma de calor. La pérdida de calor dependerá de la resistencia eléctrica (R) del conductor y de la corriente que transporta ( $I^2$ ). Ello significa que si la cantidad de corriente que pasa por un conductor eléctrico se incrementa, se producirá una mayor pérdida de energía bajo forma de calor.

Emplear un mayor diámetro en los conductores eléctricos permite reducir la resistencia de estos conductores y ahorrar energía.

### **b. Transformadores de Distribución.**

#### **b.1 Cambio de capacidad del transformador.**

Para reducir las pérdidas en los transformadores de distribución se optimiza su capacidad, determinando el rango de mejor rendimiento, intercambiando transformadores que se encuentren sobrecargados por aquellos que están

sobredimensionados, con esto obtendríamos beneficios para la empresa tales como; disminución de las pérdidas en los transformadores, mejora la utilización de la capacidad instalada y evita la compra de nuevas unidades.

### **b.2 Transformador Económico.**

En los transformadores de distribución, se considera como transformador económico aquel que posee menores pérdidas, son construidos con mejor tecnología y tienen más alta eficiencia.

### **c. Circuitos Secundarios.**

#### **c.1 Ubicación Óptima del Transformador de Distribución.**

En un circuito secundario se considera la ubicación óptima (Centro de carga) y la no óptima del transformador de distribución, y se determinan las pérdidas de potencia. Con las pérdidas de potencia para demanda máxima y el factor de pérdidas de la curva de carga del transformador correspondiente se determinan las pérdidas de energía.

## **d. Operación Económica del Sistema.**

### **d.1 Proyección de la Demanda.**

La proyección de la demanda debe de identificar las zonas que van a tener mayor desarrollo eléctrico y por ende económico, ubicando y mencionando las futuras demandas de energía eléctrica en las diferentes zonas urbanas y rurales. Esta proyección sirve para determinar la ubicación y el dimensionamiento de subestaciones de distribución, líneas primarias, así como la configuración de líneas de subtransmisión. La proyección de la demanda se la tiene que realizar dividiendo cada una de las zonas de desarrollo en categorías de consumo residencial, comercial, industrial alumbrado público y otros en cada una de estas zonas de desarrollo se deben considerar factores tales como tasas de crecimiento de la población, relación habitante-abonado, consumo promedio específico y cualquier otro factor macroeconómico que nos indique el futuro desarrollo de determinada zona.

## **d.2 Factor de Carga del Sistema.**

Para mejorar el factor de carga del sistema eléctrico se tiene que disminuir la demanda máxima, para lo cual se podrían tomar las siguientes acciones:

Realizar estudios que determinen la incidencia de la curva de carga diaria del sector, en la curva de carga diaria del sistema eléctrico.

Elaborar políticas para mejorar el factor de carga de las industrias, incentivando por medio de tarifas preferenciales el consumo de energía en las horas de menor demanda del sistema.

Elaborar políticas que permitan mejorar el factor de carga de los sectores residencial y comercial, especialmente en la racionalización del uso de la energía eléctrica en las horas de la demanda máxima del sistema.

### **2.2.1.4 Costo por Pérdidas Técnicas**

La tabla siguiente representa las pérdidas técnicas de EMELRIOS del año 2005, estos datos corresponde a la información brindada por el CONELEC.

<b>COSTOS DE PERDIDAS TÉCNICAS</b>			
<b>Elemento</b>	<b>Porcentaje (%)</b>	<b>Energía (Mwh)</b>	<b>Costo (USD)</b>
Líneas de Subtransmisión	0,97	2.340	200.772
Subestación	0,64	1.539	132.046,2
Alimentadores Primarias	4,00	9.698	832.088,4
Transformadores	2,54	6.157	528.270,6
Redes Secundarias	2,92	7.074	606.949,2
Alumbrado Publico	0,80	1.940	166.452
Acometidas	0,18	434	37.237,2
Medidores	0,27	651	55.855,8
<b>TOTAL</b>	<b>12,31</b>	<b>29.832</b>	<b>2'559.585,6</b>

**TABLA 2.2.1.4-1 COSTOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS**

Como se aprecia en la tabla el costo total de las pérdidas técnicas del año 2005, corresponden a USD 2'559.585,6.

También se nota que las mayores pérdidas están en las redes primarias con el 4.00 % de pérdidas. EMELRIOS en promedio compra la energía a USD 0.0858 según datos del CONELEC.

### **2.2.2 Pérdidas Comerciales (No Técnicas)**

Las pérdidas comerciales (no técnicas), se refieren a las ocasionadas por la energía no facturada consumida en el sistema, excluyendo las pérdidas técnicas, es decir, las producidas por ineficiencias en los procesos administrativos y hurto.

Sin orden de prioridad se han determinado que los principales aspectos que provocan este tipo de pérdidas son los siguientes:

- Condiciones socio económicas de los usuarios provoca la imposibilidad del pago normal de las facturas y en muchos casos originando una apropiación ilícita de energía.
- También se puede decir que los usuarios tienen una apreciación de bajo riesgo de sanción (impunidad).
- Falla de recursos financieros y humanos para implementar proyectos y programas de reducción.
- Obsolescencia de la infraestructura, lo que permite la agudización de este problema ya que se facilita la acción sobre las redes de distribución y la medición.

### **2.2.2.1 Clasificación de las Pérdidas Comerciales (no Técnicas)**

Las pérdidas comerciales (no técnicas) según las causas que las producen se las puede clasificar de dos tipos:

- Sociales
- Administrativas

#### **2.2.2.1.1 SOCIALES**

Las pérdidas Sociales dentro del sistema de distribución son aquellas en las que interviene directamente el abonado del servicio para producir un perjuicio en contra de la empresa, al evitar que se facture el consumo real producido.

Dentro de las pérdidas Sociales se puede mencionar las de tipo Fraudulentas, referidas a la energía que toman algunos consumidores evitando, mediante algún mecanismo (clientes auto conectados o con servicio directo), pasar por los medidores de la compañía de electricidad.

Los principales tipos de fraude son:

- Conexiones y alteraciones de las instalaciones Previo a la instalación del medidor.
- Las alteraciones de las características eléctricas y/o mecánicas del medidor.
- Perforaciones en la base socket.
- Los puentes en los terminales de la baquelita de la base socket.
- Las conexiones ilegales o directas.
- La perforación de acometidas.
- El frenado del disco.
- La alteración de la secuencia de lecturas.

#### **2.2.2.1.2 Administrativas**

Las pérdidas administrativas son aquellas que se originan por problemas en sus procesos, lo cual indica que es un error interno.

Tales son los casos de equivocaciones en el procesamiento de datos, en los procesos de registro o en la elaboración de las diferentes mediciones que realiza la empresa. También es la energía que por algún

motivo no se contabiliza: usuarios sin medidores (luz fija), errores o anomalías de medición.

#### **2.2.2.2 Nivel de Pérdidas Comerciales (No Técnicas) de EMELRIOS**

El nivel de pérdidas comerciales (no técnicas) de energía en EMELRIOS en el año 2005 estuvieron en promedio por el 18.84%, las cuales se deben principalmente a:

- Conexiones Clandestinas.
- Intervención en equipos de Medición.
- Luces Fijas; Catastradas y no Catastradas
- Mala Facturación
- Lectura errónea.

Otro factor que afecta al incremento de pérdidas comerciales (no técnicas) es la ineficiencia de los procesos de medición, control, facturación, recaudación y su automatización.

Para este estudio se tomaron en cuenta los procesos administrativos más importantes los cuales son: Contratación de nuevo servicio, Medición y Facturación.

### **2.2.2.3 Métodos de Reducción**

Como ya se mencionó anteriormente, lo que se ha convertido en un grave problema son las pérdidas comerciales (no técnicas), tanto las administrativas como son las sociales por lo que se recomienda:

#### **Tipo Sociales:**

- Inspección visual de las instalaciones de medición.
- Adquirir como mínimo dos (2) contrastadores de medidores
- Contrastación de medidores que hayan sido intervenidos o presenten deterioro.
- Instalación de cajas antihurto.
- Resellamiento
- Instalar medidores o actualizar los valores de los consumos fijos "Luces Fijas".
- Cambio y reubicación de acometidas y medidores, cuando el caso lo amerite.
- Legalizar "Luces Fijas" no catastradas.
- Actualizar el inventario del Alumbrado Público.

**Tipo Administrativo:**

- Utilización de computadoras de mano (hand held).
- Reubicación o separación de personal innecesario.
- Implementar programas de control de calidad en la facturación.
- Educar a los Consumidores.

Y en lo que se refiere a la mejora de los procesos ya existen varios métodos que ayudan a que estos tengan una mayor eficiencia, por ejemplo "Método De los Siete Pasos", el cual se recomienda en este estudio.

**2.2.2.4 Costos por Pérdidas Comerciales (no Técnicas).**

Para el cálculo del costo que representan las pérdidas comerciales (no técnicas), se consideró el precio de venta del Kwh en el año 2005, cuyo valor fue de USD 0.10. Para las pérdidas técnicas se considera que el valor que pierde la empresa, es el costo de la energía a la que compran, que en promedio en el año 2005 era de USD 0.0858.

Conociendo que el nivel de pérdidas Comerciales (No técnicas) es del 18.84%, es decir, aproximadamente 45641 Mwh, se tiene que las pérdidas de la empresa eléctrica del año 2005 fueron de **USD 4'564.100,0**.

### 2.2.3 Comparación de los Niveles de las Pérdidas Técnicas y Comerciales (No Técnicas).

En el siguiente cuadro se muestra el porcentaje de las pérdidas técnicas y Comerciales (no técnicas) para el año 2005 de EMELRIOS.

TIPO	%	Mwh	USD
Líneas de Subtransmisión	0,97	2.340	200.772
Subestación	0,64	1.539	132.046,2
Alimentadores Primarios.	4	9.698	832.088,4
Transformadores	2,54	6.157	528.270,6
Redes Secundarias	2,92	7.074	606.949,2
Alumbrado Publico	0,8	1.940	166.452
Acometidas	0,18	434	37.237,2
Medidores	0,27	651	55.855,8
<b>TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS</b>	<b>12,31</b>	<b>29.832</b>	<b>2'559.585,6</b>
<b>TOTAL PÉRDIDAS NO TECNICAS</b>	<b>18,84</b>	<b>45.641</b>	<b>4'564.100,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>31,15</b>	<b>75.473</b>	<b>7'123.685,6</b>

**TABLA 2.2.3-1 PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TECNICAS DE EMELRIOS**

De la tabla anterior se puede observar que el 31,15% de pérdidas representa un costo de **USD 7'123.685,6** en el año 2005.

# CAPITULO 3

## 3. ESTUDIO DE LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS.

### 3.1 Resumen de los procesos más importantes.

Entre los procesos administrativos más importantes de una empresa de distribución de energía eléctrica tenemos: contratación, medición y facturación. De los cuales haremos un resumen para su mayor entendimiento.

#### **Proceso de contratación.**

El proceso de contratación de la Empresa Eléctrica Los Ríos, corresponde al área del servicio al cliente, El Departamento de Acometidas y Medidores, El Departamento de Facturación y Departamento de Computo. Entre los documentos que requerimos para la contratación de un nuevo servicio o un nuevo medidor son los siguientes:

Copia de la cedula.

Dirección domiciliaria

Copia de certificado de votación.

Una planilla de energía del dueño de la casa o un vecino próximo

## **Proceso de medición**

El proceso de medición es puntual, es decir empieza un día del mes y termina ocho días después, plazo permitido para la realización de las lecturas.

Generalmente empiezan entre el 15 y el 17 de cada mes, salvo la existencia de días feriados que pueden alterar el proceso.

EMELRIOS ha dividido el proceso en dos ciclos de lecturas

Ciclo Babahoyo

Ciclo agencias

Del ciclo Babahoyo al momento trabajan 25 lectores a mandato, con un promedio de 1600 lecturas por lector; tomándose en aproximadamente 8 días laborables.

En el ciclo agencias trabajan 23 lectores a mandato, realizando un promedio de 1200 lecturas por lector, tomándose aproximadamente 8 días.

## **Proceso de Facturación.**

En este proceso se realiza todo lo que tiene que ver con el ingreso de los nuevos abonados, los cálculos de los valores a cobrarse por consumos y otros cargos, las modificaciones respectivas de cada

cuenta, la generación de las planillas facturadas. Posteriormente se realiza la impresión de estas y otros reportes relacionados con la facturación.

Para el ingreso de nuevos abonados la persona encargada digita los 6 primeros números que pasan al sistema maestro junto con la tarifa, la dirección, la ruta que le toca, le número de recaudador y el ciclo que le corresponde automáticamente después el sistema le pone los otros cinco números creando así la otra nueva cuenta.

El proceso de facturación se lo realiza por ciclos:

Ciclo Babahoyo

Ciclo Agencias.

El ciclo Babahoyo comprende.

Babahoyo

La Unión

La Clementina

El ciclo agencias comprende

Urdaneta.

Vinces

Ventanas

Montalvo

Quinsaloma

Baba

Jujan

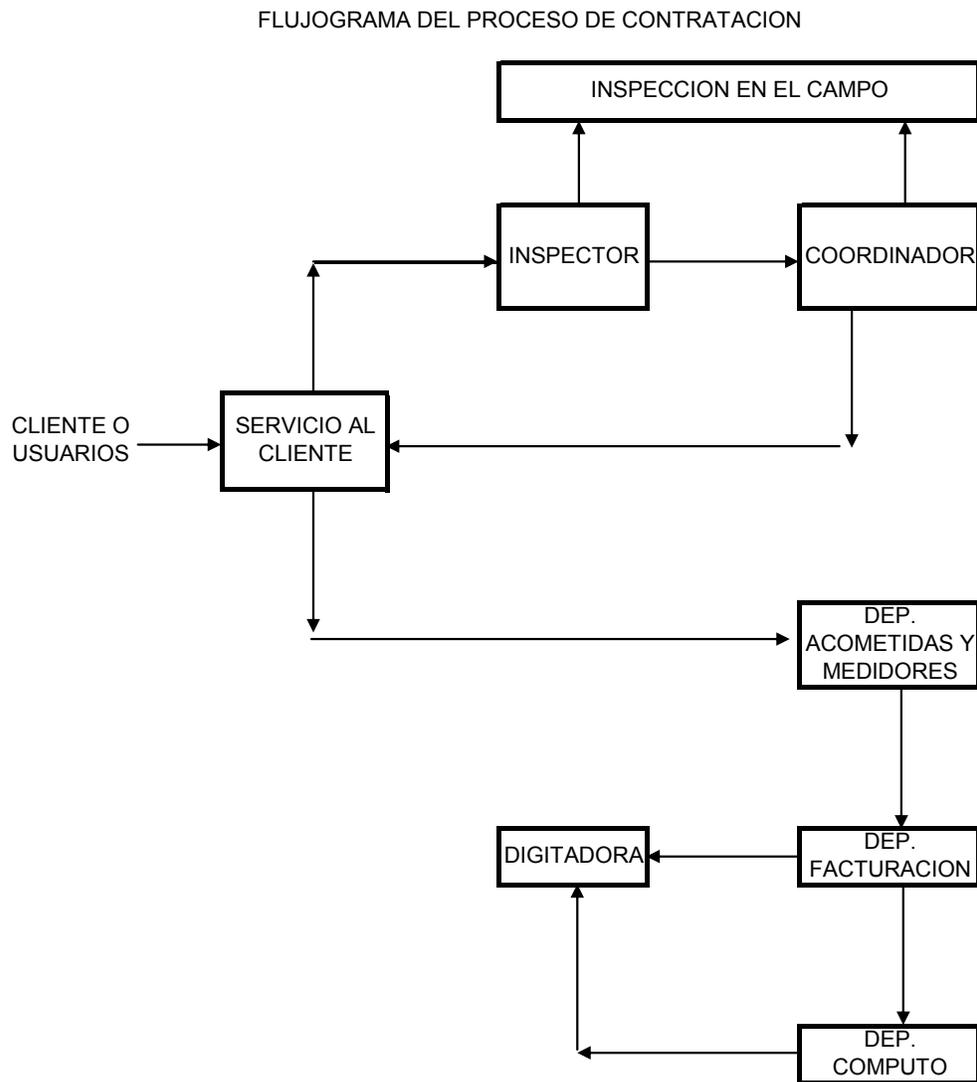
Los grandes abonados o abonados industriales se encuentran en un ciclo especial, la forma de facturación es independiente de manera mensual y sin retraso y precede a los otros ciclos.

### **3.2 Proceso de Contratación de Nuevos servicios.**

En el proceso de contratación de nuevos servicios vamos a ver el flujograma de contratación y hacer un análisis de tiempo y eficiencia de este proceso.

### 3.2.1 FLUJOGRAMA DE CONTRATACIÓN DE UN NUEVO SERVICIO.

#### FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE CONTRATACION



El detalle de cada parte del proceso se lo muestra en la siguiente hoja de trabajo.

### HOJA DE TRABAJO DE CONTRATACIÓN

#	Pasos	Flujo	Tiempo (Min)	0	⇒	D	□	▽	®	Tiempo prom. (días)
1	Revisión de histórico del usuario	0	1	x						2
2	Llenar la solicitud	0	3	x						
3	La solicitud se almacena hasta mas tarde	D	2880			x				
4	La solicitud se envía al inspector	⇒	1		x					
5	Se espera realizar la inspección a la solicitud	D	10			x				
6	Transportarse al sitio	⇒	15		x					
7	Inspección	□	20				x			
8	Transportarse a la oficina	⇒	15		x					2
9	Se espera mandar la solicitud inspeccionada al coordinador	D	418			x				
10	Se envía la solicitud al coordinador	⇒	1		x					
11	Revisión de la solicitud y aprobación del coordinador	®	3						x	
12	Se espera para devolver las solicitudes	D	477			x				
13	Se envía a Servicio y atención al cliente	⇒	1		x					
14	Se espera que el cliente firme el contrato	D	1440			x				
15	Se firma el contrato y se cancela.	0	4	x						
16	Se espera a mandar el Contrato al coordinador	D	418			x				

17	Se envía el contrato al coordinador	⇒	1		x				
18	Revisión del contrato por el coordinador.	0	4	x					
19	Regresa contrato revisado a Servicio al Cliente.	⇒	2		x				
20	Envío de documentos a Dep. de Acometidas y medidores.	⇒	30		x				
21	Clasificación de Contrato de Servicio	□	2				x		
22	Firma de contrato de servicio del Jefe de Acometidas y Medidores.	O	10	x					
23	Esperar que se recopilen de 10 a 15 Contratos para enviar a Director Comercial	D	7200			x			
24	Envío de contratos a Director Comercial.	⇒	30		x				
25	Firma de Director Comercial	O	30	x					
26	Envío de contratos a Bodega.	⇒	30		x				
27	Bodega despacha medidores.	O	5760	x					
28	Transporte de Medidores al Departamento de Acometidas y Medidores	⇒	10		x				
29	Revisión y calibración de medidores	®	60						x
30	Espera para instalación de medidor	D	1440			x			
31	Instalación del medidor	O	300	x					
32	Tiempo de espera para envío de contratos a facturación	D	21600			x			
33	Envío de contratos a Dep. Facturación	⇒	30		x				

11

34	Revisión de soportes y contratos en el Dep. Facturación.	<input type="checkbox"/>	30				x				
35	Ingreso al sistema de EMELRIOS del nuevo abonado.	O	43200	x							135
36	Envío de datos del nuevo cliente al departamento de computación.	⇒	10		x						
37	Revisión de inconsistencia del cliente ingresado para nueva cuenta	D	129600			x					

### **PASO 1: Revisión de histórico del usuario**

Al acercarse el abonado al área del servicio al cliente este debe presentar los siguientes documentos.

Copia de cédula

Copia de certificado de votación

Una planilla de energía del dueño de la casa o vecino próximo

Dirección exacta o geocódigo

Estos requisitos son para clientes de consumo masivo, para el caso de clientes industriales se solicita planos eléctricos y permisos municipales.

**PASO 2: Llenar la solicitud**

Si se cumple con todos los requisitos seguidamente se llena la solicitud. Este paso lo realiza el cliente con el personal de atención al cliente.

**PASO 3: La solicitud se almacena hasta más tarde.**

Las solicitudes son almacenadas en orden de llegada para mas tarde se ingresadas al sistema.

**PASO 4: La solicitud se envía al inspector**

Al otro día laborable la persona encargada de atención al cliente deposita las solicitudes de de nuevo servicio eléctrico, en el escritorio del inspector.

**PASO 5: Se espera realizar la inspección de la solicitud.**

Las inspecciones se realizan sólo los días martes, jueves y viernes, los lunes y miércoles se reciben solicitudes.

**PASO 6: Transportarse al sitio**

El inspector realiza este paso con un carro de EMELRIOS y un chofer.

**PASO 7: Inspección**

Se realiza una inspección visual, se procede a llenar el formulario de inspección; el inspector sugiere algunas recomendaciones al propietario del inmueble, para la realización de la instalación.

### **PASO 8: Transportarse a la oficina**

Terminada las inspecciones que se hayan alcanzado hacer, que en promedio son 15 diarias, se regresa a la oficina.

### **PASO 9: Se espera a mandar la solicitud inspeccionada al coordinador.**

Como las inspecciones terminan al concluir la hora de trabajo, las solicitudes se almacenan hasta el otro día

### **PASO 10: Se envía la solicitud al coordinador**

Al otro día laborable el inspector lleva los formularios al coordinador.

### **PASO 11: Revisión de la solicitud de aprobación del coordinador**

En este paso el coordinador aprueba o rechaza la solicitud.

El coordinador al recibir las solicitudes procede a verificar en el sistema de datos si el usuario tiene deudas con al empresa; si no tiene deudas, se procede a revisar las solicitud y se realizan los cálculos de la demanda a cobrar.

Si le solicitante tiene deudas se procede a rechazar la solicitud.

### **PASO 12: Se espera para devolver las solicitudes**

Las solicitudes son almacenadas hasta el otro día laborable

**PASO 13: Se envía a Servicio al Cliente**

Al otro día laborable el coordinador envía las solicitudes a Servicio al Cliente

**PASO 14: Se espera que el cliente firme contrato**

Este es un punto que la empresa no tiene control aparentemente, ya que va a depender de la urgencia que tenga el solicitante y de su actitud.

**PASO 15: Se firma el contrato y se cancela**

Al acercarse el cliente a las oficinas, el personal de ventanilla de atención al cliente informa el resultado de la inspección y los valores a cancelar. Si no existe ningún desacuerdo se procede a firmar el contrato de servicio eléctrico y su cancelación respectiva en dicha oficina

**PASO 16: Se espera mandar el contrato al coordinador**

Una vez que se firma y se cancela el contrato se espera hasta el otro día para enviar el contrato al coordinador

**PASO 17: Se envía el contrato al coordinador.**

En la mañana del otro día laborable se entrega los contratos al coordinador.

**PASO 18: Revisión del contrato por el coordinador.**

El coordinador revisa, si el contrato tiene algún error.

**PASO 19: Regresa contrato revisado a Servicio al cliente.**

Servicio al cliente llena un registro de contratos en un cuaderno, seguidamente traspasa la información del contrato por medio de una máquina de escribir.

**PASO 20: Envío de documentos a Departamento de Acometidas y Medidores.**

Luego que servicio al cliente tiene listo todos los documentos, estos son enviados al Departamento de Acometidas y Medidores, esto se lo hace en carro de la empresa ya que ese departamento esta en otro edificio.

**PASO 21: Clasificación de contratos de servicio.**

Al llegar esta información al Dep. de Acometidas y Medidores esta es clasificada según el tipo de servicio, ya que además del contrato de nuevo servicio también llegan documentos de suspensión de servicio, cambio de medidor , cambio de usuario.

**PASO 22: Firma el contrato de servicio el Jefe de Acometidas y medidores.**

El Jefe de Acometidas y Medidores revisa y firma el contrato.

**PASO 23: Se espera hasta mas tarde.**

Luego de que el contrato es firmado se espera hasta que recopilen de 10 a 15 contratos para luego enviarlo al Director Comercial.

**PASO 24: Envío del contrato a Director Comercial.**

Una vez que ya se recopilen los contratos son enviados al Director comercial, esto es, a través de un carro de EMELRIOS ya que Dirección Comercial se encuentra en otro edificio.

**PASO 25: Firma del Director Comercial**

El Director Comercial revisa los contratos y los firma.

**PASO 26: Envío de contratos a bodega.**

Se envía contrato a bodega.

**PASO 27: Bodega despacha medidores.**

Bodega verifica si hay los respectivos medidores, los cuales se despachan después de 3 a 4 días debido a la serie de requisitos que hay que cumplir.

**PASO 28: Transporte de Medidores al Departamento de Acometidas y Medidores.**

Se transporta los medidores al Dep. de Acometidas y Medidores.

**PASO 29: Revisión y calibración de medidores.**

En el Departamento de Acometidas y Medidores se procede a la revisión y calibración de los medidores, los cuales estarían en optimas condiciones para su respectiva instalación.

**PASO 30: Espera para la instalación del medidor.**

Una vez que se revise y calibre el medidor, se espera hasta el siguiente día para su instalación.

**PASO 31: Instalación del medidor.**

La instalación de los medidores se las realiza en la mañana para poder servir a los 10 o 15 nuevos abonados que ingresarían al sistema de EMELRIOS.

**PASO 32: Tiempo de espera para envío de contrato a facturación.**

Debido a la cantidad de contratos acumulados que existen en el Dep. de Acometidas y medidores el tiempo de espera para el envío de los mismos a facturación es en promedio 3 semanas.

**PASO 33: Envío de contratos a Departamento de Facturación.**

El tiempo de demora para el transporte de los contratos es de 30 minutos debido a que el Dep. de Facturación y el Dep. de Acometidas y Medidores se encuentran ubicados a 30 cuadras de un edificio al otro.

**PASO 34: Revisión de soportes y contratos en Dep. de Facturación.**

En el Dep. de Facturación revisan que la documentación este completa, estos son: comprobante de pago, calibración de medidor y el respectivo contrato de servicio eléctrico.

**PASO 35: Ingreso al sistema de EMELRIOS del nuevo abonado.**

El departamento de Facturación ingresa al sistema de EMELRIOS al nuevo abonado con un número de cuenta, debido al trabajo

acumulado este nuevo usuario demora aproximadamente 3 semanas en ingresar al sistema.

**PASO 36: Envío de datos del nuevo cliente al departamento de computación.**

Se envía los datos al Dep. de Computación.

**PASO 37: Revisión de inconsistencia del cliente ingresado para nueva cuenta.**

En el Dep. De Computación se verifica que el numero de cuenta asignado al nuevo abonado no pertenezca a otro, que ese numero de cuenta no adeude a la empresa, actualmente por las falencia de los equipos y tecnología el promedio de espera de este paso es aproximadamente 3 meses.

**3.2.2 Análisis de tiempo y eficiencia del proceso de contratación.**

Una vez que se determinaron los pasos del proceso y se hizo un análisis de cada uno, se procede al análisis de tiempo y eficiencia, para lo cual se los clasifica de acuerdo al tipo de actividad.

El análisis de tiempo y eficiencia del proceso de contratación se resume en la siguiente tabla, en la cual podemos observar cuales son los pasos que nos toma mayor tiempo para realizar el proceso de contratación.

## SUMARIO DE DATOS

<b>Pasos</b>		<b># Pasos</b>	<b>Tiempo promedio (Minutos)</b>	<b>Tiempo promedio (%)</b>
Operación	0	9	49312	22,93
Transporte	⇒	13	176	0,08
Demora	D	10	165483	76,94
Inspección	□	3	52	0,02
Almacenaje	▽	0	0	0,00
Retrabajo	®	2	63	0,03
<b>Total</b>		<b>37</b>	<b>215086</b>	<b>100,0</b>

**TABLA 3.2.2-1 SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN**

El tiempo total de ejecución del proceso es de 215086 minutos que equivale aproximadamente a 3584.76.

La mayor cantidad de tiempo que toma obtener un nuevo servicio de contratación son los pasos de demora con 165483 minutos equivalentes a un 76.94% del tiempo total que dura el proceso.

La eficiencia del proceso es el porcentaje del tiempo promedio de los pasos de operación, en este caso es el 22.93 %.

En el siguiente capítulo se hablará de algunos pasos para mejorar este proceso.

# CAPITULO 4

## **4. REINGENIERIA APLICADA A LOS PROCESOS ADMINISTRATIVOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA LOS RÍOS.**

### **4.1 Introducción**

La reingeniería es la revisión fundamental y el rediseño radical de los procesos, para mejorar drásticamente el rendimiento y lograr resultados excepcionales en términos de costos, calidad, servicio y rapidez.

La reingeniería de procesos es una especie de reinención, más que un mejoramiento gradual, es necesario revisar la MISIÓN y luego revisar y rediseñar los procesos.

Estos cambios espectaculares que se hacen para mejorar los costos, la calidad y el servicio están orientados al cliente.

En la actualidad toda empresa pública o privada debe tener en sus procesos una alta eficiencia y prestar a sus clientes todas las facilidades. Brindar dichas facilidades tiene un costo alto, pero dichos costos se recuperan mejorando la eficiencia en los procesos.

La reingeniería requiere la adopción de un enfoque centrado al proceso elegido, en el cual se hace un análisis del proceso para determinar los problemas del proceso y luego hacer una propuesta del nuevo proceso a implementar.

En este capítulo aplicaremos la reingeniería al proceso de contratación de nuevo servicio de la Empresa Eléctrica de Los Ríos, la metodología aplicada para rediseñar o mejorar este proceso es el "Método de Mejora de Procesos de los Siete Pasos" (APÉNDICE A).

#### **4.2 Análisis del proceso de contratación**

Para el análisis de este proceso se debe conocer en profundidad el objetivo de este proceso, qué se produce? Cuán bien se lo está haciendo? y qué factores lo afectan? Estos conocimientos nos permitirán saber que nuevas configuraciones o rediseños del proceso le permitirán un mayor valor agregado y rendimiento.

Para la mejora de este proceso de contratación de nuevo servicio se debe tomar en cuenta:

La calidad del servicio al cliente

El costo que tiene cada actividad del proceso

El tiempo de cada paso del proceso

Los errores que ocurren en dicho proceso

Los principios de la reingeniería es ignorar los modos actuales de hacer las cosas y empezar de nuevo, ingeniando nuevas alternativa y lograr resultados con menos operaciones, en menor tiempo, menor costo, mayor calidad y obtener mayor satisfacción del cliente.

Todo paso que no sea operación debe ser eliminado, o su vez si dicho paso es difícil de sacarlo, entonces se lo debe reducir al mínimo de su tiempo.

Hoy en día la tecnología esta muy desarrollada, la cual nos permite eliminar casi todos los pasos, dejando al proceso de contratación bastante simplificada.

#### **4.2.1 Determinación de los problemas de contratación.**

Se han encontrado tres problemas graves del proceso de contratación.

- Mal uso del sistema de red
- Políticas ambiguas del proceso de contratación
- Exceso de personal.

##### **Sistema de red**

EMELRIOS cuenta con un sistema en red pero, no le dan buen uso ya que recaen en retrabajo.

##### **Políticas Ambiguas del proceso de contratación.**

Este problema radica en la vieja costumbre de hacer las

cosas como antes se lo ha hecho, sin fijarse si existen nuevas formas de realizarlo. Con lo cual se tiene un proceso largo e innecesario.

### **Exceso de personal**

Este problema es consecuencia de las dos anteriores y como consecuencia a cobijado personal innecesario.

#### **4.2.2 Propuesta del nuevo proceso a implementar**

Para la nueva propuesta se ha realizado una nueva hoja de trabajo:

### Hoja de trabajo del nuevo proceso de contratación

#Pasos	Pasos	flujo	Tiempo prom. (Min)	Tiempo Prom. (%)
1	Revisión de histórico del usuario	0	1	0,046
2	Llenar la solicitud	0	3	0,139
3	La solicitud se envía al inspector para transportarse al sitio.	⇒	20	0,929
4	Inspección	□	20	0,929
5	Transportarse a la oficina	⇒	20	0,929
6	Se entrega hoja de inspección (aprobado o reprobado) a Servicio y atención al cliente	⇒	1	0,046
7	Aprobada la inspección se firma el contrato y se cancela.	0	4	0,186
8	Revisión de hoja de inspección y contrato por el coordinador.	0	4	0,186
9	Envío de documentos a Dep. de Acometidas y medidores.	⇒	30	1,393
10	Firma de contrato de servicio del Jefe de Acometidas y Medidores.	○	10	0,464
11	Esperar recopilar contratos de servicios para enviar a Director Comercial.	○	1440	66,883
12	Envío de contratos a Director Comercial.	⇒	30	1,393
13	Firma de Director Comercial	○	30	1,393
14	Envío de contratos a Bodega.	⇒	30	1,393
15	Bodega despacha medidores.	○	60	2,787
16	Instalación del medidor	○	300	13,934
17	Envío de contratos a Dep. Facturación	⇒	30	1,393
18	Ingreso al sistema de EMELRIOS del nuevo abonado.	○	60	2,787
19	Revisión de inconsistencia del cliente ingresado para nueva cuenta	○	60	2,787

## **PASO 01: Revisión de antecedentes**

No se realiza ningún cambio

Al acercarse el cliente a las oficinas de atención al cliente, el cliente debe presentar los siguientes documentos.

- Copia de cédula
- Copia de votación
- Una planilla de energía del dueño de la casa o de un vecino próximo
- Dirección exacta o geocódigo.

Estos requisitos son para clientes de consumo masivo, para el caso de clientes industriales se solicita planos eléctricos y permisos municipales.

En atención al cliente se chequea en el sistema de información de la empresa, si el cliente posee deuda con la misma.

## **PASO 02: Llenar la solicitud**

Si se cumple con todos los requisitos seguidamente se llena la solicitud. Este paso lo realiza el cliente con el personal de atención al cliente.

**PASO 03: La solicitud se envía al inspector para transportarse al sitio.**

Una vez que la solicitud esta elaborada esta es inmediatamente llevada al inspector para que se traslade al sitio.

**PASO 04: Inspección.**

Se realiza la inspección técnica y física para determinas si el nuevo abonado cumple con los requerimiento para darle el servicio eléctrico.

**PASO 05: Transportarse a la oficina.**

Una vez realizada la inspección el inspector se regresa al departamento de servicio al cliente con los respectivos resultados.

**PASO 06: Se entrega hoja de inspección (aprobado o reprobado) a Servicio y atención al cliente.**

Servicio al cliente revisa los resultados de la inspección si los resultado son favorable continuamos al paso 7.

**PASO 07: Aprobada la inspección se firma el contrato y se cancela.**

Una vez aprobada la inspección el abonado firma el contrato de servicio eléctrico y cancela la misma.

**PASO 08: Revisión de hoja de inspección y contrato por el coordinador.**

El coordinador del departamento de servicio al cliente, revisa que todos los documentos estén en regla.

**PASO 09: Envío de documentos a Dep. de Acometidas y medidores.**

Una vez que los documentos estén en regla se envía al Dep. de Acometidas y Medidores la cual se encuentra en otro edificio

**PASO 10: Firma de contrato de servicio del Jefe de Acometidas y Medidores.**

El jefe del Dep. de Acometidas y Medidores revisa los documentos y los firma.

**PASO 11: Esperar recopilar contratos de servicios para enviar a Director Comercial.**

Se espera recopilar todos los Contratos que lleguen en el día a este Departamento, para ahorrar tiempo y dinero.

**PASO 12: Envío de contratos a Director Comercial.**

Una vez recopilados los Contratos de todo el día se los envía al Director Comercial

**PASO 13: Firma de Director Comercial**

El Director Comercial Firma los Contratos que se recopiló el día anterior

**PASO 14: Envío de contratos a Bodega.**

Una vez Firmados los Contratos se envía la respectiva documentación al otro edificio al Departamento de Bodega

**PASO 15: Bodega despacha medidores.**

Los medidores tienen que estar en óptimas condiciones; revisados y calibrados para su uso

**PASO 16: Instalación del medidor**

Una vez que los medidores estén en óptimas condiciones se los traslada al sitio y se los instala

**PASO 17: Envío de contratos a Dep. Facturación**

Después de haber instalado los medidores se envía los soportes y los contratos de Servicio eléctrico al Departamento de Facturación

**PASO 18: ingresó al sistema de EMELRIOS del nuevo abonado.**

El Dep. de Facturación se encarga de ingresar al nuevo abonado al Sistema de EMELRIOS para facturar las respectivas planillas

**PASO 19: Revisión de inconsistencia del cliente ingresado para nueva cuenta.**

En el Dep. de Computo revisa si el número de cuenta del nuevo abonado no se repite o si tiene deuda.

Con este nuevo diseño del proceso de contratación, el tiempo de ejecución se reduce a 2153 minutos (35.88 horas), a diferencia del anterior que era de 215086 minutos (3584.76 horas).

La eficiencia en este proceso se la obtiene de los tiempo de los pasos de operación dividido para el tiempo total que dura dicho proceso esto es igual:

$$\eta = (1972 / 2153) \times 100 = 91,59\%$$

Este porcentaje es solo para el área residencial urbana. Se aclara que este nuevo proceso es con la implementación de un nuevo software utilizado en el Departamento de Computo.

### 4.3 EVALUACION ECONÓMICA

#### 4.3.1 Costo de Preparación de personal

Para poder tener un cambio en el proceso es necesario capacitar a 3 personas para los Departamentos de Acometidas y Medidores, Bodega y Facturación y la gente que interviene debe tener la disposición de trabajar en equipo acordes a los requerimientos del Departamento, por eso es necesario que reciba la capacitación adecuada para que haya un mejor rendimiento y las mejoras se vean en un corto plazo.

<b>CANT.</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>T</b> 3	Capacitación en Babahoyo	\$ 400,00	\$ 1.200,00
<b>A</b>			
<b>B</b>		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1.200,00</b>
<b>L</b>			

#### A 4.3.1-1 CAPACITACION DE PERSONAL

#### 4.3.2 COSTO DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA

Para el mejoramiento del proceso es necesario invertir en nuevos y modernos mecanismos de trabajo para lograr un

mejor funcionamiento de la empresa y por lo tanto los clientes están satisfechos al brindarle un mejor servicio.

Por eso es muy importante invertir en tecnología la cual va ayudar a aprovechar al máximo las horas de trabajo y evitar en gran parte los errores humanos.

En el Departamento Computo se requiere implementar un nuevo SOFTWARE que detecte la inconsistencia del número de cuenta del nuevo abonado, este software tiene un costo aproximado de USD 3000,00.

#### **4.3.3 RENTABILIDAD Y RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN**

Para esta parte se hizo un análisis costo beneficio del proceso de contratación e implementación del software teniendo una inversión inicial de USD. 4200, el mismo que se recuperaría a corto plazo.

Si en la actualidad a los nuevos usuarios les llega su primera planilla de eléctrica a los cinco meses, con el nuevo proceso el nuevo abonado recibiría su planilla primer mes.

## **ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO PARA EL PROCESO DE CONTRATACIÓN**

Para este análisis se consideran los costos que tiene la empresa debido al proceso de contratación de nuevo servicio y la energía que no se factura debido al tiempo de demora del actual proceso y también el costo que demandan el nuevo proceso de contratación.

Aproximadamente se receptan 180 solicitudes para instalación de nuevos medidores de abonados residenciales en un periodo mensual.

El proceso de contratación e instalación del medidor demora 15 días laborables como mínimo y 20 días como máximo, esto indica que tendremos un mes entero para completar este proceso.

El precio promedio del Kwh. es de USD 0.1036 para los abonados residenciales, este valor es un promedio sacado del **ANEXO 1 (RESUMEN DE FACTURACIONES)**

El promedio mensual del consumo residencial del mes de septiembre del 2005 llego a ser de 6.952.462 Kwh, correspondiente a 65,619 abonados residenciales.

Según datos proporcionados por EMELRIOS existen 21.300 abonados con un consumo mensual menor a 50 Kwh, debido a esto, la empresa ha tomado la política de fijar una base para dichos abonados, la cual es de 50 Kwh al mes.

Al restar el consumo de los 21.300 abonados obtenemos el consumo residencial total mensual que es de 5,887,462 Kwh, si dividimos este valor para la diferencia entre 65,619 y 21,300, entonces tenemos el consumo mensual promedio de abonados residenciales que llega a ser 132.84 Kwh.

Al dividir 132.84 Kwh. para 30 días obtenemos el consumo diario que es de 4,43 Kwh.

Según la tabla, tenemos que un hogar promedio debería consumir 168.45 Kwh mensuales, que representa unos USD 17.45 con lo cual se tendría 5.615 Kwh diarios.

Equipos	Numero	Watts	Kwh de consumo x hora	Horas de consumo	Kwh mensual	Precio (\$)
Foco incandescente	3	60	0.06	5	27	2,7972
Televisor	1	65	0.065	5	9,75	1,0101
Refrigeradora moderna	1	260	0.26	14	109,2	11,3131
Plancha	1	1500	1.5	0,5	22,5	2,3310
					168,45	17.455

**TABLA 4.3.3-1 POTENCIA PROMEDIO DE ALGUNOS APARATOS ELÉCTRICOS DE MAYOR USO EN EL HOGAR**

Esta tabla ha sido realizada, basándose en la información proporcionada en las planillas de EMELRIOS.

Si el proceso de contratación hasta la instalación del medidor toma un promedio de un mes, ese mes no se factura a dichos abonados, por lo que la Empresa pierde alrededor de USD 2809.79 mensual aproximadamente, este valor se obtiene de la siguiente forma:

$$\text{Costo} = A * B * C * (D + E) / 2$$

<b>DATOS</b>	
A	30 días
B	0.1036 dólares
C	180
D	5,615 KWH diarios
E	4,43 KWH diarios

Donde:

A: Días sin medidor.

B: Precio del Kwh.

C: Número de solicitantes.

D: Promedio de Kwh que se estima que consume un abonado residencial.

E: Promedio de Kwh que estima la empresa diario.

Con el nuevo proceso propuesto hay una pérdida de USD 393.37

Ya que al aplicar la reingeniería el proceso tardaría 4.2 días.

<b>DATOS</b>	
A	4.2 días
B	0.1036 dólares
C	180
D	5,615 KWH diarios
E	4,43 KWH diarios

#### **ENERGIA NO FACTURADA DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL 2005**

<b>PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN</b>	<b>ENERGIA NO FACTURADA</b>	
	Kwh.	\$
ACTUAL	27121.49	2809.79
PROPUESTO	1265.67	393.37

**TABLA 4.3.3-2 ENERGIA NO FACTURADA DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL 2005**

#### **COSTO DEL PROCESO PARA EMELRIOS**

<b>PROCESO DE CONTRATACIÓN E INSTALACIÓN</b>	<b>COSTO PARA LA EMPRESA</b>		
	<b>ADMINISTRATIVOS</b>	<b>OPERACIÓN</b>	<b>TOTAL</b>
	\$	\$	\$
ACTUAL	2300	5660	7960
PROPUESTO	1080	3860	4940

**TABLA 4.3.3-3 COSTO DEL PROCESO PARA EMELRIOS**

Los costos administrativos y de operación que se muestran en la tabla corresponden a los valores de pago a los trabajadores que intervienen en el proceso de contratación.

Para el cálculo de los ahorros que se producen al implementar el nuevo proceso se resta la energía no facturada del proceso actual y la energía no facturada del nuevo proceso.

#### **AHORROS PARA EL PROCESO DE CONTRATACIÓN**

<b>PROCESO DE CONTRATACIÓN</b>	<b>Energía no facturada</b>		<b>Costo para la empresa</b>
	<b>KWH</b>	<b>\$</b>	<b>\$</b>
Actual	27121.49	2809.79	7960
Propuesto	1265.67	393.37	4940
Ahorros	<b>25855.82</b>	<b>2416.42</b>	<b>3020</b>

**TABLA 4.3.3-4 AHORROS PARA EL PROCESO DE CONTRATACION**

El ahorro total que se obtiene al implementar el nuevo proceso de contratación de nuevo servicio es de **USD. 5436.42**

# CAPITULO 5

## **5. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE LOS RÍOS**

### **5.1 Introducción**

En este capítulo vamos a determinar las pérdidas de energías diarias, mensuales y anuales de la Empresa Eléctrica de Los Ríos, aplicando diferentes métodos para el cálculo de cada una de ellas, las cuales estarán divididas en:

- Pérdidas Técnicas del Sistema de Subtransmisión
- Pérdidas Técnicas del Sistema de Distribución
- Pérdidas Técnicas de los Transformadores de Distribución
- Pérdidas Técnicas de Distribución Secundaria
- Pérdidas no Técnicas

## 5.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE LOS RÍOS

### 5.2.1 Cálculo de las Pérdidas Técnicas del Sistema de Subtransmisión.

El sistema eléctrico de EMELRIOS está interconectado al sistema nacional a 69 KV en la subestación Nelson Mera a través de un transformador de 138/69KV con una capacidad de 40/55/66 MVA.

Como se puede observar en el capítulo I, EMELRIOS tiene 8 subestaciones, donde una es de seccionamiento (S/E San Juan) y las 7 restantes de transformación 69/13.8 KV.

En las tablas siguientes indicaremos las características de los transformadores y líneas de subtransmisión.

<b>Transformadores de Potencia del Sistema Eléctrico de EMELRIOS</b>				
<b>TRANSFORMADOR EN LA S/E</b>	<b>POTENCIA (MVA)</b>	<b>RELACIÓN TRANSFORM</b>	<b>TIPO DE CONEXIÓN</b>	<b>Z<sub>cc</sub> (%) PROPIA BASE</b>
BABAHOYO	40/55/66	138/69	Y-D-Y	3,76
NELSON MERA	10/12,5	69/13,8	Y-D-Y	5,6
CEDEGE	5/6,25	69/13,8	D-Y	7,3
T, TERRESTRE	5/6,25	69/13,8	D-Y	6,8
CENTRO INDUSTRIAL	10/12,5	69/13,8	D-Y	5,9
PUEBLOVIEJO	10/12,5	69/13,8	D-Y	7,34
VENTANAS	5/6,25	69/13,8	D-Y	5
VINCES	5/6,25	69/13,8	D-Y	5,5
	5/6,25	69/13,8	D-Y	7

**TABLA 5.2.1-1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE EMELRIOS**

<b>CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE EMELRIOS</b>						
<b>DESDE</b>	<b>HASTA</b>	<b>LONG (KM)</b>	<b>CLAVE</b>	<b>CONDUCTOR</b>	<b>R1 (OHM/1000m)</b>	<b>X1 (OHM/1000m)</b>
Nelson Mera	Cedegé	15,67	QUAIL	2/0	0,556	0,563
Nelson Mera	San Juan	16,5	HAWK	477	0,134	0,432
Nelson Mera	C. Industrial	7	QUAIL	2/0	0,556	0,563
San Juan	Puebloviejo	9	HAWK	477	0,134	0,432
San Juan	Vinces	27	QUAIL	2/0	0,556	0,563
Publoviejo	Ventanas	16	QUAIL	2/0	0,556	0,563
Nelson Mera	T.Terrestre	6,33	QUAIL	2/0	0,556	0,563

**TABLA 5.2.1-2 CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE S/T DE EMELRIOS**

#### **5.2.1.1 Observaciones y Metodología aplicada**

Para el cálculo de las pérdidas de subtransmisión utilizaremos el flujo carga de un día de máxima de manda del año 2005 y que fue simulado en el software de simulación de sistemas eléctricos EDSA (Electrical Desing System Advance).

Para hacer la simulación del flujo de carga requerimos de la siguiente información.

- Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de EMELRIOS. (ANEXO 2)

- Impedancia de las líneas de subtransmisión (69KV) en ohmios por mil pies ( $\Omega/1000\text{ft}$ ) o en ohmios por mil metros ( $\Omega/1000\text{m}$ ).
- Distancia de las líneas de subtransmisión (69KV).
- Impedancia de los transformadores de potencia.

Las corridas de flujo determinan la cargabilidad de las líneas y de los transformadores, pérdidas técnicas resistivas del sistema y las regulaciones de voltaje en las líneas.

Con el valor de las pérdidas de potencia a máxima demanda obtenido del flujo de carga calculamos las pérdidas de todas las demandas del día, sabiendo que las pérdidas son proporcionales a la demanda al cuadrado.

$$P_2 = P_1 (D_2/D_1)^2 \quad (1)$$

$P_1$  y  $P_2$ : Pérdidas

$D_1$  y  $D_2$ : Demandas:

Generalizando nos queda.

$$P_x = P_1 (D_x/D_1)^2$$

P1: Pérdida a demanda máxima

D1: Demanda máxima

Dx: Demanda actual

Px: Pérdida actual

Ejemplo:

Si las pérdidas de potencia de un sistema eléctrico es 0.2 MW cuando la potencia de la carga es 20MVA, cuanto serian las pérdidas en 30MVA.

P1 = 0.2

D1 = 20

D2 = 30

P2 = ?

Reemplazando en (1), tenemos que las pérdidas en 30MVA serian igual a 0.45 MW

El valor de las pérdidas de energía para el sistema de subtransmisión se calcula con la expresión:

$$E = \sum_{K=1}^n P_K T_K \text{ (MWH)}$$

Donde:

E: Pérdidas de energía

$P_K$ : Pérdidas de potencia para la demanda  $D_K$

$T_K$ : Número de hora que dura la demanda

De esta manera calculamos las pérdidas de energía de un día.

Para el cálculo de las pérdidas del mes y el año calculamos las pérdidas de todos los días de un mes y luego las pérdidas de todos los días de un año.

Otro método para calcular las pérdidas de potencia es utilizando el factor de pérdidas.

El factor de pérdidas se determina con la expresión:

$$F_p = P_m / P_{max}$$

$P_m$ : Pérdidas Promedio

$P_{max}$ : Pérdidas Máximas.

Donde:

n

$$P_m = \sum_{n=1}^n (D_n)^2 \cdot t_n \cdot R / T \quad (2) \quad n: 1, 2, \dots, 24$$

En (2) los intervalos están divididos en horas.

$$P_{max} = (D_{max})^2 \cdot R$$

Donde:

D<sub>max</sub>: demanda máxima

R: la resistencia del conductor

El valor de pérdidas de energía se calcula con la expresión:

$$E = F_p \cdot P \cdot T \quad (\text{MWH})$$

Donde:

E: Pérdidas de energía

FP: Factor de pérdidas

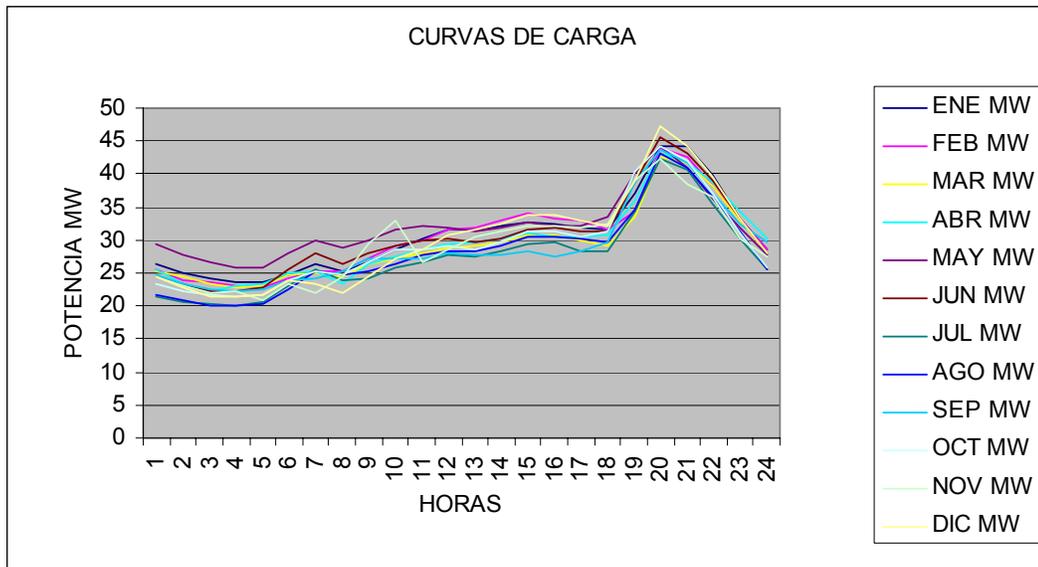
P: Pérdida de potencia para la demanda máxima

T: es el periodo de tiempo; 24 para el caso de un día; 720 para el caso de un mes y 8640 para el caso de un año.

El factor de pérdidas que utilizamos en nuestros cálculos fue un factor de pérdidas promedio del año.

Para obtener este factor hicimos 12 corridas de flujo de carga, utilizando los valores de máxima demanda de cada mes.

El siguiente gráfico 5.2.1.1-1 son las curvas de carga de los días de máxima demanda del año 2005.



**GRAFICA 5.2.1.1-1 CURVAS DE CARGAS.**

En el gráfico 5.2.1.1-1 de las curvas de carga podemos observar, que el comportamiento de los días de máxima demanda son similares, por este motivo podemos hacer las extrapolaciones de la energía tanto para un mes como para el año.

En la tabla 5.2.1.1-1 tenemos los factores de pérdida de esos días, como el factor de pérdida

promedio que utilizamos para nuestros cálculos de pérdida de energía.

<b>MESES</b>	<b>FACTOR DE PÉRDIDA</b>
ENE	0,575
FEB	0,566
MAR	0,543
ABR	0,548
MAY	0,605
JUN	0,545
JUL	0,466
AGO	0,476
SEP	0,483
OCT	0,501
NOV	0,578
DIC	0,447
<b>PROMEDIO</b>	<b>0,53</b>

**TABLA 5.2.1.1-1 FACTOR DE PÉRDIDA DE CADA MES**

### **Pérdidas de Potencia y Energía del Sistema de Subtransmisión.**

El día de máxima demanda fue el 19 de mayo con 763.329 MWH/diarios, en el cual, a las 8pm tuvo una potencia de 44.31 MW que originó 0.51 MW de pérdidas. La energía disponible para el mes de mayo fue de 22'121,935 KWH y para el año 2005 fue de 242'263,481 KWH.

Además de las pérdidas de potencia (del flujo de carga) tenemos las del hierro del transformador de potencia a 69/13.8 KV, se estima en el 0.3%<sup>(1)</sup> de su

capacidad nominal. El valor correspondiente para los transformadores de potencia de EMELRIOS es 0.18 MW.

Las pérdidas totales de potencia en subtransmisión es 0.69 MW, que comparado con la demanda máxima del sistema, es el 1.56%.

En la tabla 5.2.1.1-2 mostramos cuales son las pérdidas de energía del sistema de subtransmisión diarias mensuales y anuales con un factor de pérdidas de 0.53.

<b>Pérdidas de energía del Sistema de Subtransmisión</b>		
<b>HORA</b>	<b>MW</b>	<b>PÉRDIDAS EN MW</b>
1	29,381	0,303
2	27,845	0,272
3	26,667	0,250
4	25,826	0,234
5	25,78	0,234
6	27,929	0,274
7	29,984	0,316
8	28,936	0,294
9	29,981	0,316
10	31,723	0,354
11	32,009	0,360
12	31,846	0,356
13	31,356	0,346
14	31,928	0,358
15	32,628	0,374

16	32,247	0,365
17	32,278	0,366
18	33,613	0,397
19	40,223	0,569
<b>20</b>	<b>44,31</b>	<b>0,690</b>
21	40,971	0,590
22	36,293	0,463
23	31,761	0,355
24	27,814	0,272
<b>TOTAL</b>		
<b>MWH</b>	<b>763,329</b>	<b>8,709</b>

<b>Pérdidas de Energía</b>		
	MWH	%
Diarias	8,709	1,14
Mensuales	300,49	1,36
Anuales	3605,86	1,49

**TABLA 5.2.1.1-2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN**

### 5.2.1.2 Análisis de Resultados

El análisis de los resultados lo vamos a realizar anualmente.

Como podemos observar las pérdidas anuales corresponden a 3605.86 MWH/anuales que son el 1.29% del total de las pérdidas del sistema que multiplicadas por un costo promedio de energía igual a 0.10 USD el KWH tenemos que EMELRIOS está perdiendo \$360586 dólares anualmente.

Del flujo de carga obtuvimos que los niveles de voltaje en cada una de las subestaciones está entre  $\pm 5\%$  siendo el de mayor caída en la S/E Vincas con 1.32%, lo que quiere decir que los niveles de voltaje están en el rango aceptable.

## **5.2.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO**

### **5.2.2.1 Observaciones y Metodología aplicada**

Primero vamos hacer una descripción del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Los Ríos con sus respectivos alimentadores de cada subestación. Para obtener los valores de los Kva instalados nos ayudamos de un levantamiento que la empresa eléctrica realizó hace algunos meses atrás.

En la tabla 5.2.2.1-1 presentamos las características de los alimentadores.

<b>CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EMELRIOS</b>				
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES</b>	<b>LONG KM</b>	<b>TIPO COND.</b>
NELSON MERA	SAN JUAN BABA	Residencial Comercial Rural Agroindustrial Medio Alto	25	4/0 Y 2/0
	CENTRO BABAHOYO	Comercial Residencial	6	4/0 Y 2/0
	BARREIRO	Residencial Comercial	5,1	4/0
CENTRO INDUSTRIAL	BABAHOYO(REFORMA)	Comercial Residencial	8	336 Y 4/0
	JUJÁN, PUEBLO NUEVO	Residencial Agroindustrial Medio	36,2	4/0 Y 2/0
CEDEGE	MONTALVO	Residencial Agroindustrial Medio	21	4/0
	PRONACA	Industrial	0,2	1/0
	CLEMENTINA	Rural Agroindustrial Alto	34	4/0
PUEBLOVIEJO	SAN JUAN	Residencial Comercial	30,5	4/0 Y 2/0
	PUEBLOVIEJO	Residencial Comercial rural	14,3	4/0
	CATARAMA	Residencial Comercial Agroindustrial Medio	26,5	3/0
VENTANAS	ZAPOTAL	Rural Agroindustrial Bajo	44,8	2/0
	VENTANAS CENTRO	Residencial Comercial	1,3	4/0
	VENTANAS SUR	Residencial Comercial Agroindustrial Medio	2,6	4/0
VINCES	VINCES CENTRO	Comercial Residencial	1,4	2/0
	ANTONIO SOTOMAYO	Residencial Comercial Agroindustrial Bajo	11,5	2/0
	SAN JUAN ISLA BEJUCAL	Agroindustrial Medio	26,5	2/0
TERMINAL TERRESTRE	JUAN X MARCOS	Residencial Comercial	1,5	4/0
	BY PASS	Residencial Comercial	0,45	4/0
	MAMEY	Residencial comercial	0,14	4/0

	PUERTAS NEGRAS	Residencial Comercial	2,14	4/0
--	----------------	--------------------------	------	-----

**TABLA 5.2.2.1-1 CARACTERISTICAS DE ALIMENTADORES DE 13,8 KV DE LA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS.**

En la tabla No. 5.2.2.1-2 presentamos los kva.

Instalados por alimentador

<b>KVA INSTALADOS POR ALIMENTADOR</b>				
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>KVA. INST MONOF</b>	<b>KVA. INST TRIF</b>	<b>KVA TOTAL</b>
NELSON MERA	SAN JUAN BABA	10000,00	545,00	10545,00
	CENTRO BABAHOYO	1955,00	1925,00	3880,00
	BARREIRO	3965,50	936,80	4902,30
CENTRO INDUSTRIAL	BABAHOYO(REFORMA)	5930,10	1914,00	7844,10
	JUJÁN PUEBLO NUEVO	10241,22	1898,05	12139,27
CEDEGE	MONTALVO	6349,75	670,00	7019,75
	ALMESA	0,00	545,00	545,00
	CLEMENTINA	3762,00	545,00	4307,00
PUEBLOVIEJO	SAN JUAN	4910,45	1396,50	6306,95
	PUEBLOVIEJO	2904,41	207,40	3111,81
	CATARAMA	9377,73	567,30	9945,03
VENTANAS	ZAPOTAL	2055,00	45,00	2100,00
	VENTANAS CENTRO	3564,50	185,00	3749,50
	VENTANAS SUR	3250,00	682,50	3932,50
VINCES	VINCES CENTRO	3347,50	550,00	3897,50
	ANTONIO SOTOMAYO	4756,50	640,00	5396,50
	SAN JUAN ISLA BEJUCAL	3405,50	0,00	3405,50
TERMINAL	JUAN X MARCOS	2092,13	369,68	2461,81

TERRESTRE	BY PASS	657,53	110,90	768,43
	MAMEY	179,33	34,50	213,83
	PUERTAS NEGRAS	3048,53	527,41	3575,94

**TABLA 5.2.2.1-2 KVA INSTALADOS POR ALIMENTADOR**

En la tabla No. 5.2.2.1-3, mostramos los valores máximos que tuvieron cada una de las subestaciones en el día que se produjo la máxima demanda del año 2005, para obtener el factor de utilización de cada subestación y que lo utilizamos para asignar la potencia de los transformadores de distribución en cada uno de los nodos, porque si utilizamos los Kva. Instalados obtendríamos una potencia mucho mayor que la que podría suministrar los transformadores de las subestaciones. Este criterio utilizamos porque la empresa eléctrica no cuenta con el equipo de medición ni con la lectura de demanda de los alimentadores.

<b>FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES</b>				
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>POTENCIA MW -</b>		<b>MVA INS TOTAL</b>	<b>F.U.</b>
	<b>MVAR</b>			
NELSON MERA	8,94	2,56	19,39	0,46
CEDEGE	5,59	1,41	11,93	0,47
CENTRO INDUSTRIAL	8,5	3,80	21,25	0,40
VINCES	6,74	0,96	12,7	0,53
PUEBLOVIEJO	6,41	1,88	19,38	0,33
VENTANAS	5,41	2,26	9,78	0,55
TERMINAL TERRESTRE	2,72	0,80	7,02	0,39

**TABLA 5.2.2.1-3 FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES**

**Cálculo de las Pérdidas de Potencia del Sistema de Distribución Primario.**

Para este cálculo procedimos a tomar una muestra de los alimentadores, la cual mostramos en la tabla No. 5.2.2.1-4.

<b>MUESTRAS DE LOS ALIMENTADORES</b>				
VENTANAS	ZAPOTAL	Rural Agroindustrial Bajo	44,8	2/0
	VENTANAS CENTRO	Residencial Comercial	1,3	4/0
PUEBLOVIEJO	CATARAMA	Residencial Comercial Agroindustrial Medio	26,5	3/0
NELSON MERA	SAN JUAN BABA	Residencial Comercial Rural Agroindustrial Medio Alto	25	4/0 Y 2/0
	CENTRO BABAHOYO	Comercial Residencial	6	4/0 Y 2/0
CEDEGE	CLEMENTINA	Rural Agroindustrial Alto	34	4/0
VINCES	VINCES CENTRO	Comercial Residencial	1,4	2/0
	SAN JUAN ISLA BEJUCAL	Agroindustrial Medio	26,5	2/0

**TABLA 5.2.2.1-4 MUESTRAS DE ALIMENTADORES**

Para agrupar los alimentadores muestras, con los alimentadores similares tomamos los siguientes criterios.

- La carga instalada de transformadores
- Longitud de la troncal
- De acuerdo al tipo de servicio.

En la tabla No.1 5.2.2.1-5 mostramos los alimentadores similares.

<b>ALIMENTADORES MUESTRAS</b>	<b>ALIMENTADORES SIMILARES</b>
SAN JUAN, BABA	VENTANAS SUR - JUJAN PUEBLONUEVO - MONTALVO - PUEBLOVIEJO - SAN JUAN ISLA DE BEJUCAL
ZAPOTAL	NINGUNO
VENTANAS CENTRO	NINGUNO
CATARAMA	NINGUNO
CENTRO BABAHOYO	BY- PASS Y PUERTAS NEGRA – BARREIRO
CLEMENTINA	ANTONIO SOTOMAYOR
VINCES CENTRO	BABAHOYO (REFORMA) - ECUAPEL - SAN JUAN - MAMEY - JUAN X MARCOS

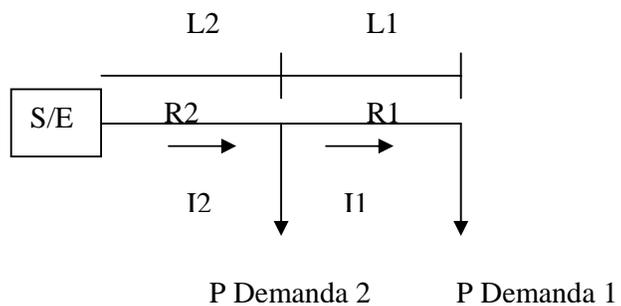
**TABLA 5.2.2.1-5 ALIMENTADORES SIMILARES**

Cabe indicar que otro criterio importante para agrupar los alimentadores muestras, con los alimentadores similares es la curva de carga de los alimentadores, pero por carecer de esta información no lo incluimos para este análisis.

Con el levantamiento de las redes de distribución, procedimos a calcular las pérdidas de potencia con el método de la escalera, el cual, consiste en calcular las pérdidas, comenzando por el último nodo hasta la subestación, los nodos son cargas concentradas de los transformadores de distribución.

**Ejemplo:**

Este es un ejemplo ilustrativo para el cálculo de las pérdidas de potencia con dos nodos utilizando el método de la escalera. Se siguen los mismos pasos para n nodos.



$$I1 = P \text{ Demanda}1 / V$$

$$\text{Pérdida 1} = I1 \times R1 \times L1$$

$$I2 = (P \text{ Demanda 2} + \text{Pérdida 1} + P \text{demanda 1}) / V$$

$$\text{Pérdida 2} = I2 \times R2 \times L2$$

$$\text{Pérdidas Totales} = \text{Pérdidas 1} + \text{pérdidas 2}$$

Donde:

P demanda 1 y 2: Son las cargas de los nodos respectivamente

R1 y R2: Son las resistencias de los conductores.

L1 y L2: Son las distancias de cada tramo.

La potencia de cada transformador que vendría hacer un nodo es multiplicada por el factor de utilización de cada subestación, para obtener los kva-máx. que tendría ese transformador.

$$F.U. = Kva-máx. /Kva-inst.$$

Despejando tenemos:

$$Kva-máx. = F.U. \times Kva-inst.$$

Donde:

F.U.: factor de utilización

Kva-máx.: potencia a máxima demanda

Kva-Inst.: potencia instalada.

En la tabla 5.2.2.1-6 siguiente mostramos los kva-máx. que tiene cada alimentador.

<b>KVA MAX POR ALIMENTADOR</b>				
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>KVA TOTAL</b>	<b>KVA MAX</b>	<b>KVA MAW TOTAL</b>
NELSON MERA F.U = 0,46	SAN JUAN BABA	10545,00	4850,70	8890,56
	CENTRO BABAHOYO	3880,00	1784,80	
	BARREIRO	4902,30	2255,06	
CENTRO INDUSTRIAL F.U. = 0,4	BABAHOYO(REFORMA)	7844,10	3137,64	8488,35
	JUJÁN PUEBLO NUEVO	12139,27	4855,71	
CEGEGE F.U. = 0,47	MONTALVO	7019,75	3299,28	5579,72
	PRONACA	545,00	256,15	
	CLEMENTINA	4307,00	2024,29	
PUEBLOVIEJO F.U.=0,33	SAN JUAN	6306,95	2081,29	6390,05
	PUEBLOVIEJO	3111,81	1026,90	
	CATARAMA	9945,03	3281,86	
VENTANAS F.U.= 0,55	ZAPOTAL	1381,00	759,55	5380,10
	VENTANAS CENTRO	4268,50	2347,68	
	VENTANAS SUR	4132,50	2272,88	
VINCES F.U.= 0,53	VINCES CENTRO	3897,50	2065,68	6730,74
	ANTONIO SOTOMAYO	5396,50	2860,15	
	SAN JUAN ISLA BEJUCAL	3405,50	1804,92	
TERMINAL TERRESTRE F.U.= 0,39	JUAN X MARCOS	2461,81	960,10	2737,80
	BY PASS	768,43	299,69	
	MAMEY	213,83	83,39	
	PUERTAS NEGRAS	3575,94	1394,62	

**TABLA 5.2.2.1-6 KVA MAX POR ALIMENTADOR**

Los Kva-máx. de las fases de los alimentadores fueron calculados aplicando el factor de utilización de la subestación como lo hicimos para los alimentadores.

Para obtener los valores en Kw-máx de los alimentadores utilizamos el factor de potencia de cada una de las subestaciones. En la tabla 5.2.2.1-7 mostramos los Kw-máx.

<b>KW MAX POR ALIMENTADOR</b>			
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>KW-MAX</b>	<b>KW TOTAL</b>
NELSON MERA f.p. = 0,96	SAN JUAN BABA	4656,67	8534,94
	CENTRO BABAHOYO	1713,41	
	BARREIRO	2164,86	
CENTRO INDUSTRIAL f.p. = 0,91	BABAHOYO(REFORMA)	2855,25	7724,40
	JUJÁN PUEBLO NUEVO	4418,69	
CEGECE f.p. = 0,96	MONTALVO	3167,31	5356,53
	PRONACA	245,90	
	CLEMENTINA	1943,32	
PUEBLOVIEJO f.p.=0,96	SAN JUAN	1998,04	6134,45
	PUEBLOVIEJO	985,82	
	CATARAMA	3150,59	
VENTANAS f.p.= 0,92	ZAPOTAL	1062,60	4949,69
	VENTANAS CENTRO	1897,25	
	VENTANAS SUR	1989,85	
VINCES f.p.= 0,99	VINCES CENTRO	2045,02	6663,43
	ANTONIO SOTOMAYO	2831,54	
	SAN JUAN ISLA	1786,87	
	BEJUCAL		
TERMINAL TERRESTRE f.p.= 0,96	JUAN X MARCOS	921,70	2628,29
	BY PASS	287,70	
	MAMEY	80,06	
	PUERTAS NEGRAS	1338,83	

**TABLA 5.2.2.1-7 KW MAX POR ALIMENTADOR**

En la tabla No. mostramos las pérdidas de los alimentadores muestras.

<b>PÉRDIDAS DE LOS ALIMENTADORES MUESTRAS</b>			
<b>ALIMENTADORES</b>	<b>FASES</b>	<b>PÉRDIDAS</b>	
		<b>KW</b>	<b>KW - MAX</b>
VINCES CENTRO	A	7,418	906,036
VINCES CENTRO	B	3,680	449,506
VINCES CENTRO	C	5,645	689,477
CATARAMA	A	24,110	1189,444
CATARAMA	B	21,833	1077,148
CATARAMA	C	17,918	883,998
BABAHOYO CENTRO	A	6,286	970,585
BABAHOYO CENTRO	B	2,777	428,725
BABAHOYO CENTRO	C	2,034	314,100
ZAPOTAL	A	5,558	449,550
ZAPOTAL	B	3,699	299,202
ZAPOTAL	C	3,880	313,848
SAN JUAN BABA	A	44,127	1440,265
SAN JUAN BABA	B	39,252	1281,143
SAN JUAN BABA	C	59,293	1935,262
CLEMENTINA	A	9,144	426,220
CLEMENTINA	B	15,990	745,303
CLEMENTINA	C	16,558	771,797
VENTANAS CENTRO	A	5,205	650,850
VENTANAS CENTRO	B	4,168	521,106
VENTANAS CENTRO	C	5,801	725,294

### TABLA 5.2.2.1-8 PÉRDIDAS DE LOS ALIMENTADORES MUESTRAS

En la tabla mostramos los resultados de las pérdidas de potencia de los alimentadores.

ALIMENTADOR	RESULTADOS		
	PERD KW	DMAX (KW)	%
VINCES CENTRO	16,74	2045,02	0,82
CATARAMA	63,86	2328,43	2,74
BABAHOYO CENTRO	11,09	2956,07	0,38
ZAPOTAL	13,13	1062,60	1,24
SAN JUAN BABA	142,67	2931,73	4,87
CLEMENTINA	41,69	2283,31	1,83
VENTANAS CENTRO	15,17	1713,41	0,89
PÉRDIDAS DEL GRUPO	304,35	15320,57	1,99

**TABLA 5.2.2.1-9 PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES**

#### **Extrapolación del Sistema Total.**

Para extrapolar las pérdidas de las líneas primarias de la muestra, a todo el sistema se realiza el siguiente procedimiento:

A cada una de las líneas primarias se calcula un factor en función de la potencia de pérdidas, la

potencia de demanda al cuadrado y la longitud de la línea, utilizando la expresión:

$$K = P_{\text{LINEA}} / (P_{\text{DEMANDA}})^2 \times L$$

Donde:

K: Factor de línea primaria.

$P_{\text{LINEA}}$ : pérdidas de potencia de las líneas primarias.

$P_{\text{DEMANDA}}$ : potencia máxima de la línea primaria

L: longitud de la línea primaria.

Con la demanda máxima, la longitud y el factor de la línea primaria del grupo, se determina las pérdidas de potencia para el resto de las líneas y con ello se obtiene las pérdidas del sistema total de las líneas primarias, utilizando la expresión:

$$P = \sum_{i=1}^n (P_{\text{DEMANDA } i})^2 \times L_i \times K_P$$

Donde:

P: pérdidas de potencia en las líneas primarias

$P_{\text{DEMANDA } i}$ : potencia máxima en la línea primaria i

Li: longitud de la líneas primaria i

$K_p$ : factor de la línea primaria del grupo

n: números de líneas primarias

En la tabla 5.2.2.1-10, presentamos las pérdidas de potencia del total de los alimentadores de la Empresa Eléctrica Los Ríos.

SUBETACION	ALIMENTADOR	DMAX	PERD (KW)	%
NELSON MERA	SAN JUAN BABA	2931,73	142,67	4,87
	BABAHOYO CENTRO	2956,07	11,09	0,38
	BARREIRO	2164,86	10,90	0,50
CENTRO INDUSTRIAL	BABAHOYO(REFORMA) JUJÁN PUEBLO NUEVO	2855,25	43,30	1,52
		4418,69	217,51	4,92
CEDEGE	MONTALVO	3167,31	139,88	4,42
	CLEMENTINA	2283,31	41,69	1,83
PUEBLOVIEJO	SAN JUAN	1998,04	132,53	6,63
	PUEBLOVIEJO	985,82	29,49	2,99
	CATARAMA	2328,43	63,86	2,74
VENTANAS	ZAPOTAL	1062,60	13,13	1,24
	VENTANAS CENTRO	1713,41	15,17	0,89
	VENTANAS SUR	1989,85	6,84	0,34
VINCES	VINCES CENTRO	2045,02	16,74	0,82
	ANTONIO SOTOMAYO	2831,54	21,69	0,77
	SAN JUAN ISLA			
	BEJUCAL	1786,87	95,39	5,34

TERMINAL	JUAN X MARCOS	921,70	3,64	0,40
TERRESTRE	PUERTAS NEGRAS	1338,83	0,81	0,06
<b>TOTAL</b>		<b>40229,78</b>	<b>1006,80</b>	<b>2,50</b>

**TABLA 5.2.2.1-10 PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL TOTAL DE LOS ALIMENTADORES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA LOS RÍOS.**

Tenemos que para una potencia de 40.22 MW, las pérdidas del sistema de distribución son de 1.006 MW que es 2.5% del total de pérdidas de Sistema de EMELRIOS.

Los alimentadores Pronaca, By Pass y Mamey, no están considerados, porque no influyen en el cálculo de las pérdidas.

### **Pérdidas de Energía del Sistema de Distribución Primario**

Para el cálculo de las pérdidas de energía diaria vamos a hacerlo tal como lo hicimos para las pérdidas de Subtransmisión. A estas demanda totales del sistema les descontamos las pérdidas del sistema de subtransmisión.

En la tabla 5.2.2.1-11 mostramos las pérdidas de energía diaria para el sistema de distribución.

<b>Pérdidas de Potencia y Energía del Sistema de Distribución Primario</b>		
<b>HORA</b>	<b>MW</b>	<b>PÉRDIDAS EN MW</b>
1	29,077626	0,526
2	27,572517	0,473
3	26,417084	0,434
4	25,591599	0,407
5	25,546433	0,406
6	27,65487	0,476
7	29,668045	0,547
8	28,641746	0,510
9	29,665109	0,547
10	31,369333	0,612
11	31,648928	0,623
12	31,489585	0,617
13	31,010469	0,598
14	31,569748	0,620
15	32,253867	0,647
16	31,881553	0,632
17	31,91185	0,633
18	33,215936	0,686
19	39,654416	0,978
20	43,62	1,183
21	40,381072	1,014
22	35,830096	0,798
23	31,406486	0,613
24	27,542123	0,472
<b>TOTAL MWH</b>	<b>754,62049</b>	<b>15,053</b>

**TABLA 5.2.2.1-11 PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO**

El 15.053 Mwh representan el 1.99% de pérdidas diarias del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Los Ríos.

Para el cálculo de la energía mensual y anual lo ideal sería que con las pérdidas de potencia para la demanda máxima y el factor de pérdidas de la curva de carga de la línea primaria se determine las pérdidas de energía. El valor de

las pérdidas de energía para el sistema de las líneas primarias se calcula con la expresión.

$$E = \sum_{K=1}^n F_{PK} P_K \times 720 \text{ (MWH)}$$

Donde:

E: Pérdidas de energía

$F_{PK}$ : Factor de pérdidas de las líneas primarias K

$P_K$ : Pérdidas de potencia para la demanda máxima de la línea primaria K.

En nuestro caso el factor de pérdida que vamos a utilizar es el del sistema que tiene un valor promedio de 0.53 y las pérdidas de cada uno de los alimentadores donde los valores totales los mostramos en la tabla 5.2.2.1-12, ya que como hemos mencionado no tenemos las mediciones de los alimentadores.

<b>Pérdidas de Energía</b>		
	MWH	%
Diarias	15,053	1,99
Mensuales	451,54	2,07
Anuales	5418,45	2,26

**TABLA 5.2.2.1-12 PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO.**

### **5.2.2.2 Análisis de Resultados**

Las pérdidas de energía anual de EMELRIOS fueron de 5418.45 MWH con un porcentaje de 2.26. Estas pérdidas podemos reducirlas si tenemos un sistema de medición a la salida de los alimentadores, el cual nos permita saber la demanda en cada uno de ellos tratando de balancear el sistema y con esto reduciríamos las pérdidas y mejoraría la calidad del sistema.

### **5.2.3 Cálculo de las pérdidas de los transformadores de distribución.**

#### **5.2.2.3 Observaciones y Metodología Aplicada**

Para el cálculo de las pérdidas de energía en los transformadores de distribución necesitamos la siguiente información.

- Pérdidas de potencia en el núcleo para cada uno de los transformadores.
- Pérdidas de potencia en cobre para cada uno de los transformadores a potencia nominal.

Las pérdidas de potencia fija que son las del núcleo, se las obtiene únicamente sumando, las potencias de pérdidas individuales.

$$P = \sum_{i=1}^n (P_{0i})_{5kva} + \sum_{i=1}^n (P_{0i})_{10kva} + \dots\dots\dots$$

Donde:

P: Pérdidas de potencia totales en el núcleo.

P<sub>0i</sub>: Pérdidas de potencia promedio por capacidad de transformador.

Las pérdidas de potencia en el cobre se obtienen multiplicando las pérdidas totales a potencia nominal por el factor de utilización de los transformadores, este resultado vendría a ser las pérdidas a demanda máxima.

$$P = \sum_{i=1}^n (P_{ci} \times FU^2)_{5kva} + \sum_{i=1}^n (P_{ci} \times FU^2)_{10Kva} + \dots\dots\dots$$

Donde:

P: Pérdidas de cobre totales a demanda máxima.

P<sub>ci</sub>: Pérdidas de cobre promedio por capacidad del transformador.

FU: Factor de utilización.

## **Pérdidas de Potencia y Energía de los Transformadores de Distribución.**

En el caso de las pérdidas de energía en el núcleo diarias, se multiplica las pérdidas totales en potencia por las 24 horas; para las pérdidas mensuales por 720 horas y para las pérdidas anuales por 8640 horas.

Las pérdidas de energía en el cobre de los transformadores se determinan aplicando el método utilizado para el sistema de subtransmisión. Por no disponer de la curva de carga a la entrada de los transformadores, utilizamos la curva general del sistema.

En la siguiente tabla presentamos algunas de las pérdidas en vacío y cobre de los transformadores de distribución y la cantidad de transformadores que tenemos clasificados por su capacidad.

<b>PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</b>				
KVA	CANTIDAD	KVA TOTAL	PÉRDIDAS (W)	
			Po	Pcc
3	107	321	30	100
5	212	1060	40	115
10	976	9760	70	165
15	670	10050	95	240
25	606	15150	140	360

37,5	184	6900	190	500
50	416	20800	225	635
75	82	6150	290	880
100	71	7100	350	1000
167	7	1169	450	1625
30	8	240	156	432
45	25	1125	212	599
112,5	9	1012,5	360	1125
150	5	750	420	1455
400	2	800	640	2370
500	3	1500	700	2600
1000	1	1000	1000	4500

**TABLA 5.2.3.1-1 PÉRDIDAS DE VACIO Y COBRE DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Demanda máxima del sistema: 42.89, porque están restadas las pérdidas del sistema de subtransmisión y distribución.

Potencia total en transformadores de distribución:  $KVA/fp = 88.42$   
MW

Factor de utilización: 48.71%.

En la siguiente tabla mostramos los cálculos de las pérdidas de potencia y energía de los transformadores de distribución.

<b>Pérdidas de los transformadores de distribución</b>	
Carga instalada MW	81,49
Demanda máxima que ingresa a los transformadores MW	42,89
Factor de utilización del Sistema	0,52
Pérdidas en Vacío Totales (MW)	0,43
Pérdidas en CU totales (MW)	0,32
pérdidas totales de los transformadores MW	0,75

% de pérdidas en vacío	0,99
% de pérdidas en el cobre a d Dmax	0,75
% de pérdidas de potencia totales	1,74
pérdidas de energía diaria en vacío MWH	10,20
pérdidas de energía mensual en vacío MWH	306,00
pérdidas de energía anual en vacío MWH	3672,00
pérdidas de energía diaria en cobre MWH	4,11
pérdidas de energía mensual en cobre MWH	139,39
pérdidas de energía anual en cobre MWH	1672,70
% de pérdidas de energía totales diaria	1,92
% de pérdidas de energía totales mensual	2,04
% de pérdidas de energía totales anual	2,24

**TABLA 5.2.3.1-2 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

#### **5.2.2.4 Análisis de resultados.**

Las pérdidas de energía en los transformadores de distribución anual son de 5344.7 MWH con 2.24% del total de las pérdidas técnicas en el año 2005.

Las pérdidas de los transformadores de distribución se podrían reducir si EMELRIOS comienza hacer un monitoreo de los transformadores, para saber su factor de utilización, factor de pérdidas y si están trabajando en condiciones normales aprovechando la capacidad de los mismos, sin sobrecargarlos o subcargarlos.

### 5.2.3 Cálculo de las Pérdidas Técnicas del Sistema de Distribución Secundario

Para determinar las pérdidas de potencia y energía se requiere de los diagramas unifilares de los circuitos de distribución secundarios, entonces para esto vamos a seguir la siguiente metodología.

#### 5.2.3.1 Observaciones y Metodología aplicada

Para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía de las redes secundarias tomamos las siguientes muestras y seguimos los siguientes pasos.

#### Determinación de la Muestra.

Uno de los métodos para determinar la muestra y que represente el universo, es la curva de distribución normal cuya ecuación es:

$$n = \frac{Z_{(1-\alpha/2)}^2 * N * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z_{(1-\alpha/2)}^2 * p * q}$$

Donde:

$Z_{(1-\alpha/2)}$ : 1.96 para un grado de confianza de  $(1-\alpha)$  del 95%, obtenidos de la curva de distribución normal.

p: probabilidad de ocurrencia (50%)

q: probabilidad de no ocurrencia =  $1-p$

e: error aceptable (1-10%)

N: tamaño del universo

n: tamaño de la muestra.

Cabe indicar que no tomamos la muestra proporcional del universo de circuitos debido a que no contamos con los recursos necesarios para realizarlo, para el cual solo contamos con dos medidores y tomamos las siguientes muestras dependiendo del tipo de carga.

Los tipos de carga se los dividió en residencial bajo (RB), residencial medio (RM), residencial (RA) y Comercial - Artesanal (C-AR)

<b>Muestras para Determinar las Pérdidas en los Circuitos Secundarios</b>			
ITEM	LUGAR	TIPO DE CARGA	TRANSFORMADOR-KVA
1	Eloy Alfaro Y By Pass	Residencial Bajo	Monofá - 50

2	El Mamey	Residencial Alto	Monofá-75
3	General Barona y Calderón	Comercial- Art	Monofá-75
4	Avenida Universitaria	Residencial Medio	Monofá-75
5	Los Perales	Residencial Medio	Monofá-50
6	5 de Junio entre Pedro Carbo y 27 de Mayo	Comercial- Art	Monofá-50
7	Eloy Alfaro y 10 de Agosto	Residencial Medio	Monofá-50
8	Mejía y Vargas Machuca	Residencial Bajo	Monofá-50

**TABLA 5.2.4.1-1 MUESTRAS PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS**

Luego:

- Levantamiento físico (**ANEXO 8**) de las redes secundarias, para obtener el diagrama unifilar del circuito, calibre de conductor, longitud del vano, números de usuarios, capacidad del transformador, número de luminarias, postes.

- Se instaló medidores a las salidas de los transformadores por un mes para determinar la demanda que se produce en ese circuito.
- Se calculó la energía promedio que debería consumir cada abonado de los circuitos secundarios de la muestra tipo.

$$P_m = KWH / n \times T$$

Donde:

$P_m$ : Potencia promedio de un abonado

KWH: Energía promedio mensual del Circuito a esto le restamos la energía consumida por las luminarias

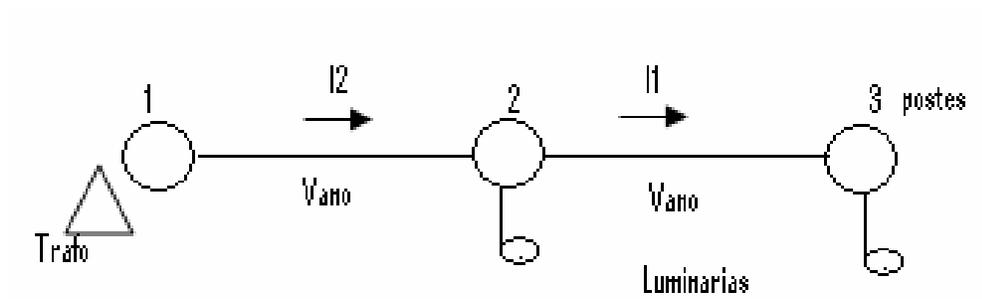
T: periodo de tiempo.

n: números de abonados

Como sabemos, las pérdidas son debidas a las corrientes que circulan por los conductores de la red, como producto del consumo de energía por parte de los abonados y de las luminarias. La estrategia

es calcular las pérdidas en cada tramo del circuito debido a la corriente total que circula por el tramo y al final sumar las pérdidas en los tramos, para así obtener las pérdidas del circuito.

Con el levantamiento físico obtuvimos cuantos abonados y luminarias van en cada poste (nodo), así podemos saber la potencia que va en cada nodo y determinar las pérdidas como observamos a continuación.



Para determinar las pérdidas en el vano 2-3 seguimos los siguientes pasos.

$$P_{2-3} = (2 \cdot I_3^2 + I_L^2) \cdot r \cdot L$$

$P_{2-3}$ : Pérdidas del vano.

$I_3$ : Corriente debido a los abonados en el poste 3

$I_L$ : Corriente de las luminarias en el nodo 3

r: Resistencia del conductor en  $\Omega/\text{Km}$ .

L: Longitud del vano.

Para determinar las pérdidas en el vano 1-2

$$P_{1-2} = (2 \cdot I_2^2 + I_L^2 + 2I_a) \cdot r \cdot L$$

$P_{1-2}$ : pérdidas del vano.

$I_2$ : corriente debido a los abonados en el poste 2

$I_L$ : corriente de las luminarias en el nodo 2

$I_a$  corriente del vano anterior ( $I_3 + I_L/2$ )

r: resistencia del conductor en  $\Omega/\text{Km}$ .

L: longitud del vano.

Multiplicamos la corriente de los abonados por dos porque son dos fases.

Para determinar la potencia promedio de los abonados de cada poste (nodo), multiplicamos la potencia promedio de cada abonado por el número de abonados que tenemos en cada poste, el número de abonados es dividido para dos porque asumimos que el sistema está balanceado, esto es en el caso que sean pares; si son

impares asumimos que en una línea hay un abonado mas.

$$P_{mn} = P_m \times n.$$

$P_{mn}$ : potencia promedio del nodo

$P_m$ : potencia promedio del abonado.

$n$ : numero de abonado que salen del poste

Con la potencia promedio de los abonados por nodo determinamos la corriente debido al consumo de los abonados en ese nodo.

$$I_2: P_{mn}/V \times F_c \times F_p.$$

$P_{mn}$ : potencia promedio debido al consumo de los abonados

$V$ : voltaje aplicado

$F_c$ : factor de carga depende del estrato para determinar la máxima corriente.

$F_p$ : factor de potencia dependiendo del estrato.

La corriente que cada luminaria tendría dependerá del tipo de lámpara para ello se utilizara la potencia real, que es la suma de la potencia nominal y lo que consumen los

accesorios, para el calculo de IL se aplica la siguiente formula.

$$I_L = P_{real}/V \times F_{pl}$$

P<sub>real</sub>: potencia real de la luminaria

V: voltaje aplicado

F<sub>pl</sub>: factor de potencia de la luminaria.

En la siguiente tabla se presentan los diferentes tipos de luminarias

<b>CARACTERISTICAS DE LAS LUMINARIAS</b>				
DESCRIPCION	POTENCIA (W)	PÉRDIDA (W)	POTENCIA REAL (W)	FACTOR DE POTENCIA
MERCURIO	125	39,6	164,6	0,54
	175	59,2	234,2	0,54
	250	79,8	329,8	0,49
SODIO	70	17,18	87,18	0,35
	100	17,8	117,8	0,89
	150	22,7	172,7	0,89
	250	49,92	299,92	0,9
	400	37,97	437,97	0,88

**TABLA 5.2.4.1-2 CARACTERISTICAS DE LAS LUMINARIAS**

En la siguiente tabla presentamos algunos de los factores para los estratos que vamos a utilizar. Estos factores son los más comunes que se presentan para estos estratos, y fueron tomados de la empresa eléctrica Milagro, ya que no se pudo tomar de los medidores instalados porque esto no registraba la demanda cada hora, sino la total.

<b>FACTORES PROMEDIOS POR ESTRATO</b>			
<b>ESTRATO</b>	<b>FACTOR DE CARGA Fc</b>	<b>FACTOR DE PÉRDIDAS Fp</b>	<b>FACTOR DE POTENCIA fp</b>
RESIDENCIAL BAJO	0,521	0,312	0,946
RESIDENCIA MEDIO	0,519	0,308	0,888
RESIDENCIAL ALTO	0,452	0,245	0,865
COMERCIAL-ARTESANAL	0,582	0,378	0,893

**TABLA 5.2.4.1-3 FACTORES PROMEDIOS POR ESTRATO**

#### **Cálculos de las Pérdidas de Potencia**

Con el procedimiento descrito para calcular las corrientes se calculan las pérdidas en cada tramo del circuito secundario para así proceder a determinar las pérdidas de potencia totales en cada circuito secundario. En la tabla 5.2.4.1-4 se

presenta el cálculo de las pérdidas para una de las muestras tomadas.

<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL CIRCUITO SECUNDARIO (MUESTRA)</b>											
Circuito: Eloy Alfaro y By Pass; conductor de BT ACSR N° 2											
KVA: 50	Estrato: Residencial Bajo				Demanda KWH/mes 9970						
Postes	Vano (m)	Acometidas		Pmn	Luminarias			corrientes			Perd (W)
		120	240		Pot. Real	Tipo	Fp	Inod	IL	la	
1	0	6	1	730,4	299,92	Na	0,9	12,35	1,39	68,41	271,5
2	60	5	2	786,6	299,92	Na	0,9	13,30	1,39	0,00	17,69
3	60	6	1	730,4	299,92	Na	0,9	12,35	1,39	0,00	15,27
4	35	8	2	1011	234,2	Hg	0,54	17,10	1,81	50,40	164,4
5	35	7	0	899	234,2	Hg	0,54	15,20	1,81	34,30	81,77
6	40	9	0	899	172,7	Na	0,89	15,20	0,81	0,00	15,34
7	15	8	2	1011	234,2	Hg	0,54	17,10	1,81	0,69	7,32
8	35			0	299,2	Na	0,9	0,00	1,39	0,00	
9	50			0			0	0,00	0,00	0,00	
<b>Totales</b>	<b>330</b>	<b>49</b>	<b>8</b>	<b>6068</b>	<b>2074,26</b>		<b>0</b>	<b>102,60</b>	<b>11,78</b>	<b>153,80</b>	<b>573,4</b>
Demanda (KWH/mes) de los abonados	9223,2664									%perd	<b>4,04</b>
Resistencia del Conductor (ohm/Km.)	0,829										
Pm (W)	224,73846										

**TABLA 5.2.4.1-4 PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL CIRCUITO SECUNDARIO**

**Resumen de las Pérdidas de Potencia de los Circuitos Muestras.**

<b>PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS</b>					
<b>MUESTRA</b>				<b>UNIVERSO</b>	
<b>TIPO</b>	<b>TOTAL DE CIRCUITO</b>	<b>PÉRDIDAS (W)</b>	<b>PRO. PERD (W)</b>	<b>TOTAL DEL CIRCUITO</b>	<b>PÉRDIDAS TOTALES (KW)</b>
RB	2	833,44	416,72	1260	525,07
RM	2	918,89	459,44	115	52,84
RA	2	1203,22	601,61	1778	1069,66
C-ART.	2	1080	540,00	233	125,82
				<b>TOTAL (KW)</b>	<b>1773,39</b>

**TABLA 5.2.4.1-5 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS**

De la tabla No. 5.2.4.1-5 se tiene que las pérdidas de potencia residenciales es de 1647.57 KW y las pérdidas comerciales - artesanales de 125.82 KW dando como resultado 1773.39 KW y 4.2% de pérdidas de potencia en los circuitos secundarios.

**Cálculo de las pérdidas de energía.**

Para el cálculo de las pérdidas de energía vamos a utilizar el mismo método que utilizamos para el sistema de subtransmisión.

$$E = P \times F_p \times T$$

Donde:

E: Pérdida de energía

P: Pérdida de potencia.

F<sub>p</sub>: Factor de pérdida

T: Periodo de tiempo: 24 – 720 – 8640 horas.

En la tabla mostramos los resultados de las pérdidas de energía diarias, por mes y por año.

<b>PÉRDIDAS DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS</b>					
CIRCUITO SECUNDARIO		FACTOR DE PÉRDIDA	PÉRDIDAS DE ENERGÍA MWH		
TIPO	PÉRDIDAS (KW)		DIARIA	MENSUAL	ANUAL
RB	525,07	0,312	3,93	117,95	1415,42
RM	52,84	0,308	0,39	11,72	140,60
RA	1069,66	0,245	6,29	188,69	2264,26
C-IND	125,82	0,378	1,14	34,24	410,92
TOTAL	1773,39		11,75	352,60	4231,20

**TABLA 5.2.4.1-6**

**PÉRDIDAS DE ENERGIA DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS**

### **Pérdidas en Acometidas y Medidores.**

De estudios que se han realizado para otros sistemas eléctricos se conoce que estos elementos aportan al total de pérdidas tanto en potencia como en energía con aproximadamente 0.5%<sup>(2)</sup>, siendo las bobinas de voltaje de los equipos de medición los que aportan con casi la totalidad de las pérdidas.

#### **5.2.3.2 Análisis de Resultados**

De los resultados obtenidos podemos darnos cuenta que la mayor cantidad de pérdidas técnicas de energía las tenemos en las zonas residencial alta con 2264.21 MWH anuales, seguidas de la zona residencial baja con 1415.42 MWH anuales. Estas pérdidas podemos reducirlas mejorando la calidad del sistemas in hacer una mayor inversión pero teniendo los materiales y equipos necesarios para hacerlos, como por ejemplo, colocando el transformador en el centro de carga, etc.

#### **5.2.4 Cálculo de las Pérdidas Comerciales o Pérdidas no Técnicas.**

Antes de proceder al cálculo de las pérdidas no técnicas daremos algunas definiciones sobre energía disponible y facturada.

##### **Energía disponible.**

Es la energía que tiene la empresa para dar servicio a todos los usuarios a través de las redes de distribución y que para el mes de mayo del 2005 fue de 22'121.935 KWH y para todo el año de 242'263481 KWH

##### **Energía Facturada**

La energía facturada corresponde a la venta de energía y se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado, residencial, comercial, industrial, entidades oficiales, etc. Y la energía facturada de EMELRIOS en el mes de mayo fue de 14'559.627 KWH y en el año fue de 165'007915 KWH.

##### **Energía de Pérdidas.**

La energía de pérdidas está determinada por las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas

consideran las pérdidas en los transformadores de potencia, líneas de subtransmisión y distribución, circuitos secundarios, acometidas y medidores, mientras que las pérdidas no técnicas consideran por error, fraude, conexiones clandestinas, conexiones ilegales, no identificadas y administrativas.

#### **5.2.4.1 Observaciones y Metodología Aplicada**

Para el cálculo de las pérdidas de energía comerciales lo vamos hacer mensual y anual, ya que EMELRIOS no dispone de información de facturación diaria, y vamos a seguir el siguiente procedimiento.

Las pérdidas comerciales es la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. Las pérdidas totales es la diferencia entre la energía disponible y la facturada. Entonces de estas definiciones tenemos las siguientes ecuaciones.

$$\mathbf{P = E_c - E_f}$$

Donde:

P: pérdidas de energía totales

E<sub>c</sub>: energía disponible

E<sub>f</sub>: energía facturada

Luego:

$$P_c = P - P_T$$

Donde:

P<sub>c</sub>: pérdidas de energía comerciales

P<sub>T</sub>: pérdida de energía técnicas

### **Cálculo de las Pérdidas Comerciales o no Técnicas.**

En la siguiente tabla No. 5.2.5.1.1 mostramos el cálculo de las pérdidas comerciales con su respectivo porcentaje

<b>Pérdidas de Energía Comerciales</b>						
<b>Descripción</b>	<b>Mes (Mayo)</b>			<b>Año (2005)</b>		
	<b>KWH</b>	<b>%</b>	<b>USD</b>	<b>KWH</b>	<b>%</b>	<b>USD</b>
Energía Disponible	22121935,00	100,00	2212193,50	242263481,00	100,00	24226348,10
Energía Facturada	14559627,00	65,82	1455962,70	165007915,00	68,11	16500791,50
Pérdidas Totales	7562308,00	34,18	756230,80	77255566,00	31,89	7725556,60
Pérdidas Técnicas	1652880,00	7,47	165288,00	19718530,00	8,14	1971853,00
<b>Pérdidas Comerciales</b>	<b>5909428,00</b>	<b>26,71</b>	<b>590942,80</b>	<b>57537036,00</b>	<b>23,75</b>	<b>5753703,60</b>

**TABLA 5.2.5.1-1 PÉRDIDAS DE ENERGIA COMERCIAL**

#### **5.2.4.2 Análisis de resultados.**

Las pérdidas comerciales representan el 26.71% del total de las pérdidas mensuales y el 23.75% de las pérdidas anuales, tomando en cuenta un costo promedio del valor al que compran la energía de 0.10 USD tenemos que EMELRIOS pierde 590,942.8 USD en un mes y 5'753,703.6 USD en un año. Estas pérdidas si se las puede disminuir a cero ya que estas pérdidas no son debido a fenómenos naturales, sino producidas por el hombre (instalaciones clandestinas, hurto, etc.).

Esto quiere decir que EMELRIOS, al año esta perdiendo 7'725,556.24 USD. En el siguiente capitulo vamos a ver algunos métodos para reducir estas pérdidas de energía en especial las pérdidas comerciales que son producidas por el hombre y que pueden llegar a un valor muy pequeño

### **5.3 Análisis y Resultados de las pérdidas técnicas y no técnicas de la Empresa Eléctrica Los Ríos.**

Para este análisis debemos saber el rango de pérdidas aceptable según entendidos de la materia son para las pérdidas técnicas de energía del 10 al 12% y para las pérdidas no técnicas de energía del 2 al 4%.

Las pérdidas técnicas obtenidas son del 8.41% anuales, estando un poco menor al rango aceptado por EMELRIOS lo cual es muy bueno, por lo cual no vamos a hacer un plan estratégico para reducir las mismas, sino a dar algunas sugerencias y/o ideas para mejorar la calidad del sistema, que indirectamente reducimos las pérdidas de energía.

Las pérdidas no técnicas de energía obtenidas son de 23.75% anuales, estando estas pérdidas por encima del rango del 2 al 4% esto es una diferencia del 20% aproximadamente que son pérdidas para la Empresa, por lo cual en el capítulo siguiente vamos a hacer un gran énfasis para reducción de las mismas.

# CAPITULO 6

## **6. PLAN ESTRATEGICO PARA LA REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS.**

### **6.1 Introducción.**

Las pérdidas de energía es el mayor problema que existe en la empresa eléctrica y dependiendo del porcentaje de pérdidas que tiene cada empresa se puede calificar como eficiente o deficiente, el porcentaje de pérdidas aceptadas por EMELRIOS, es de 10 al 12% para las pérdidas técnicas de energía y del 2 al 4% para las pérdidas no técnicas de energía.

En EMELRIOS las pérdidas técnicas de energía anual es de 8.41% y las pérdidas no técnicas 23.75%, lo cual quiere decir que tiene un sistema deficiente, esto se debe a diferentes causas. Para obtener una reducción de pérdidas y que estén bajo un nivel aceptable debe haber una inversión económica, eficiente administración y actualización tecnológica de los Equipos.

Para el análisis costo – beneficio de la reducción de pérdidas de energía nos vamos a enfocar a reducir las pérdidas comerciales

(Pérdidas no técnicas), porque estas necesitan una menor inversión y se tiene una mayor recuperación en comparación con la reducción de las pérdidas técnicas. Debemos recalcar que la empresa eléctrica no cuenta con los equipos necesarios para el desarrollo de nuestro Proyecto de Tesis, en este capítulo utilizaremos valores teóricos y no valores de campo para el análisis de los resultados según la metodología aplicada

## **6.2 Plan Estratégico para la Reducción de Pérdidas de Energía**

Todo plan que se vaya a realizar debe tener consecuencia lógica a fin de determinar los problemas existentes y las causas que los producen, como es normal existen unos problemas de fondo, que deben ser afrontados, para lo cual se requiere involucrar todo el personal de la empresa.

Uno de los problemas de fondo de la mayoría de las empresas eléctricas distribuidoras son las pérdidas comerciales, por lo cual vamos hacer un gran énfasis en los métodos para la reducción de estas pérdidas de energía.

### **6.2.1 Reducción de las Pérdidas Técnicas**

Como sabemos las pérdidas técnicas son debido a fenómenos naturales desde el punto de vista eléctrico (efecto joule, etc.) por lo cual no podemos reducir estas pérdidas. Como las pérdidas técnicas están en un rango aceptable según entendidos de la materia no vamos a enfatizar mucho

en la reducción de ellas, pero en el capítulo 2 se enunciaron varios métodos para reducir las mismas como son:

Balancear la carga.

Mejorar el factor de potencia.

Transformar líneas monofásicas en trifásicas.

Cambio de conductor.

Cargabilidad de los transformadores.

Transformador económico.

Ubicación óptima del transformador de distribución.

#### **6.2.1.1 Reducción de Pérdidas Técnicas en el Sistema de Subtransmisión.**

Las pérdidas de energía del sistema de subtransmisión a 69 KV fueron de 1.49% en el año 2005.

##### **6.2.1.1.1 Métodos aplicados.**

Para reducir las pérdidas de Subtransmisión se necesitan reemplazar materiales como: Transformador de mayor capacidad, cambio de conductores (que directamente disminuyen las pérdidas técnicas de energía) este cambio de materiales se lo realiza porque termino su periodo de vida útil o en el sistema existe sobrecarga. El método que se aplico para encontrar las pérdidas de 1.49 % es el programa EDSA.

#### **6.2.1.1.2 Análisis de resultados**

Según el método aplicado, la Empresa Eléctrica no debería invertir para la reducción de pérdidas de Subtransmisión porque el Sistema tiene un promedio de interrupción de 2 veces al año que es un nivel normal, actualmente existe problema en la Subestación Ventanas pero esto es debido que la Generadora Sibimbe al entrar al Sistema interconectado Nacional tiene problema de sincronización de los Equipos

#### **6.2.1.2 Reducción de pérdidas de líneas primarias de distribución.**

Para la reducción de las pérdidas en sistema de distribución, veremos algunos métodos.

##### **6.2.1.2.1 Métodos Aplicados.**

Para reducir las pérdidas técnicas del sistema de distribución tomaremos un ejemplo de un cambio de línea Monofásica a línea trifásica (trifaseamiento) de la línea Hcda. La Julia - Caracol. Al hacer este cambio estamos reduciendo la resistencia de los conductores y balanceando carga, aumenta la eficiencia y la capacidad, reduciendo las pérdidas,

para hacer este cambio debe tomarse en cuenta que la capacidad del conductor debe superar el 2/3 de su capacidad nominal, de ser así sería una inversión injustificada, para ello se determina la corriente del conductor a máxima demanda, con lo cual se determina si es mayor o no a los 2/3 de su capacidad nominal, con esto podemos saber si se realiza el cambio o no. Pasado los 2/3 parte de la corriente nominal sobre él existirá una sobrecarga y puede dejar sin servicio a los usuarios y esta sobrecarga produce un exceso de pérdidas. La misma que si pasa del 120% hará que el conductor pierda su vida útil.

#### 6.2.1.2.2 Análisis de Resultados.

En la siguiente tabla detallamos los rubros de los Materiales y mano de Obra del trifaseamiento de la Hcda. La Julia - Caracol

<b>EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.</b> <b>DEPARTAMENTO TECNICO AREA DE ESTUDIOS Y DISEÑOS</b> <b>LISTADO DE MATERIALES POR ESTRUCTURA</b> TRIFASEAMIENTO LINEA HCDA. AL JULIA - <b>PROYECTO: CARACOL</b>							FECHA: Febrero 21, 2007 <b>Ing. Angel Román Valdéz</b> CANTON : 25000					
					CP	CP2	CR2	BA	TT	CANT.	V.UNIT.	V. TOTAL
ITM	MATERIALES	69	3	11	4	17						
P756111350	POSTE DE HORM. DE 11 mts. 350 kgs.	69								69	126,00	8.694,00
P756111500	POSTE DE HORM. DE 11 mts. 500 kgs.		3	11	4					17	141,75	2.409,75

CV00770240	CRUCETA T. Mult. DE 2 3/4"*2 3/4"* 1/4"*2.40 Mts.	69	6	22			97	31,50	3.055,50
B240100000	BASTIDOR DE 1 VIA	69	3	22	4		98	1,89	185,22
B460010010	BLOQUE DE ANCLAJE					17	17	7,35	124,95
PP00058712	PERNO PIN 5/8*7 1/2	138	12				150	2,78	417,00
PRC0058012	PERNO ROSCA CORRIDA 5/8x12		6				6	3,68	22,08
PM00058010	PERNO MAQUINA 5/8 * 10"	138	6	11			155	1,89	292,95
PM00058012	PERNO MAQUINA 5/8*12"		3				3	2,00	5,99
PO00058010	PERNO DE OJO 5/8*10"				12		12	3,15	37,80
PO00058012	PERNO DE OJO 5/8*12"			33			33	3,17	104,64
P372010028	PIE DE AMIGO 1/2"*1/4*28"	138	12	44			194	3,68	712,95
T918180058	TUERCA DE OJO 5/8			33			33	1,26	41,58
V140010180	VARILLA DE ANCLAJE 5/8"*1.8 m					17	17	7,35	124,95
PP00190220	PERNO PIN EXT, PUNTA DE POSTE SIMPLE	69		11			80	7,88	630,40
PP00190000	PERNO PIN EXT, PUNTA DE POSTE DOBLE		3				3	8,93	26,79
PM00012112	PERNO MAQUINA DE 1/2x 1 1/2	138	12	44			194	0,79	153,26
A225220521	AISLADOR SUSPENSION 52-1			132	24		156	9,04	1.410,24
A225190554	AISLADOR TIPO PIN 55-5	207	18	11			236	4,96	1.170,56
A225215532	AISLADOR TIPO ROLLO 53-2	69	3	22	4		98	0,89	87,22
A225210542	AISLADOR RETENIDA 54-2					17	17	2,73	46,41
G660212440	GRAPA RANURA PARAL.. 2 PERNOS 4-4/0			66			66	4,62	304,92
G660150003	GRAPA MORDAZA DE 3 PERNOS					68	68	3,41	231,88
G660210210	GRAPA DE UN PERNO- TIPO ANDERSON			33			33	2,21	72,77
G660230410	GRAPA T/PISTOLA #2-1/0			66			66	10,50	693,00
G660010002	GRAPAS ANGULARES #2				12		12	11,55	138,60
C712201020	CONDUCTOR Al. # 2/0 ACSR						31.860	2,07	65.950,20
C024100038	CABLE DE ACER GALV. 3/8					255	255	0,86	219,94
									87.365,54

<b>EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.</b>						FECHA: 21-Feb-07		
DEPARTAMENTO TECNICO - AREA DE ESTUDIOS Y DISEÑOS						CANTON : 0		
PROYECTO TRIFASEAMIENTO LINEA HCDA. AL JULIA - CARACOL								
<b>NOMBRE DEL PROYECTO:</b>						úúú		
<b>MANO DE OBRA</b>								
						CANTIDAD	V.UNIT.	V. TOTAL
						69	51,140	3.528,66
						17	51,140	869,38
						17	6,740	114,58
						69	10,110	697,59
						3	14,610	43,83
						11	20,220	222,42
						4	14,610	58,44
						17	7,300	124,10
						31.860	0,243	7.727,64
						9	106,730	917,88
						86	16,850	1.449,10
								15.753,62
ABON. :						0		
COSTO/AB. #iDIV/0!						0,00		
LONG. (KM)						0		
						ESTUDIO 0,00		
						MATERIALES 87.365,54		
						MANO DE OBRA 15.780,12		
						DT. IMPREVISTOS 10.314,57		
						IVA 12 % 13.615,23		
						127.075,45		

Quando hacemos un cambio de un alimentador monofásico a un trifásico ahorramos el 66.67% y si a este trifasamiento le aumentamos el calibre de conductor ahorramos el 83%, si el cambio es de un conductor #2 ASCR a uno de 2/0 ASCR, como lo detallamos a continuación.

Pérdidas del sistema monofásico con un conductor 2

ASCR:

$$P = I^2 \times R \times L$$

$$P = 0.819 \times I^2 \times L$$

Donde:

P: pérdida de potencia

I: corriente del sistema

R: resistencia del conductor

L: longitud del alimentador

Pérdidas del sistema trifásico con conductor 2/0 ASCR, considerando que el sistema está balanceado,

$$P = \left\{ \left( \frac{I}{3} \right)^2 + \left( \frac{I}{3} \right)^2 + \left( \frac{I}{3} \right)^2 \right\} \times R \times L$$

$$P = 0.3333 \times I^2 \times R \times L$$

Con el trifasamiento y bajo las mismas condiciones de carga del sistema monofásico, tenemos que nosotros ahorramos un 66.67%.

Con el cambio de conductor tenemos que:

$$P = 0.3333 \times (0.413) \times I^2 \times L$$

$$P = 0.137 \times I^2 \times L$$

Esto quiere decir que nosotros ahorramos el 83.27% de pérdidas de potencia.

Este cambio de línea monofásica a trifásica La Julia – Caracol se la hace debido a que pasó el tiempo de vida útil de los materiales, con este cambio obtendremos mayores beneficios tales como: Aumento de la capacidad del servicio del Sistema, reducción de pérdidas técnicas de energía, menor interrupción del

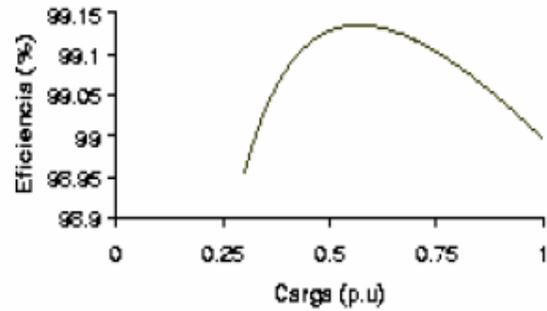
servicio, pérdida del servicio parcial y no total, regulación del Voltaje, confiabilidad del sistema,

### **6.2.1.3 Reducción de Pérdidas de líneas secundarias de distribución.**

#### **6.2.1.3.1 Métodos Aplicados**

**Los Transformadores de Distribución** pueden duplicar su porcentaje de pérdidas si operan a cargas muy bajas (por las pérdidas en vacío) y así mismo por cargas muy altas (por pérdidas combinadas, vacío y carga).

La curva “U” de los transformadores define que un transformador está trabajando eficientemente si trabaja entre un 50 y 70% de su capacidad nominal, sino está dentro de este intervalo el transformador está trabajando ineficientemente.



### **GRAFICA 6.2.1.2.1-2 CURVA “U” DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Para reducir las pérdidas de los transformadores de distribución, podemos hacer un cambio de los transformadores por uno de mayor capacidad. Pero para que el cambio sea justificado el transformador actual debe estar sobrecargado porque de lo contrario el cambio sería injustificable.

#### **6.2.1.3.2 Análisis de Resultados.**

Para obtener un resultado analizaremos el siguiente: Ejemplo

Tenemos un transformador de 50 KVA y cuya demanda máxima es de 42 KVA, el cual lo vamos a cambiar por un transformador de 75 KVA. Para este análisis vamos a tomar un factor de pérdidas de 0.6 para ambos transformadores. Las características de cada transformador las presentamos en la tabla 6.2.1.2.1-2

<b>Características de los T/D</b>		
KVA	Po (W)	Pcc (W)
50	225	635
75	290	880

**TABLA 6.2.1.2.1-2 CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES**

Donde las pérdidas de cada transformador las vemos en la tabla 6.2.1.2.1-3.

<b>Pérdidas de los Transformadores de Distribución</b>					
KVA	F.U.	Po (kwh/mes)	Pcc (Kwh/mes)	TOTAL	AHORRO Kwh/mes
50,00	0,84	162,00	193,56	355,56	27,54
75,00	0,56	208,80	119,22	328,02	

**TABLA 6.2.1.2.1-3 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**

Al mes reduciremos las pérdidas 27.54 KWH, que representarían 2.75 USD. Ahora con el análisis costo beneficio sabremos en que tiempo recuperamos la inversión.

Del análisis costo beneficio podemos saber que no es conveniente tratar de reducir las pérdidas cambiando un transformador por otro, porque el

tiempo de recuperación es muy grande que incluso no se alcanzaría a recuperar, ya que el transformador habría perdido su vida útil, pero el beneficio es muy grande porque con este cambio reducimos las interrupciones del servicio en las horas picos y evitamos daños a los artefactos eléctricos y por ende mejoramos la confiabilidad del Sistema.

### **6.2.2 Reducción de Pérdidas Comerciales**

Los objetivos principales de manera general para la reducción de pérdidas de energía son los siguientes.

- Lograr una medición correcta y confiable de energía.
- Lograr una correcta medición de energía vendida a clientes finales.
- Prevenir la sustracción de energía.
- Hacer conciencia en el personal que son ellos los que pueden hacer efectivo el control de pérdidas de energía comerciales.
- Mejoramientos de los procesos.
- Contar con un sistema de información de gestión eficiente.

- Ejecutar acciones legales para la penalización a infractores.

Estos objetivos principales traerán como resultado lo siguiente:

- Reducir las pérdidas de electricidad.
- Reducir las cuentas por cobrar.
- Mejorar la calidad del producto y el servicio.
- Mejorar la percepción del cliente sobre la empresa.
- Implantar procesos orientados a las necesidades del cliente.

#### **6.2.2.1 Reducción de Pérdidas Sociales**

Como sabemos las pérdidas sociales son aquellas en las que intervienen directamente el abonado del servicio para producir un perjuicio en contra de la empresa, al evitar que se facture el consumo real producido. Entre los métodos aplicados para la reducción de pérdidas sociales tenemos.

##### **6.2.2.1.1 Métodos aplicados**

- Contratación de servicio eléctrico.
  - Capacitación del personal.
  - Inversión de nueva tecnología.
  - Optimización de los recursos de los departamentos.
  - Realzar los valores éticos y morales.

- Destinar un departamento exclusivamente para realizar censos e inspecciones mensuales
- Buena remuneración económica para dicho personal con el fin de evitar las coimas.
- Capacitación del personal para detectar alteraciones en los medidores.
- Un contrastador móvil (**ANEXO 3**), con el fin de corregir (calibrar) en el sitio aquellos medidores que son susceptibles.
- Una mesa de contrastación (**ANEXO 4**) para aquellos medidores que necesitan ser llevados al laboratorio y requieren de una calibración respectiva. La reposición de los medidores se lo hará con el mismo personal que lo retiró, preferentemente en las primeras horas de la mañana siguiente, de esta forma se evitará perder el control de los medidores sacados, estos medidores serán instalados en cajas antihurtos, para que no sean intervenidos nuevamente, la cual ira con el respectivo sello de la empresa.
- Instalación de medidores electrónicos por electromecánicos, estos tomaran la lectura de energía real. Evitando la manipulación por.
  - o Imanes
  - o Desgaste en los cojinetes
  - o Puentes en la base socket

- Que paren el disco del medidor por cualquier método.
- Que cambien las bobinas de corriente del medidor.
- Instalación de cable antihurto para las acometidas.
- Instalación de redes de distribución secundaria con cable preensamblado con el fin de evitar el hurto de energía.
- Controlar que las luminarias de alumbrado público estén prendidas durante el día
- Debido a gran nivel de pobreza que tiene el Ecuador, esto hace que para algunas personas le sea imposible pagar el consumo de energía, por este motivo hay que fomentar en dichos sectores el ahorro de energía
- Cobrar a los infractores mediante lo establecido en la ley del Registro Oficial (**ANEXO 5**).

#### **6.2.2.1.2 Análisis de resultados**

Con los métodos expuestos para la reducción de pérdidas sociales podemos reducir en gran porcentaje estas pérdidas. Para todos los métodos a implementar necesitamos de personal capacitado y de una inversión.

Para el análisis costo beneficio vamos a hablar del cambio de las redes convencionales por las redes preensambladas con cable antihurto en las acometidas para la reducción de las pérdidas sociales. En Ecuador ya hay algunas empresas eléctricas distribuidoras que están implementando esta tecnología como son Empresa Eléctrica Quito, Ambato, Cuenca, Santo Domingo, Milagro.

## **Redes Preensambladas, Cable Antihurto y Medidores Electrónicos (ANEXO 6)**

### **Comparación entre Redes Preensambladas y Convencionales**

A mediados de la década del 60, Electricité de Francia desarrolló y puso a punto la tecnología preensamblada para distribución secundaria, con conductores trenzados totalmente aislados hasta 1100 voltios, tal cual se la conoce hoy día.

Este inteligente sistema distribuidor se constituyó rápidamente en contundente alternativa de recambio de las obsoletas líneas aéreas secundarias de cables desnudos o protegidos, habida cuenta que sus ventajas funcionales comparativas resultaron ser pocos menos que insuperables. El alto grado de seguridad para personas y cosas, el mantenimiento prácticamente nulo, la armonía convivencia con el medio ambiente, la impecable continuidad de servicio, la economía de montaje y

el excelente contenido estético, conforman, entre otras ventajas concurrentes, la esencia funcional de la Tecnología preensamblada BT.

Particularmente destacable fue el desarrollo de los conectores aislados simple y doble dentado abulonados a perforación de aislación, con los cuales resultó factible efectuar las conexiones sobre el cable con tensión, protegiendo así el bien máspreciado de este moderno sistema, esto es, el revestimiento de polietileno reticulado.

La posterior incorporación de acometidas domiciliarias con cables concéntricos (antihurto) perfeccionó aún más el sistema, al posibilitar una fuerte reducción de las conexiones irregulares.

El siguiente cuadro comparativo vamos a ver algunas de las ventajas de las redes preensambladas sobre las redes convencionales.

<b>DISTRIBUCION AEREA EN BAJA TENSION</b>		
<b>LINEAS CONVENCIONALES VS PREENSAMBLADAS</b>		
<b>PARAMETROS COMPARATIVOS DE FUNCIONAMIENTO</b>		
<b>PARÁMETRO</b>	<b>CALIFICACION DE LAS LINEAS</b>	
	<b>CONVENCIONALES</b>	<b>PREENSAMBLADAS</b>
Seguridad p/ personas y cosas	Baja	Muy alta, merced a su total aislamiento
Mantenimiento	Alto	Prácticamente nulo
convivencia medio ambiente	Difícil, problemas con arboledas	Positiva Armonía con arboledas
continuidad de servicio	Baja, cortes por vientos y ramas	insuperable, resiste clima adverso
Retiros por refacción de fachada	Complicados	fáciles y rápidos
Uso compartido de soportes	Complicado	sencillo y económico
Inserción de alumbrado público	requiere línea adicional	está incluido en el mismo haz

Flexibilidad Trazado de línea	Estándar	Superior
duplicación línea existente	Difícil	fácil emplazamiento segundo haz
Perfomance eléctrica	Estándar	Superior, por menor impedancia
esfuerzos sobre soportes	Estándar	Menores, p/ amarre de un solo cable
Almacenamiento	Estándar	Menor volumen de acopio y registros
aspecto visual	Desfavorable	Impecable. Mínimo impacto visual
Conexiones Clandestinas	Fáciles de Practicar	Fuerte Rechazo a las mismas

**TABLA 6.2.2.2.2-1 CUADRO COMPARATIVO DE LAS VENTAJAS DE LAS REDES PREENSAMBLAS SOBRE LAS REDES CONVENCIONALES**

**Tiempos Comparativos de Montaje de Líneas Convencionales vs. Preensambladas.**

Esto estudio fue realizado por el Ing. Norberto Enrique Verdecchia, especialista en tecnología preensamblada.

A partir de la instalación de dos líneas aéreas secundarias de igual sección y longitud, en sus versiones convencionales y preensambladas respectivamente, nos proponemos a determinar la relación de los tiempos de montaje de cada una, con la supuesta intervención de una misma cuadrilla de montaje.

**Parámetros Comunes**

Longitud: L

Sección: 3x70 + 1x25/50mm<sup>2</sup> (5 conductores)

Tipo de soportes: poste de 8m/H°

Vano Medio: 35m

Desarrollo.

Línea convencional.

T<sub>mc</sub>: Tiempo total de montaje de la línea convencional

T<sub>s</sub>: Tiempo total de montaje de soportes

T<sub>c</sub>: tiempo total de montaje de los conductores convencionales

La experiencia indica que:  $T_{mc} = T_s + T_c$

También es un hecho comprobado que:  $T_s = T_c = 1/2T_{mc}$  (1)

Línea preensamblada.

Nuevamente,  $T_{mp} = T_s + T_p$  (2):

T<sub>mp</sub>: tiempo total de montaje de la línea preensamblada

T<sub>s</sub>: tiempo total de montaje de los soportes (igual línea convencional).

T<sub>p</sub>: tiempo total de montaje del Haz Preensamblado

Analicemos este último parámetro. En la línea convencional, cada conductor requiere la colocación de morsetería específica, por el contrario, el haz preensamblado requiere morsetería específica solamente en el neutro portante. Por lo tanto es válido afirmar para nuestro ejemplo, y la práctica así lo corrobora, que  $T_p = 1/5T_c$  (3)

Reemplazando (1) y (3) en 2 nos queda:

$$T_{mp} = 1/2T_{mc} + 1/5 \times 1/2T_{mc} = 5/10T_{mc} + 1/10T_{mc}.$$

Finalmente.

$$T_{mp} = 6/10T_{mc} = 0.6T_{mc}.$$

Se observa en nuestro ejemplo, razonablemente aplicable a montajes reales, el ahorro de mano de obras en el montaje de las líneas aéreas preensambladas, es del orden del 40% con respecto a la mano de obra de líneas aéreas convencionales.

Costos comparativos de Montajes de redes convencionales vs. preensambladas

Línea convencional

Csc: costo de soportes

Ccc: Costo de los cables

Cac: Costo de los accesorios

Cmoc: Costo de la mano de obra

CTmc: Costo total del montaje

Teniendo finalmente:

$$CT_{mc} = C_{sc} + C_{cc} + C_{ac} + C_{moc} \quad (1)$$

Línea preensamblada

Csp: costo de los soportes

Ccp: costo del cable

Cap: costo de los accesorios

Cmop: Costo de la mano de obra

CTmp: Costo total del montaje

Finalmente:

$$CTmp = Csp + Ccp + Cap + Cmop \quad (2)$$

A su vez, la experiencia acumulada corrobora que:

- Los costos de los soportes convencionales y preensamblados son similares.
- El cable preensamblado cuesta un 20% más que los cables convencionales
- Si bien los accesorios preensamblados tienen costos unitarios algo superior a los convencionales, su cantidad en obra es inferior a estos últimos, por cuanto la línea preensamblada requiere accesorios solamente en el neutro portante, mientras que la línea convencional los requiere en todos sus conductores. Balanceando costos unitarios y cantidad, surge que los accesorios preensamblados y convencionales cuestan aproximadamente lo mismo.

- La mano de obra preensamblada es en promedio 40% menor que la convencional.

Resumiendo:

$$C_{sp} = c_{sc}; C_{cp} = 1.2C_{cc}; C_{ap} = C_{ac}; C_{mop} = 0.6C_{moc}$$

Reemplazando estas igualdades en (2), nos queda.

$$CT_{mp} = C_{sc} + 1.2C_{cc} + C_{ac} + 0.6C_{moc} \quad (3)$$

La suma de los costos  $C_{sc}$ ,  $C_{cc}$  y  $C_{ac}$  da por resultado el costo total de los materiales que integran la línea convencional:

$$C_{mat} = C_{sc} + C_{cc} + C_{ac}.$$

Sumando a la vez la mano de obra convencional, se obtiene el costo total del montaje que se formula en (1)

$$CT_{mc} = C_{mat.c} + C_{moc}$$

$$C_{mat.c} = CT_{mc} - C_{moc} \quad (4)$$

También la práctica indica que la mano de obra convencional representa en promedio el 30% del costo total de montaje convencional, del mismo modo que los costos de soporte, cables y accesorios en la línea convencional, conforman el 50%, el 30% y el 20% respectivamente del costo total de materiales. Formulemos esas igualdades:

$$C_{moc} = 0.3CT_{mc} \quad (5) \quad C_{sc} = 0.5C_{mat.c} \quad (6)$$

$$C_{cc} = 0.3C_{mat.c} \quad (7) \quad C_{ac} = 0.2C_{mat.c} \quad (8)$$

Reemplazando las igualdades (4), (6), (7) y (8) en la ecuación (3), se obtiene:

$$CT_{mp} = 0.5 (CT_{mc} - C_{moc}) + 1.2 \times 0.3 (CT_{mc} - C_{moc}) + 0.2 (CT_{mc} - C_{moc}) + 0.6 C_{moc}$$

Se obtiene:

$$CT_{mp} = 1.06 CT_{mc} - 0.46 \times 0.3 CT_{mc}$$

Finalmente queda:

$$CT_{mp} = 0.95 CT_{mc}$$

Ambas líneas se instalan al mismo costo inicial de montaje.

### **Cuanto cuesta instalar una red preensamblada y una red convencional.**

Para esto tomamos el levantamiento físico de la parroquia Caracol en la ciudad de Babahoyo en la cual se instaló una red preensamblada, cuya longitud total es 359m. Para el levantamiento físico la red convencional simulamos el levantamiento y procedemos hacer una comparación real entre los materiales que se necesitan para hacer una red preensamblada y una convencional.

En la tabla **6.2.2.2.2-2**, mostramos el levantamiento físico de la red preensamblada y convencional respectivamente.

RED PREENSAMBLADA												
ITEM	DESCRIPCIÓN	P0	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	TOTAL
1	CABLE PREENSAMBLADO AISLACION XLPE	0	0	50	33	45	43	44	43	44	57	359
2	MENSULA DE SUSPENSION PARA POSTE TENSION DE ROTURA 800Kg			1				1	1			3
3	PRECINTO PLASTICO		4	4	4	4	4	4	4	4	4	36
4	PROTECTOR PUNTA DE CABLE		3	3	4	3	6				4	23
5	PERNO DE OJO GALV. DE 5/8X10"		1		1	1	1			2	1	7
6	PERNO MAQUINA 5/8X10			1		2		1	1			5
7	PINZA DE RETENSION AUTOAJUSTABLE 1500Kg		1	1	1	2	2			2	1	10
8	PINZA DE SUSPENSION 400/800Kg			1				1	1			3
9	TENSOR MECANICO CON GRILLETE					2	1				1	4
10	TUERCA DE OJO GALV. 5/8			1		1	1					3
11	CONECTOR DENTADO ABULONADO DCNL-5					3				3		6

**TABLA 6.2.2.2-2 LEVANTAMIENTO FÍSICO DE LA RED PREENSAMBLADA**

RED CONVENCIONAL												
ITEM	DESCRIPCIÓN	P0	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	TOTAL
1	RACK DE TRE VIAS		1	2	1	2	1	1	1	2	1	12
2	ABRAZADERAS		2	4	2	4	2	2	2	4	2	24
3	AISLADOR ROLLO		3	6	3	6	3	3	3	6	3	36
4	CABLE 1/0 AL. ASCR		0	50	33	45	43	44	43	44	57	1077

5	CONECTOR		X	X		X	
---	----------	--	---	---	--	---	--

**TABLA 6.2.2.2-3 LEVANTAMIENTO FÍSICO DE LA RED CONVENCIONAL**

En las tablas vamos a mostrar los valores unitarios y totales para hacer una comparación entre los costos de los materiales.

<b>RED PREENSAMBLADA</b>				
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>TOTAL</b>	<b>V/UNITARIO</b>	<b>V./TOTAL</b>
1	CABLE PREENSAMBLADO AISLACION XLPE	359	3,58	1285,22
2	MENSULA DE SUSPENSION PARA POSTE TENSION DE ROTURA 800Kg	3	2,7	8,1
3	PRECINTO PLASTICO	36	0,12	4,32
4	PROTECTOR PUNTA DE CABLE	23	0,23	5,29
5	PERNO DE OJO GALV. DE 5/8X10"	7	2,85	19,95
6	PERNO MAQUINA 5/8X10	5	1,7	8,5
7	PINZA DE RETENSION AUTOAJUSTABLE 1500Kg	10	6	60
8	PINZA DE SUSPENSION 400/800Kg	3	2,7	8,1
9	TENSOR MECANICO CON GRILLETE	4	7,9	31,6
10	TUERCA DE OJO GALV. 5/8	3	1,7	5,1
11	CONECTOR DENTADO ABULONADO DCNL-5	6	5,95	35,7
			<b>TOTAL</b>	<b>1471,88</b>

**TABLA 6.2.2.2-4 VALORES UNITARIOS Y TOTALES PARA LA RED PREENSABLADA (ANEXO 7)**

<b>RED CONVENCIONAL</b>				
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>TOTAL</b>	<b>V/UNITARIO</b>	<b>V./TOTAL</b>
1	RACK DE TRE VIAS	12	5	60
2	ABRAZADERAS	24	4,5	108
3	AISLADOR ROLLO	36	0,7	25,2
4	CABLE 1/0 AL. ASCR	1077	0,7	753,9
5	CONECTOR			
			<b>TOTAL</b>	<b>947,1</b>

**TABLA 6.2.2.2-5 VALORES UNITARIOS Y TOTALES PARA LA RED CONVENCIONAL**

Haciendo una comparación del total de inversión de los materiales tenemos que en una red preensamblada se invierte un 55% adicional que la red convencional, pero la diferencia está en el costo del cable ya que el cable preensamblado tiene un valor de 3.58 USD y el convencional por los tres conductores un valor de 2.1 USD, lo que quiere decir es que el cable preensamblado cuesta un 70% adicional que el cable convencional.

A simple vista podemos darnos cuenta que la diferencia del costo de la red preensamblado con la convencional no está en los soportes ni accesorios, pero si en el cable.

Esto no quiere decir que la instalación total de la red preensamblada cueste un 70% adicional, porque hay que tener en cuenta que ahorramos en tiempo y mano de obra aproximadamente entre 30 a 40%.

Lo dicho por el especialista argentino, Ing. Norberto Enrique Verdecchia y que no concuerda con nuestro medio es el valor del cable, que el dice que es un 20% más, pero que en Ecuador es 70% más. Entonces el costo del

total de la red preensamblada estaría entre un 30 a 40% adicional que la red convencional aquí en Ecuador.

### **Cuanto cuesta instalar una red preensamblada con cable antihurto**

Hay que tomar en cuenta que en esta red también se puso cajas antihurtos con medidores electrónicos. El levantamiento se lo realizó en Caracol.

### **Descripción.**

Del levantamiento físico hecho en la ciudadela de la parroquia Caracol se encontró 46 usuarios de los cuales sólo 13 usuarios tenían medidores y los 33 restantes estaban hurtando energía. En un promedio de 100 KWH/mes esto quiere decir que tenemos una pérdida mensual de 3300 KWH/mes que representan 72%, por un costo de la energía de 0.10 USD nos da un total de pérdida en dólares de 330 USD.

Ahora con el sistema preensamblado instalado a los usuarios, evitamos los hurtos, instalaciones clandestinas, manipulación de los medidores, etc. Y recuperamos los 330 USD que estábamos perdiendo.

En la tabla mostramos el levantamiento de red preensamblada.

Red Preensamblada con Cable Antihurto												
ITEM	DESCRIPCION	P0	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	TOTAL
1	AISLADOR DE RETENIDA 54-2 GAMMA	1		1		1	1					4
2	AISLADOR DE SUSPENSION GAMMA	2				4	4			2		12
3	AISLADOR TIPO PIN 55-5 GAMMA		1	2			1	1	1			6
4	ANCLA DE EMPUJE PARA POSTE DE 11M					2				1		3
5	ANCLA DE EMPUJE PARA POSTE DE 9M									1		1
7	BLOQUE DE ANCLAJE DE HORMIGON ARMADO 40X40X15cm	1	1	1	1	1	1				1	7
8	CABLE XLPE 1/0 DE CU PARA BAJANTE DE TRANSFORMADOR					9				9		18
11	CABLE PREENSAMBLADO AISLACION XLPE											359
12	CABLE CONCENTRICO DE CU											1146
13	CABLE DE ACERO GALV. 3/8"	15	12	15	12	15	15				12	96
14	CABLE DE CU DESNUDO N° 6 AWG					12				12		24
15	CONECTOR DOBLE DENTADO DCNL-2		15	4	23	2	12	16	6	6	7	91
16	CONECTOR DOBLE DENTADO DCNL-5			3		4				4		11
17	CAJA DE POLICARBONATO PARA MEDIDOR		6	2	11	1	6	8	3	3	3	43
18	CONECTOR BULONADO TIPO-U		1		1	3	1			2	2	10
19	DERIVADOR PLASTICO		7	2	11	1	6	8	3	3	3	44

20	EXTENSION PUNTA DE POSTE SIMPLE		1				1	1	1			4
21	FUSIBLE NEOZED 35A. MODELO IFN35		7	2	11	1	6	8	3	3	3	44
23	FUSIBLE NH 200,400,630A					2				2		4
24	GRAPA TIPO PISTOLA 4-2/0	1				2	2			1		6
25	GRAPA KELVIN 4- 2/0	1										1
26	GRAPA MORDAZA 3 PERNOS	4	2	4	2	4	4				2	22
27	MENSULA DE SUSPENSION PARA POSTE TENSION DE ROTURA 800Kg			1				1	1			3
28	MENSULA PLASTICA PARA CABLE PARA CABLE DE ACOMETIDA 200Kg		14	4	22	2	12	16	6	6	6	88
29	MEDIDOR ELECTRONICO MONOFASICO CL 100 – 120V											46
30	PORTAFUSIBLE AEREO ENCAPSULADO		7	2	11	1	6	8	3	3	3	44
31	PRECINTO PLASTICO		36	14	73	15	28	35	17	23	16	257
32	PROTECTOR PUNTA DE CABLE		3	3	4	3	6				4	23
35	PERNO DE OJO GALV. DE 5/8X10"		1		3	3	2	1		1	1	12
36	PERNO MAQUINA 5/8X10	1		1		2		1	1	2		8
37	PINZA DE ACOMETIDA AUTOAJUSTABLE 200Kg		8		14		4	10	6			42
38	PINZA DE RETENSION AUTOAJUSTABLE 1500Kg		1	1	1	2	1			2	1	9
39	PINZA DE SUSPENSION 400/800Kg			1				1	1			3

40	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE 15KV	1				1				1		3
41	SECCIONADOR UNIPOLAR NH 160 <sup>a</sup>					1				1		2
42	SOPORTE PARA SECCIONADOR NH					1				1		2
43	TENSOR MECANICO CON GRILLETE					2	1				1	4
44	TIRA FUSIBLE TIPO K, 6A	1				1				1		3
45	TRANSF. CSP MONOF 25KVA					1				1		2
46	TUERCA DE OJO GALV. 5/8	1		1	2	1	2		1	2		10
47	TUBO EMT 1/2 X 3M					1				1		2
48	VARILLA DE ANCLAJE 5/8"X1,8M	1	1	1	1	1	1				1	7
49	VARILLA COPERWEL 5/8"X1,8M					1				1		2
50	POSTE 9M				1							1
51	POSTE 11M	E	1	1		1	1	1	1	1	1	8
52	ABRAZADERAS					1				2		3
53	BRAZO FAROL			1		1						2
54	AISLADOR ROLLO	1	1									2
55	KLEVI	1	1									2
56	EXTENSION PUNTA DE POSTE DOBLE				1							1

**TABLA 6.2.2.2.2-6 LEVANTAMIENTO DE RED PREENSAMBLADA.**

Ahora en la tabla, mostramos los costos de los materiales.

<b>Red Preensamblada con Cable Antihurto</b>				
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>TOTAL</b>	<b>V.UNIT</b>	<b>V.TOTAL</b>
1	AISLADOR DE RETENIDA 54-2 GAMMA	4	2	8
2	AISLADOR DE SUSPENSION GAMMA	12	5,8	69,6
3	AISLADOR TIPO PIN 55-5 GAMMA	6	2,8	16,8
4	ANCLA DE EMPUJE PARA POSTE DE	3	150	450

	11M			
5	ANCLA DE EMPUJE PARA POSTE DE 9M	1	115	115
7	BLOQUE DE ANCLAJE DE HORMIGON ARMADO 40X40X15cm	7	7	49
8	CABLE XLPE 1/0 DE CU PARA BAJANTE DE TRANSFORMADOR	18	10	180
11	CABLE PREENSAMBLADO AISLACION XLPE	359	3,58	1285,22
12	CABLE CONCENTRICO DE CU	1146	1,82	2085,72
13	CABLE DE ACERO GALV. 3/8"	96	0,7	67,2
14	CABLE DE CU DESNUDO N° 6 AWG	24	1,6	38,4
15	CONECTOR DOBLE DENTADO DCNL-2	91	2,5	227,5
16	CONECTOR DOBLE DENTADO DCNL-5	11	4,8	52,8
17	CAJA DE POLICARBONATO PARA MEDIDOR	43	22	946
18	CONECTOR BULONADO TIPO-U	10	2,6	26
19	DERIVADOR PLASTICO	44	0,45	19,8
20	EXTENSION PUNTA DE POSTE SIMPLE	4	6,5	26
21	FUSIBLE NEOZED 35A. MODELO IFN35	44	0,8	35,2
23	FUSIBLE NH 200,400,630A	4	37	148
24	GRAPA TIPO PISTOLA 4-2/0	6	8	48
25	GRAPA KELVIN 4-2/0	1	8	8
26	GRAPA MORDAZA 3 PERNOS	22	2,75	60,5
27	MENSULA DE SUSPENSION PARA POSTE TENSION DE ROTURA 800Kg	3	2,7	8,1
28	MENSULA	88	0,15	13,2

	PLASTICA PARA CABLE PARA CABLE DE ACOMETIDA 200Kg			
29	MEDIDOR ELECTRONICO MONOFASICO CL 100 – 120V	46	22,5	1035
30	PORTAFUSIBLE AEREO ENCAPSULADO	44	1,35	59,4
31	PRECINTO PLASTICO	257	0,12	30,84
32	PROTECTOR PUNTA DE CABLE	23	0,23	5,29
35	PERNO DE OJO GALV. DE 5/8X10"	12	2,85	34,2
36	PERNO MAQUINA 5/8X10	8	1,7	13,6
37	PINZA DE ACOMETIDA AUTOAJUSTABLE 200Kg	42	1,05	44,1
38	PINZA DE RETENSION AUTOAJUSTABLE 1500Kg	9	6	54
39	PINZA DE SUSPENSION 400/800Kg	3	2,7	8,1
40	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE 15KV	3	58	174
41	SECCIONADOR UNIPOLAR NH 160A	2	14,9	29,8
42	SOPORTE PARA SECCIONADOR NH	2	5,4	10,8
43	TENSOR MECANICO CON GRILLETE	4	7,9	31,6
44	TIRA FUSIBLE TIPO K, 6ª	3	1,25	3,75
45	TRANSF. CSP MONOF 25KVA	2	1300	2600
46	TUERCA DE OJO GALV. 5/8	10	1,75	17,5
47	TUBO EMT ½ X 3M	2	3	6
48	VARILLA DE ANCLAJE 5/8"X1,8M	7	6,5	45,5
49	VARILLA COPERWEL	2	6,9	13,8

	5/8"X1,8M			
50	POSTE 9M	1	90	90
51	POSTE 11M	8	128	1024
52	ABRAZADERAS	3	4,5	13,5
53	BRAZO FAROL	2	12	24
54	AISLADOR ROLLO	2	0,7	1,4
55	KLEVI	2		0
56	EXTENSION PUNTA DE POSTE DOBLE	1	7,5	7,5
			<b>Total</b>	<b>11.361,7</b>

**TABLA 6.2.2.2-7 COSTO DE LOS MATERIALES RED PREENSAMBLADA CON CABLE ANTIHURTO**

El costo de los materiales tiene un valor de USD 11.361,70 sumado a la mano de obra nos da USD 17.362,00

El tiempo que nos toma recuperar la inversión es la relación costo/beneficio, de la cual tenemos 17.362,00/460 que nos da 37 meses. De aquí en adelante sólo le queda al personal de la empresa que cuide e inspeccione estas instalaciones.

**Otros de los métodos que podemos utilizar son los siguientes.**

- Intensificación de Cortes masivos
- Inspección en el sistema de medición de los usuarios.

Estos métodos dependen de los trabajadores de la empresa más que de los usuarios, por lo cual la empresa debe tener personal capacitado con ética.

### **6.2.2.2 Reducción de Pérdidas Administrativas**

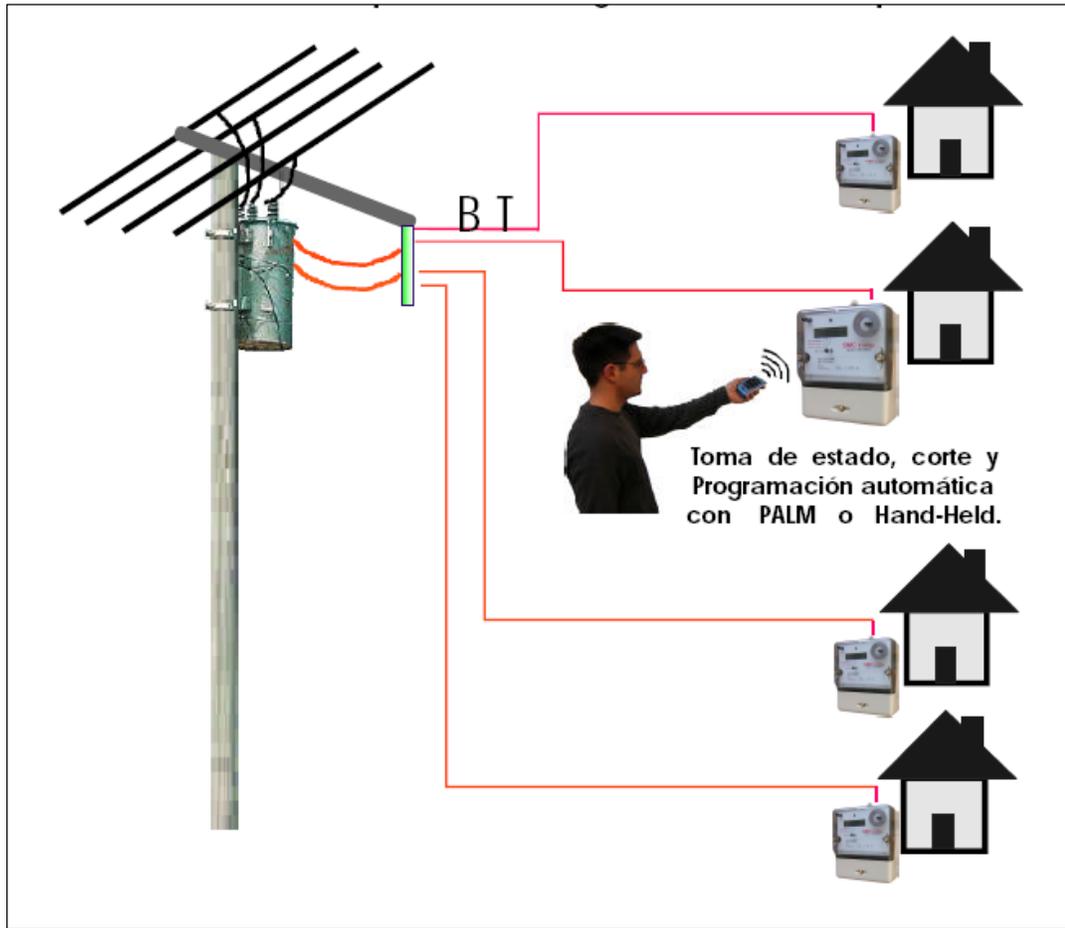
Las pérdidas administrativas no necesitan una gran inversión o gasto, las pérdidas administrativas están relacionadas con los departamentos de facturación e informática:

#### **6.2.2.2.1 Métodos Aplicados**

- Mejoramiento de los procesos.
- Revisión exhaustiva del personal de la empresa y sus funciones que desempeñan.
- Implementación de PALM o hand held y medidores electrónicos
- Rediseño del organigrama
- Eliminación del excedente de personal
- Integración de todos los departamentos de la empresa, con el uso del sistema en red.
- Llevar un inventario de los equipos e instrumentos que posee la empresa con sus respectivos códigos, precios y cantidad disponible y lo que se necesita para cubrir la demanda de clientes, lo que hará más ágil el proceso para la contratación de nuevo servicio.
- Como el departamento de facturación está encargado de la toma de lecturas, este debería tener un personal de elite para lograr detectar las principales causas de perdidas de energía. Así mismo se deben evitar los

consumos estimados que son aprovechados por la empresa.

- Actualizar el catastro de medidores, con lo cual la toma de lectura será eficiente, porque algunos medidores se encuentran en casas abandonadas, el dueño del medidor ha fallecido, existen nuevos medidores instalados que no están registrado en la base de datos de EMELRIOS, el usuario en ciertas ocasiones retira su medidor por motivo de deudas, etc, todos estos casos le producen perdidas a la empresa.
- Hay que hacer énfasis en la toma de lecturas y mejorar los métodos de los mismos, una de las maneras de reducir a cero el error por toma de lecturas es el siguiente, con los medidores electrónicos y los hand held. Solo hay que poner el hand held de 70 a 100cm tal como se muestra en la figura 6.2.2.2.1-1, y en solo segundos tenemos la información del medidor, luego en las oficinas la información es bajada a un PC. Y nos evitamos error de lectura y de digitación.
  - o Lectura
  - o N° de serie.
  - o N° de la empresa
  - o Hora en que fue registrada la lectura, etc.



**FIGURA 6.2.2.2.1-1 EJEMPLO ILUSTRATIVO TOMA DE ESTADO, CORTE Y PROGRAMACIÓN AUTOMÁTICA CON PALM O HAND-HELD**

#### **6.2.2.2.2 Análisis de resultados**

El análisis del proceso de contratación de servicio eléctrico, Capacitación del personal e implementación del software teniendo una inversión inicial de USD. 4200 para obtener las mejoras en el proceso.

De los métodos y pasos descritos para la reducción de pérdidas administrativas detallamos lo más importante.

Que el personal de la empresa eléctrica tome conciencia y responsabilidad de la función a él encomendada.

Tener tecnología de acuerdo al desarrollo socio económico de nuestro País, no implica un gasto sino una inversión.

#### **Análisis Costo - Beneficio.**

La inversión del nuevo proceso de contratación del servicio eléctrico de capacitación del personal e implementación del software es de USD. 4200 el mismo que se recupera en los primero dos meses con los nuevos abonados beneficiados de este proceso.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES.

1. Las pérdidas de energía de la Empresa Eléctrica Los Ríos, se encuentran en el orden de 32.16% anualmente. En donde las pérdidas técnicas son las siguientes 7.16% - 7.63% - 8.41%, diarias, mensual y anual, respectivamente y que equivalen a 5,320 USD, 165,287. USD y 1'971,852. Las pérdidas comerciales en EMELRIOS mensual y anual para el año 2005 fueron de 26.71% y de 23.75% respectivamente, que equivalen a 590,942 y 5'753,703 USD.
2. La Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., tuvo un nivel de pérdidas de energía para el año 2005 de 32.16%, las mismas que se descomponen en 8.41% para las pérdidas técnicas y 23.75% para las pérdidas no técnicas.
3. Para la reducción de las pérdidas técnicas, primero se comienza con la ubicación de transformadores en los centros de carga, verificando que los transformadores no trabajen fuera de su rango de utilización y que las líneas de subtransmisión, distribución primaria y secundaria no estén sobrecargadas.
4. Las pérdidas técnicas también se pueden reducir indirectamente cuando la empresa invierta en mejorar la calidad de su sistema, cambiando transformadores y líneas sobrecargadas, etc.

5. Reducir las pérdidas comerciales es mas conveniente que reducir las pérdidas técnicas, debido que la inversión para reducir las pérdidas técnicas es alta y a largo plazo y muchas veces no se logra recuperar el capital, mientras que la inversión para reducir las pérdidas de energía no técnicas se obtiene mayores réditos a corto plazo y menor inversión.
  
6. Utilizar redes preensambladas, cajas antihurtos y medidores electrónicos, con el objetivo de reducir las pérdidas comerciales es muy conveniente, ya que con esto, evitamos que los usuarios hagan instalaciones clandestinas manipulen los medidores, etc.

### **Recomendaciones**

1. Se recomienda la instalación de medidores registradores en la salida de los alimentadores para controlar el desequilibrio de las fases, la energía de cada alimentador, su factor de potencia, niveles de voltaje, etc., y con estos parámetros tener un mejor control de su operación.
  
2. La remuneración para los trabajadores sea buena, para evitar las coimas de los mismos. Además que cada cuadrilla sea supervisada por un ingeniero para que sea el responsable de dicho trabajo.

3. Capacitación del personal para que detecten instalaciones clandestinas, alteraciones en los medidores y que tengan el equipo esencial para que puedan hacer estas detecciones.
  
4. Las redes preensambladas se las recomienda utilizar en los lugares donde existen mayor robo de energía y estén más poblados, porque de esta manera evitamos los ganchos(robo de energía con cable de cobre en las redes convencionales), manipulación de los medidores y un control eficiente de energía consumida. La inversión se la recupera a corto plazo y después obtendríamos réditos para la Empresa

## Apéndice A

### MÉTODO DE LOS SIETE PASOS PARA LA MEJORA DE PROCESOS

El método se conoce como mejora de procesos. Debido a que el nombre es un poco largo se abreviará como método MP. MP son las iniciales de mejora del proceso de siete pasos, de modo que se le llamará Método de mejora de procesos y MP.

Los siete pasos del método MP son:

- 1 Definir los límites del proceso.
- 2 Observar los pasos del proceso-
- 3 Recolectar los datos relativos al proceso.
- 4 Analizar los datos recolectados.
- 5 Identificar las áreas de mejora.
- 6 Desarrollar mejoras.
- 7 Implantar y vigilar las mejoras

El método es sencillo y fácil de seguir. Funciona de la manera siguiente:

1. Primero se identifica el proceso, o parte del mismo, que se desea mejorar. Después, se definen los límites del mismo, es decir, su inicio y fin. Asimismo se identifican rendimientos y se seleccionan las medidas pertinentes.
2. A continuación, se observan los pasos del proceso, incluyendo lo que en realidad ocurre y cuál es el flujo del proceso. Mientras se observa todo esto, se registra lo que se descubre.
3. Ya sea durante o después de la fase de observación, también se recaban todos los datos cuantitativos relevantes relativos al proceso. Es preciso recordar que una medida es un dato cuantitativo del proceso.
4. Después de recolectar los datos, se les analiza y resume. En otras palabras, se determina lo que significan y de qué manera son importantes.

5. Con Base en los datos analizados, se identifican áreas de mejora. Primero se va detrás de las más grandes. Después de eso, se sigue con las más pequeñas.
6. Una vez que se identificó lo que se desea mejora; se desarrolla algún tipo de método de mejora.
7. Se desarrolla una cura para la enfermedad.

Después de desarrollar un arreglo, implantarlo, comprobarlo. Durante este periodo de pruebas, se vigila asimismo la mejora para determinar su funcionamiento.

El Método de MP de siete pasos puede utilizarse en forma individual o en equipo, si bien los equipos de mejora de procesos son más eficaces. En realidad, dos cabezas son mejores que una, en especial si alguna de ellas trabaja en el proceso. Sin embargo, si se utilizan equipos, se sugiere encarecidamente que se reciba capacitación antes de comenzar el esfuerzo de mejora del proceso. La capacitación deberá incluir el aprendizaje de los procesos y la manera de mejorarlo. Asimismo deberá incluir alguna capacitación en trabajo en equipo. Muchos equipos de mejora del proceso fracasan porque carecen de habilidades eficaces interpersonales y de equipo. Conformar y trabajar como un equipo eficaz son elementos de la reingeniería de procesos que muchas veces se pasan por alto. Así, no olvidar los aspectos del equipo.

- Al elegir los procesos a mejorar, perseguir primero los más grandes. Una ganancia de 30 por ciento en un proceso que cuesta 10 millones es más benéfica que una del 30 por ciento en un proceso que cuesta \$10,000. Hacer que la reingeniería de procesos se amortice. Buscar primero las ganancias más importantes.
- Al lanzar los esfuerzos de reingeniería de procesos, muchas veces las empresas establecen metas en términos como ahorrar de cierta cantidad de dinero al año, recortar el tiempo de ciclo en algunos días y horas, o eliminar tantos defectos por cada mil piezas. Con frecuencia, tales objetivos son bastante pequeños: del orden del 3 al 5 por ciento.

No seguir esta tendencia. Lanzarse en grande. Establecer objetivos grandes: lo que el autor llama metas extendidas. Metas del 20 al 50 por ciento. Establecer metas alargadas obliga a una empresa a observar de verdad los procesos.

- Por último, no pasar por alto las consideraciones organizacionales y gerenciales. Estas se encuentran más allá del alcance de este libro, al igual que la capacitación de equipos. Sin embargo, es preciso asegurarse que no se pasan por alto.

## **El método de MP de siete pasos**

### **Paso 1: Definir los límites del proceso.**

Para mejorar un proceso, es preciso seleccionarlo primero. De eso se trata el primer paso, de elegir un proceso o subproceso candidato. El paso 1 asimismo supone definir los límites del mismo (es decir, el inicio y el final del proceso). También incluye la identificación de los insumos y rendimientos del proceso

Cualquier proceso es candidato a la re-ingeniería las sugerencias para elegir un proceso apropiado incluyen:

Buscar primero el más grande, es decir elegir los procesos que cuestan grandes sumas de dinero, mucho tiempo, o den serios problemas de calidad. Elegir el nivel adecuado. Quizá aplicar la reingeniería a todo el proceso de manufactura o de abastecimientos sea demasiado grande. Dividir primero los procesos grandes en trozos manejables.

Por ejemplo, en vez de tratar de aplicar la reingeniería al procesamiento de todos los formatos, elegir uno solo. El conocimiento que se adquiere con esta experiencia puede aplicarse entonces a otros formatos. Una regla aconsejable es comenzar en pequeño y crecer. Por lo general eleva las probabilidades de éxito, nada engendra más éxitos futuros que las victorias previas.

Elegir procesos con ciclos dentro de un parámetro apropiado de tiempo. El tiempo de ciclo puede medirse en horas o en días. Es difícil seguir y analizar procesos que se alargan durante lapsos muy prolongados. Una vez más, mantener las cosas más o menos estrictas. De ser necesario, dividir los grandes procesos en porciones más manejables.

Después de elegir un proceso, familiarizarse con él. Discutirlo, leer sobre él Andarle en forma casual.

### **PRECAUCIÓN**

Cuando se comienza a hablar de procesos con el personal, todos opinan sobre lo que está mal. A veces, estas opiniones pueden constituir información muy útil. Sin embargo, por lo general no están apoyadas por datos contundentes. Asimismo, rara vez las opiniones sobre el problema real señalan a éste. Encontrar primero los hechos.

Asimismo, es preciso determinar el propósito del análisis del proceso en el paso 1. ¿Cuál es el objetivo?:

- Aumentar la eficiencia del proceso reduciendo el tiempo de ciclo del proceso.
- Reducir los costos relativos al proceso.
- Mejorar la calidad o confiabilidad del proceso.
- Hacer el trabajo más seguro.
- Hacer el trabajo más sencillo y menos frustrante.
- Lograr alguna combinación deseable de las metas precedentes.

Si la intención del análisis es elevar la eficiencia del proceso, es preciso asegurarse primero que éste es eficaz y confiable. Tiene poco caso mejorar la eficiencia de un proceso ineficaz o poco confiable. En este caso, lo único que se logra es hacer que el proceso produzca rendimientos defectuosos con mayor velocidad.

Una vez determinado el propósito del análisis, elegir las medidas apropiadas. Por ejemplo, si el propósito es reducir el tiempo de ciclo, la medida obvia será el tiempo. Reducir la distancia física entre dos procesos puede ayudar a disminuir el tiempo de ciclo. Si el propósito es mejorar la calidad, una medida útil podría ser el número de defectos de cada paso específico del proceso.

A veces, no es posible obtener en forma directa una medida requerida. Por ejemplo, suponer que se desea calcular el costo de mano de obra de cierto paso del proceso. Sin embargo, para calcular tal costo, tal vez sea necesario recabar primero los datos en términos de tiempo y después de convertir el tiempo de mano de obra en costos.

Al elegir una medida adecuada, emplear el sentido común. Recabar todo respecto a un proceso puede ser agradable, pero requiere tiempo. Elegir las medidas que se pueden utilizar, incluyendo tiempo, número de defectos o de personas, distancia y costos.

Por último, es preciso determinar el tipo de análisis del proceso que se llevará a cabo. ¿Será necesario un análisis de áreas o de productos del proceso, o ambos?

El paso 1 del método de MP de siete pasos es un inicio. Establece la dirección de los siguientes seis. Al final del paso 1, se habrá:

- Identificado el proceso candidato.
- Determinado el principio y fin del proceso.
- Identificado los insumes y rendimientos del proceso.
- Identificado el propósito del análisis del proceso.
- Elegido las medidas apropiadas.
- Determinado el tipo de análisis (es decir, de tarea o de producto).
- Alcanzado una familiaridad generalizada con el proceso.

## **Paso 2: Observar los pasos del proceso.**

Luego de concluir los aspectos preliminares, es tiempo de Observar el proceso. Es importante hacer énfasis en la palabra observar. Esta es una parte muy importante del esfuerzo de mejora de procesos.

Muchos esfuerzos de mejora de procesos consisten de personas que se reúnen en algún rincón y elaboran un flujograma de lo que creen que debería ser el proceso, o de lo que creen que es. Por desgracia, un proceso es casi siempre distinto de lo que debería ser o de lo que se piensa que es. Cuando las personas describen un proceso sin observarlo en realidad, casi siempre dejan algunas cosas fuera. Por ejemplo, acaso pasen por alto todos los pasos importantes que no agregan valor, incluyendo transporte, demoras, inspección, almacenaje y re-trabajo.

Es posible utilizar varias técnicas de observación. Por ejemplo, se puede observar un proceso en forma física. Asimismo es posible grabarlo en video.

O bien usar un viajero. Es preciso recordar que un viajero es simplemente un formato para registrar información de los pasos de un proceso.

### **PRECAUCIÓN**

Informar siempre de todas las personas que se les observará. Explicar con exactitud lo que se está haciendo y por qué. Asimismo, asegurar a cada persona que no se trata de una misión de espionaje ni se pretende hacerlos trabajar más rápido. El enfoque de la observación deberá radicar en el qué, no el quién. De ser posible, observar el proceso más de una vez. Esto proporciona una mejor imagen del proceso real.

Durante el paso 2, se deberá:

- Identificar y registrar todos los pasos del proceso
- Hacer una breve descripción de cada paso.
- Arreglar todos los pasos en el orden correcto (es decir, paso 1, 2, etc.).
- Identificar cada paso de proceso por su tipo (es decir, operación, transporte, inspección, etc.).

Una hoja de trabajo de análisis del proceso es una excelente herramienta a utilizar en el paso 2. Proporciona un método bien estructurado para recabar la información correcta. Dependiendo de la situación, quizá se desee crear un diagrama de la visión global del proceso. La orientación va de arriba hacia abajo. Un diagrama de visión global del proceso es útil en entornos que no cubren grandes distancias (por ejemplo, algunos entornos de oficina y de manufactura). Se debe utilizar un diagrama de visión global del proceso en forma adicional a la hoja de trabajo de análisis del proceso.

Un diagrama de visión global del proceso es simplemente un mapa del proceso. Indica en dónde se lleva a cabo cada paso. Asimismo ilustra lo que ocurre entre éstos

Otra herramienta útil es el flujograma del proceso. Este indica el flujo o secuencia globales del proceso. Cada tipo de paso se describe en la secuencia correcta. Los flujogramas del proceso son de particular utilidad para ilustrar procesos paralelos, divergentes, convergentes y de árboles de decisiones.

El paso 2 es uno de los más importantes en el método de MP de siete pasos, comprender el aspecto del proceso es esencial para el éxito en la re-ingeniería de procesos. Al final del paso 2, se deberá tener una buena imagen del proceso. Esta imagen incluye la identificación y secuencia adecuadas de todos los pasos del proceso.

A la conclusión del paso 2, se habrá:

- Observado todos los pasos del proceso.
- Registrado todos los pasos del proceso.
- Identificado el flujo y secuencia del proceso.
- Clasificado todos los tipos de pasos del proceso.

### **Paso 3: Recabar los datos relativos al proceso.**

Observar e identificar todos los pasos asociados a un proceso es de extrema importancia. Sin embargo, no es suficiente. Para apoyar las observaciones, también se requieren datos cuantitativos como tiempo, número de personas,

distancia y cantidad de defectos'. Cuando se combinan los pasos 2 y 3, se puede decir que se cuenta con algo.

Al final del paso 1, se eligieron las medidas relevantes. Ahora, en el paso 3, sólo se recaban. A veces se combinan los pasos 2 y 3. Por ejemplo. Si se observa un proceso, muchas veces tiene sentido recabar las medidas al mismo tiempo que la demás información necesaria.

Si se grabó en vídeo un proceso, tal vez valga la pena revisar la cinta e identificar la secuencia del proceso y el tipo de cada paso antes de recabar las medidas. Si se emplea un viajero, tal vez se deseen combinar los pasos 2 y 3.

Al final del paso 3, la hoja de trabajo de análisis del proceso se encuentra completa. Se llenaron ya todas las columnas, incluyendo la de medidas. Para resumir, el paso 3 proporciona los datos cuantitativos tan importantes en la reingeniería de procesos. Con ese tipo de datos, es posible reemplazar las opiniones con hechos sólidos. Al final del paso 3, se habrán:

- Calculado todas las medidas del proceso.
- Registrado las medidas en una hoja de trabajo de análisis del proceso.

#### **Paso 4: Analizar los datos recabados.**

Una vez que se recabaron los datos de los pasos 2 y 3, es hora de analizarlos y resumirlos. No es necesario pasar mucho tiempo en el paso 4.

Por lo general, los problemas evidentes surgen sin tener que realizar muchos cálculos. Se obtiene poco al retinar éstos en forma continua. Si se recabaron datos de tiempos, se deberá calcular la eficiencia de trabajo y el tiempo de ciclo del proceso. Asimismo acaso se desee calcular el costo asociado de mano de obra. Una vez más, calcular y resumir lo que tiene sentido.

Una gráfica sumario de datos es una eficaz herramienta para ilustrar los datos recolectados. Al presentar éstos en una gráfica sumario, por lo general se toman obvias las áreas de mejora.

A veces, una sencilla gráfica de barras es asimismo muy eficaz para resumir los datos.

Al final del paso 4, todos los datos relacionados con el proceso se analizan pero no a fondo se resumen e ilustran en un formato adecuado. Al final del paso 4, se habrá:

- Resumido todas las medidas de cada paso del proceso.
- Concluido una gráfica sumario de datos.

### **Paso 5: Identificar las áreas de mejora.**

Si se realizaron en forma correcta los pasos 1 a 4, el paso 5 será relativamente sencillo. Ya que la meta de la reingeniería de procesos es eliminar o reducir al mínimo el desperdicio los primeros objetivos serán siempre transporte, demoras, inspección, re-trabajo y almacenaje. Cuando se eliminan o reducen al mínimo estos pasos, es posible comenzar a mejorar los pasos de operación. Entre los buenos candidatos a objetivos para la mejorar se incluyen:

- Pasos de transportes redundantes o innecesarios.
- Pasos de transporte que consumen tiempo.
- Pasos de demora redundantes o innecesarios.
- Pasos de demora que consumen tiempo.
- Pasos redundantes de inspección.
- Todos los pasos de re-trabajo.
- Diagramas ineficientes de proceso.
- Secuencias o flujos de proceso ineficientes.

Al buscar áreas a mejorar, se deberán hacer preguntas como:

- ¿Cuál es el propósito o función de este paso?
- ¿Agrega este paso valor al proceso en forma directa?
- ¿Es posible eliminar este paso? Si se elimina, ¿cuál será el efecto en la calidad y confiabilidad del rendimiento?
- Si no es posible eliminar el paso, ¿se puede reducir al mínimo?
- ¿Es posible combinar el paso con uno de operación?

El paso 5 deberá tomar muy poco tiempo. Al final del mismo, se identifican objetivos específicos de mejora. Asimismo, se clasifican las mejoras por orden de importancia; es decir, se tiene una buena idea de lo que es preciso mejorar en primer, segundo, tercer lugares, etcétera. Es preciso recordar que las prioridades de mejora se basan en datos cuantitativos, no en opiniones o "pienso que". Allí radica la belleza del método de MP de siete pasos. Es sistemático, defendible, cuantificable y se basa en hechos. A la dirección le gusta eso.

Una vez concluido el paso 5, se identifican y clasifican las áreas de mejora. Con esta información, es posible comenzar la parte de mejora de la reingeniería de procesos. De eso se trata el paso 6. Una vez más, después del paso 5, se habrá:

- Identificadas áreas potenciales de mejora.
- Clasificado las áreas de mejora.

### **Paso 6: Desarrollo de mejoras.**

El paso 6 supone diseñar y desarrollar en realidad una mejora del proceso.

Es la cura para la enfermedad identificada. El capítulo 6 discute en detalle las ideas de mejora de procesos. Entre las ideas a considerar se incluyen:

- Eliminar varios pasos del proceso, en especial los que no le agregan valor.
- Reducir al mínimo el tiempo asociado con ciertos pasos.
- Reducir la complejidad del proceso al simplificar éste.
- Elegir un método alternativo de transporte.
- Combinar varios pasos de proceso.
- Cambiar un proceso lineal a paralelo.
- Usar rutas alternas de proceso que se basan en decisiones.
- Cambiar la secuencia de pasos del proceso.
- Usar la tecnología para elevar la eficacia o eficiencia del proceso.
- Dejar que los clientes hagan algo del trabajo del proceso.

La frase de ingeniería "eliminar, simplificar y combinar" es un buen consejo.

También lo es MES, que significa {Mantenía estúpidamente sencillo) Mejoras sencillas y de poco costo pueden traducirse en enormes ahorros en calidad, tiempo de ciclo y costos.

Al elegir una mejora del proceso debe de asegurarse que el remedio no es peor que la enfermedad. Esto reviste especial importancia si se ha de adquirir equipo costoso y de alta tecnología. Quizá sea necesario un análisis de costos y beneficios. De ser así sería bueno contar con la ayuda del departamento de contabilidad.

Una gráfica de antes y después es un método eficaz para documentar los beneficios que se esperan de una mejora propuesta. Compara el proceso antes y después de dicha mejora. El cuadro presenta una gráfica de antes y después en blanco, que utiliza el tiempo como medida.

PASO	ANTES		DESPUES	
	Pasos	Minutos	Pasos	Minutos
Operación ○				
Transporte →				
Demora ▷				
Inspección □				
Almacenaje ▽				
Retrabajo ®				
Total				

El paso 6 del método de MP de siete pasos supone desarrollar una mejora apropiada. También incluye calcular los beneficios que se esperan. Después del paso 6, se habrán:

- Desarrollado mejoras específicas.
- Calculado beneficios potenciales.
- Concluido las comparaciones de antes y después.

### **Paso 7: Implantar y vigilar las mejoras.**

El paso 7 supone implantar la mejora desarrollada. Es el paso en el que se pone en funcionamiento la mejora. Por lo general, las mejoras al proceso se implantan en una de tres formas;

- Una corrida piloto
- Un cambio completo.
- Un cambio gradual.

Una corrida piloto es como una prueba. Se prueba y se ve si funcionará. Un cambio completo es simplemente hacer las cosas. Un momento se hace de la forma antigua y al siguiente es de la nueva manera. Un cambio gradual es una transición paulatina hacia la mejora.

¿Cuál es la mejor forma? Depende de varios hechos. Depende del costo de la mejora También de la complejidad y el riesgo de fracaso. Un cambio completo es adecuado para mejoras sencillas del proceso, que es posible implantar de manera sencilla y con poco riesgo de fracasar. Por lo general, los procesos complicados o de alta tecnología requieren de pruebas piloto Los cambios graduales tienen sentido en mejoras de proceso cuyo fracaso supondría altos costos. Una vez más, el método corregido de implantación depende del costo, la complejidad y la posibilidad de fracaso.

Cada vez que se implanta una nueva mejora al proceso, ésta debe vigilarse En el paso 6, se creó una gráfica propuesta de antes y después. En el paso 7, es posible desarrollar una gráfica auténtica. Ambas gráficas deberían ser similares. De no ser así, tratar de buscar la razón y realizar acciones correctivas. Una palabra de advertencia, no esperar siempre enormes milagros al principio. A veces, es necesario un breve periodo de ajuste.

El paso 7 consiste en implantar la mejora que se desarrolló. Es el paso de veamos si funciona. Una vez que se implanta una mejora, también es preciso vigilarla. Después del paso 7, se habrá:

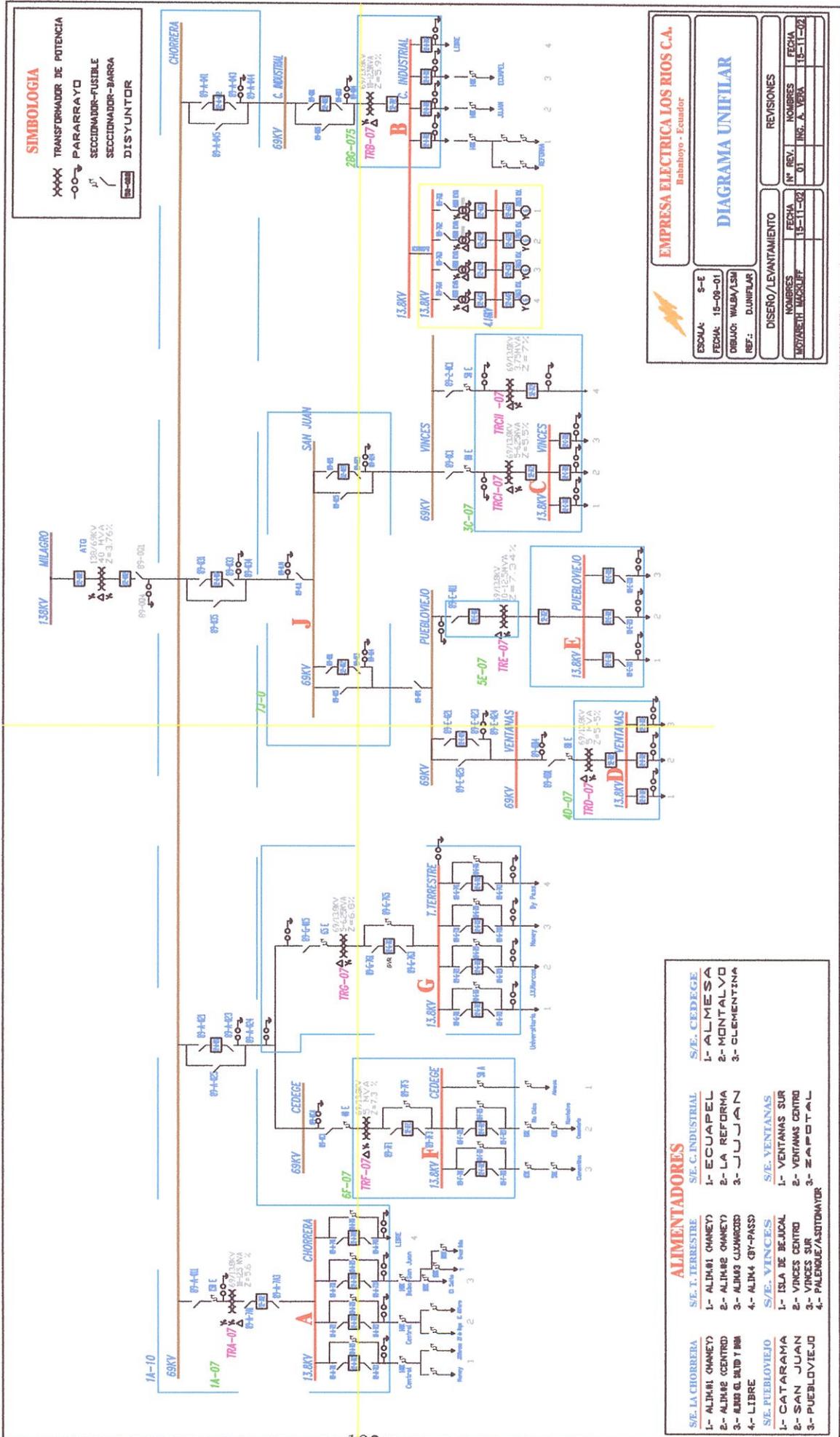
- Identificado el método de implantación.
- Implantado el método de mejora.
- Vigilado la mejora.

# ANEXOS

# ANEXO 1

## EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A. DIRECCION DE COMERCIALIZACION Resumen de facturaciones

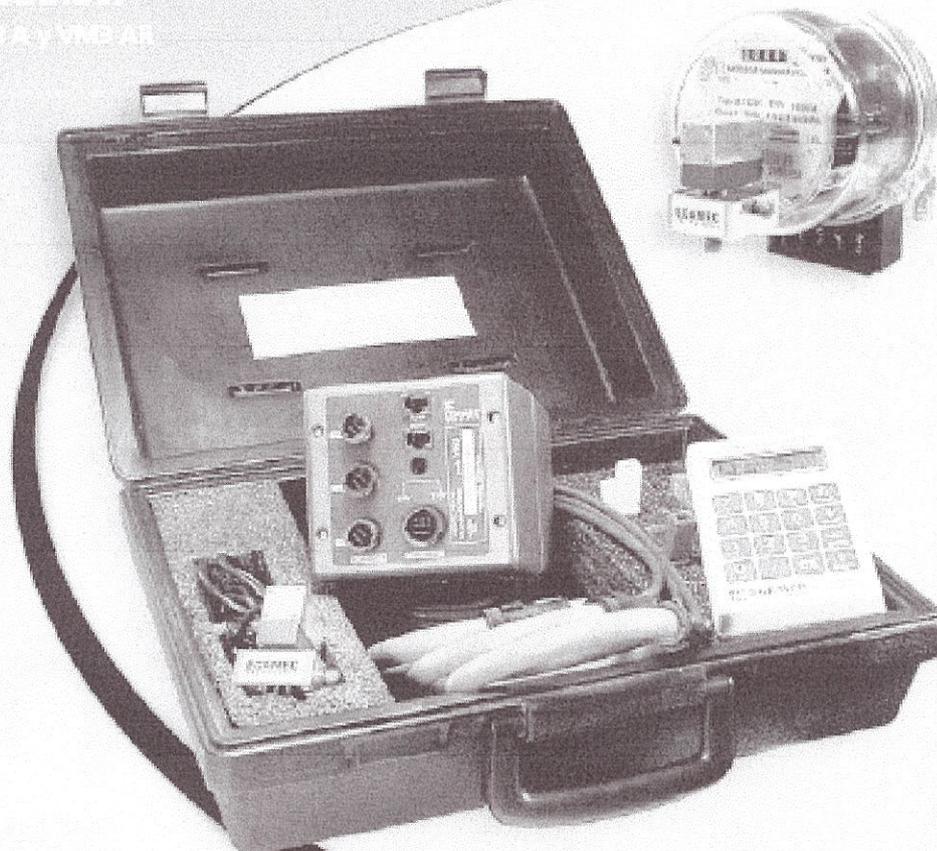
Tarifa	Descripción	Ene-2005	Feb-2005	Mar-2005	Abr-2005	May-2005	Jun-2005	Jul-2005	Ago-2005	Sep-2005	Oct-2005	Nov-2005	Dic-2005	TOTAL
Residencial	Energía (Kwh)	64.317	64.200	64.502	64.790	64.711	64.711	65.133	65.103	65.619	65.456	65.446	65.477	65.747
	P.A.V. (US\$/Kwh)	7.536.753	7.282.753	7.282.753	7.278.890	7.375.924	7.375.924	7.611.294	7.611.294	7.652.462	7.613.225	7.622.724	7.614.890	7.614.890
	US\$	758.095.400	719.991.050	719.991.050	728.157.222	725.107.144	725.107.144	767.852.396	767.852.396	769.500.900	767.207.450	767.207.450	767.207.450	767.207.450
	US\$/Total con cargas	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96	90.695.96
Comercial	Energía (Kwh)	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454	1.246.454
	P.A.V. (US\$/Kwh)	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16	1.173.707,16
	US\$	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16	1.454.559,16
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Bombas de Agua	Energía (Kwh)	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201	693.201
	P.A.V. (US\$/Kwh)	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01	6.932,01
	US\$	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201	4.806.201
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Entidades Oficiales	Energía (Kwh)	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957	445.957
	P.A.V. (US\$/Kwh)	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23	3.319,23
	US\$	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056	1.480.056
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Alumbrado Público	Energía (Kwh)	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056	1.284.056
	P.A.V. (US\$/Kwh)	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50	125.837,50
	US\$	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64	161.414,64
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Asistencia Social	Energía (Kwh)	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671	108.671
	P.A.V. (US\$/Kwh)	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77	7.697,77
	US\$	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99	830.225,99
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Beneficio Público	Energía (Kwh)	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307	160.307
	P.A.V. (US\$/Kwh)	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77	10.654,77
	US\$	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99	1.705.225,99
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Abonado	Energía (Kwh)	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905	71.905
	P.A.V. (US\$/Kwh)	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317	13.926,317
	US\$	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Dispo. para la venta (Kwh)	Energía (Kwh)	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32
	P.A.V. (US\$/Kwh)	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17
	US\$	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Kwh-no facturados	Energía (Kwh)	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008	18.008
	P.A.V. (US\$/Kwh)	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50	3.712,50
	US\$	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50	67.237,50
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Kwh-no facturados Cons-G0(Kwh)	Energía (Kwh)	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310	4.009.310
	P.A.V. (US\$/Kwh)	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433	7.784.433
	US\$	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00	31.196,00
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
% de Pérdidas	Energía (Kwh)	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32	1.008.881,32
	P.A.V. (US\$/Kwh)	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17
	US\$	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83
Recaudación US\$	Energía (Kwh)	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16	978.855,16
	P.A.V. (US\$/Kwh)	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17	25.151.973,17
	US\$	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70	24.895.018,70
	US\$/Total con cargas	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83	131.646,83



## ANEXO 3 CONTRASTADOR MOVIL

# Verificador de medidores en campo

Modelos:  
VMD A y VMD AB



**ECAMEC**  
TECNOLOGIA

Verificación in-situ de derivación de clase de medidores de energía  
Operativa Sencilla y Rápida.  
No requiere interrumpir el suministro ni abrir tapas de borneras  
Apto para medidores monofásicos y trifásicos, de disco o de estado sólido.  
Registro de la Secuencia Operativa, Datos y Resultados de las Verificaciones  
(error, fecha, hora, código cliente, N° medidor y estado, nivel de demanda, tensión de suministro).  
Admite Lector de Código de Barras.  
Preparado para distintos perfiles de accesos.  
Soft de Transferencia de Registro a PC, Programación y Reporte de Datos exportable a cualquier utilitario Windows.

# Especificaciones Técnicas\*\*

modelos: VM3 A y VM3 AR

Opciones Operativas	VM3A	VM3AR
Ingresar Constante de Medidor y de Transformadores de Medición.	SI	SI
Ingresar Número de Medidor por teclado o por Lector de Código de barras.	NO	SI
Ingreso de Clave para distintos perfiles de acceso.	NO	SI*
Ingresar código de cliente por teclado o por Lector de Código de barras.	NO	SI
Selección de rango y resolución del contraste.	SI	SI
Ver tensión de suministro.	NO	SI
Ver resultado de la verificación según Error Relativo (%).	SI	SI
Registro en memoria de los Datos ingresados, Medición y resultados de Verificaciones.	NO	SI
Registro de Secuencia Operativa con fecha y hora de verificación.	NO	SI
Interrogar Memoria desde Unidad Operativa (hand-held).	NO	SI*
Lectura y Transferencia de los registros a la PC.	NO	SI
<b>Cabezal de Lectura</b>		
Tecnología: por Reflexión haz de luz visible + foto detector.	SI	SI
Tipo de superficie que detecta: Marca en Disco Ferraris y Marca gris en LCD.	SI	SI
Mecanismo de Ajuste: según 2 ejes: x ; y	SI	SI
Fijación: exclusivo sistema universal. Se adapta a medidores monofásicos y trifásicos.	SI	SI
Dimensiones y Peso: 40x40x50 mm. Peso 60 g.	SI	SI
Alimentación: 5VDC, desde Unidad de Medición.	SI	SI
Cable y Terminal de Conexión: 2 m de cable.	SI	SI
<b>Unidad Operativa</b>		
Operatoria: Tipo hand-held. Menú guiado por Opciones.	SI	SI
Display: LCD de 2 x 16 caracteres. Back light*.	SI	SI
Teclado: 16 teclas tipo touch. Membrana de poli carbonato.	SI	SI
Dimensiones y Peso: 110x130x30 mm. Peso: 280 g.	SI	SI
Alimentación: 5 VDC desde Unidad de medición.	SI	SI
Cable de Comunicación con Unidad de medición: 1.5 m cable blindado.	SI	SI
<b>Unidad de Medición</b>		
Circuito de Medición: Trifásico y Monofásico, estrella o delta.	SI	SI
Rango de tensión: 110 / 220 V - 50Hz (Opcional 60 Hz). Rango Opcional: 44 Vac a 480 Vac.	SI	SI
Rango de Corriente: 50 mA a 3000 Amp, según rango del Transductor de Corriente.	SI	SI
Tipo de TI que admite: ECAMEC Modelos: TI-FLEX y TI-P10.	SI	SI
Rango Dinámico en Corriente: 0 a 700% de I <sub>NOMINAL</sub> .	SI	SI
Memoria interna de registro. Capacidad: > 300 Verificaciones completas.	NO	SI
Almacenamiento de datos en memoria: Mayor a 6 meses.	NO	SI
Medición de energía Reactiva, Potencia, Cos φ.	NO	SI*
Exactitud de medición de Energía: 2 %, Cos φ = 1, 0.5L y 0.8C. Opcional: 1%. Norma IEC1036.	SI	SI
Exactitud de medición de Tensión: 0.5 % en todo el rango.	SI	SI
Medición de THD: hasta la 20 armónica. Fondo escala: 10%. Exactitud 5%.	NO	SI*
Reloj de Tiempo Real controlado por Xtal. Estabilidad: 10 ppm.	NO	SI
Puerto de Comunicación a PC: RS232. Baud-rate: 9600.	SI	SI
Dimensiones y peso: 115x150x110 mm. Peso: 1400 g (sin opcionales).	SI	SI
Alimentación: 110/220V (50/60 Hz). Consumo: 5VA.	SI	SI
<b>Accesorios</b>		
Pinzas de Conexión: tipo cocodrilo. Cubierta de seguridad. Opcional: con pincha cable.	SI	SI
Cables de Conexión con aislación reforzada y terminales de seguridad.	SI	SI
Lector de Código de Barras.	NO	SI*
Valija para transporte.	SI	SI
<b>Normas y Ensayos</b>		
Rigidez dielectrica: IEC 255-4. Condición 2kV-50Hz/5kV-5/20 μseg.	SI	SI
Perturbación Electromagnética: IEC 255-4. Condición 2.5kV-1Mhz.	SI	SI
Ráfagas eléctricas: IEC 1000. Condición 2kV - 1 minuto, multi-modos.	SI	SI
Vibración: MIL STD 810 M.514.2. Condición 3.7 mm - 5.5/200/5.5 Hz, 84 minutos por eje.	SI	SI
Impacto: MIL STD 810 M.516.2. Condición 35g -11 mseg - 3 impactos por semieje.	SI	SI
Ambiental: IEC68.2.1 - Temp. Máximas y Mínicas. Condición +65°C y -10°C durante 4hs.	SI	SI
Grado de protección: EN 60529/92, IP53.	SI	SI
Exactitud: IEC 1036, Clase 2 y Clase 1.	SI	SI

\*\*La política de continua evolución tecnológica de ECAMEC, puede dar lugar a que el producto suministrado difiera ligeramente con estas especificaciones \*Características técnicas opcionales



Martin J. Haedo 3992 (1602) Florida, Buenos Aires - Argentina  
Tel.: (5411) 4761-0528 - Tel/Fax: (5411) 4761-9415  
<http://www.ecamec.com.ar> e-mail: [consultas@ecamec.com.ar](mailto:consultas@ecamec.com.ar)



## Características Técnicas™

modelos: ECA-100Y y ECA-100

En un sólo instrumento el operador dispone de todo lo necesario para poder verificar la exactitud del medidor sin necesidad de interrumpir el suministro. En caso de ausencia de consumo el ECA-100Y implanta un Simulador de Carga capaz de inyectar corriente al circuito amperométrico del medidor estando éste con carga o no.

Todas las funciones del ECA-100Y y ECA-100 se ejecutan a través de el teclado con membrana de policarbonato y con menú de guía en el display. Durante la operatoria el equipo ejecuta numerosos test para alertar al operador de errores de conexión o instalación, y en tal caso bloquea la ejecución.

El tamaño, peso y ergonomía del ECA-100Y y ECA-100 permiten un uso cómodo y seguro de las siguientes Opciones Operativas

Por default opera en la configuración típica, pero admite ser configurado en: Modo Test, Alta (baja) resolución, Cabezal de Lectura Automática.

Mide y muestra en display los valores instantáneos de la Tensión entre 90 y 380 V, Corriente hasta 120 A con TI-Q y 240 A con TI-Flex, Potencia, Energía y FP con signo.

Implanta un Patrón de Energía de exactitud mejor a 0.2%. Permite Verificar con o sin Inyección de Corriente ( Simulador de Carga ). Admite ingresar por teclado cualquier formato de Constante de medidor y programar el Número de Vueltas o Tiempo de Prueba. El display indica automáticamente el resultado del error en (%). El Comando de Inicio y Fin (ST/SP) puede operarse desde teclado o desde un Pulsador remoto. También permite aplicar un Cabezal de Lectura automática (Accesorio Opcional).

Opción aplicable al Estudio de Pérdidas. Un canal auxiliar permite comparar las energías que pasan por el medidor y por otro punto del suministro con el transductor modelo ECA-TE (Accesorio Opcional).

Aplicable a estudios de rendimiento de máquinas, mide y totaliza la energía durante intervalos de tiempo programables entre 1 a 60 minutos. Opcional hasta 24 hs.

Mide y retiene los valores máximos y mínimos de la tensión y la corriente.

Dispone de 2 Rangos de inyección: 1 A y 10 A ( Opcional: 15 Amp ) Máxima potencia simulada: 2.6 kW. Detección y bloqueo de corriente inversa. Cable de conexionado ultraflexibles de 2.5 mm<sup>2</sup>. Accesorios de Conexión de seguridad.

Se dispone de 3 Opciones de transductor de corriente

- a) Modelo TI-Q : 0 a 120 A. Ventana de 16 MM
- b) Modelo TI-Q : 0 a 240 A. Ventana de 35 MM
- c) Modelo TI-Flex : 0 a 240 A. Ventana 120 MM

Teclado con 17 comandos de 18x18 MM. Membrana de policarbonato

Display de 2x16 caracteres. Cristal líquido

Dimensiones y Peso: 110x200x45 MM – 1400 g

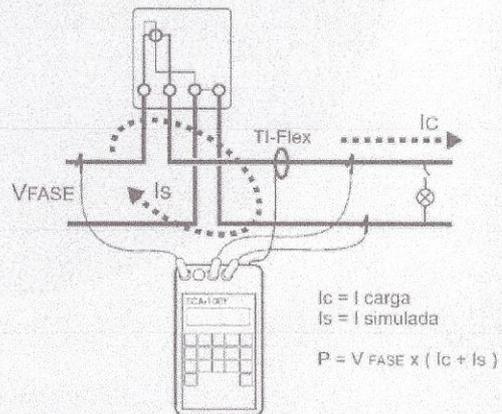
Cables de conexionado ultra flexibles.

Cabezal de Lectura Automática\*

Conector pincha cable\*

Transductor de energía modelo ECA-TE, para aplicar a modo balance\*

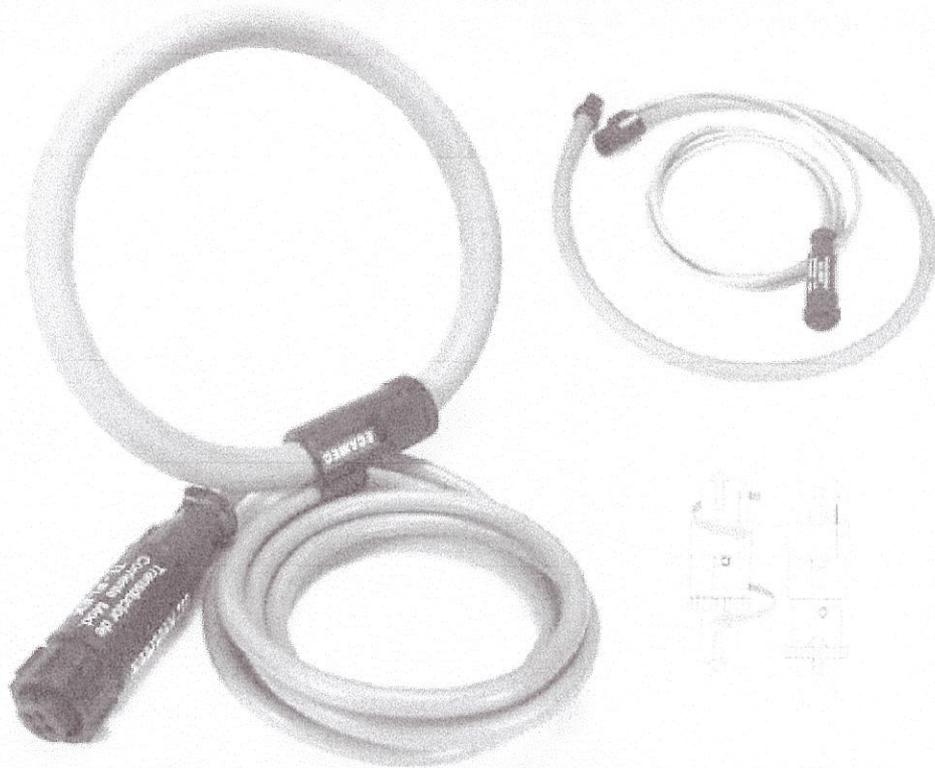
Comando Qpto-Switch para Inicio/Fin Remoto\*



Martín J. Haedo 3992 (1602) Florida, Buenos Aires - Argentina - Tel.: (5411) 4761-0528 - Tel./Fax: (5411) 4761-9415  
<http://www.ecamec.com.ar> e-mail: [ventas@ecamec.com.ar](mailto:ventas@ecamec.com.ar)



## ○ Transductor de corriente



**[TI-FLEX]**

Desde 50 mA a 3800 A



Tecnología de núcleo flexible.

Exactitud 1% de la lectura.

Rango desde 50 mA hasta 3800 A fondo de escala.

Diámetro de Ventana desde 120 hasta 530 MM.

Excelente linealidad y muy bajo error de ángulo.

Robusto y exclusivo mecanismo de cierre.

Liviano y apto para uso a la intemperie.

### Aplicable en

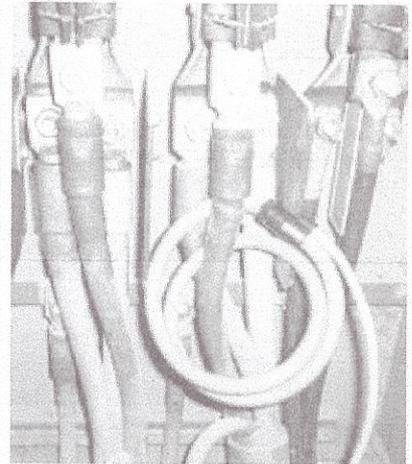
- Registros de energía y Análisis de potencia
- Estudios de carga
- Verificación de la Misión



## Características Técnicas\*\*

modelo: TI-FLEX

Tecnología: Núcleo Flexible (bobina Rogowski)  
 Exactitud:  $\pm 1\%$  entre 0.4% y 100% de FE  $\pm 2\%$  entre 0.1% y 0.4% de FE  
 Rango Dinámico manteniendo Exactitud: 0.4% a 100% del Fondo de Escala  
 Sensibilidad: 5 mV / Amper.  
 Ángulo de Fase:  $< 0.5^\circ$   
 Respuesta en frecuencia: 25 Hz a 2000 Hz  
 Sensibilidad Térmica: 0.01% / °C  
 Influencia de la posición respecto al conductor:  $\pm 0.5\%$   
 Alimentación:  $\pm 5$  vdc. Consumo: 2 mA  
 Tensión de Trabajo: 600 Vac. 50/60 Hz.  
 Mecanismo de Cierre: Auto anclaje tipo Bayoneta.  
 Dimensiones: Diámetro del núcleo 13 MM - Peso: 155 g.  
 Solicitaciones  
 Rigidez dieléctrica según IEC255-4: 2kV-50 Hz y 5kV- 5/20 uSeg  
 Caida: MIL STD 331 - caída libre 4 mts  
 Temperatura Máxima y Mínima según IEC68.2.1: +65°C y -10°C, 4hs.  
 Nivel de-protección según EN 60529/92: IP65



### Tecnología y Uso

La estructura tecnológica del TI-Flex está compuesta por una bobina Rogowski (núcleo de aire) y un circuito integrador. La flexibilidad mecánica y los distintos largos de bobina facilita instalar el TI-Flex en barras o conductores de gran tamaño o en instalaciones donde no es posible el uso de pinzas convencionales. La tecnología del TI-Flex, soporta cierres incompletos, sin afectar la exactitud, especialmente en la medición de energía con bajo factor de potencia. La sensibilidad puede duplicarse, abrazando el conductor a medir con 2 vueltas de bobina.

Por ausencia de material magnético en el núcleo, tiene altísima linealidad y capacidad de sobre rango.

En caso de caídas, el bajo peso del TI-Flex elimina fallas por rotura o arrancamiento de cable sobre el conector. La robustez mecánica y estabilidad de comportamiento son elevadas.

El TI-Flex puede ser aplicado a cualquier instrumento de medición, utilizando el accesorio auxiliar de fuente y conector tipo Banana, modelos FR1 y FR3 (alimentación desde red), o modelos FB1 y FB2 (alimentación por baterías).

### Rangos

Modelo	10	35	70	200	500	800
Fondo Escala	50	170 A	340 A	960 A	2400 A	3850 A

### Longitud de bobina (ventana)

Tipo	V1	V2	V3	V4
Longitud [ ventana ]	430 MM [ 120 MM ]	860 MM [ 255 MM ]	1290 MM [ 390 MM ]	1700 MM [ 530 MM ]

### Unidad Auxiliar

Modelo	FR1	FR3	FB1	FB3
Nº de TI-Flex que asiste	1	3	1	3
Sensibilidad y Rango		1 mVA, 1 Rango. Opcional: 2 rangos		
Dimensiones		110x130x31 MM		
Alimentación	Red 220/110 V - 50/60 Hz	Red 220/110 V - 50/60 Hz	Baterías 4x1.5 V Alcalina	Baterías 4x1.5 V Alcalina
Tipo Conector de salida		Banana 4MM protegido		
Largo de Cable salida		1.5 metros. Opcional 2.5 metros		

\*\*La política de continua evolución tecnológica de ECAMEC, puede dar lugar a que el producto suministrado difiera ligeramente con estas especificaciones \*Características técnicas opcionales



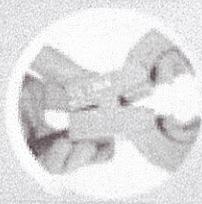
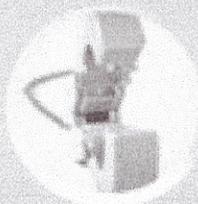
Martin J. Haedo 3992 (1602) Florida, Buenos Aires - Argentina - Tel.: (5411) 4761-0528 - Tel./Fax: (5411) 4761-9416  
[http:// www.ecamec.com.ar](http://www.ecamec.com.ar) e-mail: [ventas@ecamec.com.ar](mailto:ventas@ecamec.com.ar)

## Kit de diagnóstico para las cámaras de motor M4

Controlador Motor: 10.5V  
Módulo de controlador para vehículos del motor M4  
Módulo de controlador de motor 4-1-1/100  
Módulo de controlador de motor 4-1-1/100  
16 NMM de Ventosa (opcionales): 20 AEM



16 NMM de Ventosa



## Características Técnicas

modelo: TI-Q

El arreglo tecnológico del transductor TI-Q garantiza en campo la exactitud equivalente al laboratorio sin procurar mayor cuidado en el cierre de la pinza. La exactitud del TI-Q en módulo y fase es muy poco dependiente de las variaciones del "entre hierro" debido a que el circuito magnético no implanta núcleo ferroso. Esta característica le confiere linealidad absoluta sin depender de compensaciones o algoritmos de corrección en el equipo de medición.

El TI-Q admite descuidos en el cierre de la pinza durante su instalación, sin afectar la clase de la medición. La exactitud del TI-Q no se aparta en más de 0,1% por cada 0,1 milímetro de "entre hierro" equivalente, por esa razón para mantener la exactitud, no requiere de un esmerado control de mantenimiento respecto a la limpieza del "entre hierro", eliminación de "óxido" o desajustes en el mecanismo de cierre debido a golpes o desgaste.

Aplicado en instrumentos de medición de energía en campo, la característica de Mínima Incertidumbre del transductor TI-Q posibilita la verdadera utilización de la exactitud disponible en el Patrón de energía del instrumento.

6 A - 12 A - 60 A - 120 A ( con ventana V16 )  
250 A - 500 A ( con ventana V35 )

< 0,5% con ventana V16 - 1% con ventana V35  
< 0,1% por cada 0,1 MM

Mejor a 1: 1000

1 V. Opcional: otros niveles. Vmax.: 2 V  
+/- 5 VDC @ 2 mA. Opcional: 5V @ 3 mA  
V16: 16 MM y V35: 35 MM.

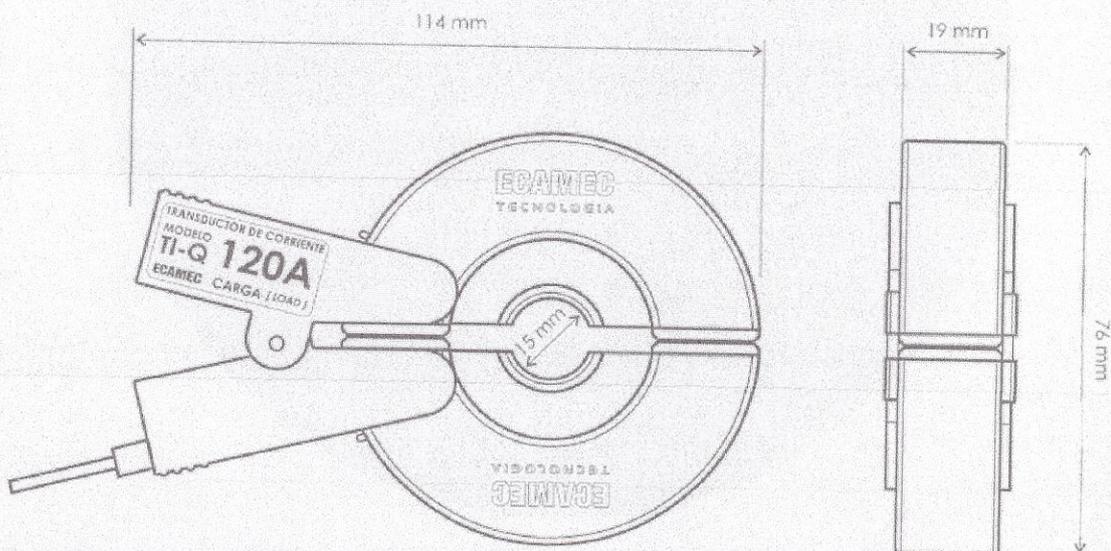
Conector Circular de 4 vías. Opcional: Otros  
-10 a 55 °C  
600 V

1,5 mts.

L:110; H: 73; A: 19 MM

120 gr

Pieza de color sobre el "entre hierro" (verde,  
amarillo, rojo, azul)



Martin J. Haedo 3992 (1602) Florida, Buenos Aires - Argentina - Tel.: (5411) 4761-0528 - Tel./Fax: (5411) 4761-9415  
<http://www.ecamec.com.ar> e-mail: [ventas@ecamec.com.ar](mailto:ventas@ecamec.com.ar)

● Verificador de medidores. Estudio de pérdidas. Analizador de red



[ECA-100Y]



- Verificador de medidores monofásicos.  
Exactitud:  $\pm 0,2\%$  (patrón de energía).
- Amplio rango dinámico: 0,5 A hasta 120 A.
- Simulador de Carga incorporado: 1 A y 10 A.
- Medición de Energía, Potencia, Factor de Potencia y Signo, Tensión, Corriente y MÁXimos y mínimos.
- Entrada Auxiliar para comparar la medición de energía en 2 puntos simultáneamente.
- Totalizador de energía con intervalo de tiempo programable.
- Reducido tamaño y peso.

- Verificación de medidores de energía y estudio de carga.
- Detección de pérdidas de energía (PEL).
- Estudios de consumo.



## Características Técnicas\*\*

modelo: ECA-100Y

### Opciones operativas

#### Verificación de la Exactitud del Medidor

Exactitud de patrón de energía interno:  $\pm 0.2\%$ .  
 Operatoria guiada por Menú de Opciones en display. Admite ingresar por teclado cualquier formato de Constante K del medidor, y programar el Número de Vueltas o Tiempo de Prueba.  
 Calcula automáticamente el error e indica en display el resultado de la verificación.  
 Comando de inicio y fin de medición de energía desde el teclado o desde un comando remoto. Admite Cabezal de Lectura automática (Accesorio Opcional).  
 Selección de verificación con o sin inyector de Corriente (Simulador de Carga).  
 Rutina automática de control de conexionado. Señalización y bloqueo de operatoria incorrecta.

#### Inyector de Corriente (Simulador de Carga)

2 Rangos de inyección: 1 A y 10 A  
 Máxima potencia simulada: 2.4 kW. Detección y bloqueo de corriente inversa.  
 Cable de conexionado del inyector: ultraflexibles (2.5 mm<sup>2</sup> - 300 hilos)  
 Accesorios de Conexión adaptados para instalaciones específicas\*

#### Estudio de Pérdidas

Canal de entrada auxiliar para totalizar la energía del transductor TE-100 (Opcional), en el Modo Balance de energía entre 2 puntos.  
 Calcula automáticamente el error e indica en display el resultado del balance de energías.

#### Estudio de Consumos

Mide y totaliza la energía durante intervalos de tiempo programables entre 1 a 60 minutos. Opcional hasta 24 hs.

#### Transductor de Corriente TI-Flex

Rango de medición: 120 A FE. Exactitud:  $\pm 1\%$ . Otros rangos, opcional.

#### Medición de Parámetros Eléctricos

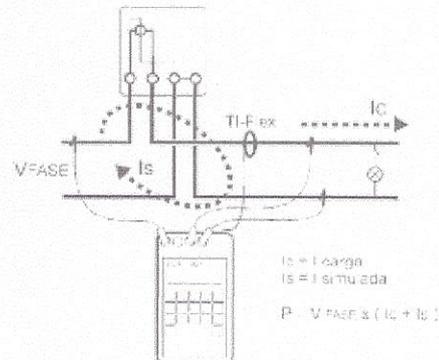
Mide V, I, P, Energía, FP con signo.  
 Detecta y retiene los Máximos y Mínimos de tensión y corriente.  
 Comando de Retención o Memoria de la medición.

### Rango y Exactitud en Medición de Parámetros Eléctricos

Variable	Rango de Medición	Exactitud / Resolución
Tensión [ V rms ]	90 a 240 Vac	< 0.5% de la lectura / 18 bit
Corriente [ A rms ]	0 a 120 Aac	< 0.5% de la lectura $\pm 1\%$ del TI-Flex / 18 bit
Potencia [ W , kW ]	32 kW FE	< 0.5% de la lectura $\pm 1\%$ del TI-Flex / 18 bit
Energía [ Wh , kWh ]	2 Wh a 32 kWh. Opcional 500 kWh	< 0.5% de la lectura $\pm 1\%$ del TI-Flex / 0.02 Wh
Vmax / min	90 V a 300 V. Retiene último valor	Retiene el máximo y el mínimo instantáneo
I max / min	0 a 120 Aac. Retiene último valor	Retiene el máximo y el mínimo instantáneo
Factor de Potencia	0 a 1 + signo	2% del rango. Indicación de signo (Zl o Zc)

### Características Generales - Accesorios Opcionales

Teclado con 17 comandos de 18x18 MM. Membrana de policarbonato.  
 Display de 2x16 caracteres. Cristal líquido.  
 Comando de Hold para retener indicación de lectura.  
 Dimensiones y Peso: 110x200x45 MM - 1400 g.  
 Cables de conexionado ultra flexibles y Terminales tipo coodrito con pincha cable.  
 Comando Opto-Switch para Inicio/Fin Remoto\*.  
 Cabezal de Lectura Automática\*.  
 Conector pincha cable con mecanismo de ajuste y operación a distancia\*.  
 Transductor de energía modelo TE-100, para aplicar a modo balance\*.



\*\*La política de continua evolución tecnológica de ECAMEC, puede dar lugar a que el producto suministrado difiera ligeramente con estas especificaciones \*Características técnicas opcionales



Marín J. Haedo 3892 (1602) Florida, Buenos Aires - Argentina - Tel.: (5411) 4761-0528 - Tel./Fax: (5411) 4761-8415  
<http://www.ecamec.com.ar> e-mail: [ventas@ecamec.com.ar](mailto:ventas@ecamec.com.ar)

# ANEXO 4

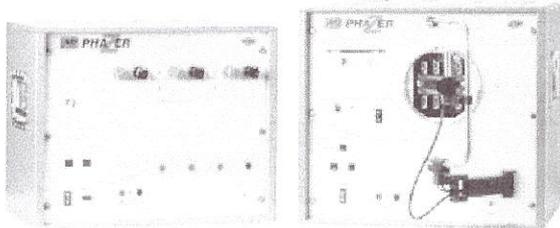
## MESA DE CONTRASTACIÓN

Megger

MULTI-AMP® PHAZER®  
Sistema para Prueba y Calibración de Medidores de Energía

### MULTI-AMP® PHAZER®

## Sistema para Prueba y Calibración de Medidores de Energía



- Manual de uso en Español
- Pantallas de ayuda en Español
- Prueba medidores tipo socket, tipo bornera o medidores de tablero.
- Prueba medidores de Vatios-hora, VAR-hora y Q-hora
- Prueba medidores Trifásicos o Monofásicos
- Operación totalmente automática. Detector óptico con tecnología de punta
- Software de operación a 32 bit – uso con Windows, 95, 98, 2000, ME, NT 4.0 y XP

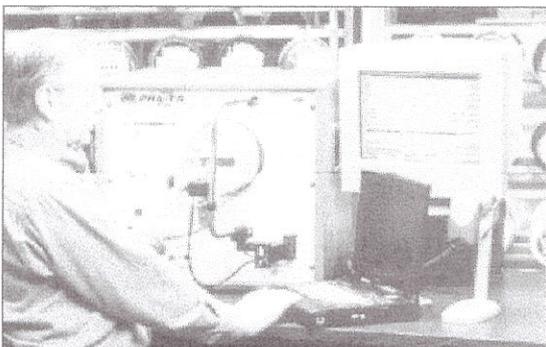
#### DESCRIPCIÓN

La familia PHAZER de equipos de prueba de medidores de energía es un sistema trifásico verdadero, totalmente automático, capaz de probar virtualmente todos los tipos de medidores de energía, tipo socket o tipo bornera, monofásicos o trifásicos, electromecánicos o electrónicos.

#### CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA PHAZER

Los modelos PHAZER incluyen el estándar o patrón de referencia trifásico integrado, el sistema óptico de detección y control y las fuentes programables de tensión y corriente. PHAZER se opera y controla desde una computadora lo que facilita al operador la realización de las pruebas de los medidores de energía.

El software de 32 bits está basado en Windows® y permite ejecutar todas las pruebas normalizadas para un medidor o



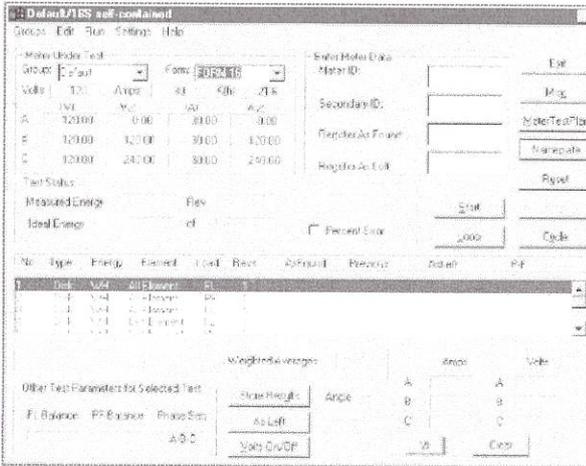
Los laboratorios de prueba y contrastación de medidores de energía de las empresas de luz y fuerza, prefieren PHAZER como una mesa de prueba de medidores rápida, precisa y totalmente automática.

implementar nuevos planes de prueba de medidores y calibrar el sistema PHAZER contra un estándar externo de referencia. El software incluye planes de prueba que cubren todos los esquemas o formas de los medidores. Los datos de placa del medidor y los resultados de las pruebas se almacenan en una base de datos que permite buscar los resultados obtenidos, imprimir reportes y además están disponibles en formato ASCII para una importación fácil dentro de otro software de aplicación.

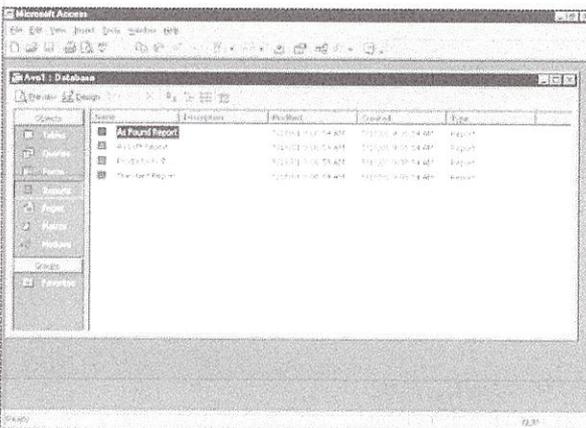
El Modelo J de PHAZER para prueba de medidores tipo socket vienen con un nuevo y mejorado receptáculo socket que opera automáticamente para la inserción del medidor de energía. El diseño de este receptáculo consiste de poderosas mandíbulas operadas por un solenoide, que sujetan firmemente al medidor mientras se realizan las pruebas. Cuando se acerca el medidor al receptáculo, un sensor detecta este movimiento y las mandíbulas se abren automáticamente. Cuando el medidor está insertado firmemente dentro de las mandíbulas de la base socket, estas se cierran automáticamente. Esta característica representa un ahorro significativo de tiempo, especialmente cuando se prueba un alto volumen de medidores. También facilita al operador usar sus dos manos para la inserción de medidores grandes y pesados.

El modelo J de PHAZER para prueba de medidores socket puede probar también medidores tipo bornera o base A usando el accesorio adicional Adaptador de base A conexión rápida.

Los modelos T de PHAZER para probar medidores tipo tablero y tipo bornera o base A (T20 & T120), vienen con bornes de salida de corriente y de tensión, el sensor óptico



La pantalla principal del software proporciona al operador un solo sitio con todos los elementos principales y necesarios para la ejecución de las pruebas de medidores.



El Software incluye una serie de reportes normalizados de prueba del medidor. Estos reportes se pueden modificar o crear otros totalmente nuevos.

remoto (ROC) y los cables necesarios para realizar una conexión directa al medidor de energía.

El sistema óptico de los modelos J de PHAZER viene integrado en la unidad mientras que para los modelos T de PHAZER, la unidad óptica remota de control ROC es externa y permite que se detecte la rotación del disco del medidor a distancias de prueba de hasta 6 pies (2 metros). ROC viene con una base magnética que permite fijarlo al tablero del medidor o a la estación de prueba IEC. Un brazo articulado de fijación diseñado especialmente permite la alineación del emisor/detector óptico.

**SOFTWARE**

**Configuración de las Pruebas y Secuencia de Operación**

El software de PHAZER trabaja bajo el sistema operativo basado en Windows, 95, 98, 2000, ME, NT o XP que se configura automáticamente por sí mismo para probar virtualmente cualquier medidor monofásico o trifásico.

La Pantalla Principal del software proporciona al usuario acceso a todas las opciones principales para realizar las pruebas del Medidor de energía. El enfoque del diseño del

software es simplificar las operaciones necesarias para abrir, correr, crear y modificar los diferentes planes de prueba (Meter Test Plan). Todas las operaciones se ejecutan desde la Pantalla Principal. Toda la información referente a la configuración de la prueba seleccionada, estado de prueba y valores de voltajes y corrientes aplicadas aplicados al medidor están disponibles en la pantalla.

En el Plan de Pruebas de un Medidor de energía se incluyen todas las pruebas que se pueden realizar (FL, LL, PF, etc ) y las mismas se ejecutan secuencialmente, lo que permite evaluar el estado, la funcionalidad y la precisión del medidor. El software de PHAZER incluye más de 1000 Planes de Prueba de Medidor predefinidos. El usuario puede en cualquier momento acceder a los Planes de Prueba de Medidor, y puede editarlos para crear nuevos planes, aumentar pruebas o eliminar pruebas de acuerdo a sus criterios de prueba. El número de Planes de Prueba de Medidor está limitado únicamente por el espacio de disco de su computadora.

**Secuencia de Operación**

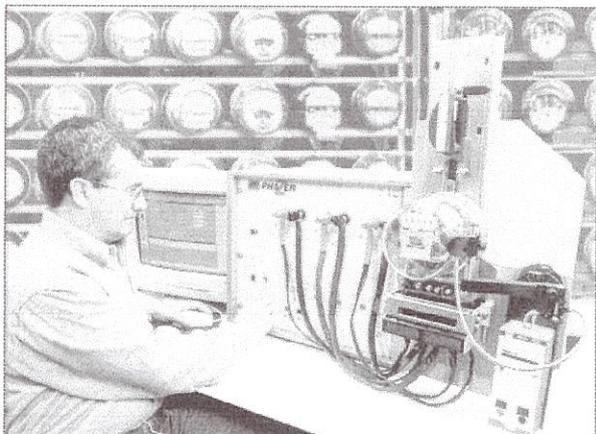
Para ejecutar una prueba el primer paso es seleccionar el esquema o forma del Medidor. Una vez seleccionado el esquema, PHAZER realiza automáticamente todas conexiones y ajustes apropiados de tensión y corriente, en magnitud y ángulos de fase. Además, en la pantalla principal se visualizan los parámetros de la prueba y las constantes del medidor, tales como Kh, pulsos/revolución, revolución/prueba, etc. Otros campos en la Pantalla Principal contienen parámetros tales como número de identificación del medidor de acuerdo al fabricante o al cliente, tipo de medidor, modelo del medidor, lecturas del Registro de como se encuentra el medidor antes de la prueba y como queda después de realizada la misma.

Durante la ejecución de una prueba, la pantalla principal indica el estado de la prueba, la energía medida, la energía ideal, las revoluciones completadas y el tipo de prueba que se esta ejecutando como por ejemplo, Carga Alta a factor de potencia unitario o Carga Alta a factor de potencia atrasado, Carga Baja, Demanda, etc. Finalizada la prueba, la pantalla principal informa si el medidor pasó o falló la prueba.

Al finalizar todas las pruebas del medidor, los resultados de las mismas se almacenan en una base de datos compatible con Microsoft Access. En caso de que alguna de las pruebas haya fallado, el software pedirá al operador confirmar si desea grabar resultados con falla en la base de datos.

La base de datos MS Access está completamente abierta al usuario. Esto significa que se puede tener acceso a los resultados de las pruebas en cualquier momento. El software incluye formatos de reportes normalizados para que el usuario pueda imprimir los resultados directamente. Para imprimir los resultados la PC debe disponer del programa Microsoft Access, no incluido con el equipo.

Debido a que la base de datos está basada en Microsoft Access, el usuario puede modificar los reportes de prueba de acuerdo a sus requerimientos, sin la necesidad de disponer de un programa especial. Los resultados de las pruebas del medidor son fácilmente exportables a otros programas de Microsoft.



PHAZER MODELO T. Para prueba de medidores tipo tablero o tipo bornera. Consta de Bornes externos de salidas de corriente y tensión, control óptico remoto ROC y cables de conexión, unidad remota óptica de control

**Estándar o Patrón de Medición de Energía**

Los modelos PHAZER vienen con un estándar o patrón trifásico de energía integrado. El estándar tiene una corriente máxima de 120 Amperios y tensión de 600 voltios por fase. El estándar usa tecnología avanzada de Adquisición de Datos y DSP para ejecutar mediciones en tiempo real de energías activa y reactiva. Esta energía se puede interpretar y desplegar en términos de Vatio-hora, VAR-hora, VA-hora y formato Q-hora y cumple totalmente con los requerimientos de la norma ANSI C12.1.

**Sistema Detector Optico y Entradas de Pulsos**

Los modelos PHAZER para prueba de medidores están equipados con el sistema más avanzado de detectores ópticos disponibles actualmente en el mercado. Este sistema óptico es capaz de medir las revoluciones del disco en modo reflejo, o emisiones de luz LED, LCD y a través de orificios del disco sin necesidad de adaptadores adicionales.

El brazo de fijación del detector optico del Sistema PHAZER de Prueba y Calibración de Medidor es fácilmente ajustable a la posición del medidor y mantiene su balance y estabilidad con una intervención mínima del operador.

**APLICACIONES**

Las unidades PHAZER son instrumentos ideales para probar virtualmente todos los tipos de medidores de energía electromecánicos o electrónicos, monofásicos o trifásicos, de conexión tipo socket, tipo tablero o tipo bornera base A.

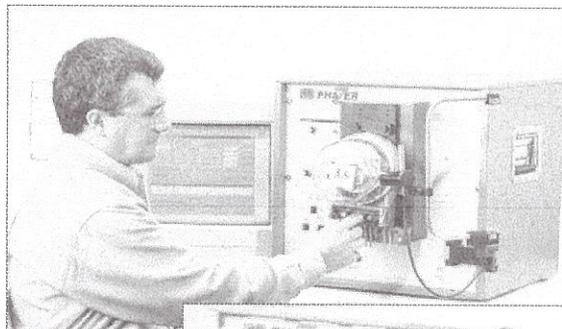
Los modelos PHAZER J120 de 120 amperios de salida, están diseñados para pruebas rápidas, precisas y eficientes de medidores tipo socket en laboratorios prueba y contrastación de medidores. Son también altamente eficientes en ejecutar prueba de verificación de precisión en "línea de ensamble" de los fabricantes de medidores. Los modelos J de PHAZER pueden también probar medidores tipo bornera o Base A, usando el accesorio adicional Adaptador base A conexión rápida.

Los modelos PHAZER T20 y T120, de 20 y 120 amperios de salida, son ideales para pruebas de medidores tipo tablero y

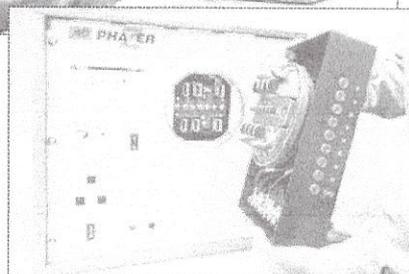
tipo bornera. Vienen con bornes exteriores de salida de corriente y de tensión que proporcionan la capacidad de hacer conexiones a los medidores tipo tablero presentes en Sub-Estaciones. Incluyen además el sensor optico remoto ROC, de detección/control que permite que se detecte la rotación del disco del medidor a distancias de prueba de hasta 6 pies (2 metros). El sensor ROC tiene una base magnética para fijarlo fácilmente al tablero del medidor o a la estación de prueba y un brazo de fijación que facilita su alineación.

**CARACTERISTICAS Y BENEFICIOS**

- Operación totalmente automática: El software fácil de usar basado en Windows® 95, 98, 2000, ME, NT o XP simplifica la configuración del medidor y reduce el tiempo de prueba
- Salida trifásica: Seis amplificadores programables independientemente (tres de tensión y tres de corriente) simulan condiciones verdaderas de trabajo al medidor bajo prueba
- Aplicación universal: El sistema está diseñado para probar todos los medidores monofásicos y trifásicos, electromecánicos o electrónicos que se encuentran en el mercado.
- Detector optico de última tecnología: Puede operar en modo de detección de reflejo, destello infrarrojo o visual, LCD, LED y a través de orificio en el disco sin necesidad de adaptadores.
- Rutina de calibración integrada: La calibración completa de la mesa PHAZER se ejecuta automáticamente por Software conectando a la misma un estándar externo monofásico.
- Planes de prueba por defecto y configurables por el usuario: Con el software de operación se incluyen planes normalizados de pruebas para todos los tipos más comunes de medidores. Se pueden agregar y guardar planes de prueba definidos por el usuario.



En adaptador universal de Base-A se puede instalar fácilmente en PHAZER modelo J120 para facilitar realizar las pruebas de los medidores Base-A.



- Base de datos incorporada: Los resultados de prueba y la información del medidor se almacenan en una base de datos que incluye varios reportes normalizados.
- Lector de código de barras opcional: Permite ingresar automáticamente la información propia del medidor leyendo el código de barras en la placa del medidor o los códigos adaptadores de medidor AEP. Mirar la página [www.AEP.com](http://www.AEP.com) para las definiciones. El software seleccionará automáticamente el plan de pruebas basado en esta información.
- Receptáculo automático para medidores Base Socket: Las mandíbulas son operadas por un solenoide y están diseñadas para que se abran cuando se mueve el medidor hacia el receptáculo y cerrarse automáticamente cuando el medidor es insertado. Esto ahorra tiempo significativamente en la ejecución de las pruebas de medidores.

**ESPECIFICACIONES**

**Entrada**

120 V o 240 V ± 10%, 50 o 60 Hz, 750 VA

**Salida**

Los amplificadores de estado sólido de corriente y de tensión son regulados dentro del 1% (desde 10 al 100% del rango) de sus valores programados. El operador será advertido si la salida del amplificador se distorsiona excesivamente.

Corrientes programables: Tres corrientes aisladas, flotación independiente, de 0 a 120 Amperios o de 0 a 20 A, dependiendo del modelo seleccionado, cada una programable con una resolución de 0.01 A

Tensiones programables: Tres potenciales independientes, conectados en estrella, 0 a 600 Vca, cada uno programable con una resolución de 0.1 V.

Fase programable: Cada uno de los tres canales de corriente y de tensión es programable de 0° a 360°, con una resolución de 0.1°. La precisión de fase en el medidor estará dentro de 1°.

**Precisión**

Tipo de Medición	Precisión del sistema (20 - 25° C)
Vatios-hora, VA-hora @ fp 1.0	± 0.05% (típico ± 0.02%)
Vatios-hora, VA-hora @ fp 0.5	± 0.10% (típico ± 0.03%)
Q-hora @ fp 1.0	± 0.10% (típico ± 0.03%)
Q-hora @ fp 0.5	± 0.05% (típico ± 0.02%)
VAR @ fp 0.0	± 0.05% (típico ± 0.02%)
VAR-hora @ fp 0.866	± 0.10% (típico ± 0.03%)

El error se incrementa con la temperatura a 20 ppm/° C

**Sistema Óptico**

Salida de luz visible modulada, de sensibilidad ajustable, con un despliegue de 10 segmentos de gráfico de barras de intensidad reflejada. Capaz de detección en modo reflejado, LCD, LED e infrarrojo.

**Estándar o Patrón de Referencia**

Las entradas iniciadoras de pulso soportan medidores con hasta ocho salidas KYZ separadas

**Estándar de Referencia**

Se usa un estándar trifásico de muestreo de energía con tecnología de punta que incorpora convertidores A/D de 16 bit para conseguir una alta precisión. Cumple con los requerimientos de rendimiento de la norma ANSI C12.1.

**Circuitos de Protección**

Cada sistema se monitorea por sí mismo para detectar sobre-temperatura, sobre-corriente y distorsión armónica. El sistema se auto desconecta y envía un mensaje al operador cuando detecta Medidores de energía con bobinas de corriente en circuito abierto o bobinas de tensión en corto circuito.

**Computadora/Controlador**

PHAZER es controlado por medio de un computador que se puede ordenar a Megger, con opciones de tres configuraciones diferentes:

- Controlador normalizado
- Controlador de lujo
- Controlador portátil Notebook

La especificación mínima de la computadora suministrada es: Pentium, 600 MHz, 32 MB de RAM, disco duro de 810 MB, monitor SVGA, resolución de 800 a 1600 dpi y Microsoft Windows® 95, 98, 2000, ME, NT o XP.

Nota: Las especificaciones del controlador se basan en equipos disponibles actualmente

**Conexiones Externas**

Interfaz serial hembra de 9 pines, ubicada en el panel posterior para conexión a la computadora

Terminal BNC en el panel frontal para entrada de pulsos desde un estándar externo de referencia. Esto se usa durante la calibración o pruebas de referencia

Tres terminales tipo banana y un conector de 25 pines para uso con señales de iniciador de pulsos KYZ están incluidas en el panel frontal

Interfaz serial de 9 pines ubicado en el panel posterior para conexión al lector de código de barras

**Ambiente de Trabajo**

**Operación**

32 a 112° F (0 a 45° C), 5 a 90% de humedad relativa sin condensación

**Almacenamiento**

-4 a 122° C (-20 a +50° C)

**Base para prueba de medidores tipo socket**

En los modelos J de PHAZER las mandíbulas del receptáculo también puede ser abiertas o cerradas desde un conmutador manual de control en la parte frontal del equipo. Las mandíbulas permanecen cerradas cuando el equipo esta apagado.

La base socket de prueba de medidores probará las siguientes formas de medidores:

- 1 hasta 6
- 8 hasta 17
- 19 hasta 23
- 25, 26, 29, 35, 36 y 45

La base socket integrada acepta todos los medidores tipo socket auto contenidos. Están disponibles adaptadores opcionales para medidores estilo Base-A y Base-K (ver especificaciones)

**Dimensiones y Pesos**

Modelos PHAZER para prueba de medidores tipo socket:

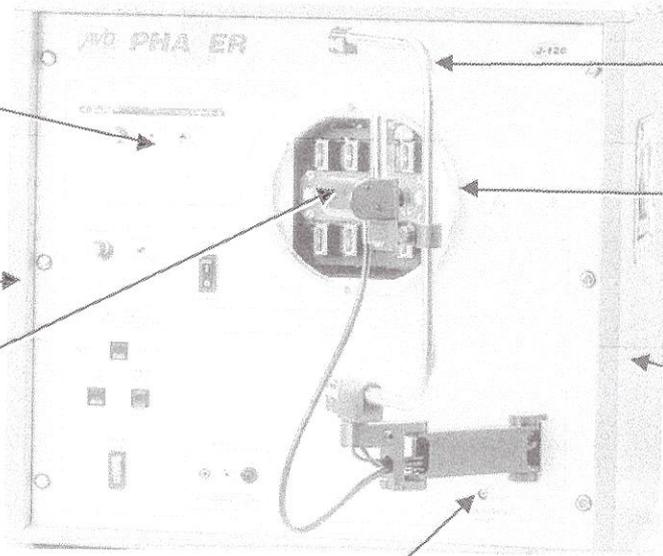
ANATOMIA DEL SISTEMA DE PRUEBA DE MEDIDORES DE VATIO HORA PHAZER

Modelos PHAZER J-120

El sistema óptico de detección es el más avanzado disponible al momento. Opera en modos de reflejo, infrarrojo, LCD, LED y a través de orificio. No se necesitan adaptadores.

Software de operación de 32 bit - opera con Windows 95, 98, 2000, ME, NT 4.0 o XP.

Exclusivo "lente de burbuja" capta en forma precisa al LED y borde del disco



Brazo TIPO C, fácil de ubicar con detector a través de orificio

Mandibulas robustas operadas por solenoide abren y cierran automáticamente alrededor del medidor

Contenido en una caja robusta de acero con grandes manijas empotradas

Sistema integrado trifásico de calibración usando únicamente un estándar monofásico externo de referencia

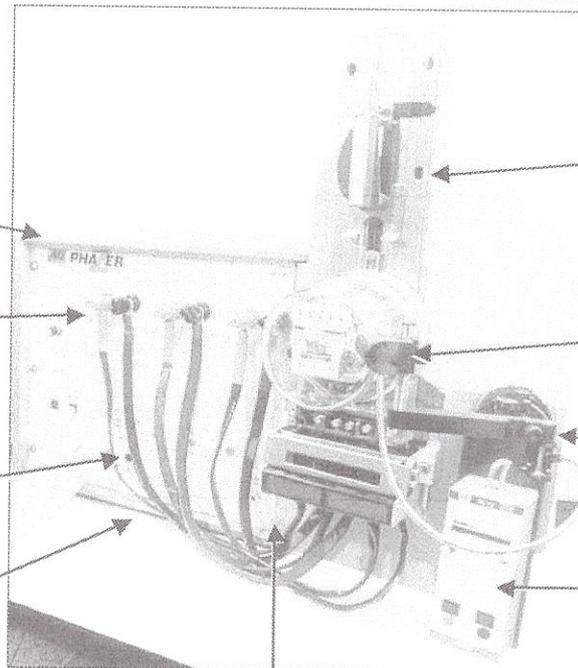
Modelos PHAZER T20 & T120

Contenido en una caja robusta de acero con grandes manijas empotradas

Bornes externos de salida de corriente y tensión para la conexión a medidores tipo tablero sin perturbar la instalación

Los modelos T20 y T120 incluyen todos los cables necesarios de interconexión y cables de corriente y de tensión

Software de operación de 32 bit - opera con Windows 95, 98, 2000, ME, NT 4.0 o XP.



Eficiencia mejorada de la instalación y remoción del medidor usando la Estación de Prueba IEC de Medidor opcional

Exclusivo "lente de burbuja" que capta en forma precisa al LED y borde del disco

Brazo de fijación flexible facilita la alineación de los "lentes de burbuja" aún para los medidores tipo tablero más grandes

Unidad óptica remota de control permite la detección de la rotación del disco del medidor a distancias de hasta 6 pies (2 metros) del equipo de prueba. Además es magnetizada para fijarse fácilmente al tablero del medidor o a la estación de prueba

Estándar (Patrón) trifásico integrado, que se calibra automáticamente por Software y con un estándar (Patrón) monofásico externo, aumentando así la disponibilidad de la mesa PHAZER.

#### Dimensiones

20" H x 22" W x 17.5" D (508 H x 560 W x 445 D mm)

#### Peso

125 libras (56,8 kg)

#### Dimensiones

450 H x 540 W x 349 D mm

#### Peso

91,7 libras (41,7 kg)

#### ADAPTADORES OPCIONALES

##### Adaptador Universal de Base-A de conexión rápida

El adaptador universal Base-A de Megger permite a los modelos J de

PHAZER probar virtualmente todos los medidores de energía Base-A. Esto brinda al sistema una flexibilidad adicional cuando el usuario dispone de medidores tipo Socket y tipo Base-A.

#### Regulador

Cumple con los requerimientos de marcado CE, incluyendo pero no limitado a: IEC 61326-1, EN 50081-1, EN 50082-1.

#### Adaptador Base K

Megger ofrece dos tipos de adaptadores de Base K, modelos monofásicos y trifásicos. Este adaptador permite a los sistemas PHAZER construidos con el ensamble de mandíbulas automatizadas de Megger probar los medidores Base K. Esto brinda al sistema una flexibilidad adicional cuando se requieren probar medidores tipo Socket y tipo Base-A.

### INFORMACIÓN PARA ORDENAR

Item (Cantidad)	Cat. No.	Item (Cantidad)	Cat. No.
<b>Modelos PHAZER para probar medidores tipo socket</b>		<b>Modelos PHAZER para probar medidores tipo tablero y tipo bornera</b>	
120 V, 60 Hz	PZR-J120-160	Modelo de 20 Amperios	
120 V, 50 Hz	PZR-J120-150	115 V, 60 Hz	PZR-T20-160
240 V, 50 Hz	PZR-J120-250	240 V, 50 Hz	PZR-T20-250
240 V, 60 Hz	PZR-J120-260	Modelo de 120 Amperios	
120 V, 60 Hz (Canadá)	PZRC-J120-160	115 V, 60 Hz	PZR-T120-160
		240 V, 50 Hz	PZR-T120-250
<b>Accesorios incluidos</b>		<b>Accesorios incluidos</b>	
Cable serial RS-232, 9 clavijas	16350	Cable serial RS-232, 9 clavijas	16350
Cable coaxial de entrada de calibración, 1 m	6593	Cable de interconexión ROC, 9 clavijas	15763
Cordón de entrada de línea	6828	Cable coaxial de entrada de calibración, 1m	6593
Manual de instrucciones	710002	Cordón de entrada de línea	6828
Fusible de 7A 250V MDL-7 (2) [sistemas de 115V únicamente]	11848	Manual de instrucciones	710002
Fusible de 5A 250V MDA-5 (2) [sistemas de 230V únicamente]	952	Fusible de 7A 250V MDL-7 (2) [sistemas de 115V únicamente]	11848
Software PHAZER	544049	Fusible de 2A 250V MDL-5 (2) [sistemas de 230V únicamente]	952
<b>Accesorios opcionales</b>		<b>Accesorios opcionales</b>	
Fusible de 5A 250V MDA-5 (2)		Software PHAZER	544049
Controlador normal	16517-X2	Modelo de 20 Amperios	
Controlador de lujo	16517-X3	Cables de tensión, 12 pies	50254
Controlador con computadora personal	16517-X4	Cables de corriente, 12 pies< Negro (3)	50691
Lector de código de barras	17293-1	Cables de corriente, 12 pies, Rojo (3)	50692
Adaptador de calibración	50631	Modelo de 120 Amperios	
Adaptador de base-A, conexión rápida	50916	Cables de tensión, 4/C, 6 pies (1)	50252
Adaptador de base-K, monofásico	16412	Cables de corriente, 2 pies, Negro (3)	50256
Adaptador de base-K, trifásico	16411	Cables de corriente, 2 pies, Rojo (3)	50257
Adaptador 75	17000	<b>Accesorios opcionales</b>	
Adaptador 245	17001	Estación de prueba IEC de medidor con cables de prueba de 30	50362
<b>Notas importantes</b>		Caja de transporte	50989
NO SE INCLUYE una computadora cuando se ordena cualquier modelo de PHAZER. La computadora se debe ordenar por separado.		Lector de código de barras	17293-1
* Para imprimir resultados de prueba, se requiere Microsoft Access. El software Microsoft Access no se incluye.		Controlador normal	16517-X2
		Controlador de lujo	16517-X3
		Controlador con computadora portátil (Laptop)	16517-X4

UK  
Archcliffe Road, Dover  
CT17 9EN England  
T (0) 1 304 502101  
F (0) 1 304 207342

ESTADOS UNIDOS  
4271 Bronze Way  
Dallas, TX 75237-1018 USA  
T 1 800 723 2861  
T 1 214 333 3201  
F 1 214 331 7399

OTRAS OFICINAS TÉCNICAS DE VENTAS  
Norristown USA, Toronto CANADA,  
Mumbai INDIA,  
Le Raincy FRANCE, Cherrybrook  
AUSTRALIA, Guadalajara ESPAÑA  
Reino de BAHRAIN

CERTIFICACIÓN ISO  
Registrado para ISO 9001:1994, Reg. No. Q 09250  
Registrado para ISO 14001, Reg. No. EMS 61597  
PHAZER-DS-SP\_V01  
www.megger.com  
Megger es una marca registrada

ANEXO 5

**H. CONGRESO NACIONAL  
LA COMISIÓN DE LEGISLACIÓN Y CODIFICACIÓN  
RESUELVE EXPEDIR:**

**LEY REFORMATORIA DE LA LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO  
CODIFICACIÓN 2006 - 055**

**Registro Oficial No. 356 - Martes, 26 de septiembre de 2006**

**REPUBLICA DEL ECUADOR  
PRESIDENCIA DEL CONGRESO NACIONAL**

Quito, 14 de septiembre del 2006  
Oficio No. 1040-PCN

Doctor  
Vicente Napoleón Dávila García  
DIRECTOR DEL REGISTRO OFICIAL  
Su Despacho.-

Señor Director:

Para la publicación en el Registro Oficial, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 153 de la Constitución Política de la República, remito a usted copia certificada del texto de la LEY REFORMATORIA A LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, que el Congreso Nacional del Ecuador discutió, aprobó, ratificó en parte el texto original y se allanó en otra, a la objeción parcial del señor Presidente Constitucional de la República; así como también copia autógrafa de la Resolución No. R-26-148, aprobada por el Congreso Nacional en sesión extraordinaria del día miércoles 13 de septiembre del 2006.

Adjunto también la certificación del señor Secretario General del Congreso Nacional, sobre las fechas de los respectivos debates.

Atentamente,

f.) Dr. Wilfrido Lucero Bolaños, Presidente del Congreso Nacional.

**Nº R-26-148**

**EL CONGRESO NACIONAL**

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales,

Resuelve:

En aplicación a lo dispuesto en el artículo 153 de la Constitución Política de la República, DECLARAR que la Disposición Transitoria Séptima constante en la objeción parcial del señor Presidente Constitucional de la República, doctor Alfredo Palacio, al Proyecto de Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, mediante oficio No. T877-SGJ-06-14617 de 16 de agosto del 2006, no se la remitirá al Registro Oficial para su publicación, por cuanto el Parlamento no puede ni allanarse a la objeción, ni ratificar el texto, toda vez que el mismo no fue parte del proyecto aprobado por el Congreso Nacional, enviado al Ejecutivo para su sanción u objeción.

Dada en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, en la Sala de Sesiones del Congreso Nacional del Ecuador, a los trece días del mes de septiembre del año dos mil seis.

f.) Dr. Wilfrido Lucero Bolaños, Presidente.

f.) Dr. Daniel Granda Arciniega, Secretario General.

## CONGRESO NACIONAL

Dirección General de Servicios Parlamentarios

### CERTIFICACION

Quien suscribe, Secretario General del Congreso Nacional del Ecuador, certifica que el proyecto de LEY REFORMATORIA A LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, fue discutido, aprobado, ratificado en parte el texto original y allanado en otra, a la objeción parcial del señor Presidente Constitucional de la República, de la siguiente manera:

PRIMER DEBATE: 19-07-2006

SEGUNDO DEBATE: 2 y 3-08-2006

ALLANAMIENTO

RATIFICACION: 13-09-2006

Y

Quito, 14 de septiembre del 2006.

f.) Dr. Daniel Granda Arciniega.

**No. 2006-55**

## EL CONGRESO NACIONAL

### Considerando:

Que el artículo 249 de la Constitución Política de la República consagra la obligación del Estado ecuatoriano de proveer y garantizar a la población la prestación de servicios públicos, incluidos el suministro de energía eléctrica bajo los principios de eficiencia, responsabilidad, accesibilidad, continuidad y calidad;

Que la vigente Ley de Régimen del Sector Eléctrico requiere modificaciones que sustenten los cambios estructurales que necesita este sector económico de importancia trascendental para la actividad productiva;

Que la ineficiente gestión administrativa, técnica y financiera de las empresas eléctricas de distribución y transmisión de propiedad del Estado ecuatoriano, a través del Fondo de Solidaridad ha dado como resultado un insuficiente ingreso neto de recursos para cumplir con todas sus obligaciones financieras y realizar inversiones para mejorar el servicio;

Que el promedio de pérdidas técnicas y comerciales de las empresas de distribución eléctrica, alcanza valores superiores a los establecidos en estándares regionales e internacionales;

Que el Estado Ecuatoriano debe de manera inmediata tomar acciones para enfrentar la creciente demanda nacional de energía eléctrica, propendiendo a que se realicen inversiones en proyectos de generación en el territorio nacional de bajo costo y alta eficiencia económica, social y ambiental;

Que el Estado Ecuatoriano puede incentivar la inversión en generación eficiente y de bajo costo, otorgando garantías que cubran el pago de energía suministrada y transportada a las empresas de distribución del mercado eléctrico mayorista, por los generadores eléctricos;

Que el Estado Ecuatoriano reconoce el desfinanciamiento que se ha producido en las empresas de distribución de energía eléctrica, como consecuencia de la decisión del Estado de fijar tarifas por consumo de energía al usuario final que no correspondían a las técnicamente determinadas por el CONELEC;

Que el artículo 5 de la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal señala que el Ministerio de Economía y Finanzas aplicará una política de reducción permanente de la deuda pública, tendiente a que la relación entre el saldo de la deuda pública total y el PIB disminuya como mínimo en 16 puntos porcentuales durante el período gubernamental de 4 años contados a partir del 15 de enero del año 2003. Y que igual regla se aplicará para los siguientes cuatrienios, hasta que la relación deuda -PIB se encuentre en el 40%;

Que el numeral 1 del artículo 3 de la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal señala que el crecimiento de los gastos de inversión pública por encima del cinco por ciento (5%) en términos reales, determinados considerando el deflactor implícito del Producto Interno Bruto, se destinará exclusivamente a infraestructura física, equipamiento e inversión financiera, destinados al incremento patrimonial del Estado;

Que el artículo 57 de la Ley de Presupuestos del Sector Público y el numeral 7 del artículo 48 de la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control, señalan que el Ministro de Economía y Finanzas podrá aprobar los aumentos y rebajas de créditos que alteren el Presupuesto General del Estado hasta por un total del cinco por ciento (5%) respecto de las cifras aprobadas por la Legislatura;

Que es necesario designar funcionarios altamente calificados, técnica y moralmente, para constituir los directorios y las administraciones de las empresas propiedad del Estado ecuatoriano, administradas por el Fondo de Solidaridad;

Que es necesario circunscribir las actividades del Fondo de Solidaridad a su tarea constitucional, que no incluye la administración de empresas;

Que el establecimiento de las tarifas al usuario final de energía eléctrica es potestad del CONELEC, y debe hacerse sobre la base de criterios técnicos a fin de que el sector eléctrico pueda contar con un adecuado financiamiento; y,

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, expide la siguiente:

## **LEY REFORMATORIA DE LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO**

**Art. 1.-** Sustitúyase el artículo 5.A , por el siguiente:

"Art. 5.A.- Política de Electrificación.- Corresponde al Presidente de la República, a través del Ministerio de Energía y Minas, la formulación y coordinación de la política nacional del sector eléctrico, así como la elaboración del Plan Maestro de Energía del país.

Para el desarrollo y ejecución de la política del sector eléctrico, el Estado actuará a través del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC."

**Art. 2.-** Agréguese al final del artículo 8, los siguientes incisos:

"Las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizaren fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectúen conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a los servicios públicos de energía eléctrica, en perjuicio de las empresas distribuidoras, serán sancionados con una multa equivalente al trescientos por ciento (300%) del valor de la refacturación del último mes de consumo, anterior a la determinación del ilícito, sin perjuicio de la obligación de efectuar los siguientes pagos cuando correspondiere, previa determinación técnica:

- a) El monto resultante de la refacturación hasta por el período de doce meses; y,
- b) Las indemnizaciones establecidas en los respectivos contratos de suministro celebrados entre la empresa distribuidora y el cliente.

Para el caso en que los beneficiarios de la infracción sean personas jurídicas, serán personal y solidariamente responsables para el pago de la multa establecida en el inciso anterior, el representante legal y, o administrador de la empresa que hubiesen permitido y, o participado en su ejecución. Las personas responsables del cometimiento de estos actos, serán sancionados por el delito de hurto o robo, según corresponda, tipificados en el Código Penal.

Se concede a las empresas distribuidoras en las que tenga participación el Estado, o cualquiera de sus instituciones, la jurisdicción coactiva para la recuperación de los valores establecidos en el presente artículo.

En el caso de las empresas distribuidoras privadas, la acción de cobro podrá ser mediante la vía verbal sumaria o ejecutiva, sin perjuicio de la suspensión del servicio a los deudores."

**Art. 3.-** Sustitúyase el literal b) del artículo 13, por el siguiente:

"b) Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica."

**Art. 4.-** Sustitúyase el artículo 14, por el siguiente:

"Art. 14.- Integración.- El Directorio del CONELEC se integrará por cinco (5) miembros designados de la siguiente manera:

Un representante permanente del Presidente de la República, el cual presidirá el Directorio y durará en sus funciones los cuatro años del período presidencial, pudiendo ser libremente removido.

Los demás miembros del Directorio del CONELEC actuarán como vocales y serán designados para un período de cuatro (4) años, previo concurso público de oposición y merecimientos, promovido por un Comité Calificador, que se integrará para cada elección con siete ecuatorianos, seleccionados por:

- a) Tres por el Presidente de la República;
- b) Uno por la Federación Nacional de las Cámaras de Industriales del Ecuador;
- c) Uno por el Colegio Nacional de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos del Ecuador; y,
- d) Uno por la Asociación de Municipalidades del Ecuador, AME; y, por el Consorcio de Consejos Provinciales del Ecuador, CONCOPE.

El séptimo miembro, será seleccionado con el voto mayoritario de los seis miembros.

Quienes integren el Comité Calificador deberán poseer título profesional y haber ejercido su profesión en materia eléctrica, con probidad notoria por lo menos durante 15 años.

El Comité Calificador contará con el asesoramiento de compañías especializadas en selección de personal. Se permitirá sin restricción el acceso a los representantes de la ciudadanía, veedurías y medios de comunicación.

Para ser miembro del directorio se requerirá ser ecuatoriano, poseer título académico de por lo menos tercer nivel en profesiones vinculadas con la actividad en el sector eléctrico, con experiencia por un mínimo de 10 años y los demás requisitos establecidos en el Reglamento de Calificación y Designación de los Miembros del Directorio del CONELEC, que será elaborado por el Comité Calificador al que hace referencia este artículo.

A las sesiones del Directorio del CONELEC en que se vayan a tratar asuntos relacionados con pliegos tarifarios o acciones que requieran el financiamiento con la utilización de los recursos del Presupuesto General del Estado, podrá asistir, con voz pero sin voto, el Ministro de Economía y Finanzas o su delegado."

**Art. 5.-** Suprímase en el artículo 15, la siguiente frase: "con excepción de los señalados en los literales d) y e) del artículo anterior."

**Art. 6.-** Sustitúyase el artículo 16, por el siguiente:

"Art. 16.- Quórum.- El quórum de las sesiones del CONELEC se constituirá con la presencia de al menos cuatro (4) de sus miembros. Toda resolución requerirá el voto favorable de por lo menos la mitad más uno de los miembros asistentes."

**Art. 7.-** Sustitúyase el artículo 17, por el siguiente:

"Art. 17.- Director Ejecutivo.- El Director Ejecutivo será designado por el Directorio del CONELEC mediante un concurso público de merecimientos y oposición de acuerdo con el Reglamento que para el efecto dicte el Directorio.

El Director Ejecutivo ejercerá la representación legal, actuará como Secretario del Directorio con derecho a voz pero sin voto y durará cuatro (4) años en sus funciones, pudiendo ser reelegido por una sola vez.

Para ser designado Director Ejecutivo se requerirá:

a) Ser ecuatoriano por nacimiento;

b) Poseer título profesional académico de tercer nivel y cuarto nivel de especialización en materia eléctrica; y,

c) Contar con experiencia de por lo menos diez años en el sector eléctrico.

El Director Ejecutivo está facultado para realizar todos los actos y contratos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del CONELEC y los objetivos de la presente Ley."

**Art. 8.-** Sustitúyase el texto del tercer inciso del artículo 40, por los siguientes incisos:

"El Estado ecuatoriano no garantizará a generador alguno la producción, precio, utilidad de la inversión y mercado de energía eléctrica. Sin embargo, el Estado por intermedio del Ministerio de Economía y Finanzas garantizará el pago a los generadores que, cumpliendo con los requisitos que prevé la Ley, suscriban contratos de compraventa de potencia y energía, esta última respaldada con su capacidad de producción, con empresas distribuidoras en las que las instituciones del Estado descritas en el artículo 118 de la Constitución Política de la República, tengan participación accionaria superior al cincuenta por ciento (50%) y el precio medio de la compraventa de potencia y energía sea al menos menor en un 10% que el precio referencial de generación (PRG) vigente al momento de la suscripción del contrato.

El Estado a través del Ministerio de Economía y Finanzas, deberá establecer e instrumentar los mecanismos necesarios para la restitución de los valores que el Gobierno Central tenga que pagar en caso de tener que honrar la garantía asumida, para lo cual, se concede al Ministerio de Economía y Finanzas la jurisdicción coactiva para la recuperación de estos valores. El trámite del procedimiento de ejecución se reglará por las normas legales pertinentes.

En ningún caso se otorgarán garantías para contratos de compraventa de energía inferiores a cinco años.

Para este efecto, los distribuidores deberán demostrar, ante el Ministerio de Economía y Finanzas y el Banco Central del Ecuador, a través de un análisis contable, económico y financiero realizado por firmas auditoras nacionales o extranjeras registradas en la Superintendencia de Compañías, capacidad de pago, eficiente manejo financiero y administrativo con flujos de cajas futuros positivos."

**Art. 9.-** Sustitúyase el inciso primero del artículo 46, por el siguiente texto:

"Art. 46.- Contratos a plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista.- En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía."

**Art. 10.-** En el artículo 46, elimínese el último inciso.

**Art. 11.-** Sustitúyase el artículo 47, por el siguiente:

"Art. 47.- Mercado ocasional.- Los generadores podrán vender energía en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, comunicará a todos quienes intervengan en el mercado, el precio de venta de la energía para cada período horario, determinado como el costo marginal horario. Este precio será igual para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate. A este precio se agregará el valor del cargo de capacidad o potencia establecido en el reglamento correspondiente, siempre y cuando esta potencia no esté comprometida en contratos.

Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

a) Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el CENACE, conforme lo establece esta Ley; y,

b) Las compras que realicen los generadores, distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio marginal horario que fije el CENACE.

A este precio se agregará el valor del costo de capacidad o potencia y el costo de las pérdidas del sistema nacional de transmisión, cargos que serán definidos en el reglamento respectivo."

**Art. 12.-** Sustitúyase el literal a) del artículo 53, por el siguiente:

"a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) promedio de todas las empresas de distribución del País.

Como la aplicación del valor agregado de distribución (VAD) promedio nacional, ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan ingresos inferiores respecto a su facturación actual; y, otras ingresos superiores, el CONELEC, para el caso de las primeras, efectuará el cálculo del déficit correspondiente en forma anual y éste será contemplado de la misma manera en el Presupuesto General del Estado, debiendo estos recursos ser administrados por el CENACE, como un subsidio directo a los consumidores del área de concesión a la que corresponda. En ningún caso, para las demás distribuidoras se incrementará el VAD, manteniéndose el valor actual;".

**Art. 13.-** Sustitúyase el texto del artículo 55, por el siguiente:

"Art. 55. Tarifas de transmisión.- Las tarifas que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión estarán conformadas por dos componentes, cuyos costos deberán ser aprobados por el CONELEC:

a) El de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y,

b) El de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

Los valores recaudados por concepto del componente de expansión, se considerarán como aportes de capital del Fondo de Solidaridad en TRANSELECTRIC S.A., y deberán ser integrados al patrimonio de un fideicomiso cuyo fiduciario, sea público o privado, será elegido por concurso público. Dicho fideicomiso será constituido por TRANSELECTRIC S.A. con el único y exclusivo propósito de atender el pago de las obligaciones requeridas para la ejecución de obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión, aprobado por el CONELEC."

**Art. 14.-** Sustitúyase en el primer inciso del artículo 57, la frase: "las que entrarán en vigencia el 30 de octubre del año en que corresponda.", por la siguiente: "hasta el 30 de junio del año que corresponda, las que entrarán en vigencia el 1 de enero del año siguiente."

## **DISPOSICIONES GENERALES**

**PRIMERA.-** Los miembros de los directorios, presidentes ejecutivos o gerentes generales de las compañías del sector eléctrico en las que tenga participación accionaria el Estado ecuatoriano, deberán

ser nominados previo concurso público de merecimientos y oposición, de profesionales de diversas áreas formativas que aseguren idoneidad, probidad, independencia, continuidad y capacidad de gestión, y serán nombrados por la junta general de accionistas de cada compañía.

Las instituciones del Estado, en las compañías del sector eléctrico en donde tengan participación accionaria, deberán obligatoriamente votar en las juntas generales de accionistas que se convoque para la elección de directores o administradores, por el profesional que hubiera obtenido las más altas calificaciones en el concurso público de merecimientos y oposición referido en el inciso anterior.

El concurso público de merecimientos y oposición establecido en la presente disposición, será llevado a cabo por el Comité Calificador referido en el artículo cuatro de la presente Ley y financiado por las mismas compañías eléctricas.

Los funcionarios señalados serán personal y pecuniariamente responsables de sus actos en la administración de dichas compañías.

**SEGUNDA.-** El Estado y sus instituciones, por ningún concepto condonarán o asumirán deudas de las distribuidoras, el transmisor y las generadoras del sector eléctrico.

## **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**PRIMERA.-** A partir del 15 de enero del año 2007, el Fondo de Solidaridad y las demás instituciones del Estado que tengan participación accionaria en las empresas del sector eléctrico, a través de los actos societarios correspondientes, y en el ejercicio de sus derechos y obligaciones como accionistas de las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica, iniciarán los procesos de contratación de administradores de acuerdo con la Disposición General Primera de esta Ley, para lo cual notificarán a las instituciones establecidas en el artículo 14 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, a fin de que procedan de manera inmediata a la integración del Comité Calificador. En caso de que no se realice tal notificación en el plazo señalado, los representantes legales de las instituciones del Estado que hubieren incurrido en tal omisión quedarán automáticamente destituidos.

El proceso de selección de nuevos administradores se realizará de acuerdo a la programación que para el efecto efectuará el Fondo de Solidaridad y será financiado con los recursos que deberán proveer las propias empresas eléctricas.

Este proceso concluirá en el plazo máximo de noventa (90) días.

El Fondo de Solidaridad adicionalmente promoverá, dentro de los sesenta (60) días contados a partir del 15 de enero del año 2007, las reformas a los estatutos sociales de las empresas eléctricas referidas, con el objeto de que la designación de los integrantes de los directorios y de los estamentos administrativos de las compañías que corresponda, sea realizada únicamente mediante procesos públicos de selección de profesionales. Así mismo, el Fondo de Solidaridad simultáneamente con la reforma de los estatutos sociales, pondrá en vigencia normas de ética, probidad e inhabilidades, a las que se someterán los integrantes de los directorios de sus empresas, para garantizar la más absoluta transparencia y honradez de sus decisiones y apego a las disposiciones legales y reglamentarias que rigen para las empresas de servicios públicos.

**SEGUNDA.-** El Ministerio de Economía y Finanzas deberá compensar a través del respectivo cruce de cuentas o pagar, según corresponda, a las personas jurídicas que presten el servicio de distribución de energía eléctrica, exclusivamente el valor correspondiente a la proporción de recaudación que la distribuidora hubiera realizado de la energía facturada en el período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005; en consecuencia el Estado ecuatoriano reconoce la existencia de un déficit tarifario en el sector eléctrico, registrado entre el 1 de abril de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2005.

1.- El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, y el Centro Nacional de Control de la Energía, CENACE, bajo su responsabilidad, determinarán los valores que correspondan al déficit tarifario, correspondiente a cada empresa de distribución, en concordancia con lo dispuesto en los numerales tres y nueve de la presente Disposición Transitoria, cuyos valores se reflejarán en las respectivas actas que deberán suscribir con las personas jurídicas que prestan el servicio de distribución eléctrica. Así mismo, el Centro Nacional de Control de la Energía, CENACE, calculará el monto total de las deudas de los diferentes agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, sobre la base de la información que para el efecto, están obligados a proporcionar dichos agentes económicos.

2.- El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, mediante la correspondiente resolución de su Directorio, dentro del plazo de noventa (90) días, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, informará al Ministerio de Economía y Finanzas los montos que corresponden al déficit tarifario, para cada una de las personas jurídicas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica.

3.- El Ministerio de Economía y Finanzas registrará este déficit, que en ningún caso podrá ser mayor a US \$ 950.000.000, como subsidio a favor del consumidor final de energía eléctrica. Registrado este déficit el Ministerio de Economía y Finanzas procederá a realizar el cruce de cuentas correspondientes con las deudas que las empresas del sector eléctrico mantienen con el Estado y PETROCOMERCIAL. Las deudas a liquidar o compensar corresponderán al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005.

4.- Los valores referidos en el numeral anterior serán asignados por el Ministerio de Economía y Finanzas de acuerdo a la programación financiera que se deberá realizar de conformidad con la ley y la sostenibilidad fiscal del Gobierno Central y se destinarán a la conformación de un fideicomiso mercantil, cuyo constituyente será el Ministerio de Economía y Finanzas, para el cumplimiento de los siguientes objetivos:

a) Para pagar las deudas vencidas por compra de energía y transporte a las empresas de generación, a las distribuidoras con generación no escindida y al transmisor, correspondientes al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005.

Las empresas de generación eléctrica que a la promulgación de la presente Ley mantengan obligaciones de pago vencidas a favor de PETROCOMERCIAL o del Ministerio de Economía y Finanzas, como condición previa a recibir estos valores, deberán autorizar al fiduciario para que previamente pague dichas deudas en el siguiente orden de prelación:

1º.- Los valores que adeuden a PETROCOMERCIAL por concepto de compraventa de combustibles; y,

2º.- Los valores que adeuden al Ministerio de Economía y Finanzas, por concepto de los pasivos asignados por el ex INECEL en proceso de liquidación en aplicación a la Segunda Disposición Transitoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico; y,

b) Para financiar nuevos proyectos de generación eficiente y proyectos inversión dirigidos a la reducción de pérdidas o al mejoramiento de la infraestructura directamente relacionada con la prestación del servicio.

De existir saldos a favor en las empresas distribuidoras en las cuales el Fondo de Solidaridad, en representación del Estado ecuatoriano, tiene participación accionaria, dichos valores se destinarán a la formación de un fondo que permita garantizar la compraventa de energía y constituir para el efecto un fideicomiso mercantil.

Las empresas de generación en las cuales el sector público tiene participación accionaria, destinarán los recursos recaudados, luego de compensar las deudas que mantienen con PETROCOMERCIAL,

exclusivamente para inversión en nuevos proyectos de generación eficiente y constituirán un fideicomiso mercantil para el efecto.

5.- Los valores que por déficit tarifario correspondan a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., serán compensados, hasta el monto del reconocimiento del déficit tarifario, con las deudas que, en el siguiente orden, la empresa mantiene con el Ministerio de Economía y Finanzas, el Servicio de Rentas Internas, PETROCOMERCIAL y con el Mercado Eléctrico Mayorista. Esta disposición en ningún caso podrá implicar la condonación de las deudas de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., con las instituciones del Estado.

6.- El pago de obligaciones vencidas a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, correspondientes al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005, derivadas de la venta de energía, potencia y otros servicios del Mercado Eléctrico Mayorista, por parte de las personas jurídicas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica en el país a favor de las empresas de generación eléctrica de capital privado, estarán condicionadas a la renuncia expresa, por parte de las empresas de generación eléctrica, al cobro de intereses y demás gastos, excepto el monto de capital de las obligaciones vencidas a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, aunque el pago de los mismos haya sido convenido previamente.

7.- El pago de obligaciones vencidas derivadas de la venta de energía, potencia y otros servicios del Mercado Eléctrico Mayorista, correspondientes al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005, por parte de las personas jurídicas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica en el país a favor de las empresas de generación eléctrica y el transmisor, llevará implícita la renuncia por parte de las empresas de generación eléctrica y de la transmisora, al cobro de intereses y demás gastos convenidos, excepto el monto de capital de las obligaciones vencidas a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, aunque el pago de los mismos haya sido convenido previamente.

El pago de obligaciones vencidas a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, generadas por la compra de combustible a PETROCOMERCIAL para generación eléctrica, llevará implícito el no cobro de intereses, multas y demás gastos convenidos, por parte de PETROCOMERCIAL.

Las obligaciones vencidas de las empresas de generación, transmisión y distribución que integran el Mercado Eléctrico Mayorista a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, con el Ministerio de Economía y Finanzas, generadas por la falta de pago de deuda externa e interna, llevarán implícito el no cobro de intereses de mora, multas y demás gastos convenidos.

8.- Los ingresos que por efectos de la aplicación de la presente Ley, reciban las empresas generadoras, transmisora y distribuidoras, en las que el Fondo de Solidaridad tenga participación accionaria, serán considerados como aportes de capital y formarán, en consecuencia, parte del patrimonio de cada empresa y no estarán sujetos al pago de impuesto a la renta y al pago de utilidades. Los derechos accionarios derivados de esta aportación serán de los actuales accionistas de las personas jurídicas que presten el servicio de distribución de energía eléctrica a prorrata de su actual participación.

9.- Para efectos de la aplicación de esta Ley, se entenderá como déficit tarifario unitario, para cada persona jurídica que preste el servicio de distribución de energía eléctrica, a la diferencia entre los precios medios de venta de energía a usuarios finales, obtenidos de la aplicación de los pliegos tarifarios aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, y la suma de los costos unitarios reales de compra de energía, los costos del servicio de transmisión y el valor agregado de distribución.

Los costos unitarios reales de compra para cada empresa de distribución de energía serán el promedio ponderado de las compras de energía efectuadas mediante contratos a plazo y las realizadas en el mercado ocasional. El cálculo del monto del déficit tarifario para cada persona jurídica que preste el servicio de distribución de energía eléctrica, se obtendrá mensualmente del producto del déficit tarifario

unitario por los volúmenes de energía facturados, dentro del período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005.

Para establecer el valor final del déficit tarifario, deberán descontarse todos los valores previamente compensados por la aplicación de los Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A, publicados en los Registros Oficiales Nos. 281 de 9 de marzo de 2001 y Suplemento 454 de 15 de noviembre de 2001; y cualquier otro tipo de compensación o subsidio que se haya aplicado en el período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005.

10.- Para efectos de esta Ley, se entienden como personas jurídicas que prestan el servicio de distribución eléctrica, todas aquellas que hayan obtenido la concesión para la prestación de ese servicio por parte del CONELEC, así como las personas jurídicas que se encuentren prestando ese servicio de manera temporal como es el caso de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil - CATEG.

11.- Las obligaciones de carácter contractual, adquiridas por las distribuidoras, son de su exclusiva responsabilidad.

12.- Para efectos de esta Ley, las empresas del sector podrán constituir sociedades mercantiles de propósito especial para el desarrollo de proyectos de inversión.

**TERCERA.-** Se establece un período de cinco (5) años dentro del cual el CONELEC definirá y controlará la ejecución del programa de estabilización y desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano, plazo necesario para el desarrollo de oferta eficiente y barata de energía, y para la rehabilitación de las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica. En este período se aplicarán las siguientes acciones:

a) Los distribuidores, durante este período, tendrán la obligación de comprar, en contratos a plazo, la energía para cubrir por lo menos el setenta por ciento (70%) de su demanda anual; y,

b) El CONELEC aprobará y pondrá en vigencia el plan nacional de control y reducción de pérdidas, el cual deberá contemplar los proyectos referidos en el literal b) del numeral 4 de la Disposición Transitoria Segunda de este cuerpo legal, en un plazo no mayor a sesenta (60) días contados a partir de la promulgación de la presente Ley. Las distribuidoras deberán ejecutarlo en forma obligatoria.

**CUARTA.-** Para poder beneficiarse de la garantía establecida en el artículo 40 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, las empresas distribuidoras deberán haber nombrado a sus nuevos administradores, conforme a las disposiciones de esta Ley.

**QUINTA.-** En el caso de distribuidores en que el Estado no tenga participación accionaria, el Ministerio de Economía y Finanzas definirá los mecanismos para el otorgamiento de la garantía establecida en el artículo 40 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, bajo los mecanismos establecidos en la ley y precautelando por la estabilidad, y sustentabilidad de las finanzas públicas.

**SEXTA.-** En un plazo máximo de noventa (90) días las empresas de generación hidroeléctrica y termovapor de propiedad del Fondo de Solidaridad, deben suscribir contratos de compraventa de toda su energía producida con la totalidad de empresas distribuidoras en forma proporcional a su demanda, excluyendo aquella comprometida en contratos con grandes consumidores.

Dada, en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, en la Sala de Sesiones del Congreso Nacional, a los trece días del mes de septiembre del año dos mil seis.

f.) Dr. Wilfrido Lucero Bolaños, Presidente.



# Cahors

grupo Cahors

## ACCESORIOS PARA CABLES PREENSAMBLADOS DE B.T.

Ficha Nº  
**APC 50**  
Revisión: 1

### ABRAZADERAS SINTETICAS

#### UTILIZACION

Se utilizan para la sujeción de cables de línea o acometida BT sobre fiador.

#### FIJACION

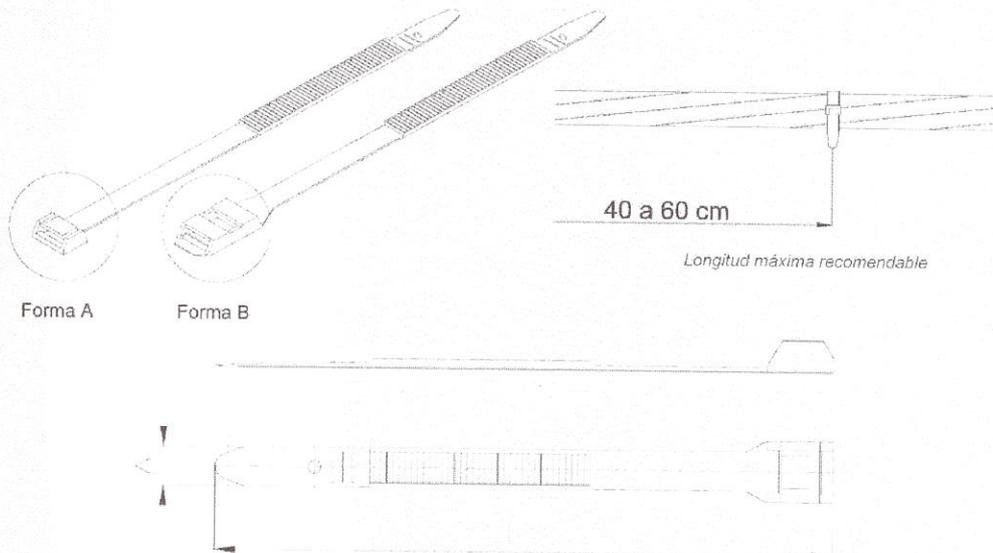
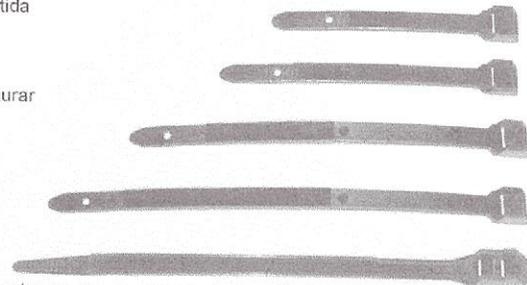
La fijación recomendable es cada 40 a 60 cm, para asegurar una correcta sujeción.

#### INSTALACION

Su instalación es en cables de línea o acometida BT sobre fiador.

#### CARACTERISTICAS TECNICAS

- Material en poliamida protegida contra rayos U.V. y de alta resistencia a la intemperie.
- Color negro.



Forma A

Forma B

Longitud máxima recomendable

Designación	Longitud L (mm)	Ancho A (mm)	Diám. máx. haz (mm)	Carga de rotura (daN)	Forma cabeza	Masa (Kg)	Und/Emb.	Referencia
A 130/9	140	9	28	54	A	0,002	2.000	580.150
A 180/9	180	9	45	54	A	0,003	2.000	580.162
A 235/9	235	9	54	54	B	0,004	1.500	580.157
A 300/9	300	9	88	54	B	0,005	1.000	580.164
A 360/9	360	9	100	54	B	0,006	1.000	580.165
A 510/9	510	9	150	54	B	0,007	500	580.166
A 610/9	610	9	178	54	B	0,008	300	580.167
A 760/9	760	9	225	54	B	0,010	100	580.168
A 210/15	210	15	54	70	A	0,006	1.200	580.151
A 260/15	260	15	67	70	A	0,006	1.200	580.152

[www.cahors-la.com](http://www.cahors-la.com)

+598 (94) 22 33 22 / [comercial@cahors-la.com](mailto:comercial@cahors-la.com)



# Cahors

grupo ● Cahors

## ACCESORIOS PARA CABLES PREENSAMBLADOS DE B.T.

Ficha Nº  
**CON 02**  
Revisión: 1

### UTILIZACION

Derivación a partir de una red aérea aislada trenzada de distribución BT de conductores de acometida o línea de las mismas características. La perforación se realiza simultáneamente del cable principal y derivado, tanto en tensión como sin tensión.

### DESCRIPCION

- Cuerpo en poliamida reforzado con fibra de vidrio de elevada resistencia mecánica y a la intemperie.
- Junta de estanqueidad elastomérica de elevada rigidez dieléctrica y resistencia a la intemperie.
- Dientes de perforación de cobre electroлитico estañado.
- Tornillería de acero protegido contra la corrosión y tratamiento especial antirrozamiento.
- Capuchón amovible e imperdible para el cable derivado en material elastomérico de alta rigidez dieléctrica y resistencia a la intemperie.

### INSTALACION

Su composición hace posible su instalación directamente a la intemperie.

Se instala simplemente apretando el tornillo *fuera de potencial* de cabeza fusible hexagonal imperdible.

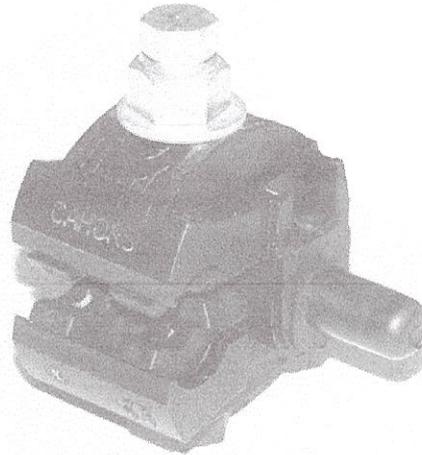
### CARACTERISTICAS TECNICAS

- Estanqueidad dieléctrica 6 kV sumergido en agua.
- Admite indistintamente conductores de cable principal o derivado de cobre o aluminio.
- Trabajos EN TENSION o SIN TENSION.
- La derivación puede realizarse indistintamente hacia la derecha o hacia la izquierda del conductor.
- Control del par de apriete mediante tornillería de cabeza fusible hexagonal de 13 mm entre caras.
- Posibilidad de desmontaje mediante una llave de 17 mm entre caras.
- Especificaciones técnicas UNE 21 021 y NFC 33 020.

### OPCIONES

Conectores de perforación con tornillería de acero inoxidable.

Designación: CPA - 25



Cabeza fusible hexagonal

Tornillería fuera de potencial

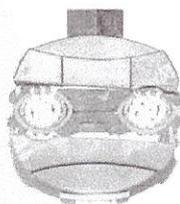
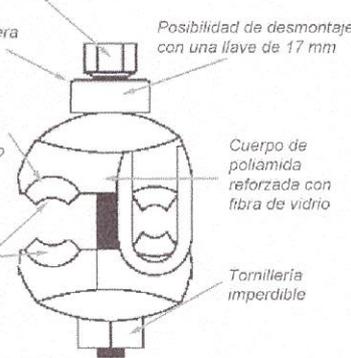
Posibilidad de desmontaje con una llave de 17 mm

Junta de estanqueidad en elastómero

Cuerpo de poliamida reforzada con fibra de vidrio

Dientes de conexión

Tornillería imperdible



Conector en derivación

Dientes de perforación



Derivación a luminarias

Tipo	Designación	Nº Derivaciones	Secciones admisibles (mm²)		Par de apriete (Nm)	Un/Emb.	Referencia
			Principal AL (perforación)	Derivado AL/Cu (perforación)			
Acometida	CPA 25	1	6 - 50	4 - 29	9	120	581.029

[www.cahors-la.com](http://www.cahors-la.com)

+598 (94) 22 33 22 / [comercial@cahors-la.com](mailto:comercial@cahors-la.com)



# Cahors

grupo Cahors

## CONECTORES DE PERFORACION PARA LINEAS AEREAS AISLADAS B.T.

Ficha Nº **CON 06**  
Revisión: 1

### UTILIZACION

Derivacion a partir de una red aérea aislada trenzada de distribución BT de conductores de acometida o línea de las mismas características. La perforación se realiza simultáneamente del cable principal y derivado, tanto en tensión como sin tensión.

### DESCRIPCION

- Cuerpo en poliamida reforzado con fibra de vidrio de elevada resistencia mecánica y a la intemperie
- Junta de estanqueidad elastomérica de elevada rigidez dieléctrica y resistencia a la intemperie.
- Dientes de perforación de cobre electrolítico estañado.
- Tornillería de acero protegido contra la corrosión y tratamiento especial antirrozamiento.
- Capuchón amovible e imperdible para el cable derivado en material elastomérico de alta rigidez dieléctrica y resistencia a la intemperie.

### INSTALACION

Su composición hace posible su instalación directamente a la intemperie.

Se instala simplemente apretando el tornillo fuera de potencial de cabeza fusible hexagonal imperdible.

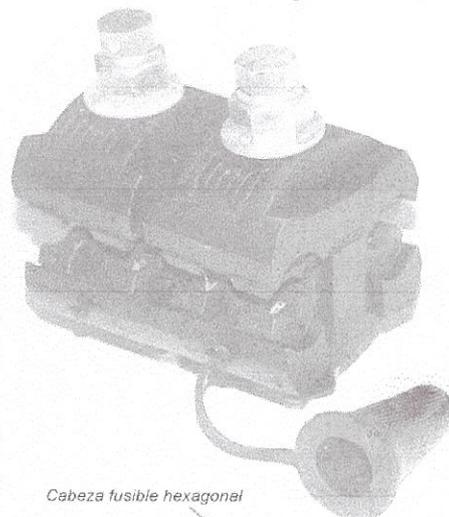
### CARACTERISTICAS TECNICAS

- Estanqueidad dieléctrica 6 kV sumergido en agua.
- Admite indistintamente conductores de cable principal o derivado de cobre o aluminio.
- Trabajos EN TENSION o SIN TENSION.
- La derivación puede realizarse indistintamente hacia la derecha o hacia la izquierda del conductor.
- Control del par de apriete mediante tornillería de cabeza fusible hexagonal de 13 mm entre caras.
- Posibilidad de desmontaje mediante una llave de 17 mm entre caras.
- Especificaciones técnicas UNE 21 021 y NFC 33 020.

### OPCIONES

Conectores de perforación con tornillería de acero inoxidable.

Designación: **CPL - 150**



Cabeza fusible hexagonal

Tornillería fuera de potencial

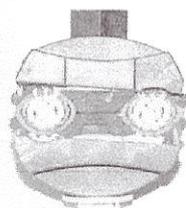
Posibilidad de desmontaje con una llave de 17 mm

Junta de estanqueidad en elastómero

Cuerpo de poliamida reforzada con fibra de vidrio

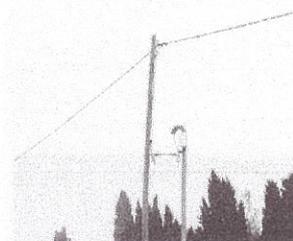
Dientes de conexión

Tornillería imperdible



Conector en derivación

Dientes de perforación



Derivación de línea

Tipo	Designación	Nº Derivaciones	Secciones admisibles (mm²)		Par de apriete (Nm)	Un/Emb.	Referencia
			Principal AL (perforación)	Derivado AL/Cu (perforación)			
Línea	CPL 150	1	50 - 150	50 - 150	16	64	581.051

[www.cahors-la.com](http://www.cahors-la.com)

+598 (94) 22 33 22 / [comercial@cahors-la.com](mailto:comercial@cahors-la.com)



# Cahors

grupo Cahors

## ACCESORIOS PARA CABLES PREENSAMBLADOS DE B.T. FLEJE DE ACERO INOXIDABLE

Ficha Nº  
**APK 01**  
Revisión: 1

Designación: **F 207**

### UTILIZACION

Fijación de elementos de anclaje y suspensión sobre poste.

### COMPOSICION

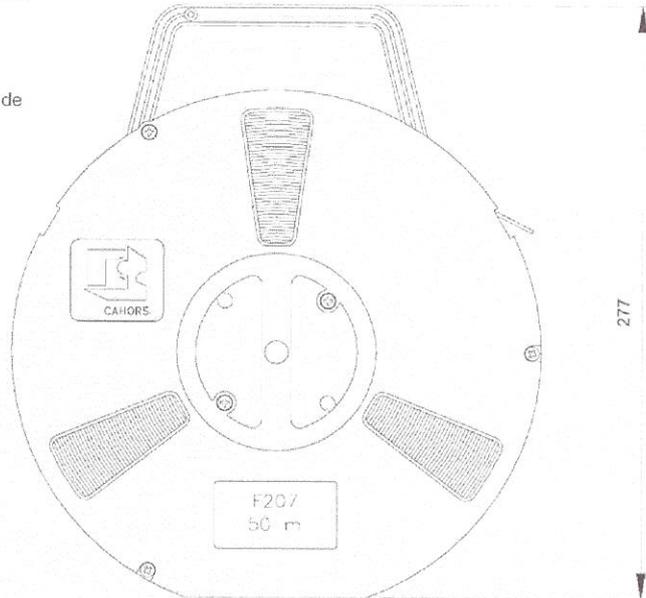
Caja desenrollable de plástico con 50 mts de fleje de acero inoxidable.

### FIJACION

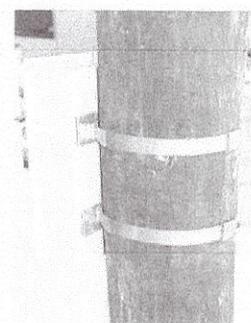
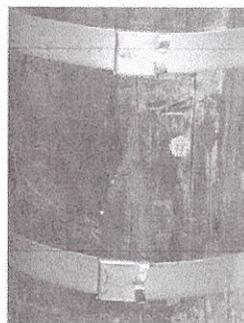
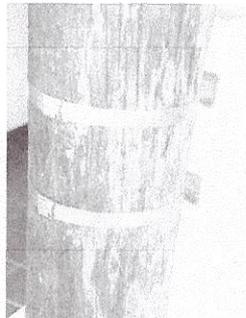
Se realiza mediante el tensor de zunchar y hebilla para fleje.

### CARACTERISTICAS TECNICAS

- Resistencia a la ruptura 70 daN/mm<sup>2</sup>.
- Dimensiones 20 x 0,7 mm
- Masa 5,680 Kg
- Alargamiento 6%.
- Material: acero inoxidable 18/8



Ejemplos de fijación de elementos:



Designación	Resistencia a la ruptura (daN/mm <sup>2</sup> )	Masa (kg)	Ud/Emb.	Referencia
F 207	70	5,680	5 rollos de 50 m	956.027

[www.cahors-la.com](http://www.cahors-la.com)

+598 (94) 22 33 22 / [comercial@cahors-la.com](mailto:comercial@cahors-la.com)



## HEBILLA PARA FLEJE

# Cahors

grupo © Cahors

### UTILIZACION

Hebilla de fijación de fleje de 20 x 0,7 mm para elementos de anclaje y suspensión sobre poste.

Designación: H 20

### COMPOSICION

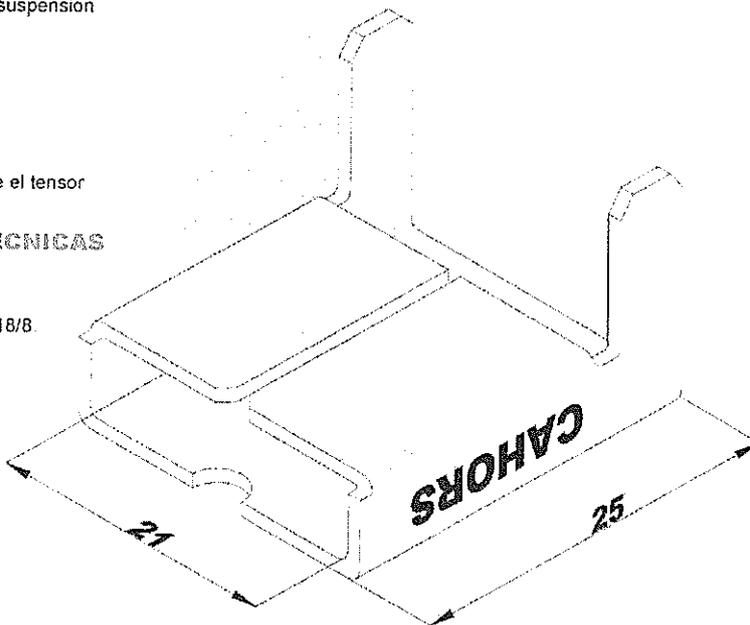
Acero inoxidable 18/8.

### FIJACION

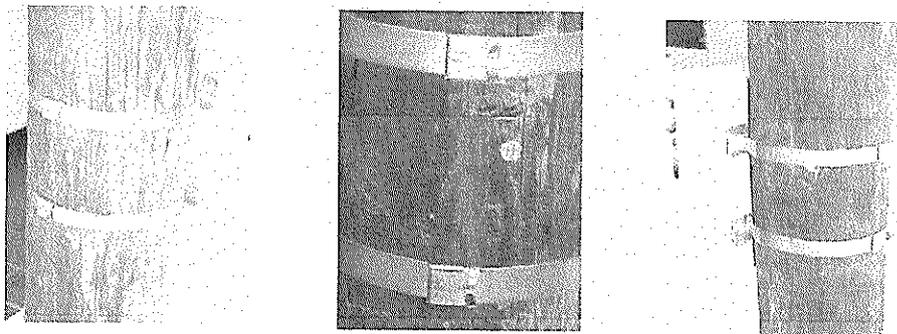
La fijación se realiza mediante el tensor zunchado.

### CARACTERISTICAS TECNICAS

- Masa 0,009 Kg/ und
- Dimensiones 21 x 25 mm
- Material: acero inoxidable 18/8



Ejemplos de fijación de elementos:



Designación	Masa (kg)	Dimensiones ancho x largo mm	Ud/Emb.	Referencia
H20	0,009	21 x 25	100	956.028

# ANEXO 7 COSTOS PARA REDES PREENSAMBLADAS



S.A. DE C.V.  
 R.F.C. 280901344301

No. de Factura: 001-001-001-001-001

**FACTURA**

Nº 001-001-Nº 0001001

R.F.C. 280901344301

23 DE ABRIL DE 2008

2008

CANT.	DESCRIPCION	V. UNITARIO	V. TOTAL
200	MTS. CABLE PREENSAMBLADO 2X50 AL PE INDECO	1.50	300.00
100	MTS. CABLE CONCENTRICO 1X60 AL PE INDECO	2.00	200.00
Subtotal:			500.00
Descuento:			0.00
I.V.A. 0%			0.00
<b>TOTAL:</b>			<b>500.00</b>

MIL CINCO CIENTOS VEINTE Y CINCO (500) DOLARES.

SON: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Dirección: ...  
 Teléfono: ...  
 Correo: ...

Dirección: ...  
 Teléfono: ...  
 Correo: ...

Dirección: ...  
 Teléfono: ...  
 Correo: ...

# CITIWEN S.A.

R.U.C.: 0992108665001

Cdla. Miraflores - Calle 3ª # 306 y Av. Central  
 Telf: 042203002 - Telefax: 042202997  
 Guayaquil - Ecuador

Aut. SRI # 110393395

**FACTURA**

001-001. N° 000753

Sr. / Srta. ING. WALTER LUPERA NAVARRETE

R.U.C. / C.I. 1201725387001

Telf. \_\_\_\_\_

Dirección: AV. FLORES 111

FECHA DE EMISION

DIA	ME	AÑO
01	09	06

Cant.	Código	DESCRIPCION	P. Unitario	TOTAL
90		CAJAS DE POLICARBONATO	\$ 22.00	\$ 1.980.00
12	167	CONECTOR DENTADO ABULONADO DCNL-5	\$ 5.95	\$ 71.40
180	163	CONECTOR DENTADO ABULONADODCNL-2	\$ 1.85	\$ 333.00
90	148	DERIVADOR PLASTICO	\$ 0.45	\$ 40.50
90	405	FUSIBLE NEOZED 63 A.	\$ 0.80	\$ 72.00
5	772	KIT DE SUSPENSION	\$ 5.40	\$ 27.00
180	173	MENSULA PLASTICA PARA CABLE	\$ 0.15	\$ 27.00
24	11	PINZA DE RETENCION AUTOAJUSTABLE	\$ 6.00	\$ 144.00
180	115	PINZA DE ACOMETIDA AUTOAJUSTABLE	\$ 1.05	\$ 189.00
90	7	PORTAFUSIBLE AEREO ENCAPSULADO	\$ 1.35	\$ 121.50
579	602	PRECINTO PLASTICO	\$ 0.12	\$ 69.48
120	190	PROTECTOR PUNTA DE CABLE 50 MM2	\$ 0.23	\$ 27.60
2	492	SOPORTE PARA 2 SECCIONADORES APR 630	\$ 13.80	\$ 27.60
2	493	SOPORTE PARA 2 SECCIONADORES APR 160	\$ 5.40	\$ 10.80
20	223	TENSOR MECANICO	\$ 7.90	\$ 158.00
4	971	FUSIBLE H 100 AMP.	\$ 3.70	\$ 14.80
4	475	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE HASTA 160 AMP.	\$ 14.90	\$ 59.60
4	980	FUSIBLE H 200 AMP.	\$ 6.90	\$ 27.60
4	473	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE HASTA 630 AMP.	\$ 37.00	\$ 148.00

NOTA DE ENTREGA N° 001663

SON TRES MIL NOVECIENTOS SETENTA Y CUATRO CON 75/100 DÓLARES

**CITIWEN**

*[Firma Autorizada]*

FRMA AUTORIZADA

SUB-TOTAL \$	\$ 3.548.88
I.V.A. 0%	
I.V.A. 12%	\$ 425.87
<b>TOTAL US \$</b>	<b>\$ 3.974.75</b>

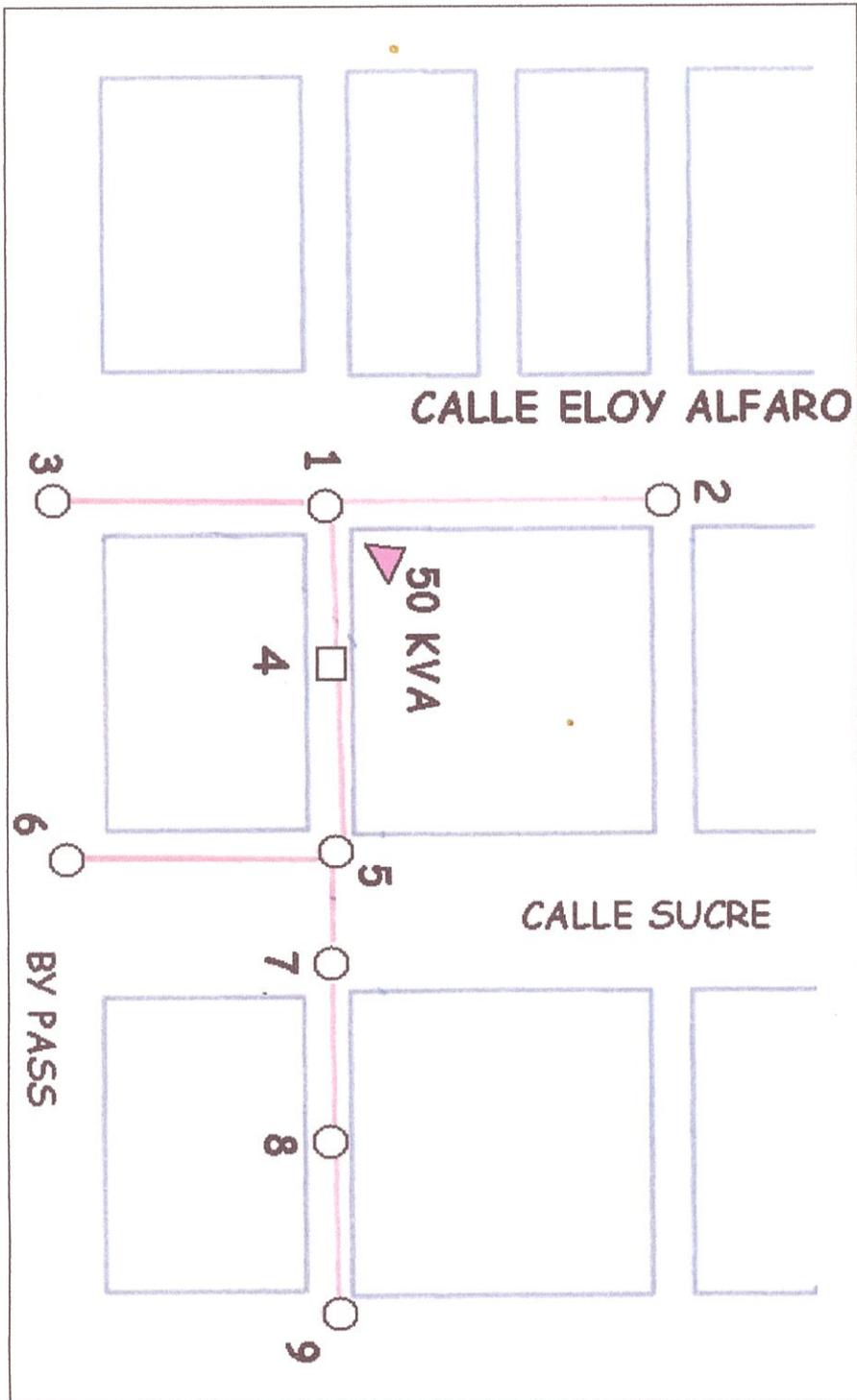
RECIBI CONFORME

PATRICIA PILAR PRIGANO SARAGURO - ARTES GRAFICAS "LEO" - RUC # 0906466560001 - AUT. # 1123 - TELF 2296871  
 1 B. 50X3 del 751 - 800. Elaboración AGOSTO/2006. EMISION VALIDA HASTA SEPTIEMBRE 2006

ORIGINAL BOND BLANCO - ARQUENTERO  
 COPIA CELESTE - EMISION  
 COPIA VERDE - SIN VALOR FISCAL

ANEXO 8

LEVANTAMIENTO ELECTRICO DE UN CIRCUITO SECUNDARIO





**EMELRIOS S.A.**  
**FORMATO DE INVENTARIO PARA ACTIVOS FIJOS**

INVENTARIO DE LA LINEA .....  
 ALIMENTADOR: .....  
 SUBESTACION: .....  
 DERIVACION: .....  
 PROVINCIA: .....  
 CANTON: .....  
 RECINTO: .....  
 RAMAL: .....  
 OTRO: .....

N°	POSTE		ESTRUCTURAS				CONDUCTOR A.T.			CONDUCTOR B.T.			TENSORES			TRANSFORMADOR				SECCIONADOR						
	ALTURA	KG	FORMA	A.T.	SUECC	BT	TIPO	CAIBRE	VANO	TIPO	CAIBRE	VANO	A.T.	B.T.	OTRO	KVA	TIPO	SUECC	FASE	P TIERRA	G.K.	TIPO	R CARGA	SUECC	G.K.	
18546	11	350	0	P	1	1	A2	0	0	1	0															
41	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
42	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
43	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
44	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
45	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
46	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
47	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
48	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
49	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
50	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
51	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															
52	11	350	0	P	1	1	1	1	1	1	1															

FECHA: ..... ELABORO: *J. C. Torres*



**EMELRIOS**

**EMELSA ELECTRICA LOS RIOS, S.A.**  
**FORMATO DE INVENTARIO PARA ACTIVOS FIJOS**

INVENTARIO DE LA LINEA .....  
 ALIMENTADOR: ..... DERIVACION: .....  
 SUBESTACION: ..... RAMAL: .....  
 PROVINCIA: .....  
 CANTON: .....  
 RECINTO: .....

POSTE N°	PARARRAYO		LUMINARIA			ACOMETIDA			MEDIDOR		EQUIPOS		TV CABLE	TELEFONO	OBSERVACION
	CANT	P. TIERRA	POTEN.	TIPO	SUECC	CANT	TIPO	LONGIT	TIPO	VOLTAJE	DESCRIPC	SUECC			
1				PA	A	1	D						SA		
2			200	PA	A	6	D						SA		
3			200	PA	A		D								
4			175	PA	A	8	D						SA		Señal de alarma
5			175	PA	A	7	D								Señal de alarma
6			150	PA	A	9	D						SA		
7			175	PA	A	8	D								
8			250	PA	A		D								
9															

FECHA: ..... ELABORO: *J. Castro*

## BIBLIOGRAFIA

- (1) General Electric, Electric Utility System and Practice.
- (2) Martin L. Mario, Pérdidas de Energía, CIER
- (3) Westinghouse, Transmisión and Distribution, Referente Book
- (4) General Electric, Distribution Data book
- (5) Ing. Angel Román. Información para la corrida de flujo
- (6) Ing. Patricio Reyes. Energía facturada por EMELRIOS.
- (7) Ing. Carlos Arosemena (Representante de EDSA)
- (8) Ecuatran. Perdidas de transformadores y precios
- (9) Evisa. Precios de aisladores, herrajes, cable preensamblado y antihurto
- (10) Incable
- (11) Citiwen. Precios de accesorios preensamblado y caja antihurto.
- (12) Sylvatec. Precios de medidores electrónicos
- (13) <http://www.conelec.gov.ec/>
- (14) INECEL, estudio de control de pérdidas de energía de la empresa eléctrica de Los Ríos C.A. (ESPOL).