ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO DE LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI

JULIO ANIBAL ESPARZA GUALLI
WILLIAMS PATRICIO OLALLA TRUJILLO

DIRECTOR: ING. MILTON TOAPANTA

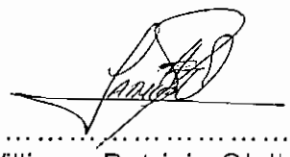
Quito, junio del 2001

DECLARACION

Nosotros Julio Anibal Esparza Gualli y Williams Patricio Olalla Trujillo, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

.....
Julio Anibal Esparza Gualli



.....
Williams Patricio Olalla Trujillo

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Julio Anibal Esparza Gualli y Williams Patricio Olalla Trujillo, bajo mi supervisión.

Ing. Milton Toapanta
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradecemos al Ing. Miltón Toapanta por su ayuda y apoyo incondicional durante el desarrollo de este trabajo.

Julio & Williams

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mi querida esposa por su apoyo y su amor incondicional. Y a mis Padres y Hermanos.

Julio

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mi madre.

Williams

ÍNDICE

ANTECEDENTES

CAPITULO I

1.1 INTRODUCCIÓN 1

1.2 OBJETIVO 2

1.3 ALCANCE 2

1.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS 2

1.5 REGULACIONES Y ESTANDARES 9
1.5.1Frecuencia media de interrupción por consumidor 9
1.5.2 Frecuencia media de interrupción por kVA instalado 9
1.5.3 Duración media de interrupción por consumidor 10
1.5.4 Duración media de las interrupciones por kVA instalado 10
1.5.5 Tiempo total de interrupción por consumidor 11
1.5.6 Tiempo total de interrupción por kVA instalado 11

1.6 SIMBOLOGÍA 12

CAPITULO II

SISTEMA ELEPCO S.A.

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO 13
2.1.1 Área de concesión 13
2.1.2 Fuentes de suministro de la energía eléctrica 14
2.1.3 Sistema de Subtransmisión 15
2.1.4 Sistema de distribución primario 16
2.1.5 Red de distribución secundaria 18
2.1.6 Usuarios consumidores tipo 18

2.2 ADMINISTRACIÓN ACTUAL DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO 19
2.2.1 Recepción de reclamos y avisos de suspensión 20
2.2.2 Comunicación de daños a mantenimiento 22
2.2.3 Reclamos atendidos – mantenimiento de redes 22

2.3 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN 23

2.4 EVALUACIÓN DE LA ACTUAL ADMINISTRACIÓN DE INTERRUPCIONES 23

2.5 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS 25
2.5.1 Problemas mayores 25
2.5.2 Problemas menores 26

2.6 SUGERENCIAS 26

2.7 COMENTARIOS 27

2.8 CONCLUSIONES 28

CAPITULO III

DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

3.1 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES 31
3.1.1 Sistema eléctrico de suministro de energía 31
3.1.1.1 Sistema primario 32
3.1.1.2 Sistema secundario 33
3.1.1.3 Acometidas 34
3.1.2 Componentes de un sistema de distribución 34
3.1.2.1 Subestaciones de distribución 35
3.1.2.2 Red primaria 36
3.1.2.3 Red secundaria 37

3.2 CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES 38
3.2.1 Según su duración 38
3.2.2 Por su origen 39
3.2.3 Por su causa 40
3.2.4 Por el nivel de voltaje 43
3.2.5 Por las condiciones climáticas 44

3.3 ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO 45
3.3.1 Duración de las interrupciones 46
3.3.2 Frecuencia de las interrupciones 49
3.3.3 Otros índices de calidad 50

3.4 LEVANTAMIENTO DE DATOS 51
3.4.1 Generación de datos 52
3.4.2 Codificación de componentes 53

3.4.2.1 Subestaciones de distribución 53
3.4.2.2 Líneas 53
3.4.2.3 Alimentadores primarios 54
3.4.2.4 Seccionamientos 54
3.4.2.5.Transformadores de distribución 55
3.4.3 Planos de los diagramas unifilares 55
3.4.4 Registro de interrupciones 56

3.5 CALCULO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO 57
3.5.1 Criterios utilizados 57
3.5.2 Validación y organización de la información 59
3.5.2.1 Registro de interrupciones 59
3.5.2.2 Registro de interrupciones validas 60
3.5.2.3 Clasificación de las interrupciones 61
3.5.3 Índices por consumidor y por kVA instalado 62

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS 66

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO VENDIDA 69
4.1.1 Modelar un alimentador 70
4.1.2 Energía facturada 70
4.1.3 Flujos de potencia 70
4.1.4 Demanda de potencia 71
4.1.5 Curva de potencia vs carga instalada 71
4.1.5.1 Todo el alimentador 72
4.1.5.2 Consumidores residenciales parte urbana 73
4.1.5.3 Consumidores residenciales sector rural 74

4.1.5.4 Consumidores residenciales, comerciales, y pequeñas industrias 75
4.1.5.5 Transformadores de distribución 76
4.1.5.6 Distribución de la carga afectada en función de la duración de la interrupción 77

4.2 ENERGÍA NO VENDIDA EN EL SISTEMA ELEPCO S.A. 78

4.3 COSTO DE LA ENERGÍA EN EL PERÍODO DE ANÁLISIS 80
4.3.1 Costo de la energía no vendida por las interrupciones 80
4.3.1.1 Tarifas 81
4.3.2 Costo por sanciones o penalizaciones 83
4.3.2.1 Energía no suministrada 83
4.3.2.2 Sanción 84
4.3.3 Cálculo del costo por sanciones para ELEPCO S.A. (1999) 85

CAPITULO V

INTRODUCION

5.1 INTRODUCCIÓN 87

5.2 GENERALIDADES DEL GAISE 87
5.2.1 Tecnología utilizada 88
5.2.2 Estructura del directorio de Archivos 88
5.2.3 Ventajas de la aplicación del GAISE 89

5.3 FUNCIONES DEL PROGRAMA 90

5.4 RECOMENDACIONES 95

CAPITULO VI

6.1 CONCLUSIONES 96

6.2 RECOMENDACIONES 100

BIBLIOGRAFÍA

APÉNDICE

ANEXOS

RESUMEN

La calidad de servicio técnico se considera en la actualidad un tema de gran interés para las empresas distribuidoras. La modernización del sector eléctrico obliga a trabajar y orientar todos los esfuerzos en las áreas que inciden en forma notable en el servicio de energía eléctrica y la satisfacción de sus clientes.

El diagnóstico de la calidad de servicio técnico en ELEPCO S.A., tiene como objetivos, identificar los problemas y deficiencias de la atención a los reclamos de los clientes debido a las interrupciones de servicio eléctrico, calcular los índices de calidad de servicio técnico, la energía no entregada, y proponer una alternativa innovadora orientada a mejorar el sistema de administración de las interrupciones del servicio eléctrico, para reducir la frecuencia y duración de estas, con índices de calidad aceptables.

PALABRAS CLAVES

Calidad
Índice
Servicio
Interrupción
Frecuencia
Duración.

ANTECEDENTES

La modernización del sector eléctrico obliga a trabajar y orientar todos los esfuerzos en las áreas que inciden en forma notable en el servicio de energía eléctrica y la satisfacción de sus clientes. Por tal razón, es indispensable para toda Empresa Distribuidora de energía, contar con procedimientos y mecanismos que en forma organizada y sistemática asegure un servicio eficiente y de calidad a todos sus clientes. En virtud de ello y atendiendo a lo dispuesto en la ley del Régimen del Sector Eléctrico publicada en el registro oficial No. 43 del 10 de octubre de 1996, el cual, en su artículo 5, establece que las Empresas Eléctricas están en la obligación de cumplir con los niveles de calidad exigidos por la Ley.

Este trabajo tiene como objetivos, identificar los problemas y deficiencias de la atención a los reclamos de los clientes debido a las interrupciones de servicio eléctrico, calcular los índices de calidad de servicio técnico, la energía no suministrada por causa de las interrupciones, y proponer una alternativa innovadora. orientada a mejorar el sistema de administración de las interrupciones del servicio eléctrico, para reducir la frecuencia y duración de estas, con índices de calidad aceptables.

CAPITULO I

1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL

La mayoría de las empresas distribuidoras han priorizado sus esfuerzos y recursos en generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, de tal forma de mantener el nivel de voltaje en las redes de distribución dentro de rangos admisibles, dejando a posteriori la confiabilidad y calidad del servicio técnico.

Con el crecimiento de los sistemas eléctricos debido a la aparición de más consumidores residenciales, comerciales e industriales, que poseen dispositivos eléctricos muy sensibles y con el fin de evitarles molestias, la calidad de servicio técnico se considera en la actualidad un tema de gran interés para las empresas distribuidoras. El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), ha emitido varios proyectos de regulación para la Calidad de Servicio Eléctrico en las que se proponen metodologías de cálculo y estándares mínimos de calidad de servicio técnico, a los que deben someterse las empresas distribuidoras, garantizando de esta manera a los consumidores un servicio eléctrico continuo y confiable.

Por lo anterior, el presente trabajo empieza con un conocimiento general del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, luego se realiza un diagnóstico sobre la manera como se lleva la información en lo referente a interrupciones del servicio eléctrico y posteriormente, se aplica una metodología que permite disponer de la información necesaria para la evaluación de los índices de calidad servicio técnico, en función de la duración y frecuencia de las interrupciones. A continuación con la ayuda de un software o analizador de redes (SPARD), se cuantifica la energía eléctrica que deja de vender la empresa distribuidora, y se determina su costo. Finalmente, se implementa un programa computacional que ayudara posteriormente en la recolección de la información concerniente a las interrupciones.

1.2 OBJETIVO

Realizar el Diagnóstico de la metodología utilizada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi para la evaluación de los índices de interrupción del suministro de servicio eléctrico al consumidor, y determinar las pérdidas económicas por concepto de la energía eléctrica no vendida a causa de las interrupciones del servicio.

1.3 ALCANCE

Cálculo de los índices de calidad de servicio técnico en las condiciones actuales de ELEPCO S.A, conforme a lo estipulado en los términos de referencia para el diagnóstico técnico, comercial y organizativo de las empresas distribuidoras, establecido en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Proponer nuevas alternativas que permita disponer de la información necesaria para determinar los índices de calidad de servicio técnico, categorizando por su duración, por su origen, por su causa y por el nivel de voltaje. Y de la misma manera proponer una metodología que permita determinar el costo de la energía no vendida a los consumidores como consecuencia de las interrupciones del servicio eléctrico.

1.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Esta sección contiene la definición de los términos que son utilizados en este trabajo. La revisión de estos términos es útil para que el lector se familiarice y adquiera el lenguaje aquí empleado y facilite su comprensión.

Acometida

Es la instalación comprendida entre el punto de entrega de la electricidad al consumidor y la red pública del distribuidor. [4]

Centro de transformación

Constituye el conjunto de elementos de protección, seccionamiento y transformación utilizados para la distribución de la energía eléctrica. [6]

Circuito

Es una colección de partes que tienen una función determinada.[5]

Cliente

Persona natural o jurídica, que dispone de un contrato de servicio con la empresa distribuidora de energía eléctrica, dentro del área de concesión.

Componente de un sistema

Es una reunión de ítems que representan a un elemento autocontenido de un sistema completo y desarrolla una función necesaria para la operación de todo el conjunto; ejemplo: generadoras, subestaciones, líneas de subtransmisión y distribución.

Confiabilidad

Es la probabilidad de un dispositivo o de un sistema de desempañar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas condiciones de operación. [5]

Confiabilidad de servicio

Es la probabilidad de entregar al usuario, un servicio y producto, de calidad satisfactoria. Esta última se refiere a que los parámetros eléctricos (voltaje, frecuencia, armónicas, flicker, factor de potencia) estén dentro de límites tolerables.

Consumidor

Persona natural o jurídica, que acredite dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el distribuidor, dentro del área de concesión.

Distribuidor

Empresa eléctrica titular de la concesión que asume, dentro de su área de concesión, la obligación de prestar el servicio público de suministro de electricidad a los consumidores. [4]

Duración de la Interrupción

Período de tiempo que un consumidor afectado por la interrupción queda sin el servicio de energía eléctrica.

Falla

Perturbación critica con capacidad de provocar la intervención efectiva de los componentes de protección del sistema, y la salida de operación.

Frecuencia

Número de veces que se repite un evento, dentro de una muestra, en un período considerado.

Frecuencia de Interrupción

Número de veces, en un período determinado, que se interrumpe el suministro a un consumidor. [6]

Gran consumidor

Consumidor cuyas características de consumo, de conformidad con la ley, le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de la energía eléctrica para consumo propio. [4]

Indice de gestión

Cifra que indica la evolución de una cantidad. En este caso en razón de la calidad del servicio técnico.

Interrupción

Ausencia parcial o total de energía eléctrica, en los puntos de entrega a los consumidores (o puntos de conexión de los equipos eléctricos).

Interrupción controlada

Interrupción que se produce cuando un componente es deliberadamente puesto fuera de servicio durante un tiempo establecido, normalmente con propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación.

Interrupción Forzada

Interrupción que se produce como resultado de la salida repentina de un componente, en sistemas eléctricos no redundantes (radiales), bajo condiciones criticas de estabilidad operativa (falla), o causada por una mala maniobra en la operación del equipo (error humano).

Interrupción No Programada

Interrupción Forzada o Controlada que no obedecen a ningún programa planificado de trabajos autorizados. Los usuarios afectados no son informados por anticipado, sino más bien, son tomados por sorpresa.

Interrupción Programada

Interrupción controlada que obedece a un programa planificado de trabajos autorizados. Los usuarios afectados, son informados con la debida anticipación.

Parte o Elemento

Es la última subdivisión de un sistema, o sea un item que no puede ser desarmado sin ser destruido. [5]

Período

Lapso de tiempo utilizado para un análisis.

Perturbación

Es todo evento o fenómeno que ocurre en el sistema, capaz de alterar las condiciones normales de funcionamiento en estado estable.

Punto de entrega

Se entenderá como tal, el lado de la carga del sistema de medición, es decir los terminales de carga del medidor en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente en los sistemas de medición indirecta o semi-directa, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de tensión. [4]

Salida

Fin o término de la acción operativa, en el funcionamiento útil de un componente.

Servicio

La utilización de electricidad por parte del consumidor. [4]

Sistema

Grupo de componentes conectados de manera de permitir el flujo de potencia de un punto(s) a otro(s) punto(s).[3]

1.5 REGULACIONES Y ESTANDARES [6]

Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los estándares de calidad establecidos en el proyecto de Regulación No. CONELEC-000/99.

1.5.1 FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CONSUMIDOR (Fc)

Límites admitidos para la frecuencia media de interrupción por Consumidor por año.

Número de Consumidores	Límite
Mayor a 300.000	12
Mayor a 150.000 y menor a 300.000	14
Mayor a 100.000 y menor a 150.000	16
Mayor a 50.000 y menor a 100.000	18
Menor o igual a 50.000	20

1.5.2 FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Fs)

Límites admitidos para la frecuencia media de interrupciones del sistema por año.

Número de Consumidores	Límite
Mayor a 300.000	3.0
Mayor a 150.000 y menor a 300.000	3.5
Mayor a 100.000 y menor a 150.000	4.0
Mayor a 50.000 y menor a 100.000	4.5
Menor o igual a 50.000	5.0

1.5.3 DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES POR CONSUMIDOR (Dc)

Límites admitidos para la duración media de interrupciones por consumidor.

Número de Consumidores	Límite (horas/año)
Mayor a 300.000	15
Mayor a 150.000 y menor a 300.000	17
Mayor a 100.000 y menor a 150.000	19
Mayor a 50.000 y menor a 100.000	21
Menor o igual a 50.000	23

1.5.4 DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES DEL SISTEMA (Ds)

Límites para la duración media de las interrupciones del sistema.

Número de Consumidores	Límite (horas/año)
Mayor a 300.000	13
Mayor a 150.000 y menor a 300.000	15
Mayor a 100.000 y menor a 150.000	17
Mayor a 50.000 y menor a 100.000	19
Menor o igual a 50.000	21

1.5.5 TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CONSUMIDOR (Tc)

Límites para el tiempo total de interrupciones al Consumidor en el año.

Número de Consumidores	Límite (horas)
Mayor a 300.000	10
Mayor a 150.000 y menor a 300.000	11
Mayor a 100.000 y menor a 150.000	12
Mayor a 50.000 y menor a 100.000	13
Menor o igual a 50.000	14

1.5.6 TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ts)

Límites para el tiempo total de interrupción del sistema. Por definir.

1.6 SIMBOLOGÍA

Símbolo	Descripción
AV	Alto voltaje
BV	Bajo voltaje
Ca	Número de consumidores afectados por la interrupción
Cs	Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis
Dc	Duración media de las interrupciones por consumidor
Ds	Duración media de las interrupciones del sistema
Fc	Frecuencia media de interrupción por consumidor
Fs	Frecuencia media de interrupción del sistema
L/T	Líneas de transmisión
MV	Medio voltaje
Pa	Potencia (kVA) instalada en los transformadores de distribución afectados por la interrupción
Ps	Potencia total (kVA) instalada en transformadores de distribución del sistema
S/E	Subestación
T	Tiempo (horas) de duración de la interrupción
Tc	Tiempo total de interrupción por consumidor
Ts	Tiempo total de interrupción del sistema

CAPITULO II

SISTEMA ELEPCO S.A.

Este capitulo está orientado a cubrir dos aspectos fundamentales para la realización del estudio de Calidad de Servicio Técnico de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.). El primero muestra su Sistema Eléctrico, mientras que el segundo da a conocer la Administración de las Interrupciones del Servicio Eléctrico.

Resulta de gran ayuda disponer de una referencia que describa en forma general, las características básicas más relevantes del sistema eléctrico, así como: Área de Concesión, Fuentes de Suministro de Energía, Sistema de Subtransmisión, Sistema de Distribución, y Consumidores; lo cual posibilita una primera evaluación, desde el punto de vista formativo del sistema eléctrico.

Una vez efectuado el reconocimiento del sistema eléctrico, se debe conocer como ELEPCO S.A. administra actualmente las interrupciones del suministro de energía eléctrica, el flujo de la información, los métodos utilizados para el registro y manejo de las interrupciones; para una segunda evaluación, desde el punto de vista administrativo de las interrupciones de servicio eléctrico.

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO

2.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. tiene su centro de operación en la ciudad de Latacunga, principal cantón de la provincia de Cotopaxi. El área de concesión abarca casi la totalidad de la provincia, sobre la que se extiende su sistema eléctrico, mismo que cuenta con: centrales de generación, subestaciones, líneas de subtransmisión y redes de distribución; ver Anexo 2.1.

2.1.2 FUENTES DE SUMINISTRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

a. Generación Local

ELEPCO S.A. tiene como fuente de suministro de energía eléctrica a la Generación Local, que esta conformada por cinco Centrales Hidráulicas, ubicadas en diferentes sitios estratégicos de la provincia, con una disponibilidad total de 15.2 MVA de potencia instalada.

Las dos centrales de mayor importancia para el sistema, están ubicadas en la parroquia de Pusuchisí, parte oriental de Latacunga, a aproximadamente 9 Km de distancia de ésta. Sus contribuciones son: 5.24 MVA de la central Illuchi I y 6.5 MVA de la central Illuchi II.

Las tres centrales restantes, se encuentran instaladas en la parte occidental de la provincia: La Central El estado en el cantón La Maná, con 2.125 MVA; la Central Catazacón en el cantón Pángua, con 1.0 MVA y la Central Angamarca en el cantón Pujilí, con 0.375 MVA.

Es preciso mencionar que de las cinco centrales hidráulicas, únicamente las centrales Illuchi I, Illuchi II y El Estado, operan interconectadas en paralelo con el sistema eléctrico de subtransmisión; mientras que, las dos centrales restantes operan en sistemas eléctricos aislados.

El cuadro No. 2.1, muestra ciertas características de las centrales de generación local. La información completa y más detallada se registra en el Anexo 2.2.

Cuadro No. 2.1 CENTRALES DE GENERACIÓN LOCAL

Año, 2000

Central	Illuchi 1	Illuchi 2	El Estado	Catazacón	Angamarca
Generación	Hidráulica	Hidráulica	Hidráulica	Hidráulica	Hidráulica
Capacidad (kVA)	5244	6500	2125	1000	375
Voltaje (V)	2400	2400	4160	440	4160
Frecuencia (Hz)	60	60	60	60	60
Fp	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
No. Grupo	4	2	2	2	2
Año ent. Servicio	1951	1979	1986	1991	1994
Observaciones	Inter. Sist.	Inter. Sist.	Inter. Sist.	Aislado Sist.	Aislado Sist.

b. Aporte del S.N.I.

En la actualidad, ELEPCO S.A. cuenta con dos puntos de interconexión al S.N.I. para el suministro de potencia y energía eléctrica. El principal nodo fuente está ubicado en la S/E Mulaló, a través del cual provee de energía eléctrica al 68% del sistema eléctrico. Esta subestación se interconecta a la línea de transmisión Pucará - Santa Rosa a 138 kV y cuenta con un transformador de 50/63 MVA, que reduce el voltaje de 138 kV a 69 kV; dispone de regulación automática bajo carga.

El otro nodo fuente está en la S/E Ambato. Esta subestación se interconecta con las líneas de transmisión Pisayambo - Totoras a 138 kV del S.N.I., y cuenta con un transformador de 33/44 MVA, que reduce el voltaje de 138 a 69 kV; no dispone de regulación automática bajo carga.

2.1.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión lo constituye las diferentes fuentes de energía (Centrales de Generación Local y Nodos de Interconexión al S.N.I.), subestaciones de distribución, y las líneas que interconectan a estas instalaciones. En el caso de ELEPCO S.A., el sistema de subtransmisión tiene varios niveles de voltaje que van desde 13.8 kV hasta 69 kV, conforme se indica en el Cuadro No. 2.2, que resume la información de las líneas de subtransmisión, detallada en el Anexo 2.4.

CUADRO 2.2 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN, ELEPCO S.A. 2000

TRAMO	VOLTAJE (kV)	CONDUCTOR Calibre	Tipo	LONGITUD (Km)
S/E AMBATO - S/E SALCEDO	69	300 MCM	ACSR	28.00
S/E SALCEDO -- S/E SAN RAFAEL	69	300 MCM	ACSR	7.00
S/E SAN RAFAEL - S/E EL CALVARIO	13.8	3/0 AWG	ACSR	2.00
S/E SAN RAFAEL - S/E EL ESTADO	13.8	3/0 MCM	ACSR	72.10
ILLUCHI I - S/E EL CALVARIO	22	2 AWG	Cu	9.00
ILLUCHI II - S/E EL CALVARIO	13.8	477 MCM	ACSR	7.65
S/E SAN RAFAEL - DERV LAIGUA	69	266.8 MCM	ACSR	9.00
DERV. LAIGUA - S/E LA COCHA	69	266.8 MCM	ACSR	6.00
DERV. LAIGUA - S/E MULALO	69	266.8 MCM	ACSR	9.00
S/E MULALO - S/E LASSO	69	266.8 MCM	ACSR	6.50
S/E LASSO - S/E SIGCHOS	69	266.8 MCM	ACSR	33.90

Las subestaciones de distribución del sistema ELEPCO S.A. cuentan con 54.25/65.95 MVA de capacidad instalada, mientras que las subestaciones de elevación cuentan con 15.625 MVA de capacidad instalada. Estas suman un total de 69.88/81.58 MVA (Anexo 2.3).

CUADRO 2.3. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y ELEVACIÓN, ELEPCO S.A. 2000

SUBESTACION	VOLTAJE (kV)	CONEXIÓN TIPO	CAPACIDAD (MVA)
S/E SALCEDO	69.0/13.8	Dyl	5.0
S/E SAN RAFAEL	69.0/13.8	Dyl	10/13
S/E EL CALVARIO (T1)	23.0/13.8	Dyl t	4/5.2
S/E EL CALVARIO (T2)	23.0/ 6.3	Yy	3x1.75
ILLUCHI I	2.4/22.0	Dy	3x1.75
ILLUCHI II	2.4/13.8 69.0/13.8	Yd5	6.5
S/E LA COCHA	138 /69.0	Dyl	10/12.5
S/E MULALÓ (T1) *	69.0/13.8	-	30
S/E MULALÓ (T2)	69.0/13.8	Dyl	10/12.5
S/E LASSO	69.0/13.8	Dyl	10/12.5
S/E SIGCHOS *	4.16 /13.8	Dyl	5.0
S/E EL ESTADO	0.44 /13.8	Ynd11	2.5
S/E CATAZACON	4.16 /13.8		1.0
S/E ANGAMARCA			0.375

NOTA: * En construcción. Aún no operan en el sistema.

2.1.4 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO

El sistema de distribución primario es exclusivamente de tipo radial y cuenta al momento con dos niveles de voltaje, 6.3 kV y 13.8 kV.

Únicamente el sector céntrico de la ciudad de Latacunga, dispone de redes de distribución primaria a 6.3 kV, que son alimentadas desde la S/E El Calvario. El resto de la zona de concesión, es servida por alimentadores primarios a 13.8 kV, que parten desde las diferentes subestaciones.

El cuadro No. 2.4, resume el detalle de todos los alimentadores que se presentan en el Anexo 2.5, e indica las longitudes de red, la capacidad instalada en cada alimentador, el grado de utilización de cada uno de los primarios en (kVA/Km) y la densidad de carga instalada por unidad de área en (kVA/Km^2).

CUADRO 2.4. CARACTERÍSTICAS DE ALIMENTADORES PRIMARIOS, ELEPCO S.A. 2000

SUBESTACION	ALIMENTADOR	CARGA INSTALADA (kVA)	LONGITUD DE LINEA (Km)	AREA COBERTURA Km2	kVA/Km	kVA/Km2
SALCEDO	NORTE	9.223,5	236,50	23,24	39,00	396,81
	CENTRO	1.710,5	11,50	1,69	148,74	1.012,13
	SUR OCCIDENT.	3.492,0	111,00	75,24	31,46	46,41
	OCCIDENTAL	1.307,5	76,10	47,37	17,18	27,60
Sn. RAFAEL	SAQUISILI	13.302,5	151,60	79,57	87,75	167,17
	PUJILI	12.780,5	375,30	15,67	34,05	815,86
	INTERCONEXION 1	3.343,0	3,61	S/E Calv.	926,55	
EL CALVARIO	AV. SUR	1.182,5	5,80	1,48	203,88	800,07
	CENTRO SUR	1.777,0	2,70	0,68	658,15	2.613,24
	CENTRO NORTE	1.861,0	11,20	0,65	166,16	2.854,29
	INDUST. SUR	5.281,0	11,00	-	480,09	-
	ORIENTAL	1.568,0	53,20	26,19	29,47	59,87
LA COCHA	ORIENT. RUR.	1.187,5	65,60	37,39	18,10	31,76
	LIBRE	-	-	-	-	-
	INTERCONEXION 2	-	2,00	S/E Calv.	-	-
	FAE	3.230,0	6,40	FAE	504,69	-
	LAT. NORTE	4.419,5	16,50	2,95	267,85	1.496,61
MULALO	IND. LASSO	4.268,0	8,50	3,80	502,12	1.124,05
	TANIC-ALAQUEZ	12.872,0	117,60	81,21	109,46	158,50
	AGL. COTOPAXI 3	1,2	6,60	Indust.	0,18	-
	BOMBA DE AGUA	107,5	0,60	0,00	179,17	-
	ACEROPAXI	3.710,0	1,10	Indust.	3.372,73	-
LASSO	AGL. COTOPAXI 1	6.500,0	1,00	Indust.	6.500,00	-
	SIDERCOL LAM.	3.655,0	17,90	7,81	204,19	468,05
	LASSO-CENTRO	2.984,5	21,80	13,03	136,90	229,14
	PASTOC.SIGCH.	3.476,5	273,20	305,14	12,73	11,39
	SIDERCOL FUND.	3.000,0	3,30	Indust.	909,09	-
EL ESTADO	SALIDA No 1 Est	1.565,0	127,20	0,00	12,30	-
CATAZACON	SALIDA No 1 Cat	1.744,0	115,53	0,00	15,10	-
ANGAMARCA	SALIDA No 1 Ang	425,0	16,60	0,00	25,60	-
T O T A L		109.974,7	1.850,9	723,1	59,42	152,09

2.1.5 RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

La red de distribución secundaria es exclusivamente radial, con niveles de voltaje: 210/121V en circuitos trifásicos a cuatro hilos, y 240/120V en circuitos monofásicos a tres hilos. Por su gran extensión y dinamismo en el crecimiento de estas redes, ELEPCO S.A. no se dispone de su información detallada. Esto no permite llevar a efecto estudios del comportamiento operacional de los circuitos de bajo voltaje, así como tampoco, la supervisión de sus componentes y usuarios.

2.1.6 USUARIOS CONSUMIDORES TIPO

La Dirección de Comercialización de ELEPCO S.A., para efectos de la aplicación de tarifas en el cobro de energía consumida, tiene a sus usuarios clasificados de la siguiente manera: Residencial, Comercial sin Demanda, Comercial con Demanda, Industrial Artesanal, Industrial con Demanda, Entidad Oficial, Entidad Oficial con Demanda, Asistencia Social, Beneficio Público, Servicio Comunitario, Bombeo de Agua y Venta para la Reventa; a los que, para este estudio se los concentra en cuatro grupos que son: Residencial, Comercial, Industrial (pequeño y grande) y Otros.

La presencia del sector industrial toma un rol muy importante en el desarrollo productivo y comercial de la provincia; así como también, en la operación del sistema eléctrico de distribución de energía. Este sector, tiene dos categorías clasificadas de acuerdo a su tamaño y demanda: la Pequeña Industria y la Gran Industria; denominadas por ELEPCO S.A. como Industrial Artesanal e Industrial con Demanda respectivamente.

Las industrias más importantes, cuya demanda de energía es superior a 250 kWh, se listan a continuación, en el cuadro 2.5.

CUADRO 2.5. LISTA DE INDUSTRIALES

- DEMANDAS -

INDUSTRIA	DEMANDA	
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)
MOLINOS POULTIER	807.00	321.60
CEDAL	956.66	295.20
FAE	378.00	111.60
AGLOMERADOS COTOPAXI	3486.00	1678.80
NABISCO	500.00	223.20
TEXTILES RIO BLANCO	676.00	168.44
FAMILIA DEL ECUADOR	2888.00	876.21
ACEROPAXI	913.00	207.12
LA AVELINA	426.00	39.60
ECUAT-CURTIDOS SALAZAR	279.00	42.80
PROVEFRUT	663.00	226.64
CONTINEX	278.00	90.46
TILIFLOR	465.00	186.33
LECOCEM	374.00	148.34

2.2 ADMINISTRACIÓN ACTUAL DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO

ELEPCO S.A. actualmente lleva la administración de las interrupciones de servicio eléctrico, bajo un sencillo esquema, que esta estructurado por las siguientes etapas:

- Recepción de Reclamos y Avisos de Suspensión
- Comunicación de Daños a Mantenimiento
- Reclamos Atendidos - Mantenimiento de Redes.

Los libros de registro y control del servicio eléctrico, son tres: Recepción de Reclamos, Interrupciones en Alimentadores Primarios y Atención de Reclamos - Mantenimiento de Redes.

2.2.1 RECEPCIÓN DE RECLAMOS Y AVISOS DE SUSPENSIÓN

Esta es la etapa inicial del sistema de administración de las interrupciones. Aquí, se receptan los primeros datos de las interrupciones de servicio, cuya fuente de información puede ser interna o externa a la empresa (personal técnico de ELEPCO S.A. o usuarios, respectivamente).

a Recepción de Reclamos

Los usuarios al verse afectados por la falta de energía eléctrica, presentan su reclamo mediante: llamada telefónica, o en forma presencial, al acercarse personalmente a la oficina más cercana de ELEPCO S.A. Los reclamos recibidos son anotados en el **Registro de Recepción de Reclamos** (ANEXO 1.1) con la siguiente información:

- Hora de aviso o llamada,
- Nombres y apellidos del usuario,
- Número telefónico, si lo tiene,
- Dirección (calles, parroquia y cantón), y
- Motivo del reclamo.

Esta información es útil para que se efectúen las reparaciones de red y/o equipos eléctricos fallados que provocan la interrupción, cuando no se tiene avisos de interrupción que justifiquen la ausencia de servicio eléctrico en la zona.

Normalmente los reclamos corresponden a interrupciones no programadas.

b Avisos de Suspensión

Una interrupción de servicio también puede deberse a la apertura intencional de uno de los puntos de seccionamiento de la red, como resultado de una maniobra controlada por el personal autorizado de ELEPCO S.A.. Estas interrupciones son requeridas cuando se realizan trabajos de mantenimiento y/o construcción de redes que involucran partes energizadas a ser manipuladas directamente, o que se encuentran peligrosamente cerca al sitio de trabajo. Esta operación está bajo la responsabilidad de un funcionario de la empresa eléctrica, quien supervisa los trabajos realizados y coordina la apertura y cierre del seccionamiento.

Los Avisos de Suspensión Temporal pueden deberse a trabajos programados o no programados. En las dos situaciones de trabajo, el **Registro de Interrupciones en Alimentadores Primarios** (ANEXO 1.2) contiene la siguiente información:

- Fecha
- Trabajo a efectuar
- Hora de desconexión y reconexión
- Datos de red (S/E, alimentador y seccionamiento operado)
- Sectores afectados
- Supervisor responsable
- Grupo(s) de trabajo

Los trabajos programados incluyen también la programación autorizada de la suspensión temporal de servicio eléctrico y la comunicación anticipada a los usuarios afectados. Mientras que los trabajos no programados se producen de manera repentina, sin ninguna comunicación a los usuarios, y justificados solamente por la necesidad urgente de efectuar un trabajo.

2.2.2 COMUNICACIÓN DE DAÑOS A MANTENIMIENTO

En esta etapa, se efectúa un importante cruce de información de la unidad de Recepción de Reclamos a las unidades de Mantenimiento Correctivo. Este cruce de información es útil para que la unidad de mantenimiento atienda y restituya el servicio eléctrico en el menor tiempo posible, de todas aquellos reclamos que no correspondan a una interrupción provocada por una suspensión temporal de servicio.

La notificación a los grupos de trabajo, se la hace utilizando la radio de comunicaciones, medio por el cual se coordina de forma rápida y efectiva con todos los grupos de ejecución que disponen de este equipo.

2.2.3 RECLAMOS ATENDIDOS - MANTENIMIENTO DE REDES

Aquí se lleva a cabo otro cruce de información, ahora de las unidades de Mantenimiento Correctivo a la unidad de Registro de Reclamos Atendidos, que es la misma de Recepción de Reclamos. La información que se anota en el **Registro de Atención de Reclamos -Mantenimiento de Redes** (ANEXO 1.3), contiene lo siguiente:

- Hora de notificación
- Código del grupo de trabajo notificado,
- Daños encontrados,
- Posibles causas de falla,
- Trabajos efectuados,
- Datos de la red reparada (Subestación, Alimentador y Código del transformador de distribución),
- Hora de restauración del servicio, si el servicio fue restaurado.
- Observaciones, si está pendiente o hay alguna particularidad en el trabajo

Los grupos de ejecución, una vez concluida su jornada, elaboran el reporte diario de trabajo en el que se informa todos los trabajos atendidos, con la lista de los materiales utilizados, y la lista de interrupciones no atendidas con sus observaciones. Este reporte, permite coordinar en forma más eficiente, el mantenimiento correctivo al inicio del siguiente día.

2.3 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La información que se guarda en los libros ya mencionados, es procesada para:

- Elaborar el plan de trabajo del mantenimiento correctivo pendiente del día anterior.
- Determinar el grado de responsabilidad de ELEPCO S.A., ante una eventual denuncia de daños y perjuicios sufridos por el usuario, debido a interrupciones en el servicio eléctrico.
- Controlar los materiales utilizados en el mantenimiento correctivo de las redes.

2.4 EVALUACIÓN DE LA ACTUAL ADMINISTRACIÓN DE INTERRUPCIONES

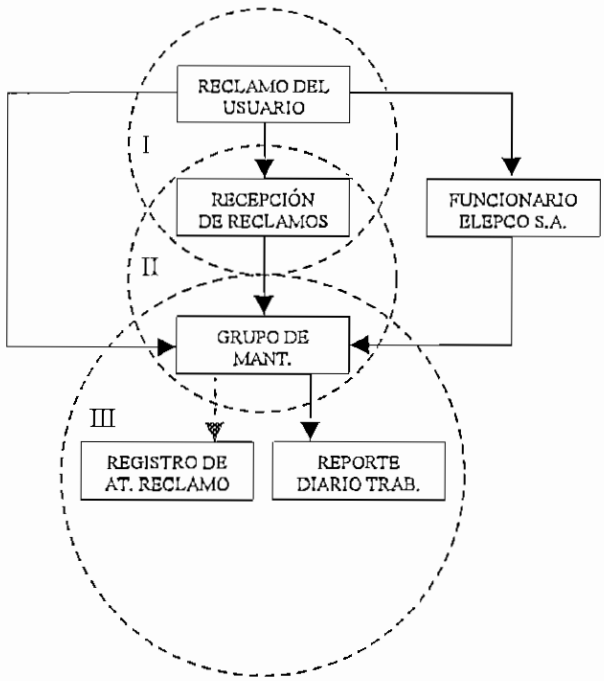
ELEPCO S.A. tiene encargado al personal que labora en la S/E El Calvario, las responsabilidades de: Operar la subestación, Registrar la demanda horaria de sus centros de generación y carga, Recibir los reclamos y avisos de suspensión, Comunicar los daños a mantenimiento, y Registrar los reclamos atendidos por mantenimiento de redes; a manera de un Centro de Adquisición de Datos.

La información que contiene los libros de registro y control del servicio eléctrico, es susceptible a perder su valor, debido a que el sistema de manejo, organización y procesamiento de datos, es manual. Estos mecanismos tradicionales de manejo de

datos, hacen que ésta tarea sea ardua, tediosa, y poco eficiente, por la gran cantidad de información que se genera.

El registro de los reclamos atendidos, muestra graves deficiencias en la información contenida, y en muchos de los casos no se acercan a la realidad, quedando fuera del marco de posibilidades previsto para una base de información útil.

El flujo de reclamos de los usuarios, no obedece una vía que permita captar toda la información en un centro de adquisición de datos; como se observa en el siguiente gráfico.



Esto permite que ciertos reclamos de interrupción de servicio, sean ejecutados directamente por los grupos de mantenimiento sin que haya constancia de la recepción del reclamo (Etapa I), así como tampoco del registro de atención (Etapa III).

2.5 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS

PROBLEMA	CAUSA	EFECTO	SOLUCIÓN
Sistema de registro de información obsoleto.	Uso de métodos manuales, en hojas de registro.	Ineficiencia en el manejo de la información.	Herramientas computacionales para el registro de información.
Descoordinación entre departamentos para el flujo de información.	Diversidad de orígenes y actualizaciones ocasionales	Confusión, pérdida de tiempo y toma de decisiones inadecuadas	Centralizar la información y actualizaciones continuadas
Disposiciones directas de reparación, por parte de funcionarios de ELEPCO	No se dispone de una norma de procedimientos, que canalice la información.	No se registra los datos de la interrupción de servicio y se pierde información.	Normar y dar a conocer el procedimiento para la administración de las interrupciones
Registros de información con datos incompletos	Incumplimiento y/o negligencia del personal encargado del registro y reparación de red.	Mala calidad de la información disponible y resultados erróneos en el análisis de la información.	Incentivar y concientizar al personal encargado, sobre la importancia de su trabajo.
Información del sist. Eléctrico no dispone un buen nivel de detalle.	Sistema de inventario de equipos y elementos instalados en la red, en estado inicial.	Imposibilita el cálculo exacto de: kVAs instal. y número de usuarios afectados por interrups.	Codificar los equipos eléctricos instalados en la red de distribución.
No existe vinculación entre los usuarios y los centros de transformación de la red secundaria	Opción de vínculo recién implementada en el nuevo sistema informático de la dirección comercial.	No es posible conocer el número exacto de usuarios afectados por las interrupciones.	Levantamiento de la información relacionada, para ingresar al sistema informático disponible.
Desconexiones repentinas y no autorizadas, de las partes del sistema eléctrico, efectuadas por personal de la Dirección Técnica	Atribuciones indebidas para maniobrar la conexión y desconexión de los elementos del sistema eléctrico de distribución.	Confusión y desorganización en el proceso de suspenciones controladas de la red. Riesgo de accidentes laborales	Aplicar un normativo que regule jerárqnicamente las autorizaciones de conexión y desconexión para suspenciones controladas del servicio.
Planos de la red de distribución primaria, desactualizados	Sistema de información manual. No existe personal encargado para actualizar	Información incompleta y desactualizada.	Renovar los mecanismos de manejo de proyectos, y adquirir sistemas de computo expertos.
Número excesivo de interrupciones no programadas, provocadas por suspenciones urgentes.	Poco énfasis en la elaboración de los programas de suspensión	Molestias innecesarias y frecuentes a los consumidores.	Reglamentar una norma de procedimientos operativos del sistema

2.5.1 PROBLEMAS MAYORES

- Carencia de un esquema ordenado y sistemático para el manejo de las interrupciones de servicio.
- No hay conducta de trabajo en el personal responsable del registro de interrupciones y en el personal de reparaciones.

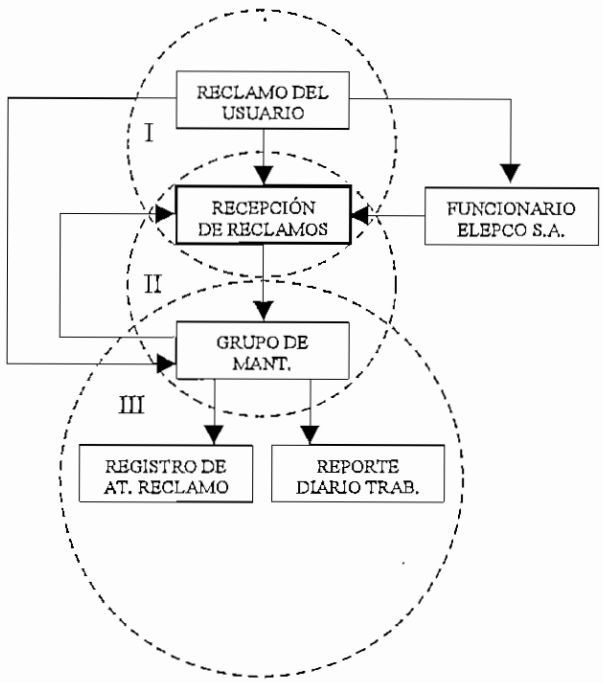
- No existen reglas que normen procedimientos: operativos y de manejo de interrupciones.
- No se procesa la información recopilada disponible.

2.5.2 PROBLEMAS MENORES

- Mecanismos de registro de información, obsoletos e ineficientes.
- No hay herramientas computacionales útiles para el manejo de información relacionada a las interrupciones eléctricas.
- Falta de coordinación entre las áreas relacionadas para el flujo de información técnica.

2.6 SUGERENCIAS

- La información debe fluir toda por la recepción de reclamos, capaz de que se canalicen todos los datos en un mismo sitio y evitar la pérdida de datos.



- Disponer de un orden jerárquico definido, para ordenar se efectúe una desconexiones de red; que puede ser:

SUBESTACIONES	---	Jefe de Subestaciones
ALIMENTADOR-TRONCAL	---	Jefe de Operación&Mant. y/o Supervisor Sistema.
ALIMENTADOR-RAMAL	---	Ingeniero del Área Técnica
TRANSFORMADOR DISTRIBUCIÓN	---	Jefe de grupo de ejecución

- Las suspenciones de servicio efectuadas por maniobra controlada, para la ejecución de trabajos de mantenimiento y/o construcción de red, deben responder en lo posible a una programación anticipada.

- Es indispensable la implementación urgente de herramientas computacionales e informáticas, que sean el apoyo requerido para mejorar la eficiencia en el manejo y administración de datos actualizados.

2.7 COMENTARIOS

- Cuando los libros que registran las interrupciones de servicio no son bien llevados, resulta casi imposible poder realizar un diagnóstico técnico de las interrupciones del servicio eléctrico, sobre todo si los datos están incompletos, o proporcionan una información escueta sobre la confiabilidad del sistema.

- Es conveniente evitar que funcionarios de la empresa den disposiciones directas a los grupos de mantenimiento, para la atención inmediata de un reclamo de interrupción.

- Se debe instruir al personal y funcionarios de la empresa sobre la importancia de canalizar la información de las interrupciones de servicio, a través del personal operador de la subestación El Calvario. Esto con el objeto de no perder la información, al darse disposiciones directas a los grupos de ejecución

- Es necesario mejorar la calidad de la información registrada, por lo que los grupos de mantenimiento deben proporcionar toda la información concerniente a los datos de red y horas de interrupción.

- Las suspenciones por maniobra controlada que no son programadas, no deben involucrar la operación de seccionamientos importantes, como aquellos ubicados en troncales o ramales con gran carga y/o número de usuarios.

2.8 CONCLUSIONES

- La calidad de la información, asegura que las muestras caractericen al sistema estudiado.

- El cálculo y análisis de los índices de calidad del servicio técnico, dependen de la calidad de la información recopilada. Así como también, la elaboración de planes y programas de mantenimiento preventivo.

- Toda la información relativa a las interrupciones y reclamos de servicio, deben ser canalizadas por el personal del área encargada del registro de las interrupciones.

- Se requiere equipamiento y capacitación adecuado para trabajar con sistemas energizados, para evitar las interrupciones que afectan a zonas considerables de demanda y usuarios y mejorar los índices de calidad de servicio técnico.

- Es importante disponer de una de datos con la información completa y detallada de los componentes o partes del sistema eléctrico, para identificar y ubicar con precisión y rapidez las partes y equipos afectados por una interrupción.

- Elaborar planes y programas de mantenimiento preventivo más efectivos

CAPITULO III

DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

Un sistema de distribución de energía eléctrica, esta constituido de líneas de transmisión, subestaciones, alimentadores primarios de distribución y redes secundarias, dispuestas de tal manera que se efectúe la entrega de energía eléctrica en óptimas condiciones a los consumidores, residenciales, comerciales, industriales, etc. Su desempeño esta íntimamente relacionado con su diseño, su construcción, calidad de materiales o equipos instalados, condiciones ambientales, daños causados por terceros, y/o trabajos de operación y mantenimiento.

Esta diversidad de factores ha hecho que un sistema de distribución dependa de la manipulación de una gran cantidad de componentes que están expuestos a que se origine un gran número de interrupciones, que en muchos de los casos no son de control de las empresas distribuidoras exclusivamente, y que causan molestias a los consumidores, quienes cada vez son más exigentes, debido a que utilizan equipos muy sensibles. Esto lleva a que las empresas distribuidoras se preocupen por prestar un servicio, continuo, confiable y de buena calidad.

En términos de medida de confiabilidad, resulta un dato importante el número de veces que una componente falla al año, pero también, se debe tomar muy en cuenta que la falla de esta componente, puede provocar una interrupción en el suministro de energía a una determinada potencia instalada y número de usuarios. Esto hace que las interrupciones eléctricas sean analizadas desde el punto de vista de calidad de servicio prestado.

Es importante entonces, que las empresas distribuidoras de energía eléctrica evalúen el desempeño de su sistema de distribución a través de índices que consideren la inclusión de los parámetros de potencia instalada (kVA) y número de consumidores, para la determinación de la frecuencia y duración de las interrupciones.

En este capitulo se detalla la metodología utilizada para determinar los índices de calidad de servicio técnico, misma que ha sido desarrollada considerando los medios que dispone la empresa y ciertas modificaciones que fue necesario realizarlas para facilitar el cálculo de los índices, los cuales permitirán hacer un diagnóstico o adoptar políticas de mantenimiento, planeamiento, de operación etc. del sistema de distribución y poder controlar y garantizar calidad y continuidad del servicio eléctrico a los usuarios.

3.1 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES

La metodología aplicada, inicia desde un breve conocimiento del sistema eléctrico, el levantamiento de datos necesarios para el análisis del sistema hasta la obtención de los índices que miden el desempeño del sistema eléctrico en lo referente a la frecuencia y duración de las interrupciones.

3.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

El sistema de suministro más común y utilizado en todas partes del mundo, en especial en nuestro país es sumamente sencillo y se lo puede ilustrar a través de la figura 3.1, que muestra un sistema típico de generación, transmisión y distribución de un servicio de suministro de energía eléctrica.

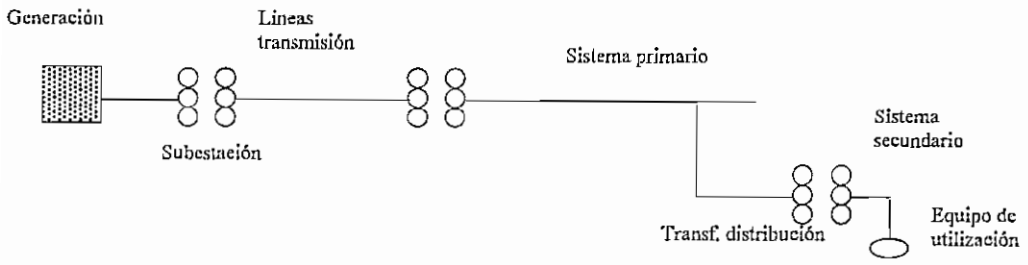


Gráfico 3.1 Sistema típico de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

Dentro del sistema de distribución tenemos: los llamados alimentadores primarios, los cuales son típicamente radiales y que parten desde la subestación, los transformadores de distribución, los circuitos secundarios independientes, unitarios, radiales y finalmente las acometidas, uno para cliente hasta su medidor.

3.1.1.1 SISTEMA PRIMARIO

Típicamente, el sistema primario en su mayoría es aéreo y opera como un circuito radial. La troncal del alimentador principal suele ser por lo general un circuito trifásico tetrafilar, del cual se derivan circuitos o ramales laterales, monofásicos y bifásicos.

Como el voltaje nominal predominante es 13.8 kV, los ramales monofásicos constan de dos conductores, uno para la fase y otro para el neutro, teniendo los transformadores un voltaje nominal igual al voltaje de línea dividido para $\sqrt{3}$. Mientras que el sistema trifásico es tetrafilar, donde el cuarto conductor es el neutro y que esta conectado a tierra en muchos puntos a lo largo del recorrido del sistema primario por medio de barras de cobre (varillas de cooperweld) que van enterradas junto a los postes de hormigón.

3.1.1.2 SISTEMA SECUNDARIO

La red secundaria de distribución opera al voltaje de funcionamiento de los electrodomésticos comunes. Esta comprendida entre las salidas de bajo voltaje de los transformadores de distribución y las acometidas de los contadores de energía del consumidor final.

La red secundaria es ramificada, independiente, cada una con su respectivo transformador de distribución y que sirven a zonas que están definidas de acuerdo con la carga del sector, el tipo de usuario y por la caída de voltaje entre el punto de alimentación (transformador) y el extremo más alejado del circuito.

El número de líneas de la red secundaria depende del tipo de transformador y de las conexiones de bajo voltaje de los transformadores.

En bajo voltaje tenemos los circuitos siguientes:

- Trifásico a cinco hilos (3 fases, un neutro y un hilo piloto para alumbrado)
- Trifásico a cuatro hilos (3 fases y un neutro)
- Monofásico a cuatro hilos (2 fases, un neutro y un hilo piloto para alumbrado)
- Monofásico a tres hilos (2 fases y un neutro)
- Monofásico a dos hilos (1 fase y un neutro)

De estas configuraciones se tiene los voltajes que se resumen en la tabla siguiente:

CIRCUITO	VOLTAJE DE SERVICIO	
3 F	210 V	Entre fases
	121 V	Entre fases y neutro
1 F	240 V	Entre fases
	120 V	Entre fases y neutro

3.1.1.3 ACOMETIDAS

Las acometidas se derivan de la red secundaria o red de bajo voltaje para cada usuario, estas son, dependiendo del tipo de carga, monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Cada cliente cuenta con su propia acometida. Esto permite independencia en el servicio, reducción de la caída de voltaje, menor interferencia, por la presencia de motores, sueldas eléctricas, o cargas fluctuantes; además, ofrece mayor control con los contrabandos de energía.

3.1.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para evaluar el desempeño de un sistema así como la calidad de servicios prestados por cada empresa distribuidora, es necesario también mantener una clasificación de los componentes de un sistema de distribución de tal manera de ver, que componente presenta un índice alto de falla y en que medida afecta a los índices de calidad de servicio técnico que están en función de los consumidores y de la potencia instalada desabastecida.

Sobre este punto de vista es evidente la necesidad de clasificar las componentes de un sistema de distribución, es así que para efectos de este estudio conforme se indica en la figura 3.1 a continuación se anotan los componentes básicos de un sistema de distribución:

1. Línea de subtransmisión
2. Subestación de distribución
3. Red primaria
4. Red Secundaria

Para este caso puesto que el sistema en análisis es el sistema de distribución únicamente se tomará en cuenta las tres últimas componentes y estas a su vez están constituidas por otras componentes, se plantea la clasificación siguiente, que permite un análisis más detallado de lo que acontece en un sistema de distribución.

Como el objetivo es identificar y ubicar los equipos que fallan o actúan, ocacionando una interrupción en el suministro de energía del sistema de distribución, y a partir de esto determinar el número de usuarios y la potencia instalada desabastecida. Para este estudio únicamente enunciaremos a los más relevantes.

3.1.2.1 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Dentro de una subestación encontramos componentes de maniobra y protección.

Componentes de maniobra

Disyuntores
Interruptores
Seccionadores

Componentes de protección

Transformadores de corriente
Pararrayo
Dispositivos de protección (relés de protección, transf. Auxiliares de corriente)

Componentes de transformación

Transformador de fuerza
Transformador de servicios auxiliares
Regulador de voltaje

3.1.2.2 RED PRIMARIA

Red primaria aérea

Postes
Estructuras de soporte
Conductor
Aislador
Puesta a tierra
Seccionador - fusible
Regulador de voltaje
Interruptor automático
Pararrayo
Capacitor

Red primaria subterránea

Puntas terminales
Cámara de transformación
Ducto
Canaleta
Caja de revisión
Pozo de inspección
Ventilación
Seccionador fusible
Pararrayo

3.1.2.3 RED SECUNDARIA

Red aérea

Poste
Estructuras de soporte
Conductor
Aislador
Puesta a tierra
Iluminación pública
Transformador
Seccionador - fusible
Pararrayo
Fusibles de bajo voltaje

Red subterránea

Cámara de transformación
Ducto
Canaleta
Caja de revisión
Pozo de inspección
Ventilación
Transformador

3.2 CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES[2,3]

Para evaluar la calidad de servicio técnico en una empresa distribuidora, es importante tener en cuenta que tipo de interrupciones serán consideradas y clasificarlas de acuerdo a ciertos criterios, con el propósito de caracterizar el análisis que se desea realizar.

Dependiendo del análisis, las interrupciones pueden ser clasificadas por su duración, por su origen, por su causa, según el nivel de voltaje y en alguno de los casos por las condiciones climáticas.

3.2.1 SEGÚN SU DURACIÓN

Se clasifica a las interrupciones eléctricas por su duración, en Cortas y Largas. El tiempo establecido es de tres minutos, como límite entre las dos.

Interrupción corta

Son interrupciones con duración menores a tres minutos. Normalmente, en este tipo de interrupciones, el servicio es restaurado mediante la operación automática

del elemento de protección actuado, o la acción manual inmediata del operador de la estación.

Interrupción larga

Aquellas cuya duración mínima es de tres minutos. Estas interrupciones usualmente son provocadas por fallas severas que obligan la intervención del personal de mantenimiento para corregir el componente fallado (breakers, fusibles, seccionalizadores, reconectadores, o conductores), razón por la cual el tiempo empleado para la restauración del servicio es superior al referenciado.

3.2.2 POR SU ORIGEN

Un sistema de suministro de energía eléctrica, como se mencionó anteriormente esta constituido por etapas de generación, transmisión y distribución, cada una formada de una infinidad de componentes, los cuales están expuestos a sufrir una salida originando una interrupción del servicio eléctrico.

Como el sistema en análisis es el sistema de distribución, por lo anterior para clasificar a las interrupciones por su origen se debe tomar en cuenta el sistema al que pertenece el componente, es así que tenemos interrupciones internas y externas.

Interrupciones Internas

Son aquellas que resultan de la salida de un componente que pertenece al sistema considerado. Como el sistema en análisis es el sistema de distribución, serán internas aquellas interrupciones provocadas por componentes situadas en las instalaciones de las subestaciones, los alimentadores de distribución,

transformadores de distribución, redes de bajo voltaje y acometidas que afecten a otros consumidores.

Interrupciones externas

Son aquellas que resultan de una salida del componente no perteneciente al sistema considerado.

Serán externas aquellas interrupciones provocadas por componentes situadas en las instalaciones de generación, transmisión y subestaciones hasta el punto de entrega o frontera.

En el caso que opere una componente del sistema de distribución por problemas tales como: fallas del propio interruptor, baja frecuencia (Plan Nacional de Alivio de Carga), falta de la selectividad de la protección, falla en el cubículo en la subestación etc. La interrupción se deberá considerar como externa.

3.2.3 POR SU CAUSA

Las causas por las cuales se producen las interrupciones pueden ser diversas; sin embargo, estas pueden distinguirse con una visión más general, como aquellas que obedecen a una acción Programada o No Programada.

Interrupciones programadas

Son aquellas interrupciones que resultan del retiro deliberado del servicio de un componente por un tiempo preestablecido, usualmente para fines de construcción y mantenimiento.

En este tipo de interrupciones generalmente los consumidores involucrados son previamente notificados ya sea para realizar una modificación o mantenimiento de una instalación.

Modificación

Se Incluyen todas las interrupciones provocadas por las necesidades de mejorar o ampliar una instalación en operación.

Mantenimiento

Se incluyen a todas las interrupciones que sean necesarias para ensayar o corregir una instalación que esta en operación y se subdividen en mantenimiento preventivo y correctivo.

Interrupciones no programadas

Son aquellas interrupciones que se encuadran en las que no tienen programación, generalmente son causadas por una salida forzada y son provocadas por: el medio ambiente, terceros, falla humana, propias del sistema, falla del componente, otro medio / empresa.

Medio ambiente

Son las interrupciones que tienen que ver con las causadas por la polución, corrosión, incendio (no debido a fallas), inundaciones, erosiones, vegetación, pájaros, otros animales, insectos etc.

Terceros

Son las interrupciones que tienen que ver por efectos de vandalismo (daño o interferencia intencional o voluntaria), o por accidente (daño o interferencia accidental).

Falla humana

Son las interrupciones que tienen que ver con errores de operación y accidente (contacto, daño o interferencia de la propia empresa o de la empresa privada, y de las responsabilidades por la operación y mantenimiento del sistema).

Propias del sistema

Son las interrupciones que tienen que ver con los bajos voltajes, sobrevoltajes, maniobras para la localización de fallas, maniobras por seguridad o características constructivas de los equipos.

Falla de una componente

Son aquellas interrupciones que tienen que ver con falla de ajuste, falla de montaje, falla de proyecto, uso inadecuado del equipo, envejecimiento, falla de mantenimiento, falla de fabricación, falla no relacionada y falla desconocida.

Otro medio - Empresa

Son aquellas interrupciones que tienen que ver con empresas o consumidores que no son responsables directamente por la operación, o mantenimiento del sistema.

Otras

En este grupo se deben incluir todas las causas cuya naturaleza sea de conocimiento del informante, puede que no se encuadre en ninguno de los puntos señalados anteriormente.

3.2.4 POR EL NIVEL DE VOLTAJE

Ya que en nuestro medio existen diferentes niveles de voltaje los cuales se han clasificado en bajo voltaje, medio voltaje y alto voltaje, es importante a las interrupciones encuadrarles dentro de esta clasificación. Así se tiene:

Bajo Voltaje

Están todas las interrupciones provocadas en las redes de bajo voltaje, incluido la salida del transformador, aquí se tienen niveles como: 210V, 121V, 240V, 120V.

Medio Voltaje

Están consideradas todas las interrupciones que se produzcan en las instalaciones que tienen los siguientes niveles de voltaje: 6300V, 7600V, 13800V y 22800V.

Alto voltaje

Son aquellas que se encuadran en los niveles de voltaje que están entre 46000 V y 69000 V

3.2.5 POR LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS

Como es natural en toda red que esta expuesta al medio ambiente, pueden suscitarse problemas por condiciones climáticas, los cuales pueden clasificarse con el propósito de analizar el grado de severidad del sistema que está sujeto a fallas y a la duración de las interrupciones. Estas pueden clasificarse de la manera siguiente:

Tiempo adverso

Se refiere a las condiciones climáticas que causan una alta proporción de salidas forzadas y se demora en la reparación de los componentes durante los períodos en que persisten estas condiciones. Como es: lluvia, viento, calor, etc.

Tiempo normal

Son las condiciones climáticas no definidas como adversas.

Existen otros tipos de interrupciones, que se anotarán a continuación y que no se las considerará responsabilidad del distribuidor y son las siguientes:

- Provocadas por los dispositivos de protección del consumidor que no afecten a otros consumidores.

- De origen externo, causadas por los sistemas de generación, transmisión u otros que no son de responsabilidad de la empresa distribuidora.

- Provocadas por terceros en forma intencional o premeditada (vandalismo, sabotaje, terrorismo)

- Debidas a situación climática grave que alcance carácter de catástrofe, tales como: terremoto, huracán, inundación, vientos superiores a los valores máximos de diseño de las líneas.

- Debidas a racionamiento de energía eléctrica, determinado por la autoridad respectiva.

3.3 ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

Para medir el desempeño de un sistema de distribución, es necesario el cálculo de ciertos índices de calidad de servicio técnico, que determinarán el grado de confiabilidad y que están en función de los consumidores y de las potencias instaladas.

Estos índices tienen que ver con la duración y la frecuencia de las interrupciones, y pueden ser determinados por consumidor o por kVA instalados, así se tiene:

3.3.1 DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Es el período de tiempo entre el inicio y fin de la interrupción

Por consumidor[8]

Duración media de las interrupciones por consumidor (Dc)

Este índice representa la duración media de las interrupciones de los consumidores del sistema en análisis durante el período de tiempo considerado.

$$Dc = \frac{\sum_{i}^{n} Ca(i) * t(i)}{\sum_{i}^{n} Ca(i)} \qquad (3.1)$$

Donde:

Dc: duración media de las interrupciones
Ca(i): número de consumidores afectados por la interrupción i
t(i): tiempo en el cual los consumidores Ca(i) estuvieron sin servicio eléctrico
n: número total de interrupciones que ocurrieron en el período considerado.

Tiempo total de interrupción por consumidor (Tc)

Este índice representa el tiempo acumulado que en promedio, cada consumidor queda sin servicio en el período considerado y en el sistema en análisis

$$Tc = \frac{\sum_{i}^{n} Ca(i) * t(i)}{Cs} \qquad (3.2)$$

Donde:

Tc: Tiempo total de interrupción por consumidor
Ca(i): número de consumidores afectados por la interrupción i
t(i): tiempo en el cual los consumidores Ca(i) estuvieron sin servicio eléctrico
n: número total de interrupciones que ocurrieron en el período considerado.
Cs: número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.

El sistema de análisis es todo el sistema eléctrico de ELEPCO S.A.:

Sistema de subtransmisión y subestaciones
Red de distribución primaria y transformadores
Red de distribución secundaria y medidores

Por kVA instalado[3]

Duración media de las interrupciones por kVA instalado (Dk)

Es el tiempo que, en promedio, cada kVA de potencia instalada afectada por la interrupción, queda desenergizada, durante el período de tiempo considerado.

$$Dk = \frac{\sum_{i}^{n} Pa(i) * t(i)}{\sum_{i}^{n} Pa(i)} \qquad (3.3)$$

Donde:

Dk: Duración media de las interrupciones por kVA instalado

Pa(i): Potencia instalada (kVA) en los transformadores de distribución afectados por la interrupción i.

t(i): tiempo (horas) durante el cual Pa(i) estuvo afectada

n: número total de interrupciones que ocurrieron en el período considerado.

Tiempo total de interrupción por kVA instalado (Tk)

Este índice representa el tiempo acumulado que en promedio, cada kVA de potencia instalada queda sin servicio en el período considerado y en el sistema en análisis.

$$Tk = \frac{\sum_{i}^{n} Pa(i) * t(i)}{Ps} \qquad (3.4)$$

Donde:

Tk: Tiempo total de interrupción por kVA instalado

Pa(i): Potencia instalada (kVA) en los transformadores de distribución afectados por la interrupción i.

Ps: Potencia total (kVA) instalada en los transformadores de distribución del sistema.

t(i): tiempo (horas) durante el cual Pa(i) estuvo afectada

n: número total de interrupciones que ocurrieron en el período considerado.

3.3.2 FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES

Llamase frecuencia de interrupción al número de veces, en un período determinado, que se interrumpe el suministro a un consumidor.

Por consumidor[8]

Frecuencia media de interrupción por consumidor (Fc)

Este índice representa el número de interrupciones que afectaron, en promedio, a cada consumidor del sistema en análisis, durante el período considerado.

$$Fc = \frac{\sum_{i}^{n} Ca(i)}{Cs} \qquad (3.5)$$

Donde:

Fc: Frecuencia media de interrupción por consumidor
Ca(i): número de consumidores afectados por la interrupción i
Cs: Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis
i: Número de orden de las interrupciones ocurridas, de 1 a n

El sistema de análisis es todo el sistema eléctrico de ELEPCO S.A.:

Sistema de subtransmisión y subestaciones
Red de distribución primaria y transformadores
Red de distribución secundaria y medidores

Por kVA instalado[3]

Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (Fk)

Este índice representa el número de interrupciones que afectaron, en promedio, a cada kVA de potencia instalada, durante el período considerado.

$$Fk = \frac{\sum_{i}^{n} Pa(i)}{Ps} \qquad (3.6)$$

Donde:

Fk: Frecuencia media de interrupciones por kVA instalado

Pa(i): Potencia instalada (kVA) en los transformadores de distribución afectados por la interrupción i.

Ps: Potencia total (kVA) instalada en los transformadores de distribución del sistema.

i: Número de orden de las interrupciones ocurridas, de 1 a n

3.3.3 OTROS INDICES DE CALIDAD[1]

Tiempo equivalente de interrupciones a consumidores en BV (TIEBV)

Este índice representa el tiempo (horas) que cada consumidor servido en bajo voltaje queda sin servicio, analizado en un período considerado

$$TIEBV = \frac{\sum_{i}^{n} Ca(i) * t(i)}{Cs} \qquad (3.7)$$

Donde:

Ca(i): número de consumidores afectados por la interrupción i
Cs: número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.
t(i): tiempo en el cual los consumidores Ca(i) estuvieron sin servicio eléctrico.
i: número de orden de las interrupciones ocurridas de 1 a n.

Duración media de reposición (DMR)[8,1]

Este índice nos representa o nos da información acerca del grado de disponibilidad o que tan rápida es una empresa distribuidora para restaurar una interrupción o el servicio eléctrico.

$$DMR = \frac{\sum_{i}^{n} t(i)}{n} \qquad (3.8)$$

Donde:

DMR: Duración media de reposición
t(i): tiempo (horas) de duración de la interrupción i.
i: número de orden de las interrupciones ocurridas de 1 a n.
n: número total de interrupciones.

3.4 LEVANTAMIENTO DE DATOS

Esta parte es importante ya que se convierte en la materia prima, que servirá para obtener las medidas de confiabilidad y los índices de calidad de servicio técnico de un sistema de distribución.

El levantamiento de datos tiene como objetivo fortalecer los medios, para poder analizar la calidad de los servicios prestados por la empresa distribuidora y poder emitir criterios que mejoren los nuevos proyectos, las características de los equipos utilizados y consecuentemente realizar una buena operación y mantenimiento del sistema hasta llegar a un nivel de desempeño aceptable.

Antes de iniciar con el levantamiento de datos, es importante asegurar que este proceso se desarrolle en forma ordenada, y para ello resulta imprescindible identificar claramente, la información requerida; así entonces, se considera lo siguiente:

- Componentes del sistema
- Configuración del sistema eléctrico
- Eventos que ocasionan las interrupciones del suministro

Una vez identificada la información a obtener, es necesario determinar lo que a continuación se detalla:

- Las características de la información requerida
- El nivel de detalle de la información
- Las fuentes de donde obtener la información
- Los mecanismos a adoptar para el manejo de los datos
- Los criterios para la validación de la información
- La estructura de la base de datos, necesaria para almacenar la información

3.4.1 GENERACIÓN DE DATOS

En la fase de generación de datos, se establece los procedimientos a ser adoptados para recolectar la información de las interrupciones y posibilitar el acceso de estos, a una base de datos informática. Por ello, la manera más

recomendable de trabajar con los componentes y la configuración del sistema es por medio de planos con sus componentes plenamente codificados.

3.4.2 CODIFICACIÓN DE COMPONENTES

La codificación es muy importante, en la práctica, en el caso de producirse una interrupción, ayuda a identificar a una componente dentro de un sistema de distribución, la misma que debe ser en lo posible realizada en base a un vínculo entre componentes de un sistema de distribución, pues esto ayuda y hace que el procesamiento y recolección de datos se torne más objetivo.

En el caso de una interrupción, para identificar claramente las subestaciones, líneas, alimentadores primarios, seccionamientos, transformadores de distribución, en la empresa se ha realizado la siguiente codificación:

3.4.2.1 Subestaciones de distribución

A cada una se les asignó con los números 01, 02, 03, etc., dependiendo del orden en que hayan sido creadas.

3.4.2.2 Líneas

Medio voltaje

En el lado de medio voltaje, mirando hacia la carga se considera como fase A la línea de la derecha, fase B la línea del centro y fase C la línea de la izquierda, debiendo tener precaución en los ramales del alimentador principal.

Bajo voltaje

En el lado de bajo voltaje se considera la fase de arriba como A, la fase del centro como B y la fase de abajo como C. Esta codificación no toma en cuenta las bajantes del transformador.

3.4.2.3 Alimentadores primarios

A cada alimentador se le codificó tomando en cuenta el código de la subestación y el orden de aparición del alimentador así:

0204	código del alimentador	
donde:	02	código de la subestación
	04	código del circuito o alimentador primario

3.4.2.4 Seccionamientos

La codificación a cada punto de protección (seccionador, reconectador, disyuntor) se realizó de la manera siguiente:

02-04-123 abc		seccionamiento trifásico
02-04-125 a		seccionamiento monofásico
donde:	02	código de la subestación
	04	código del alimentador primario
	123	número del punto de protección
	a	indica la fase de la línea

3.4.2.5 Transformadores de distribución

Cada uno de los transformadores tiene un código el mismo que no mantiene una relación entre componentes (S/E, alimentador, fases), pero que han sido utilizados para efectos de información. Pues en la Empresa existe una base de datos donde se ve a que S/E y a que alimentador esta asociado.

3.4.3 PLANOS DE LOS DIAGRAMAS UNIFILARES

La utilización de planos en los que consten los diagramas unifilares del sistema de distribución es de mucha utilidad ya que facilita a través de un código ubicar las componentes de la red que fueron afectadas por una interrupción, por tal razón deben contener la siguiente información:

- Trazado de redes y líneas primarias indicando el tipo de circuito
- Localización topológica de los transformadores, identificados por su código
- Localización topológica de los puntos de protección y maniobra, identificados por su código
- Tipo de conductor
- Localización de componentes correctivos (capacitores y reguladores)

Los planos que contengan esta información facilitaran en el caso de una interrupción identificar los transformadores que han sido afectados y poder determinar tanto la potencia instalada (kVA) desabastecida como la cantidad de consumidores afectados, esto siempre y cuando la empresa tenga relacionado los consumidores con cada centro de transformación.

3.4.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES

Para facilitar el registro de datos de las interrupciones que se producen diariamente en un sistema de distribución se ha elaborado un formulario en el que debe registrarse la siguiente información:

Datos de la interrupción

- Fecha y hora de recepción
- Datos del consumidor (Nombre, teléfono)
- Sitio afectado (calles, barrio, parroquia, cantón)
- Daño encontrado y causa
- Fecha y hora de energización

Equipo o componente del sistema eléctrico afectado

- Código de la subestación
- Código del alimentador primario
- Código del seccionamiento y las fases afectadas
- Código del transformador, tipo y potencia nominal (kVA)
- Acometida (tipo, cantidad, número, y fases a la que esta conectada)

Con este formulario, el cual se adjunta en el ANEXO 3.1, se ha tratado de recopilar datos importantes con los cuales se pueda determinar los parámetros que ayudaran a determinar los índices de calidad de servicio técnico.

3.5 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

El cálculo de los índices de calidad de servicio técnico, está en función de la calidad de la información disponible. Si embargo, es necesario señalar algunos criterios que se utilizaron para calcular los índices.

3.5.1 CRITERIOS DE CÁLCULO

Como los índices de calidad de servicio técnico están en función del tiempo de interrupción, de la potencia instalada desabastecida y del número de usuarios, los criterios de cálculo están enfocados a resolver las deficiencias que afectan a estos parámetros.

El cálculo de los índices de calidad de servicio técnico, se efectúa con las interrupciones clasificadas como largas; es decir, aquellas cuya duración es mayor a tres minutos.

Tiempo de interrupción

Cuando se produce una interrupción y no se reporta de inmediato, el tiempo de la interrupción que se utiliza para el cálculo de los índices es el tiempo que transcurre desde la recepción del reclamo hasta el momento en el que se restablece el servicio eléctrico.

Potencia instalada (kVA) desabastecida

Una interrupción del servicio eléctrico puede afectar a una acometida, línea de red secundaria, transformador de distribución, o línea de red primaria; lo cual

provoca la salida de una cierta potencia instalada. Por esta razón se considera lo siguiente:

1. Cuando existe una interrupción en un punto de protección en medio voltaje, la potencia afectada será:

- Si falta una fase, la potencia monofásica conectada a esa fase más la potencia trifasica/3

- Si faltan dos fases, la potencia monofásica conectada a las dos fases más toda la potencia trifásica.

- Si faltan las tres fases, toda la potencia instalada hasta el punto de protección.

2. Cuando existe una interrupción en un punto de protección en bajo voltaje, la potencia afectada será:

- Toda la potencia instalada sea esta trifásica o monofásica

Consumidores afectados

Al igual que en el caso anterior, una interrupción involucra un cierto número de usuarios que son afectados por la falta de servicio. Por ello, para determinar los índices de calidad de servicio técnico desde el punto de vista del consumidor se realizó lo siguiente:

Como la empresa no tiene relacionado los consumidores con cada centro de transformación, se seleccionó un alimentador tipo el mismo que representa las condiciones en las que funciona el sistema de distribución y en este se procedió

a hacer un levantamiento de todos los transformadores con sus respectivos consumidores.

Luego se estableció un promedio de usuarios por cada capacidad de los transformadores, esto se adjunta al ANEXO 3.2

Por lo que el número de consumidores esta en función de la potencia nominal del transformador afectado por la interrupción.

3.5.2 VALIDACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Tomando en cuenta todo lo indicado y los criterios señalados en el inciso anterior, la información que se logre recopilar debe ser clasificada, validada y organizada, de tal manera que garantice los resultados y el análisis del sistema.

Para este estudio se toman las interrupciones registradas durante el año 1999, que llegan a un total de 1630, estas se muestran en la tabla 3.1. De todas las interrupciones registradas, únicamente 848 interrupciones son válidas o completas, esto se puede ver en la tabla 3.2, y que representan el 52 % de información útil.

3.5.2.1 REGISTROS DE INTERRUPCIONES

Las interrupciones que se han registrado durante el año 1999 en el centro de control del sistema eléctrico se han agrupado por mes, como se muestra en el cuadro siguiente:

Mes	Registros
Enero	137
Febrero	129
Marzo	140
Abril	133
Mayo	143
Junio	148
Julio	245
Agosto	128
Septiembre	125
Octubre	82
Noviembre	99
Diciembre	121
Total	**1630**

TABLA 3.1 Registro de interrupciones por mes

3.5.2.2 REGISTROS DE INTERRUPCIONES VÁLIDAS

De las interrupciones registradas, para aquellas cuya información así lo permite, se determinó la potencia instalada desabastecida, el número de usuarios afectados y el tiempo que duró la interrupción, completando los requerimientos para el cálculo de los índices.

Los registros con información deficiente, fueron eliminados para el análisis. Así se obtiene el número de interrupciones que se muestra en el siguiente cuadro.

	Total	Porcentaje
Completos	**848**	**52,02**
Incompletos	782	47,98
Total	1630	100,00

TABLA 3.2 Resumen de registros completos e incompletos

De este cuadro se observa que del 100 % de información únicamente el 52.02 % es utilizada para determinar los índices de calidad de servicio.

3.5.2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES[6]

Del registro de interrupciones que se presenta en el ANEXO 3.3, se han clasificado cada una de las interrupciones de acuerdo a lo siguiente:

Por su duración

- Breves
- Largas

Por su origen

- Externa al sistema
- Interna al sistema

Por su causa

- Programada
- No programada

Por el voltaje Nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje

De acuerdo a esta clasificación, en la tabla 3.3 se detallan las cantidades de los registros que se utilizaron para determinar los índices de calidad de servicio técnico.

	DURACIÓN		CAUSA		VOLTAJE	
	Cortas (<3 min)	Largas (>3 min)	Prog	No Prog	Medio Voltaje (0,6kV<MV<40kV)	Bajo voltaje (<0,6kV)
No Interrupciones		848	244	604	330	518
Porcentaje		100	28.8	71.2	38.9	61.1

TABLA 3.3 Interrupciones por su duración, causa, y el voltaje nominal

3.5.3 ÍNDICES POR CONSUMIDOR Y POR kVA INSTALADO

La información válida para el cálculo de los índices, es agrupada por mes, en el período de análisis, y presentada en la tabla 3.4, de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Tiempo de interrupción
- Potencia instalada desabastecida por la interrupción
- Consumidores afectados por la interrupción

Cave anotar que los consumidores afectados se determino con la carga instalada desabastecida, según el criterio señalado.

Mes	Potencia Instalada (kVA)	Consumidores	Tiempo de Interrupción (horas)	Número de Interrupciones	CA	PA
ENE	45921.806	28098	506.172	137	105213.361	166426.449
FEB	24110.806	21567	485.872	129	107454.361	116389.449
MAR	59903.806	36909	494.206	140	46876.311	71709.582
ABR	36495.806	28023	491.389	133	90476.578	109981.049
MAY	111874.806	66464	516.122	143	182997.611	291811.532
JUN	119248.806	64703	504.072	148	60942.628	127326.232
JUL	90671.000	59647	532.333	245	42311.000	65039.833
AGO	8878.000	6549	515.533	128	10270.333	9764.317
SEP	14190.000	12533	457.583	125	21888.750	22930.967
OCT	56670.500	39608	251.633	82	42566.267	61954.308
NOV	7901.833	8640	576.417	99	64354.083	47159.153
DIC	4137.500	4630	573.167	121	39298.500	28697.583
Anual	580004.667	377372	5904.500	1630	814649.783	1119190.456

TABLA 3.4 Datos para el cálculo de los índices de calidad de servicio técnico

- **Potencia instalada (kVA)**, es la sumatoria de las potencias instaladas parciales afectadas por las interrupciones.

- **Consumidores**, es la sumatoria del número de consumidores parciales afectados por las interrupciones.

- **Tiempo de interrupción**, es la sumatoria de los tiempos parciales de duración de las interrupciones.

- **CA y PA** representan la sumatoria del producto de los consumidores afectados por el tiempo de la interrupción y la potencia instalada desabastecida por el tiempo de interrupción respectivamente.

Con la potencia total instalada (Ps) en transformadores de distribución y el número total de consumidores (Cs) del sistema en análisis esto es:

Empresa	Carga Instalada (Ps) KVA	Usuarios (Cs)
ELEPCO S.A.	118422,5	66314

Aplicando las ecuaciones respectivas se obtienen los índices de calidad de servicio técnico en forma mensual, semestral y anual, mostrados en los cuadros 3.5, 3.6 y 3.7.

	INDICES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELEPCO S.A.							
	Consumidor			Sistema			Otros	
Mes	Fc	Dc	Tc	Fk	Dk	Tk	DMR	TIEVB
ENE	0.424	3.744	1.587	0.388	3.624	1.405	3.686	1.587
FEB	0.325	4.982	1.620	0.204	4.827	0.983	3.757	1.620
MAR	0.557	1.270	0.707	0.506	1.197	0.606	3.522	0.707
ABR	0.423	3.229	1.364	0.308	3.014	0.929	3.685	1.364
MAY	1.002	2.753	2.760	0.945	2.608	2.464	3.601	2.760
JUN	0.976	0.942	0.919	1.007	1.068	1.075	3.398	0.919
JUL	0.899	0.709	0.638	0.766	0.717	0.549	2.173	0.638
AGO	0.099	1.568	0.155	0.075	1.100	0.082	4.028	0.155
SEPT	0.189	1.746	0.330	0.120	1.616	0.194	3.661	0.330
OCT	0.597	1.075	0.642	0.479	1.093	0.523	3.069	0.642
NOV	0.130	7.448	0.970	0.067	5.968	0.398	5.822	0.970
DIC	0.070	8.488	0.593	0.035	6.936	0.242	4.737	0.593
Anual	**5.691**	**2.159**	**12.285**	**4.898**	**1.930**	**9.451**	**3.628**	**12.285**

CUADRO 3.5 Índices de calidad de servicio técnico en ELEPCO S.A.

El cuadro 3.6, clasifica a los índices semestrales, para los niveles de voltaje medio y bajo.

MEDIO VOLTAJE						
	Fc	Dc	Tc	Fk	Dk	Tk
1er.Sem.	3.54	2.36	8.35	3.26	2.19	7.12
2do.Sem.	1.81	1.50	2.72	1.44	1.15	1.65
Anual	**5.35**	**2.07**	**11.06**	**4.70**	**1.87**	**8.77**
BAJO VOLTAJE						
1er.Sem.	0.17	3.58	0.61	0.10	3.35	0.34
2do.Sem.	0.17	3.58	0.61	0.10	3.35	0.34
Anual	**0.34**	**3.58**	**1.22**	**0.20**	**3.35**	**0.68**
GLOBAL						
1er.Sem.	3.71	2.42	8.96	3.36	2.22	7.46
2do.Sem.	1.98	1.68	3.33	1.54	1.29	1.99
Anual	**5.69**	**2.16**	**12.28**	**4.90**	**1.93**	**9.45**

CUADRO 3.6 Índices semestrales por nivel de voltaje

El cuadro 3.7, clasifica a los índices anuales por: su origen, su causa y nivel de voltaje.

- **POR SU ORÍGEN:** INTERNAS
- **POR SU CAUSA:** PROGRAMADAS y NO PROGRAMADAS
- **POR EL NIVEL DE VOLTAJE:** MEDIO VOLTAJE y BAJO VOLTAJE

Origen	Nivel de Voltaje	NO PROGRAMADAS							
		Fc	Dc	Tc	Fk	Dk	Tk	TIEBV	DMR
INTERNAS	BV	0.3	3.88	1.15	0.17	3.64	0.63	1.15	4.84
	MV	0.66	5.12	3.39	0.35	4	1.40	3.39	4.4
	AV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SUBTOTAL I		0.96	4.12	4.54	0.52	3.28	2.03	4.54	4.73
Origen	Nivel de Voltaje	PROGRAMADAS							
		Fc	Dc	Tc	Fk	Dk	Tk	TIEBV	DMR
INTERNAS	BV	0.05	1.59	0.09	0.03	1.56	0.05	0.09	1.63
	MV	4.69	1.64	7.67	4.34	1.7	7.37	7.67	1.72
	AV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SUBTOTAL II		4.74	1.63	7.76	4.37	1.7	7.42	7.76	1.64
Origen	Nivel de Voltaje	PROGRAMADAS Y NO PROGRAMADAS							
		Fc	Dc	Tc	Fk	Dk	Tk	TIEBV	DMR
INTERNAS	BV	0.35	3.58	1.24	0.2	3.35	0.68	1.24	4.56
	MV	5.35	2.07	11.06	4.69	1.87	8.77	11.06	2.94
	AV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		**5.70**	**2.15**	**12.30**	**4.89**	**1.93**	**9.45**	**12.30**	**3.61**

CUADRO 3.7 Indices de calidad de servicio técnico por su origen, causa y nivel de voltaje.

Cabe mencionar que las interrupciones de origen externo, que se produjeron en 1999, todas tuvieron corta duración; es decir, menor a los tres minutos establecidos como límite. Esta particularidad, hace que las interrupciones de origen externo no sean consideradas en el cálculo de los índices.

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados presentados en el cuadro 3.7, en el que se presentan los índices de calidad de servicio técnico de la empresa distribuidora ELEPCO S.A., se puede concluir lo siguiente:

Índices por consumidor

En el año de 1999, cada consumidor fue afectado en promedio por 5.7 interrupciones del servicio eléctrico, cada interrupción con una duración promedio de 2.15 horas, sumando un tiempo total promedio al año de 12.3 horas de indisponibilidad de servicio para cada consumidor.

Índices por kVA instalado

En el año de 1999, cada kVA instalado fue afectado en promedio por 4.89 interrupciones, cada una con duraciones promedio de 1.93 horas, sumando un tiempo total promedio al año de 9.45 horas de indisponibilidad por kVA instalado.

Duración media de reposición

Cuando se produce una interrupción, esta tendría una duración promedio de 3.61 horas hasta que la empresa distribuidora reponga el servicio.

El tiempo promedio de indisponibilidad del servicio eléctrico para los consumidores en bajo voltaje es de 12.3 horas por año.

Se puede observar que los índices por consumidor son mayores a los índices por kVA instalado. Esto es debido a:

- Sobre dimensionamiento en la potencia instalada.
- No existe relación proporcional entre los kVA instalados y el número de consumidores.
- A los centros de transformación privados (un solo consumidor).

Como se clasificaron a las interrupciones por su duración, por su origen, por su causa, y por el voltaje nominal del cuadro 3.7, también se puede concluir lo siguiente:

Los índices de mayor valor corresponden a las interrupciones en redes de medio voltaje, lo que da a notar su grado de afectación en los índices globales, de igual manera las interrupciones Programadas también inciden de manera significativa. Esto ocurre, tanto en los índices por consumidor como por kVA instalados. Las causas son:

- Las redes eléctricas no tienen redundancia, tal que, ante la salida de una componente, posibilite aislar la falla y restablecer en el menor tiempo el servicio eléctrico, a los consumidores y kVAs indirectamente afectados.
- La presencia de una cantidad considerable de interrupciones programadas a nivel de medio voltaje (de 330 interrupciones en medio voltaje, el 64% son programadas).
- Interrupciones programadas en medio voltaje a nivel de troncal, o en circuitos con una gran cantidad de kVA instalados y consumidores.

- Por la falta de componentes de seccionamiento, ubicados estratégicamente tal que evite la salida innecesaria de un gran número de consumidores y kVAs instalados.

Es importante mencionar que son 848 interrupciones, las utilizadas para el cálculo de los índices; aproximadamente el 52% de la información registrada. De esto podemos decir que los índices de calidad de servicio técnico, no reflejan la realidad del servicio que brinda la empresa distribuidora ELEPCO S.A., pero que si son valores de base que permitirán el inicio de cambios importantes que debe darse en la empresa distribuidora como:

- Capacitar al personal sobre la calidad de servicio técnico.

- Construcción de redes en medio voltaje para transferencia de carga

- Mejoramiento en las redes de bajo voltaje que presenten problemas.

- Implementación de un sistema automatizado para determinar los kVA instalados y los usuarios afectados por las interrupciones

- Estudiar la coordinación e instalación de equipos de seccionamiento en puntos estratégicos, de tal forma de poder disminuir el número de consumidores y kVA instalados, tratando de que los índices de calidad de servicio técnico se mantengan dentro de rangos aceptables.

- Mejorar la asignación de recursos para el mantenimiento de las redes eléctricas, tal que los tiempos de interrupción disminuyan.

- Inversión en equipos para trabajos de operación con carga.

- Adquisición de equipos para trabajar con líneas energizadas y capacitación del personal.

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

En el capitulo anterior se ha logrado determinar los diferentes índices de calidad de servicio técnico, los cuales nos permiten evaluar las condiciones actuales del servicio que presta la Empresa en lo referente a la frecuencia y duración de las interrupciones. Es importante considerar además, las pérdidas económicas que traen como consecuencia las interrupciones, tanto por la no venta de energía, como por las sanciones económicas que las distribuidoras enfrentarían. Ahora, cuando el CONELEC a emitido las regulaciones respectivas que garantiza a los consumidores un suministro de energía eléctrica continua y confiable, en donde se exige a las distribuidoras, el cumplimiento de índices máximos de calidad de servicio.

Uno de los objetivos del presente trabajo, es determinar el costo de la energía eléctrica que deja de vender la empresa distribuidora cuando suceden interrupciones. En este capitulo se propone una metodología que permite cuantificar la energía no vendida debido a las interrupciones, y su costo. El agravante en este caso es la falta de bases de datos que asocien a los consumidores con los centros de transformación y los alimentadores.

4.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO VENDIDA

Se establece en primera instancia la manera como determinar la energía que no se vende durante el tiempo que dure la interrupción.

A continuación se detalla la metodología usada para determinar esta energía.

4.1.1 MODELAR EL ALIMENTADOR

Se toma como muestra un alimentador representativo del sistema, con cobertura a usuarios residenciales, comerciales e industriales, tanto del área urbana como rural, para ser modelado en un programa analizador de redes eléctricas.

La información de la muestra seleccionada para el modelado, se la obtiene haciendo el levantamiento total de los componentes de red: primaria, secundaria y contadores de energía, ya que ELEPCO S.A. no dispone de esta información de manera relacionada; e.d., los usuarios asociados al transformador de distribución y este al alimentador primario.

El alimentador que se toma como muestra para el estudio es el "Industrial Sur" (Anexo 4.1), de la S/E El Calvario, con nivel de voltaje primario de 13,8 kV. La extensión lineal del alimentador es de 14,41 Km, con 6.718 kVA de carga instalada y 1164 usuarios distribuidos.

4.1.2 ENERGÍA FACTURADA

La energía facturada se obtiene de los históricos de consumo que dispone el área de comercialización de ELEPCO S.A., para cada uno de los contadores de energía disponibles en el alimentador modelado. La facturación de energía aplicada al modelo corresponde al mes de septiembre de 1999; por recomendación de la Dirección de Planificación (Anexo 4.2).

4.1.3 FLUJOS DE POTENCIA

El programa de análisis de redes SPARD, presenta como resultado, los valores de potencia en cada nodo del alimentador (Anexo 4.3.).

La energía consumida (o facturada) por todos los clientes de cada centro de transformación está representada en el valor de la potencia asignada al transformador. Las pérdidas de potencia y energía se distribuyen de acuerdo a los cálculos que realiza el programa en cada tramo de red, considerando los calibres de conductores y la longitud del circuito.

4.1.4 DEMANDA DE POTENCIA (KW)

Basándose en los resultados de los flujos de potencia, se elabora curvas típicas de la demanda (KW) en función de la carga instalada (kVA), tanto para consumidores residenciales que estén en el sector urbano y rural, como para consumidores comerciales e industriales.

Estas curvas representaran, la potencia (KW) que deja de ser entregada en el momento que se desabastece a una determinada potencia instalada (kVA). El tiempo de duración de la interrupción eléctrica, determinará la energía no suministrada.

4.1.5 CURVAS DE POTENCIA VS CARGA INSTALADA

Las curvas de Demanda (kW) vs Potencia Instalada (kVA), son clasificadas en función de los usuarios de mayor incidencia para cada zona de la topología de la red.

Todo el alimentador
Consumidores residenciales parte urbana
Consumidores residenciales parte rural
Consumidores residenciales, comerciales y pequeñas industrias
Transformadores de distribución

4.1.5.1 TODO EL ALIMENTADOR

Esta curva considera toda la carga, industrial, comercial y residencial, siendo válida para cuando al producirse una interrupción esta involucre al sector industrial

La ecuación que representa la tendencia de esta curva es la siguiente:

$$P = 0.108\ S + 1996.6 \qquad (4.1)$$

Donde:

P: Demanda de potencia (KW)

S: Potencia instalada en los transformadores de distribución (kVA)

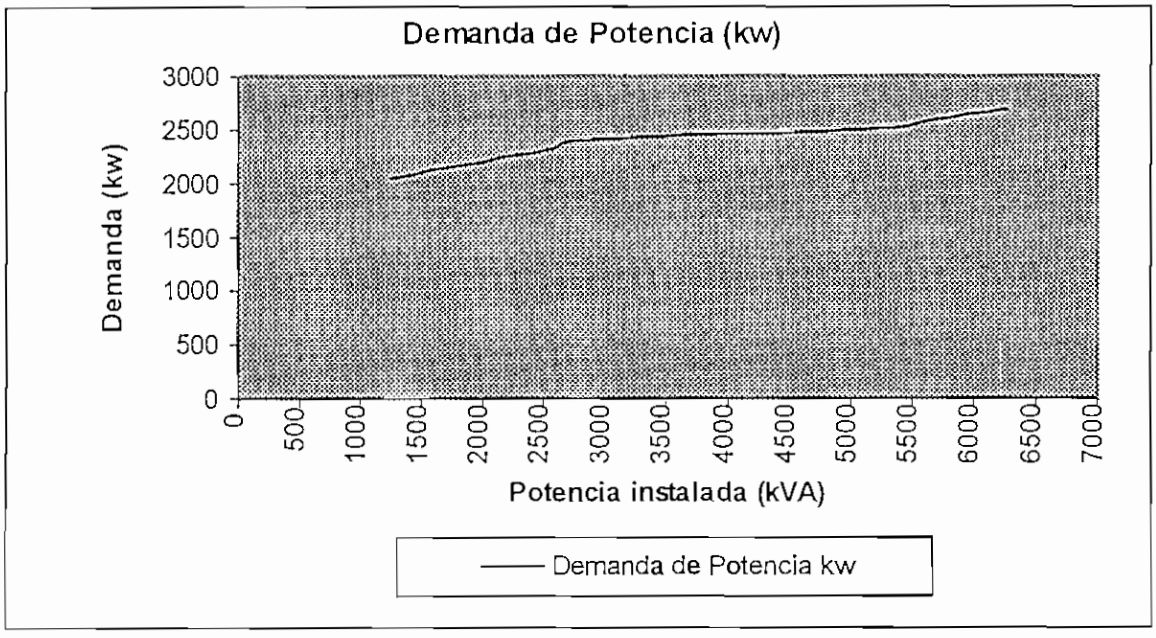


Gráfico 4.1 Demanda de potencia (KW) en función de la carga instalada (kVA)

4.1.5.2 CONSUMIDORES RESIDENCIALES PARTE URBANA

Para esta curva se seleccionó el sector netamente residencial que esta ubicado en la zona urbana del recorrido del alimentador.

La ecuación que representa la tendencia de esta curva, es la siguiente:

$$P = 0.1065\ S + 0.1345 \qquad (4.2)$$

Donde:

P: Demanda de potencia (KW)

S: Potencia instalada en los transformadores de distribución (kVA)

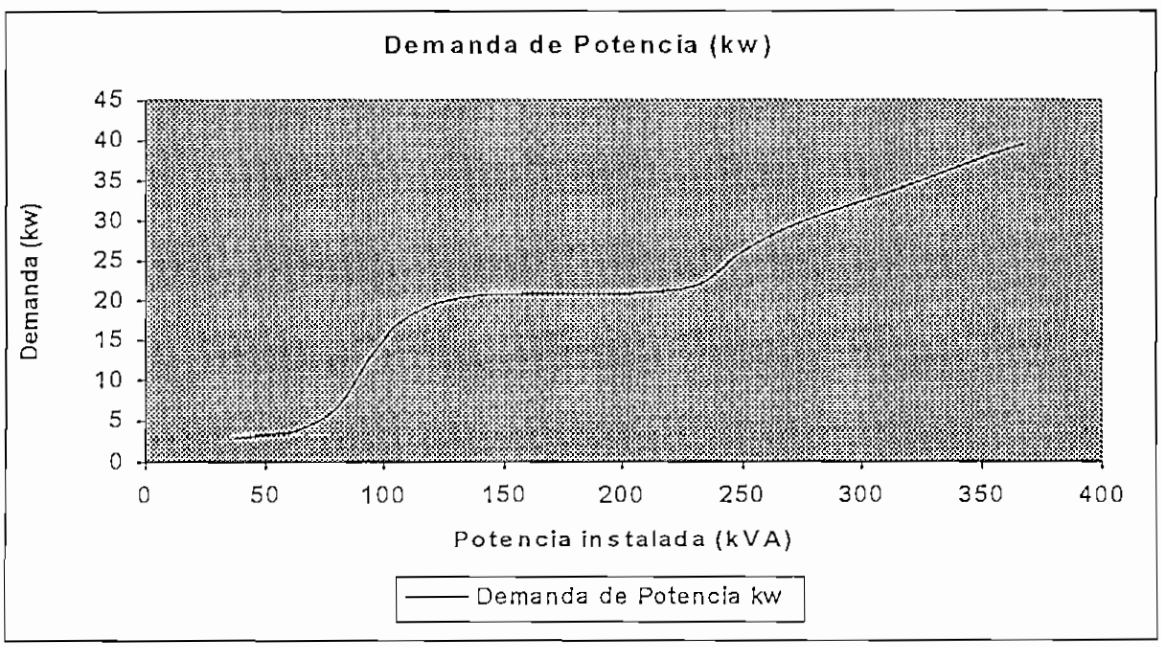


Gráfico 4.2 Demanda de potencia (KW) en función de la carga instalada (kVA)

4.1.5.3 CONSUMIDORES RESIDENCIALES SECTOR RURAL

Para esta curva se seleccionó el sector netamente residencial que esta ubicado en la zona rural del recorrido del alimentador.

La ecuación que representa la tendencia de esta curva, es la siguiente:

$$P = 0.212\ S - 1.2393 \qquad (4.3)$$

ssi: S es mayor o igual a 6 kVA

Donde:

P: Demanda de potencia (KW)

S: Potencia instalada en los transformadores de distribución (kVA)

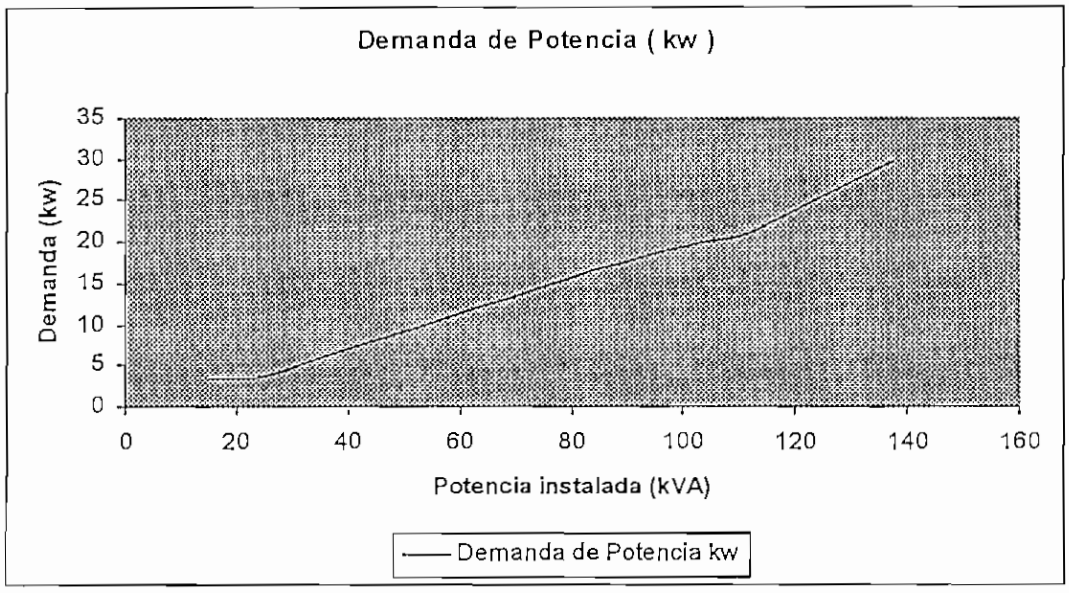


Gráfico 4.3 Demanda de potencia (KW) en función de la carga instalada (kVA)

4.1.5.4 CONSUMIDORES RESIDENCIALES, COMERCIALES Y PEQUEÑAS INDUSTRIAS.

Para esta curva se seleccionó del alimentador el sector que contiene o abarca parte residencial, comercial y a pequeñas industrias.

La ecuación que representa esta curva es la siguiente:

$$P = 0.1177\ S + 109.15 \qquad (4.4)$$

Donde:

P: Demanda de potencia (KW)

S: Potencia instalada en los transformadores de distribución (kVA)

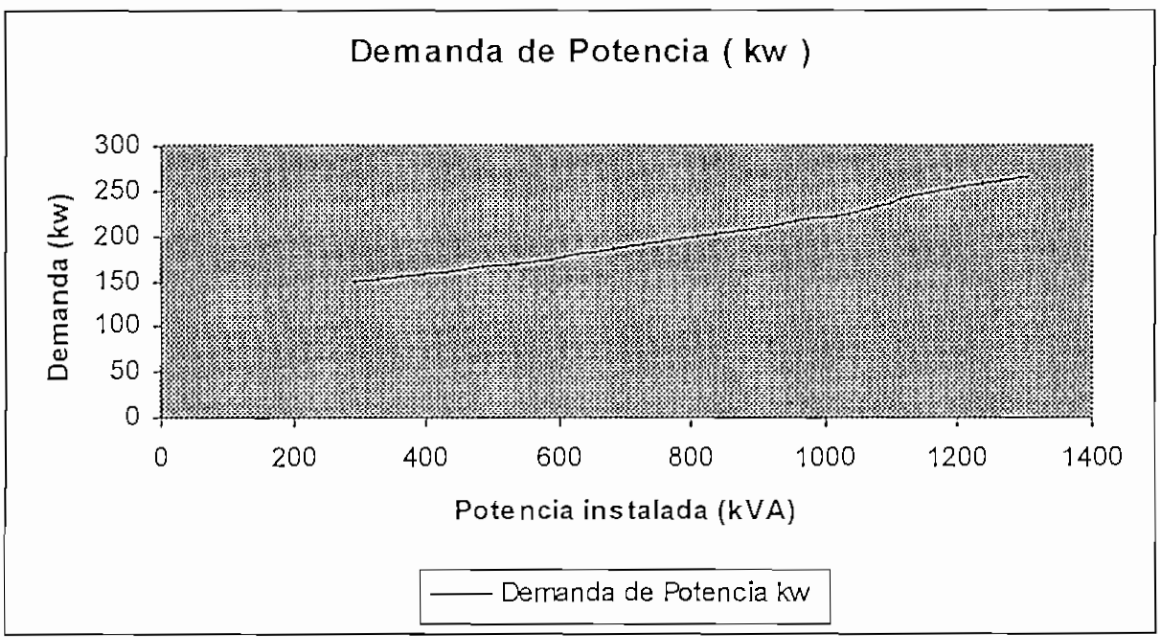


Gráfico 4.4 Demanda de potencia (KW) en función de la carga instalada (kVA)

4.1.5.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

La demanda de potencia que tiene cada transformador de distribución, se obtiene de la asignación de carga efectuada por el programa SPARD, para medio voltaje y bajo voltaje. Esta asignación de cargas, es un proceso iterativo que considera: la potencia nominal de los transformadores de distribución, la energía total del alimentador registrada por el contador de energía en la subestación, y los consumos de energía facturada a los consumidores

Con las demandas así obtenidas, se determina la demanda de potencia promedio (kW) en función de la potencia nominal (kVA) de los transformadores de distribución contenidos en el alimentador.

Para el cálculo de la energía no vendida, será la demanda de potencia promedio la aplicable a cada uno de los transformadores afectados por una interrupción. También, se puede tomar una de las demandas asignadas, de la muestra de transformadores (aquella que más se acerque al valor promedio).

POTENCIA NOMINAL DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN										
(kVA)	5	10	15	25	30	37.5	45	50	60	75
DEMANDA DE POTENCIA (kW)										
Promedio	0,9	2.6	2.1	5.6	5.4	4.7	17.0	15.8	15.3	12.2
Alternativa 1	0,9	2,3	2,3	5,8	6,0	5,2	11,9	10,6	11,6	17,2
Alternativa 2	0,9	2,3	2,5	5,8	8,3	7,1	11,9	25,0	11,6	17,2

Tabla 4.1 Demandas de potencia, aplicables a los transformadores de distribución.

Las alternativas: 1. Considera las demandas de toda la muestra, y 2. Excluye las demandas menores al 10% de la potencia nominal (kVA) del transformador respectivo. (Anexo 4.4).

4.1.5.6 DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA AFECTADA EN FUNCIÓN DE LA DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN

Para el cálculo de los índices de calidad de servicio técnico se determino toda la potencia (kVA) instalada que fue afectada por las interrupciones para el año 1999. Con esta carga y con el propósito de cuantificar la energía no vendida se elaboraron gráficos (Anexo 4.5) en los que se puede ver la distribución de la carga en función de la duración de la interrupción. Los casos analizados son:

Todo el sistema
Interrupciones programadas
Interrupciones no programadas
Interrupciones en medio voltaje
Interrupciones en bajo voltaje

El cuadro 4.2, muestra las demandas de potencia útiles para determinar la energía no vendida.

Intervalo Interrupción	Carga Desabastecida	Demanda de Potencia			
		Ec. (1)	Ec. (2)	Ec. (3)	Ec. (4)
Minutos	(kVA)	kW	kW	kW	KW
3-10	95500	12194	10135	20150	12466
11-30	65213	6710	5407	10701	7342
31-60	117964	14157	11983	23735	15813
61-120	104776	4788	5035	9873	6368
121-180	106012	9416	8060	15943	9963
181-240	25581	2349	2194	4319	2507
241-300	3746	508	594	1143	983
301-360	25149	540	515	1006	861
361-1440	34805	1869	1882	3663	2429
Más 1440	1258	0	68	121	158

CUADRO 4.2 Demanda de potencia (kW) en función de la carga instalada (kVA)

4.2 ENERGÍA NO VENDIDA EN EL SISTEMA ELEPCO S.A.

La potencia nominal de los transformadores de distribución afectados por la interrupción de suministro eléctrico, es útil para determinar la demanda de potencia aplicable al cálculo de la energía no vendida. Esto cuando es posible identificar a los transformadores desabastecidos.

Haciendo uso de la distribución de la carga instalada (kVA) desabastecida, la demanda de potencia (kW) aplicable y el tiempo de duración de la interrupción, se puede determinar la energía que se ha dejado de vender en el año 1999.

Al no poder identificar a los transformadores de distribución desabastecidos, es posible considerar que la carga afectada corresponde al sector residencial, comercial, o industrial, para la zona urbana, o rural. Y el cálculo de la energía (cuadro 4.3) que se ha dejado de vender en cada uno de los casos considerados, se lo efectúa ayudado por las ecuaciones vistas anteriormente, que determinan la demanda de potencia en función de la potencia instalada

Intervalo	Tiempo	Energía no vendida en el año 1999				
Interrupción	Interrup.	1	2	3	4	ENV
Minutos	Horas	KWh	KWh	kWh	kWh	KWh
3-10	0,1667	**2032.27**	1689.09	3358.31	2077.67	**2032.27**
11-30	0,5	**1118.31**	2703.28	5350.28	1223.73	**1118.31**
31-60	1	2359.48	11983.20	23734.82	**2635.50**	**2635.50**
61-120	2	797.98	**10070.70**	19745.44	1061.36	**10070.70**
121-180	3	1569.38	**24179.48**	47829.00	1660.42	**24179.48**
181-240	4	391.52	8777.81	**17274.26**	417.75	**17274.26**
241-300	5	84.59	2969.40	**5715.00**	163.91	**5715.00**
301-360	6	89.97	3087.43	**6037.36**	143.52	**6037.36**
361-1440	24	311.58	45167.83	**87922.25**	404.91	**87922.25**
Más 1440	48	0.00	3253.10	**5824.62**	26.33	**5824.62**
TOTAL		**8755.06**	**113881.31**	**222791.34**	**9815.08**	**162809.74**

CUADRO 4.3 Energía no vendida por las interrupciones en el año 1999

Entonces, lo que en definitiva se está haciendo es utilizar una ecuación que es muy parecida a la ecuación que se utiliza para calcular la energía facturada esto es:

$$E = S * FU * t \qquad (4.6)$$

$$P = S * FU \qquad (4.7)$$

Donde:

E: Energía no vendida (Kwh)
S: Carga instalada (kVA)
FU: Factor de utilización (pu)
t: Tiempo de interrupción (horas)
P: Demanda de Potencia (kw)

Es importante anotar que el cálculo de la energía no vendida será más exacta cuando se identifique plenamente el sector y/o el consumidor afectado por la interrupción. Como la situación de ELEPCO S.A. en lo que respecta a información, no es favorable, en este capitulo se propone una de varios métodos que pueden ser utilizados para cuantificar la energía que se deja de vender cuando se produce una interrupción.

En el cuadro 4.3, para el cálculo de la energía no vendida, se hace las siguientes consideraciones:

- Para todo el alimentador, las interrupciones no exceden de 30 minutos de duración,
- En ramales que afectan a los sectores residencial, comercial e industrial artesanal, las interrupciones tienen duración de 30 a 60 minutos,
- Los sectores residenciales urbanos, las interrupciones tienen duraciones que están entre 1 y 3 horas,

- Los sectores residenciales rurales, las interrupciones con duraciones mayores a 3 horas.

Con las consideraciones realizadas se determina una energía no vendida de 162.809,74 kWh, en el año de análisis (1999).

En el caso de que las distribuidoras tengan un programa computacional para análisis de redes eléctricas de distribución, con su sistema modelado completamente (subestaciones, red primaria, transformadores de distribución, red secundaria, acometidas y medidores), el análisis se puede facilitar mediante un interface con facturación. Obteniéndose resultados más próximos a la realidad.

El éxito de utilizar la interface con facturación, está sujeto a la realidad de la facturación. Esta realidad depende del número de consumos no facturados que exista en la red.

4.3 COSTO DE LA ENERGÍA EN EL PERIODO DE ANÁLISIS

Para determinar el costo se considera dos casos.

- Costo de la energía no vendida por interrupciones del servicio eléctrico

- Costos por sanciones o penalizaciones.

4.3.1 COSTO DE LA ENERGÍA NO VENDIDA POR LAS INTERRUPCIONES[8]

En muchos estudios se asume que los costos de una interrupción es proporcional a la duración de la interrupción.

Los costos por kWh no entregado esta definido como:

$$\frac{Ci(d)}{dLi} \qquad (4.8)$$

Donde:

Ci(d): Costo de una interrupción de duración d para un consumidor i (USD$)
d: Duración de la interrupción (horas)
Li: Carga del consumidor cuando no ha sido afectado por la interrupción (kW)

y es constante bajo esta suposición. Los costos por kWh es expresado en $/kWh.

Para un grupo de consumidores los costos por kWh no entregado esta definido como:

$$\frac{\sum_i Ci(d)}{d\sum_i Li} \qquad (4.9)$$

Algunas distribuidoras obtienen un costo promedio por kWh no entregado para todos sus consumidores. Este valor se asume constante y es usado como un valor de referencia en sistemas de diseño y operación. El término **valor de pérdidas de carga** es usado para determinar los costos por kWh no entregado promediado sobre todos los usuarios.

4.3.1.1 TARIFAS

Dentro de la empresa se consideran las siguientes tarifas: Industrial con demanda medida, Industrial artesanal, Residencial y Comercial.

En el cuadro 4.4 se presenta los costos promedios por kWh para cada una de las tarifas

Tarifas	Costo promedio por kWh USD
Industrial con demanda medida	0.04888
Industrial artesanal	0.05335
Residencial	0.05998
Comercial	0.04437
Costo promedio por kWh	**0.051645**

CUADRO 4.4 Costo promedio por kWh

Del cuadro anterior se desprende que el costo con el cual podemos cuantificar la energía no entregada por causa de las interrupciones de servicio eléctrico es de 0.0516 $USD/kWh.

Con el valor de energía no vendida (ENV) que se deduce del cuadro 4.3 y con el costo del kWh determinado en el inciso anterior, el costo para el año 1999 es:

Costo (ENV) = 8.400,94 USD

Luego de determinar el costo de la energía no vendida por causa de las interrupciones se debe también tomar en cuenta las sanciones económicas a las que están sujetas las empresas distribuidoras cuando estas no brinden un buen servicio o no cumplan con los índices de calidad de servicio técnico exigidos por el CONELEC.

Por lo anterior, al no cumplir con los indicadores de calidad de servicio técnico, al costo de la energía no vendida por causa de las interrupciones se le deberá sumar el costo por penalizaciones. La suma de estos dos costos representan la pérdida económica de la empresa.

4.3.2 COSTO POR SANCIONES O PENALIZACIONES

En el caso de que las distribuidoras presten un servicio con características técnicas distintas a las convenidas (frecuencia y duración de las interrupciones), se aplicará sanciones a la energía no suministrada.

4.3.2.1 Energía No Suministrada

La sanción es aplicada a la energía no suministrada (ENS) que resulta excedente a la permitida por los límites establecidos. Esta ENS se obtiene de la diferencia entre la energía no suministrada determinada por los límites (ENSlím.)y la energía no vendida (ENV), como se indica en la siguiente expresión:

$$ENS = ENV - ENSlím. \qquad (4.10)$$

El cálculo de ENSlím., es determinado para las siguientes situaciones:

Si: Fk > FKlím. y Tk < TKlím.

$$ENSlím. = FKlím.* Dk * ETF / (8760 - FKlím.* Dk) \qquad (4.11)$$

Si: Fk < FKlím. y Tk > TKlím.

$$ENSlím. = TKlím.* ETF / (8760 - TKlím.) \qquad (4.12)$$

Si: Fk > FKlím. , Tk > TKlím. y Dk < (TKlím./FKlím.)

$$ENSlím. = FKlím.* Dk * ETF / (8760 - FKlím.* Dk)$$

Si: Fk < FKlím. , Tk < TKlím. y Dk > (TKlím./FKlím.)

$$ENSlím. = TKlím.* ETF / (8760 - TKlím.)$$

Donde:

Fk,	Frecuencia media de interrupción por kVA instalado
Tk,	Tiempo total de interrupción por kVA instalado
Dk,	Duración media de interrupción por kVA instalado
FKlím.,	Valor límite de Frecuencia media de interrupción por kVA instalado
TKlím.,	Valor límite del Tiempo total de interrupción por kVA instalado
DKlím.,	Valor límite de Duración media de interrupción por kVA instalado
ETF,	Energía total facturada, en el período considerado
ENV,	Energía no vendida, en el período considerado
ENS,	Energía no suministrada
ENSlím.,	Energía no suministrada, determinada por los valores límites.

4.3.2.2 Sanción[8]

Para la determinación de la sanción se adoptara el valor de la energía no suministrada, y se la valorizará a 1,0 U$S/kWh, que representa el costo para la comunidad de esa energía no suministrada.

$$SANCION = ENS * C \qquad \textbf{(4.13)}$$

Donde:

SANCIÓN: Sanción en USD a aplicar por los resultados del periodo de control.

ENS: Valor total de la Energía no Suministrada por causas EXTERNAS e INTERNAS

C: Costo de la energía no suministrada

4.3.3 CÁLCULO DEL COSTO POR SANCIONES PARA ELEPCO S.A (1999).

Las sanciones corresponden cuando la distribuidora opera con índices que superan los límites establecidos como estándares.

Los valores límites de acuerdo a la referencia (6) son: FKlím.=4.5, DKlím.=19 y TKlím. (no definida).

Los índices obtenidos en ELEPCO S.A. para el año 1999 son: Fk=4.89, Dk=1.93 y Tk=9.45.

Al analizar los índices de ELEPCO S.A. en el año 1999, con los de la referencia, se observa que solo se supera el valor límite de la frecuencia de interrupción (4.89>4.5). La ecuación aplicada para este caso es la (4.11), obteniéndose:

ETF = 144'486.816 kWh

ENSlím. = 143.391 kWh

ENV = 162.809 kWh

ENS = 19.418kWh

SANCIÓN = 19.418 kWh * 1,oo USD/kWh

SANCIÓN = 19.418,oo USD

La pérdida económica para ELEPCO S.A. en el año 1999 debido a las interrupciones del suministro eléctrico, es la suma de los costos de la energía no vendida por las interrupciones y la sanción debido al incumplimiento de los valores límite de los índices. De esta forma se tiene,

TOTAL PÉRDIDAS ECONÓMICAS = COSTO (ENV) + SANCIÓN

TOTAL PÉRDIDAS ECONÓMICAS = 8.400,94 USD + 19. 418,oo USD

TOTAL PÉRDIDAS ECONÓMICAS = 27.818,94 USD

La energía no vendida será siempre una estimación lograda a través de un método de cálculo, que en el caso de este trabajo, se basa en establecer una relación entre: demanda media de potencia y potencia instalada (kVAs de los transformadores de distribución). Pero también puede ser calculada en función del tiempo total de interrupción (Tk) y la energía total facturada (ETF), mediante la siguiente expresión:

ENV = Tk * ETF / (8760 – Tk)

Utilizando la expresión anterior se obtiene que: la energía no vendida es **155.665 kWh**, y una sanción de **12.274 USD**. De esta manera la pérdida económica total asciende a **20.306,31 USD**.

La diferencia notada en los dos casos, está dada básicamente por la certeza de las consideraciones efectuadas en el método escogido para el cálculo de la energía no vendida. Por ello, el grado de justicia en las sanciones aplicadas a las empresas distribuidoras dependerá de la precisión con la que se determine dicha energía.

CAPITULO V

PROPUESTA DE UNA ALTERNATIVA COMPUTACIONAL PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO

5.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más comunes que generalmente enfrentan las empresas eléctricas, es el uso de métodos manuales para la Administración de la Información, mismos que resultan ser en los actuales momentos, completamente obsoletos para manejar grandes cantidades de datos. Los sistemas informáticos modernos, permiten recopilar, organizar y procesar datos, dentro de ambientes amigables y de fácil manejo, esto permite que sea posible desarrollar herramientas computacionales que ofrezcan una alternativa automática y eficiente para el manejo de la información de las interrupciones eléctricas.

5.2 GENERALIDADES DEL "GAISE"

Es un programa computacional dedicado para la Gestión Administrativa de las Interrupciones de Servicio Eléctrico, aplicado exclusivamente al sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

El desarrollo de este software es de gran utilidad, porque permite el fácil manejo de una gran cantidad de información mediante pantallas de comunicación interactiva entre el computador, el personal encargado de recibir la información y los grupos de mantenimiento de redes (Anexo 5.1). Esto contribuye en forma notable, a la eficiencia y al rendimiento del personal involucrado en el manejo y administración de las interrupciones del servicio eléctrico. Su capacidad de

almacenamiento, hace posible disponer de toda la información de manera centralizada, garantizando que la información sea única.

GAISE, esta diseñado con la estructura eléctrica de ELEPCO S.A., para efectuar:

- El registro de las interrupciones de servicio
- Reportes de daños producidos y causas
- Reportes de trabajo de reparación y materiales utilizados
- Cálculo de Indices de Calidad de Servicio Técnico

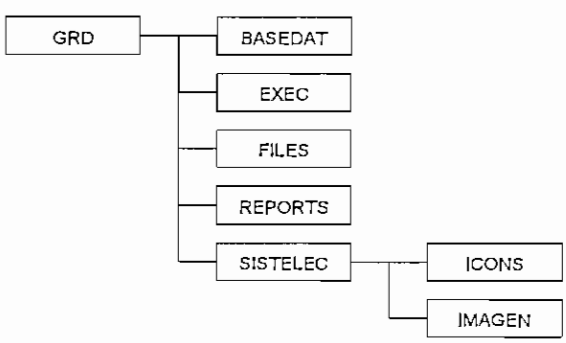
Su estructura ordenada y sistemática para archivar la información, permite calcular los Índices de Calidad del Servicio Técnico, y conocer la Incidencia de las Interrupciones de Servicio Eléctrico por: subestaciones, alimentadores y transformadores de distribución. Además, proporciona automáticamente: reportes diarios de trabajo de los grupos de mantenimiento, reportes de interrupciones no atendidas, e informes de mantenimiento.

5.2.1 T ECNOLOGÍA UTILIZADA

GAISE esta desarrollada en lenguaje de programación Visual Basic, apto para funcionar en ambiente Windows 95, mediante Barra de Menú Principal, Iconos, y/o Teclas de Función.

5.2.2 ESTRUCTURA DEL DIRECTORIO DE ARCHIVOS

La estructura de su directorio es la siguiente:



GRD: Es el directorio raíz, que contiene la estructura de subdirectorios requeridos para su funcionamiento.

EXEC: Este subdirectorio contiene el software de programación; archivos ejecutables.

SISTELEC:Contiene los archivos de información del sistema eléctrico: subestaciones, fuentes de suministro de energía (centrales locales y puntos de frontera con TRANSELÉCTRIC).

BASEDAT:Contiene los archivos que guardan la información de todas las interrupciones registradas.

REPORTS: Contiene los archivos con los reportes e informes generados.

SUPORT:Contiene una carpeta con iconos y otra con imágenes, que son utilizados por el programa.

5.2.3 VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DEL GAISE

- Evita al máximo los procedimientos burocráticos por parte del personal encargado
- Libera a los grupos de mantenimiento, del trabajo escrito para la elaboración de informes y partes diarios, para que su dedicación sea completa a su tarea principal, que es la restauración de servicio.
- Disminuye los tiempos de atención de las interrupciones.
- Disponibilidad de información completa y procesada; lista para su análisis.
- Obtención rápida de los índices de calidad de servicio técnico, para determinar el desempeño del sistema.
- Gran capacidad de almacenamiento de datos.
- Es una herramienta que fortalece los medios de análisis de calidad de servicio técnico prestado por el sistema eléctrico de ELEPCO.

5.3 FUNCIONES DEL PROGRAMA

El **GAISE**, obliga a seguir un proceso ordenado de acciones, en cada una de las etapas que se indican a continuación:

a. Adquisición de la información.
- a.1 Recepción de las interrupciones de servicio
- a.2 Notificación de daños y fallas
- a.3 Notificación de reparación y restauración

b. Cálculo de los índices de calidad de servicio eléctrico.
- b.1 Frecuencia de interrupciones de servicio
- b.2 Duración media de las interrupciones
- b.3 Tiempo total de las interrupciones

c. Elaboración de reportes e informes
- c.1 Reporte de trabajo diario de los grupos de mantenimiento
- c.2 Reporte de interrupciones de servicio no atendidas
- c.3 Informe de índices de calidad de servicio
- c.4 Informe de Mantenimiento

a Adquisición de la información

Todo evento (falla/daño) o actividad que provoque una interrupción del servicio eléctrico, será canalizado por el Centro de Adquisición de Datos " CAD ", encargado al personal operativo de la S/E El Calvario. Esto con el fin de evitar la fuga de información; pues, es común que autoridades y funcionarios de la empresa, pasen los daños directamente a los grupos de ejecución, sin registrar la interrupción en la base de datos.

a.1 Recepción de llamadas y avisos de interrupciones de servicio

En esta etapa, el reclamo de los usuarios, la solicitud de suspensión de servicio eléctrico y en general todo aviso de una interrupción de suministro de energía, será ingresado a la base de datos, a través de una pantalla que el programa presenta, cuando se agrega en éste una nueva interrupción.

Es importante mencionar que al generar una interrupción en la base de datos, la fecha y hora se registra automáticamente y no es accesible al operador. Esto obliga a que el encargado, genere la nueva interrupción en la base, inmediatamente a la recepción.

a.2 Notificación a los grupos de trabajo

El proceso de notificación a los grupos de trabajo se la efectuará inmediatamente después de conocido los particulares de la interrupción. En esta etapa se deberá procurar que las interrupciones de servicio sean atendidas con prontitud y para ello el personal del CAD coordinará con el grupo de trabajo que se encuentre disponible o con aquel que pueda acudir en el menor tiempo. Esto es posible, ya que la comunicación se efectúa por radio, y por lo tanto la notificación de la interrupción será inmediata a su recepción; independientemente de que pueda o no, ser atendida en ese momento por algún grupo de trabajo.

Una vez que la información sea proporcionada a un grupo de trabajo, se debe inmediatamente registrar en la base de datos, la notificación y el código del grupo al cual se dio aviso; pues al igual que en la etapa anterior, el tiempo de registro es automático y no está accesible al operador.

a.3 Notificación de los grupos de trabajo

Cuando una interrupción de servicio ha sido atendida, el grupo de trabajo responsable, deberá notificar al CAD, el estado de la interrupción y los detalles de: daños encontrados, posibles causas que motivó la interrupción, los trabajos efectuados, los datos de la red afectada (S/E, alimentador, código del seccionamiento o del transformador de distribución, relé actuado, si es el caso que se haya actuado un interruptor principal de la subestación), observaciones y materiales utilizados. Esta notificación al CAD, se la deberá hacer inmediatamente a la restauración del servicio o conclusión de los trabajos, si el servicio queda pendiente ya que al igual que los casos anteriores, la hora se registra automáticamente.

Se debe recalcar sin embargo, la importancia de la calidad de información, que los grupos de ejecución proporcionan al CAD; especialmente, aquella concerniente a los datos de red, pues en ellos se basa el Análisis de la Calidad de Servicio. Así mismo, es de insistir en la obligación que tienen los grupos de trabajo, para notificar de manera inmediata a la conclusión de la atención de una interrupción

b Cálculo de los índices de calidad de servicio técnico

Los índices de calidad de servicio técnico son calculados de acuerdo a las definiciones dadas en los términos de referencia para el diagnóstico técnico, comercial y organizativo, enviado por el CONELEC a las empresas distribuidoras, para su cumplimiento.

Frecuencia de interrupción
Duración media de las interrupciones
Tiempo total de las interrupciones
Tiempo equivalente de interrupción por consumidor BV.
Duración media de reposición

Los tres primeros índices pueden ser calculados desde el punto de vista del consumidor o del sistema y el programa permite selectividad para el cálculo.

c Elaboración de reportes e informes

La elaboración de los reportes de trabajo, e interrupciones no atendidas, es instantánea ya que la información recopilada se procesa automáticamente. Así también, posibilita la elaboración de informes especializados que muestran los índices de calidad de servicio.

c.1 Reporte de trabajo diario de los grupos de mantenimiento

A través del programa, se puede obtener un informe detallado de las actividades realizadas por cada grupo de ejecución en su jornada de trabajo; la misma que deberá ser impresa y firmada por los responsables de grupo.

Este informe contiene básicamente: la hora de restauración del servicio, daño encontrado, trabajo realizado, material utilizado y observaciones referentes a la reposición o no del servicio, o si el trabajo queda pendiente.

c.2 Reporte de interrupciones de servicio no atendidas

Es posible también generar un reporte de las interrupciones de servicio que no se han podido atender y/o tienen pendiente la restauración del servicio. La información contenida en este reporte es básicamente el nombre del usuario, teléfono, razón o motivo de la interrupción, dirección y observaciones en el caso de haberlas. Esta información ayuda a realizar la programación diaria del mantenimiento correctivo.

c.3 Informe de índices de calidad de servicio

El programa dispone de la información necesaria para evaluar las partes del sistema, cuyos índices de confiabilidad son críticos.

La emisión de este informe podrá ser mensual, trimestral, semestral o anual, conforme a las necesidades del personal técnico. La información contenida, puede ser procesada bajo los siguientes criterios:

- Por su duración.- Breves (< 3 minutos) y Largas (>= 3 minutos).
- Por su origen.- Externos (S.N.I. y Centrales Generación Local); Internos (S/Es, Líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución).
- Por su causa.- Programada y No Programada.
- Por el nivel de voltaje.- Bajo voltaje (< 600V), Medio voltaje (entre 600V y 40.000V) y Alto voltaje (> 40.000V).

El cálculo de los índices de calidad, discrimina automáticamente todas las interrupciones cuya duración es menor a 3 minutos y aquellas que afectan a un solo consumidor.

c.4 Informe de Mantenimiento

El informe de mantenimiento contiene básicamente un detalle descriptivo del comportamiento operativo de cada uno de los alimentadores de distribución primaria, identificando los seccionamientos y transformadores de distribución con más alto índice de falla, facilitando la elaboración de programas de mantenimiento preventivo en las redes y transformadores de distribución. Además, presenta una lista de todas aquellas interrupciones programadas de servicio, que se produjeron debido a la realización de trabajos de mantenimiento preventivo en las redes del sistema; así como también, la lista de aquellas interrupciones no programadas, que fueron necesarias debido a trabajos menores.

5.4 RECOMENDACIONES

Como toda herramienta, su utilidad esta en función de su correcta aplicación y uso.

El soporte del programa que garantiza su éxito, es la calidad de la información ingresada.

Los elementos y componentes del sistema eléctrico, deben responder cada uno a un código que lo identifique no con un tipo o clase, sino como un ítem.

En la adquisición de datos, por experiencia es muy importante que el personal involucrado con la recepción y restauración del servicio, deba tener amplio conocimiento del sistema de distribución.

Los grupos de trabajo que realizan el mantenimiento, deben ser consientes de la importancia de la información y por tanto su reporte debe ser inmediato y exacto, ayudando a que la información sea de buena calidad.

Los índices de calidad de servicio técnico nos hace ver que tan confiable es nuestro sistema y la realidad del servicio técnico que la empresa brinda a los consumidores. Además nos indica sitios en los cuales se deberá dar más atención y elaborar un plan de mantenimiento preventivo del sistema frecuentemente afectado.

Con la implementación del programa computacional se espera que toda la información almacenada sea válida y de buena calidad, para que los índices calculados califiquen acertadamente al servicio técnico ofrecido por la empresa.

CAPITULO VI

6.1 CONCLUSIONES

- Es necesario disponer al personal, sobre el manejo responsable de las interrupciones; tendiente a mejorar el detalle y calidad de la información.

- El registro de la información relativa a las interrupciones, se debe caracterizar por ilustrar de manera real y precisa las novedades encontradas en las interrupciones.

- La información debe estar contenida en estructuras de base de datos, que sean capaces de proporcionar los datos requeridos en forma organizada y completa.

- Las interrupciones del suministro de electricidad más severas, son frecuentes en los sistemas que no disponen partes redundantes; ejemplo, los sistemas de distribución radial.

- La evaluación de costos de las alternativas de diseños de sistemas de distribución, necesariamente debe considerar la duración promedio de interrupción y el costo del sistema instalado por consumidor o por kVA. Esto para que las nuevas redes a construirse tiendan desde su inicio a mejorar la calidad del servicio técnico.

- Es importante agilizar los procesos de la atención del reclamo, permitiendo un procesamiento inmediato del mismo, a través de una red informática que clasifique los reclamos automáticamente, estableciendo prioridades, y que además, permita mantener actualizada la información del sistema de distribución.

- Los registros de interrupciones de un sistema eléctrico muestran que más de un 90% del número total de interrupciones, ocurren en los componentes del sistema de distribución; es decir, líneas de distribución primaria y equipos, transformadores de distribución, red secundaria y acometidas.

- Un buen sistema de recolección de datos permite preparar los elementos de campo para ejecutar las tareas diarias y los programas adecuados de mantenimiento preventivo. Además, que posibilite el acceso rápido a la información para conocer datos exactos.

- El sistema de comunicación por radio frecuencia, brinda facilidades y ventajas incomparables, tanto en cuanto, esta vía no se encuentre saturada por la congestión en la comunicación.

- El número de consumidores afectados por una interrupción, así como también la potencia instalada que sale de servicio, requieren de un manejo automático de base de datos para asociarlos.

- Los índices de calidad de servicio técnico a mas de indicar que tan confiable es un sistema de distribución, indican la calidad de servicio que la distribuidora brinda a sus consumidores. Además ayudan a identificar componentes o sitios que con frecuencia ocasionan interrupciones del servicio eléctrico, en los cuales se deberá poner mayor atención de tal forma de elaborar planes de mantenimiento preventivo.

- La programación de interrupciones de servicio para Medio Voltaje, debe ser efectuada, de acuerdo a consideraciones básicas como: número de consumidores, kVAs instalados, disponibilidad de recursos y horario de menor afectación. Esto contribuirá con una notable reducción de los índices de calidad de servicio técnico.

- No se obtuvieron índices de calidad de servicio técnico para las interrupciones de origen externas, ya que en primer lugar estas tenían una duración menor a los tres minutos y por lo general se producían por baja frecuencia. De haberse registrado interrupciones externas con un tiempo mayor a los tres minutos, los índices hubieran sido afectados con una mayor contribución en el número de interrupciones (Frecuencia media de interrupción) y en la indisponibilidad del servicio (Tiempo total de interrupción), tanto para el consumidor como para los kVA instalados.

- Los índices de calidad de servicio técnico calculados, no reflejan la realidad de la calidad del servicio que presta la distribuidora, pues únicamente se ha trabajado con el 52 %, del 100 % de las interrupciones registradas. Esto demuestra que la distribuidora debe tomar decisiones y empezar automatizando el proceso de la adquisición de la información

- Conocer con precisión la potencia demandada al momento de una interrupción y la energía que se ha dejado de entregar a los usuarios, es difícil, por no decirlo imposible, cuando no se dispone de un sistema SCADA y cuando la interrupción se produce en partes de la red que no representan una disminución notoria en la demanda de potencia medida a la salida del alimentador, en la subestación. Por ello, la energía no entregada, será siempre una estimación lograda a través de un método de cálculo, que como es el caso de este trabajo, se basa en establecer una relación entre: demanda media de potencia y potencia instalada (kVAs de los transformadores de distribución).

- El cálculo de la energía no entregada está sujeto a: 1) la determinación exacta de los centros de transformación (MV/BV) afectados, 2) la precisión con que se efectúe la asignación de las demandas a los centros de transformación, y 3) la correcta identificación del sector (residencial, comercial, industrial) y área (urbana, rural) afectados por cada interrupción.

- ELEPCO S.A. en el año 1999, debido a las interrupciones de energía eléctrica deja de percibir 8.408,oo dólares, por los 162.809 kWh de energía no vendida. A éste costo, se suma la sanción de 19.418,oo dólares por la mala calidad de servicio (no cumplimiento de los índices de servicio técnico). La pérdida económica para la empresa distribuidora asciende a un total de 27.818,94 dólares.

- La evaluación Técnica - Económica de la Energía Interrumpida, sería mucho más precisa, si a través de un sistema informático, se enlazara la información de las direcciones Técnica y Comercial de la empresa. Sin embargo, con la información estimada y un concienzudo trabajo, se obtienen buenos resultados.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es imprescindible que las empresas distribuidoras capaciten y concienticen tanto al personal encargado de receptar la información concerniente a las interrupciones del servicio eléctrico, como al personal que realiza mantenimiento, sobre la importancia de la información que se recepta y que se reporta cuando se produce una interrupción de servicio.

- La empresa distribuidora deberá disponer de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de componentes de la red, en la adquisición y procesamiento de la información para asegurar los niveles de calidad de servicio técnico. Además estos sistemas deberán permitir el intercambio de información con los archivos de facturación y poder calcular la energía no suministrada a cada uno de los clientes.

- Una empresa distribuidora, al tener su sistema controlado a través de un software SCADA o analizador de redes de distribución APROPIADO, le será posible, en el caso de suscitarse interrupciones del servicio eléctrico, localizar la falla, realizar maniobras, o tomar decisiones operativas, de tal forma que el suministro eléctrico sè restablezca prontamente; acortando con esto el tiempo de interrupción, disminuyendo el número de consumidores y kVAs instalados que son afectados por la ausencia de servicio. De esta manera podrán trabajar para que los índices de calidad de servicio técnico se mantengan dentro de rangos aceptables.

- Las empresas distribuidoras deberán empezar si es que no lo han realizado, con el levantamiento de datos de tal manera de que estos sean ingresados a un software experto, que permita la supervisión, control y administración de datos, con lo cual se logrará un mejor rendimiento del sistema de distribución.

- Es recomendable trabajar en el nexo entre usuarios y los componentes de red (transformadores de distribución, alimentadores y subestaciones). Además, en el enlace entre el sistema de administración de las componentes interrumpidas y el de facturación.

- Las empresas de distribución, no solo deben limitarse al cálculo de sus índices de calidad y tomar las acciones correctivas para reducir sus valores. Es necesario también, que se inicie una campaña promocional que dé a conocer a sus usuarios, los servicios prestados y las condiciones en las que se los entrega; es decir, trabajar en mejorar su imagen.

Apéndice I

Valores máximos anuales de Duración Equivalente de Interrupción por Consumidor (Dc) y Frecuencia Equivalente de Interrupción por Consumidor (Fc), de la Dirección General del Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (DNAEE)-Brasil.

SISTEMA	Dc (horas)	Fc (número)
Subterráneo con secundario reticulado	15	20
Subterráneo con secundario radial	20	25
Aéreo, con más de 50.000 consumidores	30	45
Aéreo, con consumidores entre 15.000 y 50.000	40	50
Aéreo, con consumidores entre 5.000 y 15.000	50	60
Aéreo, con consumidores entre 1.000 y 5.000	70	70
Aéreo, con menos de 1.000 consumidores	120	90

BIBLIOGRAFIA

1 Términos de referencia para el Diagnostico técnico, comercial y organizativo de las empresas distribuidoras de electricidad, CONELEC, Oficio circular No DE-99-0000710, 19 de mayo de 1999.

2 Regulación de Calidad de los Servicios eléctricos de Distribución, DIRECTORIO DEL CONCEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, 23 de diciembre de 1998.

3 Desempenho de sistemas de distribuicao, ELECTROBRAS, Brasil, 1982.

4 Decreto ejecutivo No. 592 al Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, Reg. Oficial No. 134 de 23 de febrero de 1999, CONELEC-PRES

5 Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, EPN, Alfredo Mena Pachano.

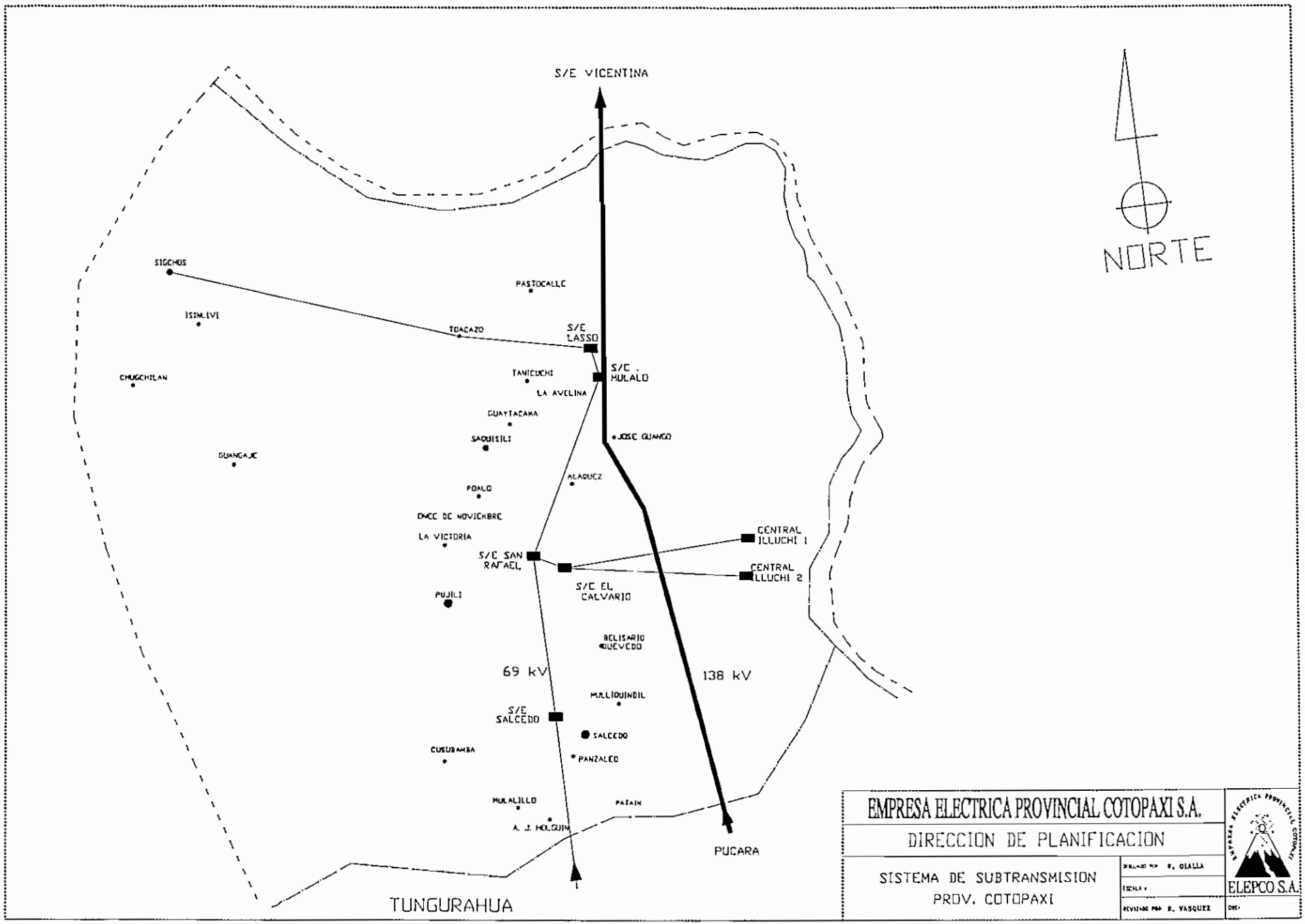
6 Proyecto de regulación de la CALIDAD DE SERVICIO DE DISTRIBUCION, Of. Cir. No. DE-99-1653, CONELEC, 26 de octubre de 1999.

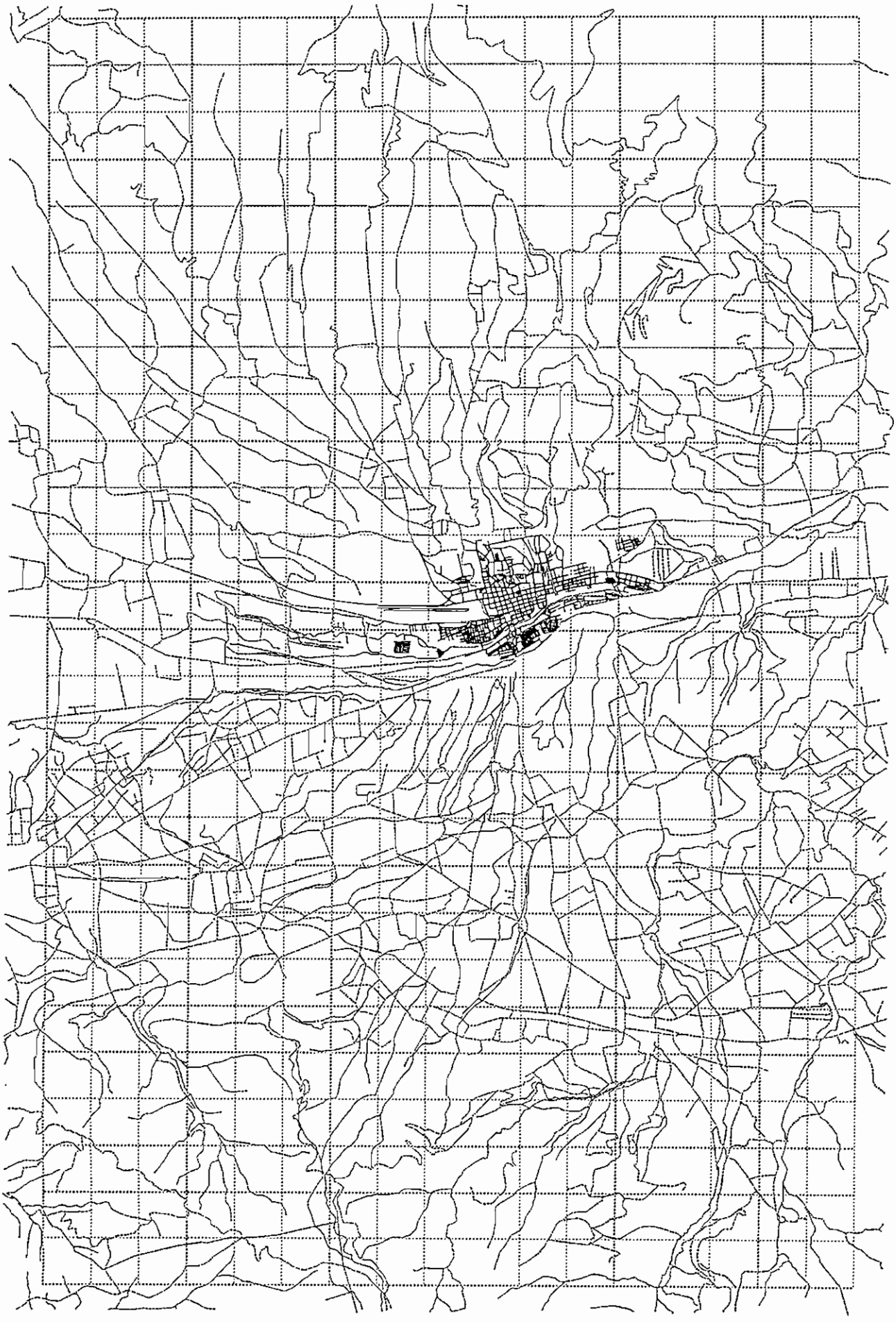
7 Proyecto de regulación de la CALIDAD DE SERVICIO DE DISTRIBUCION, Of. Circ. No, DE-00-1171, CONELEC, 6 de septiembre del 2000.

8 Understanding Power Quality Problems: voltaje sags and interruptions, Math. H. J. Bollen. New York, 2000.

Anexo 2.1

ÁREA DE CONCESIÓN ELEPCO S.A.


S/E VICENTINA
NORTE
SIGCHOS
PASTOCALLE
ISINLIVI
TOACAZO
S/E LASSO
S/E HULALO
TANICUCHI
LA AVELINA
CHUGCHILAN
GUAYTACAMA
SAQUISILI
JOSE GUANGO
GUANGAJE
ALAQUEZ
POALO
DMCC DE NOVIEMBRE
LA VICTORIA
CENTRAL ILLUCHI 1
S/E SAN RAFAEL
CENTRAL ILLUCHI 2
S/E EL CALVARIO
PUJILI
BELISARIO QUEVEDO
69 kV
138 kV
MULLIQUINDIL
S/E SALCEDO
SALCEDO
CUSUBAMBA
PANZALEO
MULALILLO
PATAIN
A. J. HOLGUIN
PUCARA
TUNGURAHUA
EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.
DIRECCION DE PLANIFICACION
SISTEMA DE SUBTRANSMISION
PROV. COTOPAXI
ELEPCO S.A.



Anexo 2.2

CENTRALES DE GENERACION

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S. A.

MAROUEZ DE MAENZA 5-44 y QUIJANO y ORDOÑEZ — LATACUNGA - ECUADOR

TELF: 812630 - 812640 - 812650 - 812660 - 812700 — Fax: 813-823.

CENTRALES DE GENERACION

CENTRAL : Illuchi 1 — TIPO DE GENERACION : Hidráulica

UBICACIÓN GEOGRÁFICA : Juan Montalvo-Pusuchusi Alto (Latac.) — ALTURA DE MONTAJE (m.s.n.m.) : 3370

JEFE DE PLANTA / PERSONA ENCARGADA : */ Ing. Hernán Iturralde

	GRUPO No.	1	2	3	4
GENERADOR	Marca	S.A. Brown Boveri	S.A. Brown Boveri	S.A. Brown Boveri	S.A. Brown Boveri
	Número de serie	B-566113-WAS46d	B-566113-WAS46d	B-60661-WA58f	B-64709-WA58f
	Año de fábricación	1950	1950	1954	1960
	Año de puesta en servicio	1951	1951	1960	1960
	Configuración de Conexión	Y Aislado	Y Aislado	Y Aislado	Y Aislado
	Potencia nominal (kVA)	872	872	1750	1750
	Potencia efectiva actual (kW)	600	600	1400	1400
	Voltaje (V)	2400	2400	2400	2400
	Factor de potencia (Fp)	0.8	0.8	0.8	0.8
	Capacidad (A)	210	210	420	420
	Frecuencia (Hz)	60	60	60	60
	Velocidad (RPM)	1200	1200	900	900
	Velocidad de embalamiento (RPM)	2200	2200	1620	1620
	Voltaje de excitación (V)	35	35	58	58
	Corriente de excitación (A)	235	235	224	224
	Impedancia transitoria, eje directo Xd'	20%	20%	20%	20%
	Impedancia de secuencia cero Xo	15%	15%	15%	15%
	Masa rotor / total (Kg)				
TURBINA	Tipo	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton
	Marca	Teodoro Bell-Kriens	Teodoro Bell-Kriens	Teodoro Bell-Kriens	Teodoro Bell-Kriens
	Número de serie	1833	1834	1888	1954
	Año de fábricación	1950	1950	1954	1950
	Año de puesta en servicio	1951	1951	1960	1960
	Potencia nominal (HP)	1000 Kp	1000 Kp	1470 Kp	2000 CV
	Velocidad (RPM)	1200/2200	1200/2200	900/1620	900/1620
	Caída (m)	290	290	290	290
	Caudal (m^3/s)	0.305	0.305	0.6	0.6
	Potencia máx. sobrecarga/hora (HP)				
	Potencia efectiva (HP)				
	Masa rotor / total (Kg)				
EXCITATRIZ	Tipo	GF 124a	GF 124a	GF 134	GF 134a
	Marca	Teodoro Bell	Teodoro Bell	Teodoro Bell	Teodoro Bell
	Número de serie	A 750147	A 750148	A050005	A409804
	Año de fábricación	1950	1950	1954	1960
	Año de puesta en servicio	1951	1951	1960	1960
	Potencia nominal (kW)	9.2	9.2	15.8	15.8
	Corriente de excitación (A)	205	205	264	264
	Voltaje de excitación (V)	45	45	60	60
	Velocidad (RPM)	1200/2200	1200/2200	900/1620	900/1620
	Masa rotor / total (Kg)				

DETALLES GENERALES

Potencia Total Instalada : 5.24 MVA — Capacidad de Ampliación :

Energía Generada - Año : 17,522 MWh-año — Día Típico :

Período de máx. Caudal : Mayo - Agosto — Período de mín. Caudal : Octubre - Abril

Estado de la Central : Bueno — Número de Fallas :

Tipo y Período de Mantenimiento : Electromecánico . Puesta a tierra : Aislado

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S. A.

MARQUEZ DE MAENZA 5-44 y QUIJANO y ORDOÑEZ — LATACUNGA - ECUADOR

TELF: 812830 - 812640 - 812650 - 812660 - 812700 — Fax: 813-823.

CENTRALES DE GENERACION

CENTRAL : Illuchi II — TIPO DE GENERACION : Hidráulica

UBICACIÓN GEOGRÁFICA : Saragosin (Latacunga) — ALTURA DE MONTAJE (m.s.n.m.) : 3130

JEFE DE PLANTA / PERSONA ENCARGADA : */ Ing. Hernán Iturralde

	GRUPO No.		1	2	3	4
GENERADOR	Marca		S.A. Brown Boveri	S.A. Brown Boveri		
	Número de serie		HM250022	HM250023		
	Año de fábricación					
	Año de puesta en servicio		1979	1979		
	Configuración de Conexión		Y+Z (R=65ohms)	Y+Z (R=65ohms)		
	Potencia nominal	(kVA)	3250	3250		
	Potencia efectiva actual	(kW)	2100	2100		
	Voltaje	(V)	2400	2400		
	Factor de potencia	(Fp)	0.8	0.8		
	Capacidad	(A)	781.8	781.8		
	Frecuencia	(Hz)	60	60		
	Velocidad	(RPM)	720	720		
	Velocidad de embalamiento	(RPM)	1274	1274		
	Voltaje de excitación	(V)	80	80		
	Corriente de excitación	(A)	345	345		
	Impedancia transitoria, eje directo Xd'		20%	20%		
	Impedancia de secuencia cero Xo		15%	15%		
	Masa rotor / total	(Kg)				
TURBINA	Tipo		Pelton	Pelton		
	Marca		Teodoro Bell	Teodoro Bell		
	Número de serie		2080	2081		
	Año de fábricación					
	Año de puesta en servicio		1979	1979		
	Potencia nominal	(HP)	2675 kW	2675 kW		
	Velocidad	(RPM)	720/1320	720/1320		
	Caída	(m)	327	348		
	Caudal	(m^3/s)	0.95	0.95		
	Potencia máx. sobrecarga/hora	(HP)				
	Potencia efectiva	(HP)				
	Masa	(Kg)				
EXCITATRIZ	Tipo		WFSb5610a	WFSb5610a		
	Marca		S.A. Brown Boveri	S.A. Brown Boveri		
	Número de serie		HM 265113	HM 265114		
	Año de fábricación					
	Año de puesta en servicio		1979	1979		
	Potencia nominal	(kW)	32/45	32/45		
	Corriente de excitación	(A)	375/450	375/450		
	Voltaje de excitación	(V)	85/100	85/100		
	Velocidad	(RPM)	720	720		
	Masa rotor / total	(Kg)	2607715	2607715		
	Ve(V) ; Ie(A)		105/134 ; 11/14.1	105/134 ; 11/14.1		

DETALLES GENERALES

Potencia Total Instalada : 6.50 MVA — Capacidad de Ampliación :

Energía Generada - Año : 22,042 MWh-año — Día Típico :

Período de máx. Caudal : Mayo - Agosto — Período de mín. Caudal : Octubre - Abril

Estado de la Central : Bueno — Número de Fallas :

Tipo y Período de Mantenimiento : Electromecánico . Puesta a Tierra : Z=65 ohms.

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S. A.

MAROUEZ DE MAENZA 5-44 y OUIJANO y ORDOÑEZ
TELF: 812630 - 812640 - 812650 - 812660 - 812700

LATACUNGA - ECUADOR
Fax: 813-823.

CENTRALES DE GENERACION

CENTRAL : El Estado

TIPO DE GENERACION : Hidráulica

UBICACIÓN GEOGRÁFICA : El Guango (La Maná)

ALTURA DE MONTAJE (m.s.n.m.) : 400

JEFE DE PLANTA / PERSONA ENCARGADA : Ing. Marcelo Tapia

	GRUPO No.		1	2	3	4
GENERADOR	Marca		HANG ZHOU	HANG ZHOU		
	Número de serie		8625-3	8625-4		
	Año de fábricación		1981	1981		
	Año de puesta en servicio		1986	1986		
	Configuración de Conexión		Y a Tierra	Y a Tierra		
	Potencia nominal	(kVA)	1062.5	1062.5		
	Potencia efectiva actual	(kW)	800	800		
	Voltaje	(V)	4160	4160		
	Factor de potencia	(Fp)	0.8	0.8		
	Capacidad	(A)	14705	14705		
	Frecuencia	(Hz)	60	60		
	Velocidad	(RPM)	1200	1200		
	Velocidad de embalamiento	(RPM)	1830	1830		
	Voltaje de excitación	(V)	53.4	53.4		
	Corriente de excitación	(A)	161.7	161.7		
	Impedancia transitoria, eje directo Xd'		20%	20%		
	Impedancia de secuencia cero Xo		15%	15%		
	Masa rotor / total	(Kg)	6150	6150		
TURBINA	Tipo		Francis	Francis		
	Marca		HANG ZHOU	HANG ZHOU		
	Número de serie		8625-3	8625-4		
	Año de fábricación		80	80		
	Año de puesta en servicio		86	86		
	Potencia nominal	(HP)	900 kW	900 kW		
	Potencia efectiva	(HP)				
	Potencia máx. sobrecarga/hora	(HP)				
	Velocidad	(RPM)	1200/1830	1200/1830		
	Caída	(m)	110	110		
	Caudal	(m^3/s)	1	1		
	Masa rotor / total	(Kg)				
EXCITATRIZ	Tipo		TFY20.4-6/327	TFY20.4-6/327		
	Marca		HANG ZHOU	HANG ZHOU		
	Número de serie		8825-3	8825-4		
	Año de fábricación					
	Año de puesta en servicio		86	86		
	Potencia nominal	(kW)	0.4	0.4		
	Corriente de excitación	(A)	1.3	1.3		
	Voltaje de excitación	(V)	220	220		
	Velocidad	(RPM)	1200/1830	1200/1830		
	Masa rotor / total	(Kg)	120	120		

DETALLES GENERALES

Potencia Total Instalada : 2.13 MVA
Capacidad de Ampliación :
Energía Generada - Año : 7,343 MWh-año
Día Típico :
Período de máx. Caudal : Octubre - Marzo
Período de mín. Caudal : Abril - Octubre
Estado de la Central : Bueno
Número de Fallas :
Tipo y Período de Mantenimiento : Electromecánico . Puesta a Tierra : Solido

Archivo : Cent-Gen

Hoja Trabj. : El Estado

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S. A.

MARQUEZ DE MAENZA 5-44 y QUIJANO y ORDOÑEZ
TELF: 812630 - 812640 - 812650 - 812660 - 812700

LATACUNGA - ECUADOR
Fax: 813-823.

CENTRALES DE GENERACION

CENTRAL : Quinsaloma **TIPO DE GENERACION :** Hidráulica

UBICACIÓN GEOGRÁFICA : Catazacón (Pangua) **ALTURA DE MONTAJE (m.s.n.m.) :** 200

JEFE DE PLANTA / PERSONA ENCARGADA : Ing. Marcelo Tapia

	GRUPO No.	1	2	3	4
GENERADOR	Marca				
	Número de serie	8624-1	8624-2		
	Año de fábricación	04/86	04/86		
	Año de puesta en servicio	91	91		
	Configuración de Conexión	Y	Y		
	Potencia nominal (kVA)	500	500		
	Potencia efectiva actual (kW)	390	390		
	Voltaje (V)	440	440		
	Factor de potencia (Fp)	0,8	0,8		
	Capacidad (A)	656,1	656,1		
	Frecuencia (Hz)	60	60		
	Velocidad (RPM)	720	720		
	Velocidad de embalamiento (RPM)	1440	1440		
	Voltaje de excitación (V)	30	30		
	Corriente de excitación (A)	242	242		
	Impedancia transitoria, eje directo Xd'				
	Impedancia de secuencia cero Xo				
	Masa rotor / total (Kg)	4650	4650		
TURBINA	Tipo	Francis	Francis		
	Marca				
	Número de serie	8624-1	8624-2		
	Año de fábricación	04/86	04/86		
	Año de puesta en servicio	91	91		
	Potencia nominal	430 kW	430 kW		
	Velocidad (RPM)	720/1440	720/1440		
	Caída (m)	40	40		
	Caudal (m^3/s)	1,25	1,25		
	Potencia máx. sobrecarga/hora (HP)				
	Potencia efectiva (HP)				
	Masa rotor / total (Kg)				
EXCITATRIZ	Tipo				
	Marca				
	Número de serie				
	Año de fábricación				
	Año de puesta en servicio				
	Potencia nominal (kW)				
	Corriente de excitación (A)				
	Voltaje de excitación (V)				
	Velocidad (RPM)				
	Masa rotor / total (Kg)				

DETALLES GENERALES

Potencia Total Instalada :	1.00 MVA	Capacidad de Ampliación :	
Energía Generada - Año :	2,656 MWh-año	Día Típico :	
Período de máx. Caudal :	Octubre - Marzo	Período de mín. Caudal :	Abril - Octubre
Estado de la Central :	Bueno	Número de Fallas :	
Tipo y Período de Mantenimiento :	Electromecánico	Puesta a Tierra :	

Archivo : Cent-Gen Hoja Trabj. : Quinsaloma

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S. A.

MARQUEZ DE MAENZA 5-44 y QUIJANO y ORDOÑEZ
TELF: 812630 - 812640 - 812650 - 812660 - 812700

LATACUNGA - ECUADOR
Fax: 813-823.

CENTRALES DE GENERACION

CENTRAL : Angamarca

TIPO DE GENERACION : Hidraúlica

UBICACIÓN GEOGRÁFICA : El Shuyo (Zumbahua-Pujili)

ALTURA DE MONTAJE (m.s.n.m.) :

JEFE DE PLANTA / PERSONA ENCARGADA : Ing. Marcelo Tapia

	GRUPO No.		1	2	3	4
GENERADOR	Marca					
	Número de serie					
	Año de fábricación		88	88		
	Año de puesta en servicio		94	94		
	Configuración de Conexión		Y a tierra	Y a tierra		
	Potencia nominal	(kVA)	187.5	187.5		
	Potencia efectiva actual	(kW)				
	Voltaje	(V)	4.16	4.16		
	Factor de potencia	(Fp)	0.8	0.8		
	Capacidad	(A)				
	Frecuencia	(Hz)				
	Velocidad	(RPM)				
	Velocidad de embalamiento	(RPM)				
	Voltaje de excitación	(V)				
	Corriente de excitación	(A)				
	Impedancia transitoria, eje directo Xd'					
	Impedancia de secuencia cero Xo					
	Masa rotor / total	(Kg)				
TURBINA	Tipo		Francis	Francis		
	Marca					
	Número de serie					
	Año de fábricación		88	88		
	Año de puesta en servicio		94	94		
	Potencia nominal	(HP)				
	Velocidad	(RPM)				
	Caída	(m)	46.7	46.7		
	Caudal	(m^3/s)	0.41	0.41		
	Potencia máx. sobrecarga/hora	(HP)				
	Potencia efectiva	(HP)				
	Masa rotor / total	(Kg)				
EXCITATRIZ	Tipo					
	Marca					
	Número de serie					
	Año de fábricación					
	Año de puesta en servicio					
	Potencia nominal	(kW)				
	Corriente de excitación	(A)				
	Voltaje de excitación	(V)				
	Velocidad	(RPM)				
	Masa rotor / total	(Kg)				

DETALLES GENERALES

Potencia Total Instalada : 0.38 MVA
Capacidad de Ampliación :
Energía Generada - Año : 376 MWh-año
Día Típico :
Período de máx. Caudal :
Período de mín. Caudal :
Estado de la Central : Bueno
Número de Fallas :
Tipo y Período de Mantenimiento : Electromecánico . Puesta a Tierra : Solido

Archivo : Cent-Gen

Hoja Trabj. : Angamarca

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S.A.

MARQUEZ DE MAENZA 5-44 y QUIJANO y ORDOÑEZ — LATACUNGA - ECUADOR

TELF: 812630 - 812640 - 812650 - 812660 - 812700 — Fax: 813-823.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Subestaciones de Elevación

Subestación		Illuchi I			Illuchi II	El Estado	Catazacon	Angamarca
Transformador No.		1	2	3	1	1	1	1
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Brown Boveri	IEC			
No. Serie		89424	122051	601506		86-49-428	86-50-429	
Año de puesta en servicio		1950	1954	1960	1987	1986	1986	
Modelo								
Tipo		TFK Cu	TFK Cu	TFK Cu			5-100 /15 TH	
Norma								
Enfriamiento						ONAN		
Nivel Básico	Alto Voltaje					LI 105AC 45	LI 60	
de Impulso	Bajo Voltaje					LI 60AC 25		
Aceite								
Grupo de Conexión		Dy	Dy	Dy	Yd5 *	Yn d11	Yn d11	
Temperatura	Aceite							
(° C)	Devanados							
Peso	Aceite					1,660 Kg		
	Núcleo y Bobina						3,965 Kg	
	Tanque y Accesorios							
Frecuencia		60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
No. Fases		3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø
Factor de Potencia		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Potencia Nominal (MVA)		1.75 MVA	1.75 MVA	1.75 MVA	6.50 MVA	2.50 MVA	1.00 MVA	0.30 MVA
Voltaje	Alta	22.0 kV	22.0 kV	22.0 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	
Nominal	Baja	2.4 kV	2.4 kV	2.4 kV	2.4 kV	4.16 kV	0.44 kV	
Tap (%)		+/- 2x2,5 %	+/- 2x2,5 %	+/- 2x2,5 %	+/- 2x2,5 %	+/- 2x2,5 %	+/- 2x2,5 %	
Imp. Sec. Cero Xo. (Base 100MVA)		382.86%	388.57%	388.57%	129.69%	258.40%	590.00%	
Impedancia Zc. (Base 100MVA)		382.86%	388.57%	388.57%	129.69%	258.40%	590.00%	
Posición Actual de Tap		1	1	1	1	1	1	
Impedancia (%)	Tap 1							
	Tap 3	6.70%	6.80%	6.80%	8.43%	6.46%	5.9%	
	Tap 5							

NOTAS :

* La configuración de conexión en este transformador es Y a tierra en alta

Archivo : Cent-Gen

Hoja Trabj. : TrafPotCent

Anexo 2.3

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S.A.

MARQUEZ DE MAENZA Y Q. DE ORDOÑEZ — LATACUNGA - ECUADOR

TELF: 800030 - 800033 - 801406 - 810221 - 812794 — Fax: 813-823

DATOS DE SUBESTACIONES

Subestación	Ubicación	Cant. Traf.	Capacidad Instalada (MVA)	Voltaje Alta (kV)	Voltaje Baja (kV)	Cap. Ampliac. (MVA)	Impedancia Equivalente Zcc (%)	Impedancia Equivalente X (%)	Carga Instalada (MVA)	Dem. Actual Prom. (MW)	Dem. Actual Máxima (MW)	Dem. Actual Máxima (MVAr)	fp	fc	fpérd.	Tap Actual Transf	S/E Tipo	Cantidad Alimnts. Entra	Cantidad Alimnts. Sale	Altura Montaje m.s.n.m.	Número Promedio Fallas	Día Típico	OBSERVACIONES
S/E DISTRIBUCION			74.25 / 65.95																				
Salcedo	Salcedo	1	5	69	13.8		6.87%	137.40%	15.7335	1.6644	3	0.7	0.97	0.55	0.3317	3	Distribución	1	4	2,640			Interc. al S. N. I. (69kV)
San Rafaél	Latacunga	1	10 / 13	69	13.8		6.87%	68.70%	29.426	6.8862	9.915	0.2	1.00	0.69	0.4935	4	Distribución	1	3	2,860			Interc. a S/E Salcedo
El Calvario	Latacunga	1	4 / 5.2	22	13.8		5.81%	220.25%	6.849	2.3354	3	1.3	0.92	0.78	0.6222	1	Distribución	1	2	2,878			Interc. a Central Illuchi 2
		3	1.75	13.8	6.3		2.10%	121.90%	4.8205	1.5573	2.64	0.1	1.00	0.59	0.3947	3		1	3				Interc. C. Illuchi 1 y S/E S Rafael
La Cocha	Latacunga	1	10 / 12.5	69	13.8		6.44%	64.40%	8.637	1.6188	2.3	0.2	1.00	0.7	0.5165	3	Distribución	1	5	2,800			Interc. a Derivación Laigua
Mulaló	Latacunga	1	10 / 12.5	69	13.8		7.50%	60.00%	20.9587	4.1294	4.8	0.40	1.00	0.86	0.7449	3	Distribución	1	5	2,940			Interc. a S/E S. Rafael
		1 *	40 / 66.7	138	69												Subtrans.	1	-				Interc. al S. N. I. (138 kV)
Lasso	Latacunga	1	10 / 12.5	69	13.8		7.70%	61.60%	19.616	4.95	6.4	2	0.95	0.77	0.6136	3	Distribución	1	5	3,020			Interc. a S/E Mulaló
		1	20	69	13.8											3	Distribución	1	5				Interc. a S/E Mulaló
Sigchos	Sigchos			69	13.8	5	0.00%	0.00%									Distribución	1	-				Interc. a S/E Lasso
S/E ELEVACION			13.05																				
Central Illuchi I	Latacunga	3	1.75	22	2.4		2.27%	129.53%								1	Elevación	-	1	3,370			Interc. a S/E El Calvario (13,8 kV)
Central Illuchi II	Latacunga	1	6.5	13.8	2.4		8.43%	129.69%								1	Elevación	-	1	3,130			Interc. a S/E El Calvario (22,0 kV)
C. El Estado	Pujilí	1	2.5	13.8	2.4		6.46%	258.40%	1.565							1	Elevación	-	1	400			Interc. a S/E San Rafael (13,8 kV)
C. Catazacón	Pangua	1	1						1.744							1	Elevación	-	1	200			Sistm. Aislado
C. Angamarca	Pujilí	1	0.3						0.425							1	Elevación	-	1				Sistm. Aislado
TOTAL		18	87.30 / 79.00			5			109.9747	23.141	32.05	4.9	0.99	0.72				10	37				

NOTAS : * Subestación que no pertenece a ELEPCO S.A. No está contabilizada en la capacidad instalada de la empresa.

Archivo : Subest

Hoja de Trabj. : Subestaciones

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S.A.

MARQUEZ DE MAENZA Y O. DE ORDOÑEZ
TELF: 800030 - 800033 - 801406 - 810221 - 812794

LATACUNGA - ECUADOR
Fax: 813-823

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Subestaciones de Distribución

Subestación		El Calvario				San Rafaél	Salcedo	Mulaló		Lasso		La Cocha	Sigchos
Código No.		EC22TF-1	EC22TF-2	EC22TF-3	EC22TF-4	SA69TF-1	SA69TF-1	MU69TF-1	TE13TF-0	LA69TF-1	LN69TF-2	LC69TF-1	SI69TF-1
Marca		Brown Bovery	Brown Bovery	Brown Bovery	Federal P	Federal P	Mitsubishi	Mitsubishi		Mitsubishi	Pauwels	Pan Pawels	
No. Serie		B - 122052	B - 89423	B - 601507	63988	8771790101	8771740101~4	8771700101		88176001-3	97.2.4217	93-2-4016	
Año de puesta en servicio		1954	1950	1960	1974	1974	1988	1988		1990	1998	1994/96	
Modelo						CR	CR	CRB		CR B			
Tipo		TFK Cu	TFK Cu	TFK Cu		GIS	GIS	GIS Common Base		NUCLEO			
Norma						ANSI-C57.12	ANSI-C57.12	ANSI-C57.12		ANSI-C57.12	IEC 76	IEC 76	
Enfriamiento		OA	OA	OA	ONAN / ONAF	OA/FA	OA	OA/FA		OA / FA	ONAN/ONAF	ONAN / ONAF	
Nivel Básico	Alto Voltaje				150 kV	350 kV	350 kV	350 kV		350 kV	350 kV	350 kV	
de Impulso	Bajo Voltaje				110 kV	110 kV	110 kV	110 kV		110 kV	125 kV	125 kV	
Aceite					3,518 lt	3,000 lt	3,200 lt	5,200 lt		5,200 lt			
Grupo de Conexión		Yy$_o$	Yy$_o$	Yy$_o$	Dy a T	Dy1	Dy1	Dy1		Dy1	Dyn1	Dyn1	
Temperatura	Aceite				55 °C	60 °C	60 °C	60 °C		60 °C	55 °C	55 °C	
(° C)	Devanados					65 °C	65 °C	65 °C		65 °C	55 °C	55 °C	
Peso	Aceite				3,013 Kg	2,700 Kg	2,900 Kg	4,700 Kg		4,700 Kg	5,534 Kg	5,300 Kg	
	Núcleo y Bobina				4,818 Kg	3,700 Kg	5,700 Kg	10,500 Kg		10,500 Kg	11,975 Kg	5,100 Kg	
	Tanque y Accesorios				4,818 Kg	3,200 Kg	4,400 Kg	5,500 Kg		5,500 Kg	6,260 Kg	10,400 Kg	
Frecuencia		60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	
No. Fases		3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	
Factor de Potencia		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8		0.8	0.8	0.8	
Potencia Nominal (MVA)		1.75 MVA	1.75 MVA	1.75 MVA	4/5,2	10/13 MVA	5.0 MVA	10/12,5 MVA	50/63 MVA	10/12,5 MVA	20.0 MVA	12.5 MVA	
Voltaje	Alta	23.0 kV	23.0 kV	23.0 kV	23.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	138.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	
Nominal	Baja	6.3 kV	6.3 kV	6.3 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	69.0 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	
Tap (%)		+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%		+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	
Imp. Sec. Cero Xo. (Base 100MVA)		365.71%	365.71%	365.71%	145.25%	68.70%	137.40%	60.56%		61.60%	22.25%	51.52%	
Impedancia Zc.	R	33.60%	33.60%	33.60%	11.90%	4.26%	11.85%	4.21%		4.23%		4.25%	
(Base 100MVA)	j X	365.71%	365.71%	365.71%	145.25%	68.70%	137.40%	60.56%		61.60%	22.25%	51.52%	
Posición Actual de Tap		1	1	1	3	4	3	3		3	3	3	
Impedancia (%)	Tap 1										4.31%	6.59%	
Base	Tap 3	6.40%	6.40%	6.40%	5.81%	6.87%	6.87%	7.57%		7.70%	4.45%	6.44%	
Propia	Tap 5										7.32%	6.69%	

N O T A S : El valor resistivo (R) de la impedancia Zc se considera de otros transformadores de similares características, y es utilizado para determinar las pérdidas de potencia en la simulación de flujos de carga. No es un dato da placa.

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S

AV. AMAZONAS s/n Y PIO JARAMILLO ALVARADO CASILLA: 239 LATACUNGA - ECUADOR
TELF: 800030 - 800033 - 801406 - 810221 - 812794 Fax: 802-705

DATOS DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

LINEA	VOLTAJ	ONGITU	CONDUCTOR		IMPEDANCIA						LINE	CAPAC.	CABLE DE	ESTRUCT.	AISLADORES		FECHA
					SECUENCIA POSITIVA			SECUENCIA CERO									
	(kV)		CALIBRE	TIPO	R	X	B	Ro	Xo	Bo	CHARG	MVA	GUARDIA	TIPO	CANT.	TIPO	OPER.
AMBATO - SALCEDO	69	28.00	300 MCM	ACSR-26/6	12.50	26.44	0.24289	22.95	102.91	0.000008	0.206	58.56	Acero 5/16"	S 1 G		ANSI 52-3	1977
SALCEDO - SAN RAFAEL	69	7.00	300 MCM	ACSR-26/7	3.13	6.61	0.06072	5.74	25.73	0.000002	0.052	58.56	Acero 5/16"	S 1 G		ANSI 52-3	1977
SAN RAFAEL - EL CALVARIO	13.8	2.00	3/0 AWG	ACSR-6/1	47.19	52.86	0.00074	65.85	204.38	0.000015	0.001	7.14	Acero 5/16"	S 1 G		ANSI 52-3	1977
SAN RAFAEL - PUJILI	13.8	12.00	3/0 AWG	ACSR-6/1	231.84	301.82	0.00451	343.84	1,238.15	0.000090	0.006	8.13	Acero 5/16"	C P		ANSI 52-3	1972
PUJILI - ZUMBAHUA	13.8	31.00	3/0 AWG	ACSR-6/1	731.45	819.28	0.01141	1,020.63	3,167.90	0.000233	0.015	7.17	-	C P			1996
ZUMBAHUA - APAHUA	13.8	5.00	3/0 AWG	ACSR-6/1	117.98	132.14	0.00184	164.62	510.95	0.000038	0.003	7.17	-	C P			1991
APAHUA - PILALO	13.8	12.00	3/0 AWG	ACSR-6/1	283.14	317.14	0.00441	395.08	1,226.28	0.000090	0.006	7.17	-	C P			1991
PILALO - LA ESPERANZA	13.8	8.70	3/0 AWG	ACSR-6/1	205.28	229.93	0.00320	286.44	889.05	0.000065	0.004	7.17	-	C P			1991
LA ESPERANZA - EL ESTADO	13.8	3.40	3/0 AWG	ACSR-6/1	80.22	89.86	0.00125	111.94	347.45	0.000026	0.002	7.17	-	C P			1991
EL ESTADO - PUEMBO	13.8	21.20	3/0 AWG	ACSR-6/1	500.22	560.28	0.00780	697.98	2,166.43	0.000160	0.011	7.17	-	C P			1991
ILLUCHI I - EL CALVARIO	22	9.00	2 AWG	Cu	109.33	88.16	0.00765	142.36	356.45	0.000028	0.008	8.76	Acero 5/16"	C P		ANSI 52-3	1950
ILLUCHI II - EL CALVARIO	13.8	7.65	477 MCM	ACSR-26/7	53.93	101.07	0.00173	125.29	680.64	0.000070	0.004	16.01	Acero 5/16"	C P		ANSI 52-3	1989
SAN RAFAEL - DERIV. LAIGUA	69	9.00	266,8 MCM	ACSR-26/7	4.52	8.58	0.07730	7.88	33.16	0.000003	0.072	54.98	Acero 5/16"	S 1 G		ANSI 52-3	1996
DERIV. LAIGUA - LA COCHA	69	6.00	266,8 MCM	ACSR-26/7	3.02	5.72	0.05153	5.25	22.11	0.000002	0.048	54.98	Acero 5/16"	S 1 G	627	ANSI 52-3	1996
DERIV. LAIGUA - MULALO	69	9.00	266,8 MCM	ACSR-26/7	4.52	8.58	0.07730	7.88	33.16	0.000003	0.072	54.98	Acero 5/16"	S 1 G		ANSI 52-3	1991
MULALO - LASSO	69	6.50	266,8 MCM	ACSR-26/7	3.27	6.20	0.05583	5.69	23.95	0.000002	0.052	54.98	Acero 5/16"	S 1 G		ANSI 52-3	1991
LASSO - SIGCHOS	69	33.87	266,8 MCM	ACSR-26/7	16.89	32.03	0.28859	29.42	123.80	0.000010	0.27096	54.98	Acero 5/16"	S 1 G	2864	ANSI 52-3	1998

Anexo 2.4

LINEAS SE SUBTRANSMISION

EMPRESA ELECTRICA PROVICIAL COTOPAXI S.A.

MARQUEZ DE MAENZA Y Q. DE ORDOÑEZ
TELF: 800030 - 800033 - 801406 - 810221 - 812794

LATACUNGA - ECUADOR
Fax: 813-823

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Subestaciones de Distribución

Subestación		El Calvario				San Rafaél	Salcedo	Mulaló		Lasso		La Cocha	Sigchos
Código No.		EC22TF-1	EC22TF-2	EC22TF-3	EC22TF-4	SA69TF-1	SA69TF-1	MU69TF-1	TE13TF-0	LA69TF-1	LN69TF-2	LC69TF-1	SI69TF-1
Marca		Brown Bovery	Brown Bovery	Brown Bovery	Federal P	Federal P	Mitsubishi	Mitsubishi		Mitsubishi	Pauwels	Pan Pawels	
No. Serie		B - 122052	B - 89423	B - 601507	63988	8771790101	8771740101~4	8771700101		88176001-3	97.2.4217	93-2-4016	
Año de puesta en servicio		1954	1950	1960	1974	1974	1988	1988		1990	1998	1994/96	
Modelo						CR	CR	CRB		CR B			
Tipo		TFK Cu	TFK Cu	TFK Cu		GIS	GIS	GIS Common Base		NUCLEO			
Norma						ANSI-C57.12	ANSI-C57.12	ANSI-C57.12		ANSI-C57.12	IEC 76	IEC 76	
Enfriamiento		OA	OA	OA	ONAN / ONAF	OA/FA	OA	OA/FA		OA / FA	ONAN/ONAF	ONAN / ONAF	
Nivel Básico de Impulso	Alto Voltaje				150 kV	350 kV	350 kV	350 kV		350 kV	350 kV	350 kV	
	Bajo Voltaje				110 kV	110 kV	110 kV	110 kV		110 kV	125 kV	125 kV	
Aceite					3,518 lt	3,000 lt	3,200 lt	5,200 lt		5,200 lt			
Grupo de Conexión		Yy_o	Yy_o	Yy_o	Dy a T	Dy1	Dy1	Dy1		Dy1	Dyn1	Dyn1	
Temperatura (° C)	Aceite				55 °C	60 °C	60 °C	60 °C		60 °C	55 °C	55 °C	
	Devanados					65 °C	65 °C	65 °C		65 °C	55 °C	55 °C	
Peso	Aceite				3,013 Kg	2,700 Kg	2,900 Kg	4,700 Kg		4,700 Kg	5,534 Kg	5,300 Kg	
	Núcleo y Bobina				4,818 Kg	3,700 Kg	5,700 Kg	10,500 Kg		10,500 Kg	11,975 Kg	5,100 Kg	
	Tanque y Accesorios				4,818 Kg	3,200 Kg	4,400 Kg	5,500 Kg		5,500 Kg	6,260 Kg	10,400 Kg	
Frecuencia		60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	
No. Fases		3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	3 ø	
Factor de Potencia		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8		0.8	0.8	0.8	
Potencia Nominal (MVA)		1.75 MVA	1.75 MVA	1.75 MVA	4/5,2	10/13 MVA	5.0 MVA	10/12,5 MVA	50/63 MVA	10/12,5 MVA	20.0 MVA	12.5 MVA	
Voltaje Nominal	Alta	23.0 kV	23.0 kV	23.0 kV	23.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	138.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	69.0 kV	
	Baja	6.3 kV	6.3 kV	6.3 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	69.0 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	
Tap (%)		+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%		+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	+/- 2x2.5%	
Imp. Sec. Cero Xo. (Base 100MVA)		365.71%	365.71%	365.71%	145.25%	68.70%	137.40%	60.56%		61.60%	22.25%	51.52%	
Impedancia Zc. (Base 100MVA)	R	33.60%	33.60%	33.60%	11.90%	4.26%	11.85%	4.21%		4.23%		4.25%	
	jX	365.71%	365.71%	365.71%	145.25%	68.70%	137.40%	60.56%		61.60%	22.25%	51.52%	
Posición Actual de Tap		1	1	1	3	4	3	3		3	3	3	
Impedancia (%) Base Propia	Tap 1										4.31%	6.59%	
	Tap 3	6.40%	6.40%	6.40%	5.81%	6.87%	6.87%	7.57%		7.70%	4.45%	6.44%	
	Tap 5										7.32%	6.69%	

NOTAS : El valor resistivo (R) de la impedancia Zc se considera de otros transformadores de similares características, y es utilizado para determinar las pérdidas de potencia en la simulación de flujos de carga. No es un dato de placa.

Anexo 2.5

ALIMENTADORES PRIMARIOS

EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI

DATOS DE LINEAS DE DISTRIBUCION POR ALIMENTADORES

SUBESTACION	ALIMENTADOR	CARGA INSTALADA (kVA)	LONGITUD DE LINEA (Km)	AREA COBERTURA Km2	Densidad Lineal de carga kVA/Km	Densidad de carga kVA/Km2
SALCEDO	NORTE	10,790.2	309.79	33.38	34.83	323.23
	CENTRO	2,001.0	15.06	2.43	132.84	824.45
	SUR OCCIDENT.	4,085.1	145.40	108.06	28.10	37.81
	OCCIDENTAL	1,529.6	99.68	68.04	15.34	22.48
Sn. RAFAEL	SAQUISILI	15,562.0	198.58	114.28	78.37	136.17
	PUJILI	14,951.4	491.60	22.50	30.41	664.58
	INTERCONEXION 1	3,910.8	4.73	S/E Calv.	827.51	
EL CALVARIO	AV. SUR	1,383.4	7.60	2.12	182.09	651.71
	CENTRO SUR	2,078.8	3.54	0.98	587.79	2,128.67
	CENTRO NORTE	2,177.1	14.67	0.94	148.40	2,325.03
	INDUST. SUR	6,178.0	14.41		428.77	
	ORIENTAL	1,834.3	69.69	37.61	26.32	48.77
LA COCHA	ORIENT. RUR. LIBRE	1,389.2	85.93	53.69	16.17	25.87
	INTERCONEXION 2		2.62	S/E Calv.		
	FAE	3,778.6	8.38	FAE	450.74	
	LAT. NORTE	5,170.2	21.61	4.24	239.22	1,219.10
MULALO	IND. LASSO	4,993.0	11.13	5.45	448.44	915.62
	TANIC-ALAQUEZ	15,058.4	154.04	116.63	97.76	129.11
	AGL. COTOPAXI 3	1.4	8.65	Indust.	0.16	
	BOMBA DE AGUA	125.8	0.79	0.00	160.01	
	ACEROPAXI	4,340.2	1.44	Indust.	3,012.19	
LASSO	AGL. COTOPAXI 1	7,604.1	1.31	Indust.	5,805.17	
	SIDERCOL LAM.	4,275.8	23.45	11.21	182.36	381.26
	LASSO-CENTRO	3,491.4	28.56	18.71	122.27	186.65
	PASTOC.SIGCH.	4,067.0	357.86	438.22	11.36	9.28
	SIDERCOL FUND.	3,509.6	4.32	Indust.	811.91	
EL ESTADO	SALIDA No 1 Est	1,830.8	166.62		10.99	
CATAZACON	SALIDA No 1 Cat	2,040.2	151.33		13.48	
ANGAMARCA	SALIDA No 1 Ang	497.2	21.74		22.87	
TOTAL		**128,654.8**	**2,424.5**	**1,038.5**	**53.06**	**123.89**

Anexo 2.6

LIBROS DE REGISTROS
(Administración Actual)

REGISTRO DE RECEPCIÓN DE RECLAMOS

DIRECCIÓN TÉCNICA

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

FECHA : DIA : ..... MES : ..... AÑO :..... HOJA : ..... DE.....

RECEPCIÓN DEL RECLAMO					MOTIVO DEL RECLAMO															NOTIFICACION GRUPO MANTENIM.		EJECUCIÓN DEL ARREGLO	
No.	Hora	Nombre del Cliente	Telf. Cliente	DIRECCIÓN (Barrio, Sector, Parroquia,Calle, Intersección)	Sin Luz	Volt. Alto	Volt. Bajo	Volt. Irregular	Falla de Fases	Línea Cortocircuitada	Acometida Cortocircuit.	Línea rota	Poste Caído / Por Caer	Poste Chocado	Retiro Línea para Tala	Caída de Arbol / Ramas	Sin Alumbrado	Lámpara Encendida	Otros	Hora	Grupo	Hora	Observaciones

PRIMER TURNO : .....

SEGUNDO TURNO : .....

TERCER TURNO : .....

NOVEDADES : .....

REGISTRO DE ATENCIÓN A RECLAMOS
DIRECCIÓN TÉCNICA
MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

FECHA : DIA : .. .. MES : .. .. AÑO : .... HORARIO DE TRABAJO . DE .....A.. .. .. HOJA : ..... DE..

RECEPCION DEL RECLAMO					MOTIVO DEL RECLAMO											DAÑOS ENCONTRADOS															POSIBLES CAUSAS											ARREGLOS EFECTUADOS												
No.	Hora	Nombre del Cliente	Telf. Cliente	DIRECCIÓN (Barrio, Sector, Parroquia,Calle, Intersección)	Sin Luz	Volt. Alto	Volt. Bajo	Volt. Irregular	Falta de Fases	Línea Cortocircuitada	Acometida Cortocircuit.	Línea rota	Poste Caído / Por Caer	Poste Chocado	Retiro Línea para Tala	Caída de Arbol / Ramas	Sin Alumbrado	Lámpara Encendida	Otros	Fusible AT quemado	Fusible BT quemado	Conector Flojo	Fase arrancada	Neutro arrancado	Líneas unidas	Tensor suelto	Poste caído/por caerse	Transform. quemado/dañado	Breaker accionado	Daño Interno	Corte por mora	Acometida	Puentes Aéreos	Fotocélula Defectuosa	Relé Defectuoso	Puntos calientes	Otros	Suspensión alimentador	Transf. Sobrecargado	Red sobrecargada	Red floja	Ramas/árbol caído	Aislador roto	Choque vehículo	Cortocircuito	Descarga atmosférica	Conector flojo	Empalme en mal estado	Otros	Cambio tirafusible	Cambio fusible cuchilla	Ajuste/cambio de conector	Empalme y/o Regulado	Cambio de aislador	Cambio de bases fusibles	Sustitución de Poste	Sustitución de Tranformador	Arreglo de acometida	Otros	Hora de Energización

LIQUIDACIÓN DE MATERIALES EMPLEADOS EN MANTENIMIENTO

No.	S/E	Alimentador	Cod. Transf.	Abrazadera	Aislador	Bastidor	Cable Tensor	Conductor	Conectores			Fusible Cuchilla	Preformados		Racks	Tirafusible	Otros
									Cobre Alum.	Perno Part.	Ranuara P.		Empalme	Terminal			

GRUPO DE MANTENIMIENTO No :

PERSONAL RESPONSABLE : .....

OBS : .....

Anexo 3.1

FORMULARIO DE INTERRUPCIONES
(Aplicado en el Estudio)

ANEXO 3.1

REGISTRO DE ATENCION A RECLAMOS POR INTERRUPCIONES

FECHA: ..... HOJA: ..... DE .....

DATOS DE LA INTERRUPCION

Daño No	Hora Recep	Datos Cliente		Interrupción		Sitio Afectado	Daño Encontrado	Causa	EJECUCIÓN			OBSERVACION
		Nombre	Telef	Prog	No Prog.	Calles-Barrio-Canton			Grupo	H. Energ	Fecha	

EQUIPO DEL SISTEMA ELECTRICO AFECTADO POR LA INTERRUPCION

Daño	S/E	ALIM	DISYUNTOR	SECCIONAMIENTO				TRANSFORMADOR			ACOMETIDA						TRABAJO REALIZADO
No	No	No	No	Codigo	Tipo			Tipo	Codigo 1Transf. Cercano	KVA	Tipo	Cant	Número	Fases			
					1F	3F								A	B	C	
						A	B C										

PERSONAL RESPONSABLE:

6:00 14:00 .....
14:00 22:00 .....
22:00 06:00 .....

OBSERVACIONES GENERALES: .....
.....
.....

REVISADO POR: .....
CENTRO DE CONTROL

Anexo 3.2

CONSUMIDORES POR Kva INSTALADO

ANEXO 3.2

NUMERO DE USUARIOS PROMEDIO POR TRANSFORMADOR

ALIMENTADOR: INDUSTRIAL SUR

CAPACIDAD KVA	No DE USUARIOS													PROMEDIO
5														10
10	21	18	23	25	31	10								21
15	15	16	22											18
25	33	26	20	25	41	33	10	39	39	43				31
30	43	10	59	57	27	52								41
37.5	41	22	16	28	51	26	19	32	26					29
45	35	30	31	37	14	60	25	50	68	30	53	60		41
50	18	18	27	13	30	37	50	53	57	34	57			36
60	41	52	23	40										39
75	60	89												75
112.5	90													90

Anexo 3.3

REGISTRO DE INTERRUPCIONES
(Clasificación)

ANEXO 3.3

DATOS OBTENIDOS DEL REGISTRO DE INTERRUPCIONES

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
					KVA	horas	
1	L	I	NP	BV	50	0.500	57
2	L	I	NP	BV	50	0.617	34
3	L	I	NP	BV	25	3.417	31
4	L	I	P	MV	60	1.083	39
5	L	I	NP	BV	25	1.000	31
6	L	I	NP	BV	25	2.333	43
7	L	I	NP	MV	35	0.833	18
8	L	I	NP	MV	127.5	4.833	55
9	L	I	NP	BV	112.5	8.167	90
10	L	I	NP	MV	45	2.333	1
11	L	I	NP	BV	25	0.833	31
12	L	I	NP	BV	50	0.600	57
13	L	I	NP	MV	100	3.667	72
14	L	I	NP	BV	45	1.500	25
15	L	I	NP	BV	45	1.667	50
16	L	I	NP	BV	37.5	5.833	32
17	L	I	NP	MV	100	1.000	72
18	L	I	NP	BV	37.5	1.500	26
19	L	I	NP	BV	30	0.267	41
20	L	I	NP	BV	30	1.300	52
21	L	I	NP	MV	45	0.833	1
22	L	I	NP	BV	45	1.500	68
23	L	I	NP	BV	50	2.333	36
24	L	I	NP	BV	60	1.833	23
25	L	I	NP	BV	75	0.967	75
26	L	I	NP	BV	10	5.083	1
27	L	I	NP	BV	15	1.500	18
28	L	I	NP	BV	75	3.500	75
29	L	I	NP	BV	112.5	1.667	90
30	L	I	NP	MV	15	3.417	18
31	L	I	NP	BV	5	3.533	10
32	L	I	NP	BV	25	1.333	9
33	L	I	NP	BV	45	3.467	30
34	L	I	P	MV	45	0.300	41
35	L	I	P	MV	45	2.250	53
36	L	I	NP	BV	60	3.367	40
37	L	I	NP	MV	132.5	0.333	172
38	L	I	NP	MV	210	1.333	336
39	L	I	NP	BV	45	1.083	60
40	L	I	NP	BV	75	1.167	75
41	L	I	NP	BV	45	0.250	41
42	L	I	NP	BV	30	0.667	41

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
43	L	I	NP	BV	10	0.500	21
44	L	I	NP	BV	15	0.500	18
45	L	I	P	MV	85	0.250	88
46	L	I	NP	MV	90	1.500	119
47	L	I	NP	BV	75	1.667	1
48	L	I	NP	BV	75	0.333	75
49	L	I	NP	BV	75	0.500	75
50	L	I	NP	BV	75	1.167	1
51	L	I	NP	BV	5	1.000	10
52	L	I	NP	BV	75	1.083	75
53	L	I	NP	BV	10	4.583	21
54	L	I	NP	BV	37.5	4.167	29
55	L	I	NP	MV	75	14.333	75
56	L	I	P	MV	115	7.500	150
57	L	I	P	BV	15	1.917	18
58	L	I	NP	BV	75	0.250	75
59	L	I	NP	MV	652.5	0.683	1089
60	L	I	NP	BV	50	0.083	36
61	L	I	NP	MV	1100	1.083	1600
62	L	I	NP	BV	30	1.083	41
63	L	I	NP	BV	5	7.000	10
64	L	I	NP	MV	897.5	1.500	878
65	L	I	NP	MV	800	1.417	1600
66	L	I	NP	MV	145	4.333	131
67	L	I	NP	MV	115	2.333	124
68	L	I	P	MV	75	0.917	75
69	L	I	NP	BV	37.5	0.950	29
70	L	I	NP	BV	10	2.167	21
71	L	I	NP	BV	37.5	3.083	29
72	L	I	NP	MV	50	1.200	36
73	L	I	NP	BV	80	1.083	75
74	L	I	P	MV	10	1.500	21
75	L	I	NP	MV	75	1.267	75
76	L	I	NP	BV	10	20.500	21
77	L	I	NP	MV	75	0.583	75
78	L	I	NP	BV	50	1.500	36
79	L	I	P	MV	30	0.333	41
80	L	I	P	MV	75	8.250	75
81	L	I	NP	MV	112	2.917	90
82	L	I	NP	MV	50	4.667	62
83	L	I	NP	BV	5	2.750	10
84	L	I	NP	BV	50	27.500	36
85	L	I	NP	BV	15	5.167	18
86	L	I	NP	BV	10	1.583	21
87	L	I	P	MV	510	0.750	198
88	L	I	P	BV	75	3.583	75
89	L	I	NP	BV	15	22.500	18
90	L	I	NP	BV	15	50.083	18
91	L	I	NP	BV	15	1.917	18
92	L	I	P	BV	15	1.000	18
93	L	I	P	MV	10	0.833	21

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
94	L	I	P	BV	75	0.583	75
95	L	I	P	MV	45	1.250	41
96	L	I	NP	BV	10	1.500	21
97	L	I	NP	BV	15	2.000	18
98	L	I	NP	BV	37.5	2.500	29
99	L	I	NP	BV	10	2.833	21
100	L	I	P	MV	70	0.583	60
101	L	I	P	MV	25	6.167	31
102	L	I	P	BV	75	0.417	75
103	L	I	NP	BV	45	3.500	41
104	L	I	NP	BV	10	2.333	21
105	L	I	NP	BV	112.5	1.000	90
106	L	I	NP	MV	45	1.167	50
107	L	I	NP	BV	60	2.250	39
108	L	I	NP	BV	10	2.750	21
109	L	I	NP	BV	75	1.833	75
110	L	I	NP	BV	25	4.100	31
111	L	I	NP	BV	50	2.750	36
112	L	I	NP	BV	10	1.000	21
113	L	I	NP	BV	25	1.250	31
114	L	I	NP	BV	15	3.250	18
115	L	I	NP	BV	10	0.750	21
116	L	I	NP	BV	10	0.750	21
117	L	I	NP	BV	37.5	3.000	29
118	L	I	NP	BV	45	0.167	41
119	L	I	NP	BV	5	1.167	10
120	L	I	NP	MV	25	3.167	31
121	L	I	NP	MV	112.5	3.417	90
122	L	I	NP	MV	1025	1.917	41
123	L	I	NP	MV	600	1.917	396
124	L	I	NP	BV	112.5	1.333	90
125	L	I	NP	BV	15	19.250	18
126	L	I	NP	MV	30	18.000	63
127	L	I	NP	BV	25	5.917	31
128	L	I	NP	BV	25	6.550	31
129	L	I	P	MV	75	5.750	75
130	L	I	P	BV	75	2.667	75
131	L	I	NP	MV	80	2.667	75
132	L	I	P	MV	15	0.417	18
133	L	I	NP	BV	75	1.083	75
134	L	I	NP	BV	100	0.233	90
135	L	I	NP	MV	70	2.500	72
136	L	I	NP	BV	15	3.250	18
137	L	I	NP	BV	50	1.000	36
138	L	I	NP	BV	25	2.633	31
139	L	I	NP	BV	75	2.167	75
140	L	I	NP	BV	25	2.583	31
141	L	I	P	BV	25	2.033	31
142	L	I	NP	BV	45	1.833	41
143	L	I	NP	MV	25	3.083	31
144	L	I	NP	BV	10	6.667	21

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
145	L	I	NP	BV	10	2.550	21
146	L	I	P	MV	25	3.750	31
147	L	I	P	MV	45	1.733	41
148	L	I	P	BV	112.5	1.750	90
149	L	I	NP	MV	15	2.750	18
150	L	I	NP	MV	15	2.250	18
151	L	I	NP	BV	15	2.000	18
152	L	I	NP	MV	430	1.667	815
153	L	I	NP	BV	30	2.000	41
154	L	I	NP	BV	75	0.833	75
155	L	I	NP	BV	30	4.000	41
156	L	I	NP	BV	45	0.833	41
157	L	I	NP	BV	37.5	20.817	29
158	L	I	NP	BV	10	7.917	21
159	L	I	P	BV	45	1.117	41
160	L	I	P	MV	50	0.750	36
161	L	I	NP	BV	75	0.667	75
162	L	I	NP	BV	5	4.750	10
163	L	I	NP	BV	25	1.000	31
164	L	I	NP	BV	75	0.583	75
165	L	I	NP	MV	1567.5	6.750	1969
166	L	I	NP	MV	160	1.000	129
167	L	I	NP	BV	15	17.667	18
168	L	I	NP	BV	15	17.000	18
169	L	I	NP	BV	400	0.600	160
170	L	I	NP	BV	15	1.967	18
171	L	I	NP	BV	75	1.667	75
172	L	I	NP	BV	37.5	4.333	29
173	L	I	NP	BV	25	1.417	31
174	L	I	NP	BV	15	1.833	18
175	L	I	NP	BV	15	1.750	18
176	L	I	NP	BV	45	13.500	41
177	L	I	NP	BV	10	2.833	21
178	L	I	NP	BV	75	1.167	75
179	L	I	NP	BV	37.5	1.750	29
180	L	I	NP	BV	25	0.917	31
181	L	I	NP	BV	125	0.500	100
182	L	I	NP	BV	75	1.000	75
183	L	I	NP	BV	15	2.000	18
184	L	I	NP	BV	45	1.283	41
185	L	I	NP	MV	37.5	2.667	29
186	L	I	NP	MV	160	0.067	1
187	L	I	NP	BV	30	1.000	41
188	L	I	NP	BV	10	1.833	21
189	L	I	NP	BV	37.5	2.633	29
190	L	I	NP	BV	10	0.667	21
191	L	I	NP	BV	15	7.667	18
192	L	I	NP	BV	25	0.833	31
193	L	I	NP	BV	75	2.167	75
194	L	I	NP	BV	37.5	1.700	29
195	L	I	NP	BV	15	7.000	18

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
196	L	I	NP	BV	37.5	6.417	29
197	L	I	NP	MV	70	5.583	72
198	L	I	NP	MV	100	1.333	90
199	L	I	NP	MV	15	3.000	18
200	L	I	NP	MV	15	1.750	18
201	L	I	NP	BV	15	7.667	18
202	L	I	NP	MV	430.83333	19.083	689
203	L	I	NP	BV	10	0.833	21
204	L	I	NP	MV	100	1.250	90
205	L	I	NP	BV	15	1.750	18
206	L	I	NP	BV	10	16.667	21
207	L	I	NP	BV	45	4.450	41
208	L	I	NP	BV	25	1.667	31
209	L	I	NP	BV	10	4.283	21
210	L	I	NP	BV	15	1.800	18
211	L	I	NP	BV	25	0.633	31
212	L	I	P	MV	100	0.783	90
213	L	I	NP	BV	10	0.750	21
214	L	I	NP	BV	25	1.250	31
215	L	I	NP	BV	45	1.833	41
216	L	I	NP	MV	75	3.283	75
217	L	I	NP	BV	10	13.250	21
218	L	I	NP	MV	415	24.583	807
219	L	I	NP	BV	10	19.333	21
220	L	I	NP	MV	10	6.500	20
221	L	I	NP	BV	15	3.917	18
222	L	I	NP	BV	10	5.000	21
223	L	I	NP	BV	25	2.083	31
224	L	I	NP	BV	50	1.500	36
225	L	I	NP	BV	15	3.917	18
226	L	I	P	BV	50	4.250	36
227	L	I	P	BV	100	0.083	90
228	L	I	P	MV	100	0.333	90
229	L	I	P	BV	60	2.833	75
230	L	I	NP	BV	10	2.500	21
231	L	I	NP	MV	45	2.833	41
232	L	I	P	BV	75	0.500	75
233	L	I	NP	BV	10	2.500	21
234	L	I	NP	BV	15	4.917	18
235	L	I	NP	MV	785	14.167	849
236	L	I	NP	BV	10	1.000	21
237	L	I	NP	BV	5	5.000	10
238	L	I	NP	BV	10	1.833	21
239	L	I	NP	BV	37.5	0.750	29
240	L	I	NP	BV	25	3.333	31
241	L	I	NP	BV	15	6.750	18
242	L	I	NP	MV	390	4.333	668
243	L	I	NP	BV	25	3.550	31
244	L	I	NP	BV	10	44.383	21
245	L	I	NP	BV	25	2.333	31
246	L	I	NP	BV	75	1.400	75

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
247	L	I	NP	BV	75	0.917	75
248	L	I	NP	BV	15	23.583	18
249	L	I	P	BV	75	0.917	75
250	L	I	P	BV	75	1.833	75
251	L	I	P	BV	75	0.750	75
252	L	I	P	MV	1481	0.667	1310
253	L	I	NP	BV	100	12.583	90
254	L	I	NP	BV	15	0.617	18
255	L	I	NP	BV	10	2.750	21
256	L	I	P	BV	160	1.083	64
257	L	I	NP	BV	75	2.583	75
258	L	I	NP	BV	37.5	3.383	29
259	L	I	NP	BV	10	1.833	21
260	L	I	NP	BV	10	2.100	21
261	L	I	NP	BV	10	4.000	21
262	L	I	P	BV	25	0.750	31
263	L	I	NP	BV	10	5.500	21
264	L	I	P	BV	25	0.917	31
265	L	I	NP	BV	15	0.750	18
266	L	I	P	MV	945	1.333	1083
267	L	I	NP	BV	10	14.000	21
268	L	I	NP	BV	37.5	44.267	29
269	L	I	NP	BV	45	6.000	41
270	L	I	NP	BV	50	6.533	36
271	L	I	NP	BV	37.5	0.833	29
272	L	I	NP	BV	5	0.417	10
273	L	I	NP	BV	10	7.083	21
274	L	I	NP	BV	25	1.583	31
275	L	I	NP	BV	50	7.817	36
276	L	I	NP	BV	15	6.000	18
277	L	I	NP	BV	5	32.250	10
278	L	I	NP	MV	192.5	5.000	236
279	L	I	NP	MV	410	3.667	4
280	L	I	NP	BV	10	18.667	21
281	L	I	NP	BV	15	19.167	18
282	L	I	NP	BV	37.5	4.583	29
283	L	I	NP	BV	15	8.183	18
284	L	I	NP	BV	37.5	1.250	29
285	L	I	NP	BV	25	19.417	31
286	L	I	NP	BV	10	5.000	21
287	L	I	NP	BV	100	2.250	90
288	L	I	P	MV	15	0.917	18
289	L	I	P	MV	15	2.333	18
290	L	I	P	MV	10	3.083	21
291	L	I	NP	BV	10	1.983	21
292	L	I	NP	BV	37.5	1.133	29
293	L	I	NP	BV	10	2.300	21
294	L	I	NP	BV	10	2.533	21
295	L	I	NP	MV	760	19.633	1208
296	L	I	NP	MV	85	17.583	143
297	L	I	NP	BV	25	1.483	31

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
298	L	I	NP	BV	25	0.583	31
299	L	I	P	BV	112.5	0.417	90
300	L	I	NP	BV	10	2.667	21
301	L	I	NP	BV	45	1.250	41
302	L	I	P	MV	30	1.083	41
303	L	I	P	BV	25	0.250	31
304	L	I	NP	BV	10	0.250	21
305	L	I	NP	BV	112.5	9.750	90
306	L	I	P	MV	45	0.417	73
307	L	I	NP	BV	25	23.417	31
308	L	I	NP	BV	25	1.483	31
309	L	I	NP	BV	25	0.583	31
310	L	I	P	BV	120	4.250	100
311	L	I	NP	BV	37.5	24.917	29
312	L	I	NP	BV	120	2.167	100
313	L	I	NP	BV	5	21.000	10
314	L	I	NP	BV	10	3.667	21
315	L	I	NP	MV	510	5.250	785
316	L	I	NP	MV	55	7.833	102
317	L	I	NP	BV	10	7.000	21
318	L	I	P	MV	5	0.333	10
319	L	I	P	BV	15	0.333	18
320	L	I	NP	BV	250	0.667	100
321	L	I	NP	BV	250	4.650	100
322	L	I	NP	BV	37.5	0.567	29
323	L	I	NP	MV	10	0.750	21
324	L	I	NP	BV	45	10.033	41
325	L	I	NP	MV	5	3.750	10
326	L	I	NP	BV	30	1.867	41
327	L	I	NP	BV	30	2.167	41
328	L	I	NP	BV	15	3.200	18
329	L	I	NP	BV	30	2.167	41
330	L	I	NP	BV	15	8.083	18
331	L	I	P	BV	10	6.333	21
332	L	I	NP	BV	30	1.417	41
333	L	I	NP	BV	30	1.000	41
334	L	I	NP	BV	100	1.167	90
335	L	I	NP	BV	100	0.333	90
336	L	I	NP	BV	15	0.883	18
337	L	I	NP	BV	75	2.333	75
338	L	I	NP	BV	75	2.933	75
339	L	I	NP	BV	75	1.500	75
340	L	I	NP	BV	75	2.083	75
341	L	I	NP	BV	50	4.350	36
342	L	I	NP	BV	15	22.000	18
343	L	I	NP	BV	5	18.167	10
344	L	I	NP	BV	75	6.417	1
345	L	I	NP	BV	37.5	1.617	29
346	L	I	P	BV	112.5	1.333	90
347	L	I	NP	BV	15	2.083	18
348	L	I	NP	BV	15	0.250	18

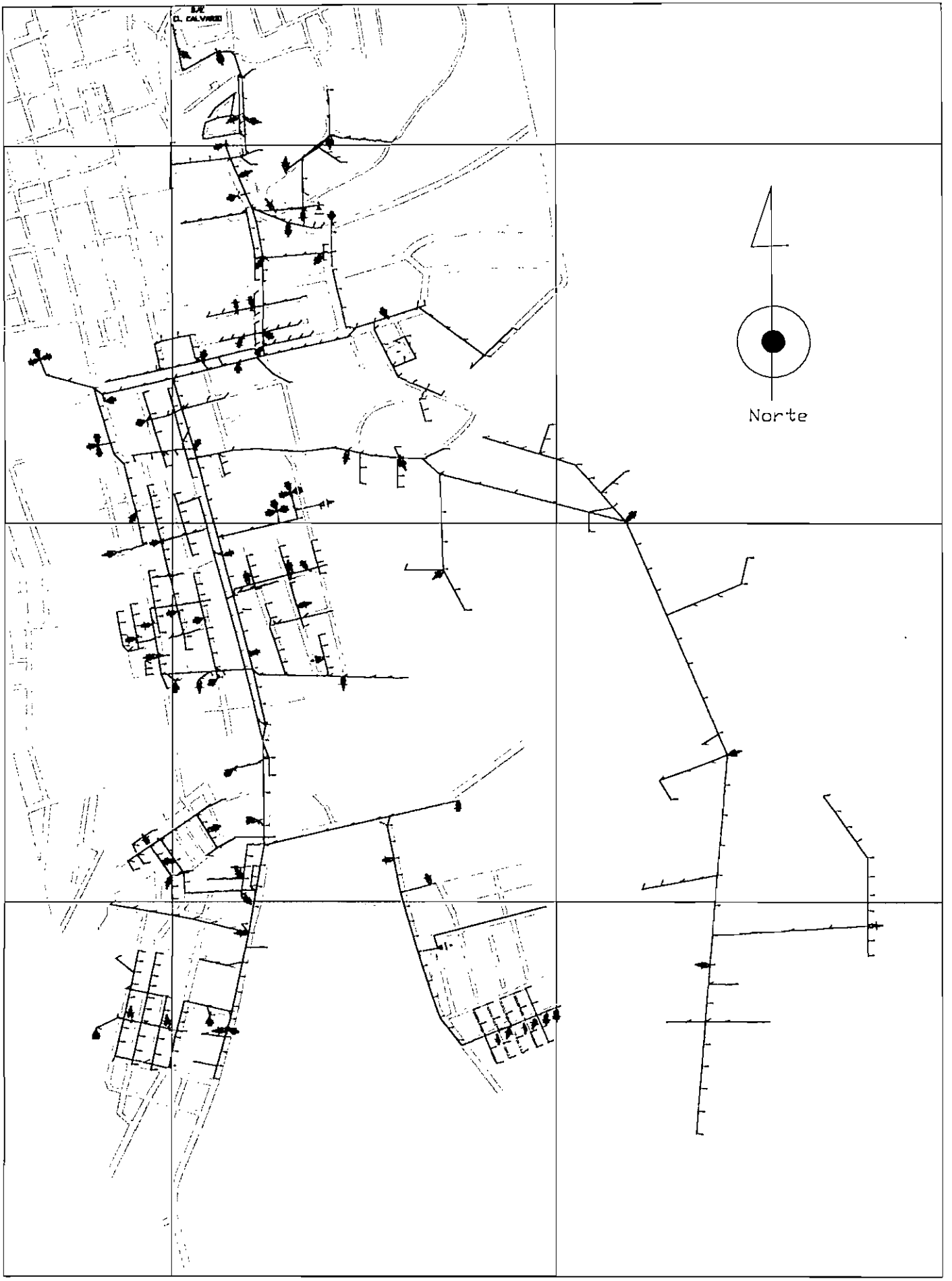
No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
349	L	I	NP	BV	25	1.567	31
350	L	I	NP	BV	30	16.167	41
351	L	I	NP	BV	50	0.667	36
352	L	I	NP	BV	112.5	1.167	90
353	L	I	NP	BV	45	1.667	41
354	L	I	P	BV	25	0.433	31
355	L	I	NP	BV	10	2.900	21
356	L	I	NP	BV	10	0.383	21
357	L	I	NP	BV	25	3.500	31
358	L	I	NP	BV	45	48.300	41
359	L	I	NP	BV	30	5.500	1
360	L	I	NP	BV	10	4.333	21
361	L	I	NP	BV	75	2.000	75
362	L	I	NP	BV	10	3.333	21
363	L	I	NP	BV	15	4.750	18
364	L	I	NP	BV	10	0.333	21
365	L	I	NP	BV	10	2.700	21
366	L	I	NP	BV	5	1.683	10
367	L	I	NP	MV	40	4.750	49
368	L	I	NP	BV	37.5	1.917	29
369	L	I	NP	BV	75	3.500	75
370	L	I	NP	BV	37.5	1.917	29
371	L	I	NP	BV	75	3.333	75
372	L	I	NP	BV	5	3.767	10
373	L	I	NP	BV	100	1.083	1
374	L	I	NP	BV	45	2.000	41
375	L	I	NP	BV	75	1.833	75
376	L	I	NP	BV	45	0.417	41
377	L	I	NP	BV	45	1.500	41
378	L	I	NP	BV	25	1.500	31
379	L	I	NP	BV	37.5	22.750	29
380	L	I	NP	BV	10	2.833	21
381	L	I	NP	BV	15	2.417	18
382	L	I	NP	BV	5	4.750	10
383	L	I	NP	BV	37.5	4.583	29
384	L	I	NP	BV	10	38.883	21
385	L	I	NP	BV	60	1.167	39
386	L	I	NP	BV	25	2.700	31
387	L	I	NP	MV	15	4.667	18
388	L	I	NP	BV	10	1.250	21
389	L	I	P	MV	365	5.833	514
390	L	I	NP	BV	15	2.650	18
391	L	I	NP	BV	25	0.833	31
392	L	I	NP	BV	25	1.367	31
393	L	I	NP	BV	10	4.250	21
394	L	I	NP	BV	10	5.917	21
Interrupciones programadas a nivel de alimentadores							
395	L	I	P	MV	7.700.00	1.300	7040
396	L	I	P	MV	3.385.00	1.000	12
397	L	I	P	MV	3.659.00	1.000	2423
398	L	I	P	MV	6.718.00	3.000	1976

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
399	L	I	P	MV	621.00	3.000	238
400	L	I	P	MV	2.049.00	3.000	1396
401	L	I	P	MV	1.996.00	3.000	576
402	L	I	P	MV	2.253.00	3.000	2213
403	L	I	P	MV	12.461.00	7.000	6845
404	L	I	P	MV	19.031.00	5.000	16188
405	L	I	P	MV	19.031.00	0.117	16188
406	L	I	P	MV	6.718.00	0.267	1976
407	L	I	P	MV	621.00	0.267	238
408	L	I	P	MV	2.049.00	0.267	1396
409	L	I	P	MV	1.996.00	0.267	576
410	L	I	P	MV	2.253.00	0.267	2213
411	L	I	P	MV	1.350.00	0.267	2097
412	L	I	P	MV	3.385.00	0.267	12
413	L	I	P	MV	3.659.00	0.267	2423
414	L	I	P	MV	6.718.00	1.000	1976
415	L	I	P	MV	3.659.00	5.583	2423
416	L	I	P	MV	3.385.00	4.500	12
417	L	I	P	MV	621.00	0.267	238
418	L	I	P	MV	2.514.00	2.000	1590
419	L	I	P	MV	4.289.00	2.000	3850
420	L	I	P	MV	11.996.00	6.000	8483
421	L	I	P	MV	11.996.00	0.250	8483
422	L	I	P	MV	2.253.00	0.083	2213
423	L	I	P	MV	10.049.00	2.500	244
424	L	I	P	MV	14.759.00	2.500	5122
425	L	I	P	MV	4.400.00	2.500	2
426	L	I	P	MV	224.00	2.500	79
427	L	I	P	MV	3.560.00	2.500	6
428	L	I	P	MV	5.113.00	2.500	979
429	L	I	P	MV	285.00	2.500	9
430	L	I	P	MV	7.700.00	2.500	7040
431	L	I	P	MV	1.350.00	2.500	2097
432	L	I	P	MV	3.385.00	2.500	12
433	L	I	P	MV	3.659.00	2.500	2423
434	L	I	P	MV	19.031.00	2.500	16188
435	L	I	P	MV	11.996.00	1.667	8483
436	L	I	P	MV	19.031.00	3.500	16188
437	L	I	P	MV	10.049.00	2.000	244
438	L	I	P	MV	14.759.00	2.000	5122
439	L	I	P	MV	4.400.00	2.000	2
440	L	I	P	MV	224.00	2.000	79
441	L	I	P	MV	3.560.00	2.000	6
442	L	I	P	MV	5.113.00	2.000	979
443	L	I	P	MV	285.00	2.000	9
444	L	I	P	MV	7.700.00	2.000	7040
445	L	I	P	MV	6.718.00	0.500	1976
446	L	I	P	MV	2.049.00	0.500	1396
447	L	I	P	MV	1.996.00	0.500	576
448	L	I	P	MV	2.253.00	0.500	2213
449	L	I	P	MV	621.00	4.617	238

No Int.	Clasificación				Parámetros obtenidos		
	Duración	Origen	Causa	Voltaje	Carga	Tiempo Int	No Usuarios
450	L	I	P	MV	11,996.00	0.083	8483
451	L	I	P	MV	2,514.00	0.083	1590
452	L	I	P	MV	4,289.00	0.083	3850
453	L	I	P	MV	1,387.00	0.083	2284
454	L	I	P	MV	12,461.00	0.083	6845
455	L	I	P	MV	19,031.00	0.083	16188
456	L	I	P	MV	2,764.00	0.083	204
457	L	I	P	MV	3,659.00	3.000	2423
458	L	I	P	MV	1,996.00	2.000	576
459	L	I	P	MV	2,049.00	2.000	1396
460	L	I	P	MV	6,718.00	0.500	1976
461	L	I	P	MV	621.00	0.500	238
462	L	I	P	MV	2,049.00	0.500	1396
463	L	I	P	MV	1,996.00	0.500	576
464	L	I	P	MV	2,253.00	0.500	2213
465	L	I	P	MV	1,350.00	0.500	2097
466	L	I	P	MV	3,385.00	0.500	12
467	L	I	P	MV	3,659.00	0.500	2423
468	L	I	P	MV	12,461.00	0.500	6845
469	L	I	P	MV	19,031.00	0.500	16188
470	L	I	P	MV	2,764.00	0.500	204
471	L	I	P	MV	11,996.00	0.500	8483
472	L	I	P	MV	2,514.00	0.500	1590
473	L	I	P	MV	4,289.00	0.500	3850
474	L	I	P	MV	1,387.00	0.500	2284
475	L	I	P	MV	1,996.00	0.667	576
476	L	I	P	MV	2,253.00	0.667	2213
477	L	I	P	MV	3,659.00	0.333	2423
478	L	I	P	MV	3,659.00	0.100	2423
Interrupciones a nivel de alimentadores							
479	L	I	NP	MV	14,759.00	1.733	5122
480	L	I	NP	MV	12,461.00	1.000	6845
481	L	I	NP	MV	7,700.00	0.083	7040
482	L	I	P	MV	4,289.00	0.333	3850
483	L	I	P	MV	4,289.00	0.500	3850
484	L	I	NP	MV	7,700.00	0.067	7040
485	L	I	P	MV	2,514.00	0.200	1590
486	L	I	P	MV	2,514.00	1.250	1590

Anexo 4.1

ALIMENTADOR EN ESTUDIO
(Industrial Sur)


Norte

Anexo 4.2

REGISTRO DE LA ENERGIA FACTURADA
(Septiembre 1999)

ENERGÍA FACTURADA POR MEDIDOR

ALIMENTADOR IND. SUR (0105)

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
15	13327	2023	IA	JMO	24	660	170	163
15	64765	88231	IA	IFR	12	560	0	0
15	11708	26959	R	IFR	12	155	7	0
15	12217	18238	R	IFR	12	245	0	0
15	12703	691	R	IFR	12	520	41	44
15	13874	30414	R	IFR	12	380	54	104
15	15538	18218	R	IFR	12	70	2	3
15	16909	30384	R	IFR	12	60	44	40
15	17166	30653	R	IFR	12	585	426	420
15	17454	31418	R	IFR	12	335	14	7
15	29763	38781	R	IFR	12	45	40	35
15	35989	44986	R	IFR	12	165	69	72
15	48696	56899	R	IFR	12	550	11	11
15	49899	58480	R	IFR	12	135	57	49
15	50841	60590	R	IFR	12	215	29	32
15	51268	61250	R	IFR	12	160	61	62
15	51961	57681	R	IFR	12	225	116	126
15	58200	63010	R	IFL	10	2270	92	97
15	64835	88384	R	IFR	12	565	13	13
15	64907	88470	R	IFR	12	570	18	16
15	14151	NE						
15	64570	64028						
101	05309	2044	IA	JMO	23	930	68	60
101	01401	1855	R	JMO	23	99999	57	81
101	01405	1872	R	JMO	23	645	46	51
101	01406	1873	R	JMO	23	905	46	78
101	01563	21778	R	MUL	26	675	67	71
101	01566	21828	R	MUL	26	780	0	0
101	05746	1854	R	JMO	23	735	0	0
101	05896	1883	R	JMO	23	655	30	61
101	07314	1858	R	JMO	23	99999	105	107
101	09661	29362	R	JMO	23	99999	3	4
101	10192	2063	R	JMO	23	350	2	2
101	11709	1879	R	JMO	23	670	85	28
101	12605	1875	R	JMO	23	690	157	161
101	12891	2002	R	JMO	24	125	66	73
101	13182	1862	R	JMO	23	99999	6	16
101	13963	1867	R	JMO	23	675	37	46
101	14553	2046	R	JMO	24	115	101	105
101	14846	2048	R	JMO	24	805	24	27
101	16087	27464	R	JMO	23	650	73	79
101	31983	1868	R	JMO	23	685	98	149
101	43019	51908	R	JMO	23	1010	94	97
101	43647	51623	R	ALF	54	1215	213	225

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
101	43833	52306	R	JMO	23	99999	256	204
101	45511	53501	R	JMO	23	99999	59	57
101	47542	2017	R	JMO	24	990	240	277
101	48730	56362	R	JMO	23	315	459	434
101	51346	58047	R	JMO	23	680	85	89
101	51752	59245	R	JMO	23	99999	0	0
101	52922	59405	R	JMO	23	665	90	40
101	58423	63726	R	JMO	23	99999	115	117
101	60935	65754	R	JMO	23	970	21	33
101	B-0075	27072	R	JMO	24	110	91	71
101	01403	NE						
101	09663	NE						
101	53458	61816						
101	64992	63020						
102	05489	31954						
103	63910	87558	C	JMO	24	85	244	249
103	66425	89472	C	JMO	24	1360	29	11
103	55877	62207	IA	JMO	24	930	28	32
103	63986	87843	IA	MAT	23	1070	176	185
103	01410	1886	R	JMO	24	50	111	241
103	01417	1163	R	JMO	24	1425	43	0
103	02036	1895	R	JMO	24	10	123	128
103	13504	1902	R	MAT	23	815	60	59
103	13810	1890	R	JMO	24	960	69	56
103	15865	27067	R	JMO	24	70	0	0
103	15916	27465	R	JMO	24	95	0	0
103	15950	27066	R	JMO	24	1440	118	127
103	16619	28170	R	JMO	24	25	64	30
103	31855	17254	R	ALQ	5	50	53	100
103	32251	1884	R	JMO	24	90	146	129
103	39028	47024	R	JMO	24	1410	124	224
103	54033	61167	R	JMO	24	40	35	33
103	14802	DSG						
103	54694	NE						
103	64818	NE						
105	17149	30575	R	JMO	24	1370	125	128
105	49869	58066	R	JMO	24	1445	14	15
108	35318	44566	C	IFL	12	1530	9	18
108	38576	943	C	IFL	13	360	325	373
108	42597	51243	IA	IFL	12	1465	130	124
108	00538	874	R	IFL	12	1525	8	3
108	00540	879	R	IFL	12	1430	8	10
108	00541	880	R	IFL	12	1425	168	176
108	00543	882	R	IFL	12	1405	4	5
108	00544	884	R	IFL	12	1410	251	256
108	00545	886	R	IFL	12	1395	289	302
108	00546	885	R	IFL	12	1390	2	4
108	00563	925	R	IFL	13	240	0	0
108	00569	929	R	IFL	13	260	177	184

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
108	00570	930	R	IFL	13	265	116	245
108	00571	931	R	IFL	13	270	0	0
108	00572	932	R	IFL	13	275	139	135
108	00573	938	R	IFL	13	280	178	202
108	00575	936	R	IFL	13	335	1	0
108	00576	935	R	IFL	13	340	0	0
108	00577	934	R	IFL	13	345	19	8
108	00584	946	R	IFL	13	370	173	138
108	00586	947	R	IFL	13	375	150	149
108	06384	939	R	IFL	13	285	460	415
108	09966	957	R	IFL	13	395	66	62
108	11537	883	R	IFL	12	1415	133	136
108	12050	948	R	IFL	13	295	58	4
108	12051	949	R	IFL	13	300	106	113
108	12052	950	R	IFL	13	305	64	78
108	12053	952	R	IFL	13	310	125	81
108	12327	875	R	IFL	12	1520	276	241
108	12567	940	R	IFL	13	290	340	310
108	14223	951	R	IFL	13	315	207	242
108	14224	953	R	IFL	13	320	159	185
108	14395	933	R	IFL	13	820	42	100
108	17713	32069	R	IFL	13	325	95	105
108	17715	32070	R	IFL	13	330	65	39
108	23023	890	R	IFL	12	1355	119	132
108	25021	870	R	IFL	12	1450	228	162
108	25022	871	R	IFL	12	1455	168	144
108	30029	38803	R	IFL	12	1515	92	97
108	38488	38960	R	IFL	12	1460	0	0
108	40424	48563	R	IFL	12	1540	63	7
108	47585	55760	R	IFL	13	255	22	19
108	64430	88307	R	IFL	12	1645	162	202
108	64581	88306	R	IFL	12	1640	153	146
108	66590	89608	R	IFL	12	1670	122	105
108	00058	NE						
108	10579	10434						
108	547548	NE						
110	63109	87044	BP	IFL	13	1005	90	95
110	00553	893	R	IFL	13	135	28	28
110	00559	916	R	IFL	13	170	68	0
110	03889	65780	R	ALF	52	99989	90	90
110	05344	721	R	IFL	12	935	26	0
110	05498	897	R	IFL	13	120	72	0
110	06708	699	R	IFL	13	1010	156	162
110	10690	913	R	IFL	13	155	0	0
110	12095	724	R	IFL	12	940	72	74
110	12185	723	R	IFL	12	955	146	176
110	12323	910	R	IFL	13	105	89	84
110	13813	914	R	IFL	13	145	196	152
110	13814	915	R	IFL	13	150	0	0

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
110	14624	19306	R	BQU	20	165	0	0
110	15380	902	R	IFL	13	115	148	170
110	15733	912	R	IFL	13	100	140	140
110	17476	31115	R	IFL	13	99999	122	272
110	30463	43737	R	IFL	12	930	176	170
110	33190	46587	R	IFL	12	960	198	113
110	37580	31310	R	IFL	12	1220	294	591
110	52283	58962	R	LAS	25	540	31	57
110	55327	61925	R	IFL	13	890	332	368
110	59802	64624	R	IFL	13	975	84	91
110	11956	909						
110	35793	45241						
110	65510	901						
111	A-6847	41106	R	IFL	12	1190	760	762
113	63531	87716	C	IFL	13	99999	411	413
113	02042	2433	R	MAT	32	40	56	70
113	11849	726	R	IFL	12	785	104	126
113	14938	27060	R	IFL	12	1290	189	196
113	15390	736	R	IFL	12	910	143	155
113	15899	27058	R	IFL	12	915	137	154
113	15900	27059	R	IFL	12	905	180	176
113	16175	27461	R	IFL	12	920	181	213
113	48351	55756	R	IFL	12	780	147	144
113	50133	52451	R	IFL	12	790	138	145
113	52024	59388	R	IFL	12	895	105	120
125	11972	470	C	IFL	10	425	57	79
125	15809	459	C	IFL	10	235	19	17
125	16425	28099	C	IFL	10	260	174	176
125	38575	460	C	IFL	10	225	156	177
125	44277	52310	C	IFL	10	185	65	71
125	45189	53223	C	IFL	10	195	67	75
125	57652	62569	C	IFL	12	1240	767	741
125	63299	87203	C	IFL	10	2285	374	425
125	65270	88738	C	IFL	12	1655	182	211
125	00329	465	C	IFL	12	1150	46	30
125	00370	466	C	IFL	12	1135	131	134
125	00433	689	C	IFL	12	1005	312	307
125	11529	679	C	IFL	12	1045	12	4
125	13330	678	C	IFL	12	1065	0	0
125	13995	673	C	IFL	12	1080	573	532
125	15408	667	C	IFL	12	1110	170	174
125	16420	30867	C	IFL	12	1145	0	1
125	00434	690	IA	IFL	12	1060	55	56
125	11745	617	R	IFL	10	1965	250	300
125	13828	18825	R	JMR	22	85	12	17
125	15953	27053	R	IFL	10	255	110	116
125	15973	27055	R	IFL	10	1885	9	28
125	15974	27056	R	IFL	10	1890	110	119
125	16831	29355	R	IFL	10	125	58	57

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
125	19396	33622	R	IFL	10	1785	316	331
125	19912	33934	R	IFL	10	250	319	337
125	35228	458	R	IFL	10	155	430	409
125	36512	45584	R	IFL	10	1780	118	124
125	39213	33206	R	IFL	10	220	32	32
125	45409	53492	R	IFL	10	145	58	68
125	48164	56346	R	IFL	10	1910	20	19
125	48316	55753	R	IFL	10	285	28	31
125	48672	55989	R	IFL	10	240	109	214
125	49671	60667	R	IFL	12	1675	33	34
125	53421	61160	R	IFL	12	1030	150	165
125	57651	62568	R	IFL	12	1235	193	179
125	58836	63923	R	IFL	10	2030	183	184
125	59965	64852	R	IFL	10	120	120	133
125	63360	87202	R	IFL	10	2150	270	273
125	64329	87973	R	IFL	10	2195	58	65
125	65743	89094	R	IFL	12	1565	34	36
125	00358	505	R	IFL	10	595	141	136
125	00427	685	R	IFL	12	1015	29	26
125	00428	686	R	IFL	12	1010	69	74
125	05857	614	R	IFL	10	1790	152	169
125	05912	615	R	IFL	10	1770	0	0
125	10603	688	R	IFL	12	995	37	32
125	11530	680	R	IFL	12	1050	59	81
125	11531	681	R	IFL	12	1055	109	118
125	13331	677	R	IFL	12	1070	0	0
125	13990	668	R	IFL	12	1105	182	209
125	13991	669	R	IFL	12	1100	46	2
125	13992	670	R	IFL	12	1095	214	211
125	13993	671	R	IFL	12	1090	50	39
125	13994	672	R	IFL	12	1085	0	0
125	16419	30866	R	IFL	12	1140	207	224
125	17213	30572	R	IFL	12	1040	443	409
125	17470	31114	R	IFL	12	1590	164	242
125	45013	53234	R	IFL	12	1025	105	113
125	52416	60669	R	IFL	12	1115	945	971
125	55837	62209						
125	55957	NE						
125	00091	NE						
126	10993	18236	IA	IFL	10	1550	205	275
126	01152	623	IA	IFL	10	1330	0	0
126	12093	622	R	IFL	10	1945	170	278
126	15039	624	R	IFL	10	1335	73	84
126	15554	625	R	IFL	10	1340	22	21
126	15800	659	R	IFL	10	1575	57	43
126	18098	32385	R	IFL	10	1555	51	62
126	18573	635	R	IFL	10	1935	0	0
126	19799	35316	R	IFL	10	1810	118	122
126	32139	44169	R	IFL	10	1345	13	17

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
126	35942	45585	R	IFL	10	1355	62	55
126	38485	626	R	IFL	10	1350	27	32
126	43942	52136	R	IFL	10	1560	104	112
126	52217	62128	R	IFL	10	2000	106	105
126	65117	88624	R	IFL	10	2245	25	27
126	00425	675	R	IFL	10	1585	95	94
127	36412	44917	IA	TAN	93	325	0	0
127	10974	18271	R	IFR	12	435	146	145
127	10987	18240	R	IFR	12	240	169	169
127	10988	18237	R	IFR	12	185	4	6
127	10990	18258	R	IFR	12	345	29	89
127	10992	18266	R	IFR	12	405	123	86
127	11182	18269	R	IFR	12	430	72	64
127	11713	26958	R	IFR	12	455	133	400
127	12592	18239	R	IFR	12	190	131	143
127	13837	27046	R	IFR	12	235	47	47
127	14379	18219	R	IFR	12	115	15	19
127	17601	31417	R	IFR	12	195	43	42
127	19534	34325	R	IFR	12	595	32	41
127	26235	43517	R	IFR	12	55	43	46
127	46855	55945	R	IFR	12	415	46	43
127	49132	56898	R	IFR	12	200	39	49
127	51257	59299	R	IFR	12	230	113	113
127	53275	62161	R	IFR	12	465	49	53
127	59822	64612	R	IFR	12	535	68	74
127	59839	64642	R	IFR	12	540	1	2
127	60464	65041	R	IFR	12	545	56	60
127	61500	85952	R	IFR	12	480	97	96
127	62743	86768	R	IFR	12	500	73	63
127	04744	18233	R	IFR	12	145	39	39
127	05114	18235	R	IFR	12	170	50	41
127	05451	18262	R	IFR	12	375	101	107
127	05623	18259	R	IFR	12	340	50	44
127	05970	18270	R	IFR	12	425	65	73
127	A-5969	18268	R	IFR	12	410	32	26
127	10976	18267						
127	41653	49499						
127	52628	26637						
127	56782	NE						
127	65920	18273						
127	92319	NE						
127	109677	NE						
127	03877	NE						
131	00731	26791	EO	IFL	13	515	468	460
131	61968	86329	IA	IFL	10	2085	37	0
131	05477	480	IA	IFL	10	1480	165	208
131	12943	599	R	IFL	10	1700	509	578
131	17783	31308	R	IFL	10	1750	110	109
131	18800	597	R	IFL	10	1980	395	343

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
131	48490	56349	R	IFL	10	1695	88	96
131	48731	56348	R	IFL	10	1685	235	283
131	59850	64667	R	IFL	10	2050	111	120
131	61014	65241	R	IFL	10	2065	4	10
131	61642	86037	R	IFL	10	2080	38	33
131	64881	88414	R	IFL	10	2225	2	2
131	06395	3216	R	JMO	35	195	129	134
131	07258	478	R	IFL	10	380	68	122
131	26172	38797						
131	45209	53019						
131	54897	60988						
131	58035	70501						
131	98504	NE						
131	01205	NE						
131	A-3222	29808						
131	A-339	22534						
131	A-342	NE						
131	A-343	NE						
131	A-413	23689						
131	A-416	NE						
131	A-418	23690						
131	A-9071	NE						
132	53033	596	C	IFL	10	885	0	0
132	63879	87505	C	IFL	10	2290	356	364
132	10167	666	R	IFL	10	850	79	85
132	14738	588	R	IFL	10	890	65	71
132	15795	27054	R	IFL	10	1940	100	105
132	17957	33208	R	IFL	10	1905	130	156
132	19377	33209	R	IFL	10	860	124	134
132	35557	47191	R	ONC	41	525	23	35
132	37581	31307	R	IFL	10	875	137	140
132	59722	64511	R	IFL	10	2275	70	80
132	59783	64613	R	FAE	42	1980	92	101
132	10147	665	R	IFL	10	855	89	87
132	15368	DSG						
132	63022	NE						
132	01021	NE						
132	A-411	23688						
133	16199	28100	R	IFL	10	990	71	50
133	16816	29839	R	IFL	10	965	184	188
133	32086	49588	R	IFL	10	1020	144	133
133	35598	49031	R	IFL	10	1000	53	57
133	35878	44938	R	IFL	10	1010	48	57
133	40997	49589	R	IFL	10	1830	55	53
133	44814	55538	R	IFL	10	960	180	196
133	50154	55226	R	IFL	10	970	71	75
133	51888	62248	R	IFL	10	2135	76	82
133	56501	62412	R	IFL	10	2130	159	198
133	60006	64719	R	IFL	10	2140	65	67

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
133	60130	65055	R	IFL	10	2055	218	228
133	60699	65524	R	IFL	10	2280	229	214
133	64033	87795	R	IFL	10	2165	104	95
133	64772	88239	R	IFL	10	2205	199	206
133	30316	41098						
133	76695	NE						
134	12049	26786	AS	IFL	10	1025	132	207
135	12589	587	C	IFL	10	900	209	181
135	15167	586	C	IFL	10	910	194	194
135	15435	4416	C	IFL	10	1060	143	118
135	05345	595	C	IFL	10	915	148	111
135	12944	580	IA	IFL	10	1170	121	132
135	13324	579	IA	IFL	10	1165	0	0
135	13222	582	R	IFL	10	1160	1	2
135	14397	578	R	IFL	10	1180	169	166
135	14947	567	R	IFL	10	810	194	192
135	15108	575	R	IFL	10	1155	38	38
135	17190	33935	R	IFL	10	1035	141	97
135	17497	31113	R	IFL	10	1970	34	40
135	35832	44934	R	IFL	10	830	130	122
135	40991	49028	R	IFL	10	1040	184	180
135	41202	48856	R	TAN	75	435	14	22
135	42938	51165	R	IFL	10	930	99	104
135	45020	53016	R	IFL	10	825	73	49
135	45138	53018	R	IFL	10	1055	122	115
135	45289	55539	R	IFL	10	1050	71	65
135	49507	566	R	IFL	10	820	118	119
135	50071	53017	R	IFL	10	925	115	123
135	60572	65085	R	IFL	10	2060	60	21
135	61484	85959	R	IFL	10	2075	110	119
135	62375	86596	R	IFL	10	2095	0	0
135	63171	87035	R	MAT	31	1900	156	171
135	00460	767	R	IFL	12	680	214	201
135	06741	565	R	IFL	10	835	122	128
135	33484	45127						
135	40559	47980						
135	52890	60973						
135	62387	NE						
135	62964	33936						
135	A-5939	NE						
136	10570	498	C	IFL	10	590	100	98
136	25232	35315	C	IFL	10	575	0	0
136	38565	31111	C	IFL	10	740	1	0
136	41412	49587	C	IFL	10	770	50	70
136	63984	87876	C	IFL	10	2295	267	164
136	A-354	501	C	IFL	10	540	0	0
136	11416	519	IA	IFL	10	665	69	86
136	12339	516	IA	IFL	10	650	412	442
136	37283	46588	IA	IFL	10	555	294	302

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
136	52225	58147	IA	IFL	10	1835	79	75
136	52234	57559	IA	IFL	10	580	118	121
136	55604	61895	IA	IFL	10	2120	135	115
136	00380	530	IA	IFL	10	715	325	47
136	13319	522	R	IFL	10	675	33	34
136	13773	514	R	IFL	10	635	2	1
136	15542	539	R	IFL	10	775	47	47
136	17007	585	R	IFL	10	1655	192	172
136	17487	31112	R	IFL	10	745	0	0
136	19425	33207	R	IFL	10	755	134	277
136	23017	34037	R	IFL	10	525	97	122
136	31990	43526	R	IFL	10	690	22	19
136	32817	44168	R	IFL	10	560	238	275
136	32984	509	R	IFL	10	615	45	47
136	36603	45636	R	IFL	10	780	0	0
136	37557	533	R	IFL	10	725	181	205
136	41187	527	R	IFL	10	645	233	212
136	41722	49586	R	IFL	10	585	64	80
136	42626	51164	R	IFL	10	790	0	0
136	48166	55754	R	IFL	10	570	273	297
136	53382	60666	R	IFL	10	2235	99	123
136	53645	58695	R	IFL	10	565	133	151
136	62124	86385	R	IFL	10	2090	126	255
136	62440	86618	R	IFL	10	2105	166	215
136	62443	86619	R	IFL	10	2110	114	160
136	02082	529	R	IFL	10	710	5	5
136	04720	25568	R	TAN	91	280	144	180
136	A-00352	364	R	IFL	11	1545	0	0
136	A-00353	368	R	IFL	11	1525	87	90
136	A-1150	532	R	IFL	10	730	49	58
136	48445	56287						
136	63155	87083						
136	65931	495						
136	A-10551	NE						
136	A-1356	8212						
136	A-345	NE						
136	A-346	NE						
136	A-347	NE						
136	A-351	18924						
136	A-355	NE						
136	A-360	NE						
136	A-368	NE						
136	A-371	NE						
136	A-374	18904						
136	A-375	18922						
136	A-376	18913						
136	A-377	18929						
136	A-378	18908						
136	A-379	NE						

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
136	A-386	18866						
136	A-394	18887						
136	A-395	18934						
136	A-396	NE						
136	A-397	18914						
136	A-398	18936						
136	A-399	18876						
136	A-402	23696						
136	A-404	23504						
136	A-405	23687						
136	A-407	23708						
136	A-408	23701						
136	A-409	23707						
136	A-410	23695						
136	A-6331	NE						
136	A-739	14961						
136	A-7727	NE						
136	A-7728	NE						
136	A-8050	NE						
136	A-8541	NE						
136	A-8683	NE						
137	11673	552	R	IFL	10	1100	119	130
137	11712	549	R	IFL	10	1975	117	116
137	13888	544	R	IFL	10	1080	194	196
137	14227	545	R	IFL	10	275	3	3
137	16342	27950	R	IFL	10	1110	86	92
137	17113	30571	R	IFL	10	1985	58	61
137	44278	52448	R	IFL	10	1090	75	73
137	47410	55537	R	IFL	10	1900	69	78
137	51247	58552	R	IFL	10	1070	97	93
137	51728	58035	R	IFL	10	1075	26	29
137	64330	87954	R	IFL	10	2190	15	12
137	64791	88294	R	IFL	10	2210	208	283
137	64954	88497	R	IFL	10	2240	49	62
137	65272	88755	R	IFL	10	2315	61	72
137	65276	88756	R	IFL	10	2320	6	16
137	65293	88754	R	IFL	10	2310	114	152
137	00388	543	R	IFL	10	1825	101	109
137	00390	550	R	IFL	10	1120	69	60
137	00391	555	R	IFL	10	1125	133	129
137	05253	546	R	IFL	10	1095	46	51
137	05581	553	R	IFL	10	1105	0	0
137	05582	554	R	IFL	10	1115	74	80
137	05584	551	R	IFL	10	1130	0	0
137	A-387	22357						
137	A-896	15185						
142	50155	53012	C	IFL	11	1600	141	153
142	12375	25044	R	ONC	78	120	24	22
142	13820	26781	R	IFL	11	710	128	151

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
142	13917	169	R	IFL	11	99999	141	188
142	23711	149	R	IFL	11	720	354	355
142	55829	62246	R	IFL	11	125	44	60
142	64424	88264	R	IFL	11	99999	183	186
142	66086	89330	R	IFL	11	99989	94	90
142	66385	89434	R	IFL	11	99989	37	36
142	06031	179	R	IFL	11	670	148	147
142	12075	150	R	IFL	11	1605	170	182
142	12081	154	R	IFL	11	760	102	96
142	12115	153	R	IFL	11	750	0	0
142	12601	157	R	IFL	11	765	9	8
142	12602	158	R	IFL	11	770	27	23
142	12603	159	R	IFL	11	775	110	112
142	13095	131	R	IFL	11	745	143	175
142	13606	174	R	IFL	11	520	275	288
142	13627	175	R	IFL	11	690	273	339
142	13628	176	R	IFL	11	790	100	112
142	16955	148	R	IFL	11	695	236	255
142	36481	45634	R	IFL	11	725	102	107
142	41525	51159	R	IFL	11	505	140	147
142	41558	51160	R	IFL	11	510	133	134
142	45489	161	R	IFL	11	730	0	0
142	48781	58545	R	IFL	11	740	175	202
142	49524	54109	R	IFL	11	1920	91	90
142	53523	61811	R	IFL	11	1850	247	275
142	61963	86342	R	IFL	11	1715	127	138
142	25396	16460						
142	65635	88929						
142	12578	147						
142	13514	170						
144	12903	21813	IA	MUL	26	555	15	4
144	18841	6785	R	JMR	20	1220	112	130
144	07493	3385	R	FAE	41	325	0	0
144	08079	5213	R	ALF	50	245	27	30
497	12287	28065	IA	IFR	10	490	72	69
497	16380	28064	R	IFR	10	15	89	76
497	16515	30378	R	IFR	10	1155	13	40
497	19724	33972	R	IFR	10	195	64	52
497	39562	47409	R	IFR	10	1225	43	44
497	48159	56003	R	JMO	34	1005	228	245
497	50492	59045	R	IFR	10	420	13	17
497	51964	58475	R	IFR	10	1075	0	0
497	59540	64367	R	IFR	10	1615	348	348
497	59952	64828	R	IFR	10	1460	86	68
497	61105	65234	R	IFR	10	1625	45	55
498	61842	86182	R	IFR	10	1525	40	48
498	26134	36786	R	IFR	10	1035	94	77
498	35280	44608	R	IFR	10	1970	95	147
498	46617	56888	R	IFR	10	580	35	38

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
498	66260	89343	R	IFR	10	1950	194	203
500	50897	58554	BP	NIT	14	600	370	352
500	50899	58553	BP	NIT	14	595	423	412
504	54680	62523	R	IFR	11	99999	62	87
504	62392	86600	R	NIT	14	710	58	60
504	62495	86694	R	IFR	11	99999	37	36
504	63399	87313	R	NIT	14	715	87	44
504	65348	88793	R	IFR	11	99999	80	72
506	38584	50541	BP	NIT	14	590	107	109
507	17338	30960	R	NIT	14	760	87	131
507	17340	30962	R	NIT	14	45	0	0
507	17343	30966	R	NIT	14	500	51	57
507	17347	30957	R	NIT	14	570	24	23
507	17396	30964	R	NIT	14	495	121	119
507	17400	31127	R	NIT	14	15	82	81
507	17406	31121	R	NIT	14	545	168	150
507	17411	31119	R	NIT	14	35	45	44
507	17455	31142	R	NIT	14	520	133	138
507	17461	31120	R	NIT	14	55	107	103
507	17525	31140	R	NIT	14	490	6	18
507	17560	31184	R	NIT	14	505	63	102
507	17776	32488	R	NIT	14	25	160	158
507	19341	33012	R	NIT	14	5	5	5
507	19450	33327	R	NIT	14	530	24	25
507	19454	33219	R	NIT	14	640	103	93
507	26229	38813	R	NIT	14	99999	81	79
507	29328	38806	R	NIT	14	50	45	87
507	37031	46598	R	NIT	14	540	278	193
507	37238	46596	R	NIT	14	535	112	105
507	37543	32877	R	NIT	14	75	120	122
507	40661	46900	R	NIT	14	10	92	93
507	41598	49760	R	NIT	14	40	61	57
507	41701	49594	R	NIT	14	525	115	104
507	43627	52044	R	NIT	14	80	0	0
507	43895	52038	R	NIT	14	515	80	85
507	44079	52037	R	NIT	14	60	5	7
507	44478	53262	R	NIT	14	65	5	14
507	45917	55230	R	NIT	14	70	47	50
507	48030	55763	R	NIT	14	30	83	77
507	48299	56355	R	NIT	14	510	19	20
507	48536	56358	R	NIT	14	485	61	65
507	51270	58041	R	NIT	14	20	4	14
507	53492	59848	R	NIT	14	85	32	23
507	53745	60671	R	NIT	14	555	100	109
507	54973	61632	R	NIT	14	565	37	47
507	55962	62203	R	NIT	14	605	65	62
507	56569	62252	R	NIT	14	645	58	60
507	57503	62526	R	NIT	14	635	87	103
507	58361	63003	R	NIT	14	655	68	67

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
507	58992	64112	R	NIT	14	665	22	32
507	60684	65421	R	NIT	14	680	113	111
507	60972	65718	R	NIT	14	690	82	76
507	61139	65544	R	NIT	14	685	30	44
507	61422	85837	R	NIT	14	695	11	6
507	63119	87109	R	NIT	14	550	69	46
507	64715	88183	R	NIT	14	755	11	8
507	65925	89273	R	NIT	14	99989	45	47
508	48010	47868	C	NIT	14	175	44	41
508	66362	89416	R	NIT	14	99989	112	120
508	08026	4216	R	NIT	14	425	111	119
508	17257	30959	R	NIT	14	170	68	56
508	17268	30956	R	NIT	14	155	0	0
508	17312	30965	R	NIT	14	110	46	43
508	17315	31631	R	NIT	14	125	39	39
508	17342	30961	R	NIT	14	465	147	144
508	17407	31125	R	NIT	14	135	33	37
508	17409	31123	R	NIT	14	140	21	22
508	17493	31129	R	NIT	14	455	199	170
508	17496	31139	R	NIT	14	405	0	0
508	17510	31126	R	NIT	14	105	58	55
508	17697	31312	R	NIT	14	160	85	83
508	17778	31314	R	NIT	14	95	124	121
508	18020	31633	R	NIT	14	435	0	0
508	18065	32486	R	NIT	14	90	48	26
508	18159	32072	R	NIT	14	440	82	28
508	18224	32386	R	NIT	14	165	151	37
508	19464	33213	R	NIT	14	120	0	0
508	24421	34044	R	NIT	14	130	84	91
508	30460	42705	R	NIT	14	445	94	47
508	30962	42704	R	NIT	14	480	12	0
508	37327	46597	R	NIT	14	460	51	48
508	37541	31133	R	NIT	14	585	65	22
508	37545	31131	R	NIT	14	430	45	47
508	39170	46899	R	NIT	14	475	21	19
508	40345	48566	R	NIT	14	115	95	54
508	40660	31630	R	NIT	14	450	47	41
508	41682	49593	R	NIT	14	145	75	72
508	45914	54007	R	NIT	14	470	74	72
508	51556	58913	R	NIT	14	100	80	87
508	53189	60672	R	NIT	14	410	47	65
508	55317	61927	R	NIT	14	415	83	90
508	57865	62999	R	NIT	14	650	38	67
508	58306	63605	R	NIT	14	705	121	121
508	59950	64841	R	NIT	14	730	51	87
509	17852	31629	R	NIT	14	190	34	40
509	19521	33336	R	NIT	14	395	26	29
509	06402	2577	R	NIT	14	225	72	126
509	14570	5969	R	NIT	14	355	51	48

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
509	17272	30963	R	NIT	14	385	32	9
509	17337	30954	R	NIT	14	360	54	64
509	17341	30955	R	NIT	14	330	22	58
509	17457	31128	R	NIT	14	250	0	0
509	17458	31136	R	NIT	14	235	0	0
509	17460	33211	R	NIT	14	205	106	100
509	17462	31141	R	NIT	14	255	111	79
509	17475	31137	R	NIT	14	200	0	0
509	17511	31130	R	NIT	14	315	0	0
509	17514	31132	R	NIT	14	335	22	20
509	17531	31135	R	NIT	14	290	52	51
509	17538	31134	R	NIT	14	325	0	0
509	17723	32487	R	NIT	14	300	79	76
509	18226	32387	R	NIT	14	280	83	82
509	19511	33328	R	NIT	14	180	92	69
509	19549	33335	R	NIT	14	230	42	42
509	19703	33361	R	NIT	14	210	82	78
509	19790	34326	R	NIT	14	400	26	13
509	24431	34043	R	NIT	14	345	62	66
509	36552	46289	R	NIT	14	420	6	7
509	37321	46595	R	NIT	14	305	71	69
509	37537	38971	R	NIT	14	285	35	44
509	37538	31138	R	NIT	14	295	100	96
509	37540	31118	R	NIT	14	375	50	43
509	39696	47212	R	NIT	14	390	64	57
509	40055	46288	R	NIT	14	310	22	4
509	42875	50647	R	NIT	14	265	91	89
509	44047	31628	R	NIT	14	195	66	65
509	44209	52039	R	NIT	14	340	48	51
509	45918	56359	R	NIT	14	365	51	50
509	48061	56356	R	NIT	14	320	137	258
509	48667	56357	R	NIT	14	215	47	44
509	50893	58042	R	NIT	14	380	34	24
509	52664	59389	R	NIT	14	260	58	58
509	54407	61403	R	NIT	14	245	21	22
509	55789	59390	R	NIT	14	99999	0	0
509	56703	62416	R	NIT	14	610	79	79
509	56779	62440	R	NIT	14	270	198	194
509	57632	62525	R	NIT	14	630	54	42
509	58501	63868	R	NIT	14	660	6	10
509	59290	64265	R	IFR	10	99999	87	78
509	61827	86277	R	NIT	14	700	0	0
509	62790	86849	R	NIT	14	220	16	49
509	63060	87029	R	NIT	14	735	90	89
518	63372	87262	BP	NIT	15	365	0	0
518	41626	51162	C	IFL	11	700	83	135
518	41728	51242	C	IFL	11	950	7	9
518	52187	58940	C	NIT	15	155	45	20
518	41622	49724	R	MUL	26	125	0	0

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
518	52158	62242	R	ALF	61	905	84	84
518	57639	63244	R	ONC	53	745	38	32
518	65650	88956	R	IFL	11	99989	0	0
518	41625	51161	R	IFL	11	715	103	93
518	51633	58937	R	NIT	15	195	96	233
518	51751	58945	R	NIT	15	190	22	40
518	51779	58939	R	NIT	15	130	104	53
518	52199	58946	R	NIT	15	135	45	0
518	52268	58944	R	NIT	15	180	230	204
518	52453	59391	R	NIT	15	145	39	1
518	52455	59392	R	NIT	15	125	3	0
518	53197	59859	R	NIT	15	140	22	19
518	59284	64328	R	NIT	15	325	38	0
518	60515	65447	R	NIT	15	345	44	45
518	A-1044	45685	R	IFL	11	30	68	84
519	53493	59865	C	NIT	15	80	88	89
519	53525	59866	R	NIT	15	85	38	94
519	54835	61404	R	NIT	15	90	73	70
519	57679	62527	R	NIT	15	300	78	83
519	59472	64241	R	NIT	15	350	61	0
519	61999	86372	R	NIT	15	355	206	203
519	17225	30898	R	NIT	15	95	121	110
519	41456	49038	R	NIT	15	40	131	116
519	53542	59864	R	NIT	15	70	207	163
519	53590	60675	R	NIT	15	75	112	110
519	53609	59863	R	NIT	15	65	13	11
519	59714	64502	R	NIT	15	330	27	27
519	60142	64861	R	NIT	15	335	52	51
519	64588	88182	R	NIT	15	380	42	42
522	13362	17677	C	IFR	10	320	152	131
522	40576	48761	IA	SBV	12	380	116	110
522	08196	5896	IA	IFR	10	590	0	0
522	08401	17692	IA	IFR	10	585	94	86
522	16152	27521	R	IFR	10	685	0	0
522	61718	86150	R	IFR	10	1520	218	215
522	62461	86644	R	IFR	10	1640	92	79
522	09954	17622	R	IFR	11	185	105	98
522	09956	17714	R	IFR	10	885	0	0
522	09958	17698	R	IFR	10	645	0	0
522	12401	17699	R	IFR	10	720	51	37
522	16563	28395	R	IFR	10	65	136	208
522	17808	32427	R	IFR	10	475	51	47
522	30412	39748	R	IFR	10	715	16	6
522	30470	44985	R	IFR	10	825	32	2
522	39229	17724	R	IFR	10	1000	0	0
522	46875	55580	R	IFR	10	465	36	36
522	49890	57679	R	IFR	10	950	33	54
522	52263	61236	R	IFR	10	120	0	0
889	41192	48881	IA	IFR	10	1865	46	44

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
889	00357	504	IA	IFR	10	790	138	11
889	16518	30377	R	IFR	10	690	2	3
889	19562	33502	R	MUL	27	830	3	11
889	32066	44029	R	IFR	10	1270	74	64
889	41975	49934	R	IFR	10	745	60	83
889	43441	51628	R	IFR	10	750	55	49
889	49707	59046	R	IFR	10	935	15	17
889	55868	62065	R	IFR	10	1875	127	129
889	59762	64584	R	IFR	10	1435	121	109
889	63410	87309	R	IFR	10	515	46	48
889	65312	88773	R	IFR	10	2030	65	63
889	65513	89014	R	IFR	10	1930	4	4
949	10967	18211	R	IFR	12	20	13	14
949	10978	18254	R	IFR	12	325	57	59
949	10980	18223	R	IFR	12	35	33	34
949	10985	18263	R	IFR	12	390	58	64
949	10997	18247	R	IFR	12	305	89	92
949	11723	26957	R	IFR	12	140	88	88
949	12612	18225	R	IFR	12	50	7	8
949	12803	18248	R	IFR	12	300	63	62
949	14511	18221	R	IFR	12	210	14	5
949	14584	18245	R	IFR	12	295	58	51
949	14945	18253	R	IFR	12	310	21	14
949	16193	27525	R	IFR	12	205	10	11
949	17241	30659	R	IFR	12	75	66	73
949	17297	30980	R	IFR	12	100	75	75
949	31020	42277	R	ALQ	21	310	54	45
949	39236	18246	R	IFR	12	270	0	0
949	41302	49682	R	IFR	12	105	2	2
949	49269	57075	R	IFR	12	530	63	52
949	60944	65260	R	IFR	12	490	82	77
949	05951	18256	R	IFR	12	350	0	0
949	06009	18249	R	IFR	12	265	0	0
1061	00259	375	IA	IFL	11	1755	255	217
1061	A-260	343	IA	IFL	11	1350	156	98
1061	11663	146	R	IFL	11	645	205	205
1061	11664	145	R	IFL	11	650	64	62
1061	11667	18523	R	BQU	16	130	1	1
1061	11952	203	R	IFL	11	565	57	66
1061	12046	199	R	IFL	11	1680	0	0
1061	12163	208	R	IFL	11	555	0	0
1061	12333	206	R	IFL	11	580	163	219
1061	12336	194	R	IFL	11	630	209	237
1061	13607	334	R	IFL	11	1410	131	120
1061	13617	171	R	IFL	11	680	261	244
1061	13629	172	R	IFL	11	685	258	238
1061	14085	333	R	IFL	11	1205	123	126
1061	14501	27455	R	IFL	11	540	121	132
1061	15127	350	R	IFL	11	1235	201	0

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
1061	15864	27290	R	IFL	11	660	79	130
1061	15881	28097	R	IFL	11	655	154	173
1061	16271	30355	R	IFL	11	1845	63	66
1061	17748	33621	R	IFL	11	620	241	298
1061	19657	41104	R	IFL	11	1215	69	64
1061	19663	41105	R	IFL	11	1400	79	109
1061	30725	43523	R	IFL	11	605	197	170
1061	35224	47862	R	IFL	10	1400	2	3
1061	38569	33008	R	IFL	11	545	88	93
1061	40323	48560	R	IFL	11	1375	144	148
1061	40533	48649	R	IFL	11	1250	0	0
1061	42722	53489	R	IFL	11	610	12	18
1061	44548	52302	R	IFL	11	1365	125	134
1061	48370	57557	R	IFL	11	590	156	162
1061	48777	56343	R	IFL	11	1385	246	273
1061	49517	201	R	IFL	11	570	159	119
1061	54910	61627	R	IFL	11	585	165	171
1061	06030	209	R	IFL	11	595	182	181
1061	06141	3331	R	JMO	35	845	70	73
1061	A-00133	193	R	IFL	11	635	68	78
1061	A-00134	192	R	IFL	11	640	8	18
1061	A-00255	204	R	IFL	11	560	61	64
1061	A-264	342	R	IFL	11	1395	103	100
1390	37646	33010	C	IFL	13	60	57	67
1390	A-1153	904	IA	IFL	13	70	47	37
1390	10702	713	R	IFL	10	320	112	113
1390	11785	712	R	IFL	10	345	77	82
1390	11812	716	R	IFL	10	440	142	150
1390	12842	714	R	IFL	10	455	127	120
1390	13609	706	R	IFL	10	280	113	97
1390	13610	707	R	IFL	10	290	0	0
1390	14225	710	R	IFL	10	315	233	283
1390	15832	21795	R	MUL	26	765	66	70
1390	17082	30573	R	IFL	10	430	195	196
1390	17490	32068	R	IFL	10	420	255	244
1390	63394	87267	R	IFL	10	300	205	205
1390	64419	88298	R	IFL	10	2215	25	39
1390	66209	89215	R	IFL	10	2330	135	127
1390	66219	89214	R	IFL	10	2325	39	36
1390	05651	715	R	IFL	10	445	91	110
1390	09972	911	R	IFL	13	35	127	139
1390	10681	908	R	IFL	13	40	126	171
1390	10948	906	R	IFL	13	50	78	84
1390	16669	29843	R	IFL	13	55	84	95
1390	53646	31626	R	IFL	13	45	95	104
1390	A-9963	709	R	IFL	10	295	223	107
1425	63452	87319	IA	JMO	24	1215	265	268
1560	45495	55913	IA	IFR	12	99999	156	154
1560	10981	18244	R	IFR	12	290	17	18

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
1560	10984	18232	R	IFR	12	130	76	76
1560	17599	31419	R	IFR	12	355	24	18
1560	17983	31706	R	IFR	12	95	24	22
1560	35963	44615	R	IFR	12	260	84	82
1560	39234	18224	R	IFR	12	30	20	20
1560	39558	47412	R	IFR	12	180	39	41
1560	41222	49683	R	IFR	12	400	14	7
1560	50035	52696	R	IFR	12	175	89	83
1560	53451	61252	R	IFR	12	320	41	38
1560	56962	63125	R	IFR	12	470	74	79
1560	05273	19971	R	GUA	5	460	35	32
2495	37648	28098	IA	IFL	11	1500	127	117
2695	A-00275	346	C	IFL	11	1505	95	105
2695	05206	17816	IA	BQU	12	360	28	47
2695	06710	464	IA	IFL	11	1835	15	27
2695	A-00241	318	IA	IFL	11	1140	280	289
2695	14596	576	R	IFL	10	1895	54	61
2695	55281	61894	R	IFL	11	1560	129	138
2695	60840	65511	R	IFL	11	1700	18	17
2695	62584	86745	R	IFL	11	1900	96	110
2695	63226	87167	R	IFL	11	99999	27	28
2695	63507	87599	R	IFL	11	1460	35	17
2695	63716	87600	R	IFL	11	1470	20	21
2695	63721	87439	R	IFL	11	1145	22	17
2695	65369	88812	R	IFL	11	1965	22	22
2695	65501	89010	R	IFL	11	99989	16	18
2695	00151	223	R	IFL	11	980	1048	1101
2695	00265	386	R	MAT	11	1060	0	0
2695	00269	393	R	MAT	11	1205	532	392
2695	03059	316	R	IFL	11	1110	30	7
2695	12554	358	R	IFL	11	1455	286	43
2695	15278	326	R	IFL	11	1180	179	166
2695	16935	331	R	IFL	11	1210	3	6
2695	18363	32479	R	IFL	11	1450	0	0
2695	31778	43524	R	IFL	11	1415	166	156
2695	32101	44563	R	IFL	11	1480	68	63
2695	40333	49027	R	IFL	11	1420	36	55
2695	43445	53013	R	IFL	11	600	143	152
2695	45977	54003	R	IFL	11	1490	282	274
2695	47408	55245	R	IFL	11	1485	35	34
2695	47873	55536	R	IFL	11	1435	98	95
2695	50569	58549	R	IFL	11	1510	172	172
2695	A-00137	210	R	IFL	11	895	64	88
2695	A-00138	212	R	IFL	11	900	124	156
2695	A-00140	213	R	IFL	11	920	22	34
2695	A-00271	360	R	IFL	11	1475	74	129
2695	A-236	312	R	IFL	11	1115	35	0
2695	A-240	317	R	IFL	11	1135	23	24
2695	A-248	327	R	IFL	11	1185	155	157

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
2695	A-248	327	R	IFL	11	1185	155	157
2695	A-249	328	R	IFL	11	1195	121	108
2695	A-250	329	R	IFL	11	1190	120	129
2695	A-252	330	R	IFL	11	1200	82	81
4227	60605	65288	C	JMO	24	1055	909	653
4227	12371	1957	R	JMO	24	390	5	17
4228	12263	1965	R	JMO	24	420	2	2
4228	12264	1973	R	JMO	24	360	48	75
4228	12331	1962	R	JMO	24	410	21	23
4228	12355	1956	R	JMO	24	435	44	57
4228	12357	1968	R	JMO	24	430	52	57
4228	12363	1971	R	JMO	24	395	44	0
4228	12492	30875	R	JMO	24	340	287	281
4228	12766	27467	R	JMO	24	370	37	28
4228	12808	27468	R	JMO	24	375	13	15
4228	12886	27469	R	JMO	24	380	87	95
4228	17959	31635	R	JMO	24	895	47	51
4228	30176	39743	R	ALQ	12	20	21	22
4228	35397	47025	R	JMO	24	350	21	24
4228	37077	46600	R	JMO	24	335	69	63
4228	39364	19229	R	JMO	24	99999	58	103
4228	43135	51786	R	JMO	24	1050	29	36
4228	43275	51758	R	JMO	24	1380	21	13
4228	48555	55991	R	JMO	24	1135	8	7
4228	55197	63095	R	JMO	24	1020	34	51
4228	58233	63611	R	JMO	24	1065	35	36
4228	58727	64071	R	JMO	24	1225	39	16
4228	60676	65299	R	JMO	24	1045	51	56
4228	61646	86110	R	JMO	24	1070	37	28
4228	61754	86145	R	JMO	24	1075	36	19
4228	61854	86179	R	JMO	24	1160	16	17
4228	64495	88196	R	JMO	24	1255	92	60
4228	64755	88131	R	JMO	24	1245	15	14
4228	65342	88772	R	JMO	24	1325	46	52
4228	65913	89270	R	JMO	24	1350	91	92
4228	16295	28104	R	JMO	23	99999	0	0
4229	01897	2252	C	MAT	31	665	62	60
4229	13022	1044	C	IFL	13	960	26	27
4229	47906	58040	C	IFL	13	99999	219	219
4229	10674	19087	IA	IFR	13	195	236	172
4229	15302	1086	IA	IFL	14	40	96	88
4229	02235	6731	IA	IFL	13	99999	0	0
4229	19320	33943	R	IFL	13	685	57	78
4229	19689	44564	R	IFL	14	45	215	164
4229	31988	43739	R	IFL	14	930	58	56
4229	47538	1079	R	IFL	14	1040	30	27
4229	59799	64583	R	GUA	5	2090	62	72
4229	62577	86748	R	IFL	14	20	48	51
4229	00606	985	R	IFL	13	610	245	261

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
4229	00623	1010	R	IFL	13	790	28	31
4229	00625	1012	R	IFL	13	99999	199	249
4229	00632	1027	R	IFL	13	99999	57	90
4229	12594	1013	R	IFL	13	750	28	2
4229	12595	1014	R	IFL	13	770	143	154
4229	14128	1006	R	IFL	13	720	24	27
4229	14129	1007	R	IFL	13	725	35	67
4229	16210	27744	R	IFL	13	690	3	1
4229	30381	43536	R	IFL	13	710	96	107
4229	36397	45637	R	IFL	13	705	47	55
4229	39798	47865	R	IFL	13	780	58	51
4229	44035	55227	R	IFL	13	795	43	46
4229	49996	57133	R	IFL	13	735	116	119
4229	51725	1030	R	IFL	13	99999	103	109
4229	53432	62250	R	IFL	13	930	0	0
4229	53433	62249	R	IFL	13	925	0	0
4229	60576	65155	R	IFL	13	950	47	56
4229	62259	86513	R	IFL	13	995	4	4
4229	64841	88532	R	IFL	13	99989	87	100
4229	A-0637	33638	R	IFL	13	99999	345	376
4229	A-639	881	R	IFL	12	1435	130	135
4231	07543	20646	BP	MUL	9	340	335	312
4231	15453	4078	C	FAE	42	390	155	248
4231	07459	2609	IA	MAT	32	1080	164	164
4231	07734	6503	R	ALF	64	50	93	115
4231	07947	6405	R	ALF	63	485	35	19
4231	08619	24878	R	SBV	76	3115	0	0
4231	09708	21418	R	SBV	24	1555	12	13
4232	63973	87940	C	IFL	10	2180	37	38
4232	12867	653	IA	IFL	10	1455	140	223
4232	12242	636	R	IFL	10	1320	13	16
4232	12252	646	R	IFL	10	1540	103	123
4232	29318	39709	R	IFL	10	1415	9	10
4232	29617	43736	R	IFL	10	1465	84	80
4232	36244	46281	R	IFL	10	1510	166	174
4232	41170	48651	R	IFL	10	1545	85	87
4232	61374	65767	R	IFL	10	2070	76	88
4232	64336	87946	R	IFL	10	2185	153	191
4232	64390	88018	R	IFL	10	2200	79	80
4232	64868	88447	R	IFL	10	2230	30	30
4232	65415	88912	R	IFL	10	1460	69	112
4232	65461	88847	R	IFL	10	2250	35	36
4232	06194	655	R	IFL	10	1435	0	0
4233	49445	58696	C	IFL	10	2260	0	0
4233	11949	660	R	IFL	10	1525	73	79
4233	17611	31309	R	IFL	10	1690	37	42
4233	38484	33940	R	IFL	10	1515	15	20
4233	48292	55755	R	IFL	10	1485	49	50
4233	51246	58360	R	IFL	10	1495	32	35

Transformer	Meter ID	Customer Code	Tarifa	Cód. Sector	Cód. Ruta	Sec. Ruta	Energy Metered Promd.	Energy Metered Actual
4233	52207	59741	R	IFL	10	1475	85	95
4233	57441	62570	R	IFL	10	2015	66	65
4233	58163	63803	R	IFL	10	2020	32	32
4233	62266	86520	R	IFL	10	1500	34	28
4233	62431	86651	R	IFL	10	2115	56	56
4235	11631	463	R	IFL	10	1875	198	177
4235	11937	642	R	IFL	10	1860	9	13
4235	13533	632	R	IFL	10	1240	60	69
4235	20458	33938	R	IFL	10	1270	37	42
4235	20996	33937	R	IFL	10	1285	36	38
4235	23004	33939	R	IFL	10	1275	47	63
4235	35922	45586	R	IFL	10	1260	32	32
4235	38481	634	R	IFL	10	1235	55	59
4235	42934	50776	R	IFL	10	1290	0	0
4235	43652	52447	R	IFL	10	1300	65	50
4235	45921	53493	R	IFL	10	1225	142	148
4235	56568	62411	R	IFL	10	1295	103	54
4235	64846	88361	R	IFL	10	2220	40	49
4235	00422	621	R	IFL	10	1735	47	49
4238	11757	26784	AS	IFL	11	1285	515	454
4238	00436	697	C	IFL	10	150	82	78
4238	12122	2385	IA	IFL	11	1280	262	377
4238	12302	345	R	IFL	11	1335	152	179
4238	13591	173	R	IFL	11	1270	180	194
4238	17453	32384	R	IFL	11	1275	183	207
4238	52132	59383	R	IFL	11	1330	91	104
4238	53036	61922	R	IFL	11	1290	184	195
4238	53548	61194	R	FAE	42	145	89	100
4238	58095	63012	R	IFL	11	1295	74	71
4238	63741	87624	R	LAS	45	1225	41	0
4238	00340	484	R	IFL	11	1665	63	72
4238	00504	139	R	IFL	11	1300	90	93
	09363	1861	R	JMO	23	99999	49	52

Anexo 4.3

FLUJOS DE POTENCIA
(Alimentador Industrial Sur)

ANEXO 4.3

FLUJOS DE POTENCIA

ALIMENTADOR INDUSTRIAL SUR

Feeder : [01]
Date : 02/10/0 1
Time : 15:26:1 2

Parameters :

Power Factor	Load Factor	Loss Fact	Demand Factor
0.95	0.7	0.6	0.6

General Information:

Load In Feeder	2664.2 (kW)
Load In Feeder	858.6 (kVAr)
Energy Losses	15174.9 (kWh)
Power Loss	35.8 (kW)
Power Loss	37.0 (kVAr)
Max Voltage Drop	1.7 (%)
Max Regulation	1.7 (%)
Current In Feeder	119.0 (A)
Total Length	14.0 (km)
Max Length	4.3 (km)

Nodes		Length	Conductor	Load In Section				Load Thru Section				Voltage		
Source	Load	(m).	Type	Conneted (kVA)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	onducto (%)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	Accum Drop(%)	Accum Reg(%)	Voltage (kV)
0	1	56	3/0	37.5	0	0	0	39.7	2698.6	894.1	119	0.06	0.06	13.79
1	2	52.1	3/0	0	0	0	0	39.7	2697.6	893	119	0.11	0.11	13.79
2	3	50.7	3/0	0	0	0	0	39.7	2696.6	891.9	119	0.15	0.15	13.78
3	4	53	3/0	37.5	9.6	3.1	0.4	39.7	2695.6	890.9	119	0.2	0.2	13.77
4	5	28.3	3/0	0	0	0	0	39.5	2685.4	887.2	118.6	0.22	0.22	13.77
5	6	8	3/0	0	0	0	0	39.5	2685.3	887	118.6	0.23	0.23	13.77
6	7	12.4	3/0	0	0	0	0	39.5	2685.1	886.8	118.6	0.24	0.24	13.77
7	8	65.2	3/0	0	0	0	0	39.5	2683.8	885.5	118.6	0.3	0.3	13.76
8	9	60.1	3/0	0	0	0	0	39.5	2682.7	884.2	118.6	0.35	0.35	13.75
9	10	51.1	3/0	0	0	0	0	39.5	2681.7	883.2	118.6	0.39	0.39	13.75
10	11	47.1	3/0	0	0	0	0	39.5	2679.2	881.7	118.5	0.43	0.43	13.74
10	10.1	6.4	4	25	1.6	0.5	0.1	0	1.6	0.5	0.1	0.39	0.39	13.75
11	12	45.1	3/0	0	0	0	0	39.4	2669.8	878.1	118.1	0.47	0.47	13.74
11	11.1	16.7	2	0	0	0	0	0.2	8.6	2.7	0.4	0.43	0.43	13.74
11.1	11.2	24	2	0	0	0	0	0.2	8.6	2.7	0.4	0.43	0.43	13.74
11.2	11.3	21	2	25	8.6	2.7	0.4	0.2	8.6	2.7	0.4	0.43	0.43	13.74
12	13	16.2	3/0	0	0	0	0	39.4	2669.5	877.7	118.1	0.48	0.49	13.73
13	14	27.2	3/0	0	0	0	0	39.4	2668.9	877.2	118.1	0.51	0.51	13.73
14	21	36.8	2	60	0	0	0	0	0	0	0	0.51	0.51	13.73
14	22	31.6	3/0	0	0	0	0	39.4	2668.3	876.5	118.1	0.54	0.54	13.73
22	23	34.8	3/0	25	10.6	3.4	0.5	39.4	2667.7	875.8	118.1	0.57	0.57	13.72
23	24	40.1	3/0	0	0	0	0	39.2	2656.3	871.6	117.7	0.6	0.6	13.72
24	25	20.8	2	75	1.3	0.4	0.1	0	1.3	0.4	0.1	0.6	0.6	13.72
24	26	39	3/0	0	0	0	0	39.2	2654.3	870.4	117.6	0.63	0.64	13.71
26	38	37.1	3/0	0	0	0	0	39	2641.9	865.9	117.1	0.67	0.67	13.71
26	27	13.8	1/0	0	0	0	0	0.2	11.7	3.7	0.5	0.63	0.64	13.71
27	36	44.1	2	0	0	0	0	0.1	2.9	0.9	0.1	0.63	0.64	13.71
27	28	46.5	1/0	5	0.9	0.3	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.63	0.64	13.71
28	29	36.8	1/0	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.4	0.63	0.64	13.71
29	31	79.8	2	50	0	0	0	0	0	0	0	0.63	0.64	13.71
29	30	36.6	1/0	50	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.3	0.63	0.64	13.71
30	32	80	2	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.3	0.63	0.64	13.71
32	33	55	2	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.3	0.63	0.64	13.71
33	35	93.6	2	25	2.1	0.7	0.1	0.1	2.1	0.7	0.1	0.63	0.64	13.71
33	34	57.3	2	25	5.8	1.9	0.3	0.1	5.8	1.9	0.3	0.63	0.64	13.71
36	37	44.2	2	37.5	2.9	0.9	0.1	0.1	2.9	0.9	0.1	0.63	0.64	13.71
38	39	47.7	3/0	0	0	0	0	39	2641	865	117.1	0.71	0.71	13.7
39	40	51.7	3/0	50	25	8	1.1	39	2640	863.9	117.1	0.75	0.76	13.7
40	50	32.1	3/0	0	0	0	0	38.6	2611	854.2	115.8	0.78	0.78	13.69
40	41	38.1	2	0	0	0	0	0.1	3.4	1.1	0.2	0.75	0.76	13.7
41	42	48.1	2	0	0	0	0	0.1	3.4	1.1	0.2	0.75	0.76	13.7
42	43	64.6	2	37.5	3.4	1.1	0.2	0.1	3.4	1.1	0.2	0.75	0.76	13.7
50	51	34	3/0	0	0	0	0	38.6	2610.4	853.6	115.8	0.81	0.81	13.69
51	52	59	3/0	0	0	0	0	38.6	2609.3	852.4	115.8	0.86	0.86	13.68

Nodes		Length	Conductor	Load In Section				Load Thru Section				Voltage		
Source	Load	(m)	Type	Conneted (kVA)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amps)	onducto (%)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amps)	Accum Drop(%)	Accum Reg(%)	Voltage (kV)
52	55	74	3/0	45	9.2	2.9	0.4	38.4	2591.3	845.6	115.1	0.92	0.93	13.67
52	53	21.7	2	45	11.9	3.8	0.5	0.4	16.7	5.3	0.7	0.86	0.86	13.68
53	54	48.2	2	12	4.8	1.5	0.2	0.1	4.8	1.5	0.2	0.86	0.86	13.68
55	58	35.1	3/0	45	8.6	2.7	0.4	38.1	2571.5	838.9	114.2	0.95	0.96	13.67
55	56	24.3	2	0	0	0	0	0.2	9.9	3.2	0.4	0.92	0.93	13.67
56	57	31.4	2	30	9.9	3.2	0.4	0.2	9.9	3.2	0.4	0.92	0.93	13.67
58	59	27	3/0	0	0	0	0	38	2562.5	835.6	113.9	0.97	0.98	13.67
59	76	17.9	3/0	0	0	0	0	37.6	2536.2	827	112.7	0.98	0.99	13.66
59	60	36.6	1/0	0	0	0	0	0.5	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
60	61	39.9	1/0	0	0	0	0	0.5	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
61	62	37.3	1/0	0	0	0	0	0.5	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
62	63	36.4	1/0	0	0	0	0	0.5	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
63	64	38.2	1/0	0	0	0	0	0.5	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
64	65	36.7	1/0	0	0	0	0	0.5	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
65	66	35.5	2	0	0	0	0	0.6	26	8.3	1.2	0.97	0.98	13.67
66	69	25.4	2	0	0	0	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
66	67	48	2	0	0	0	0	0.4	17.2	5.5	0.8	0.97	0.98	13.67
67	68	32.9	2	75	17.2	5.5	0.8	0.4	17.2	5.5	0.8	0.97	0.98	13.67
69	70	53.4	2	0	0	0	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
70	71	56.3	2	0	0	0	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
71	72	44.1	2	0	0	0	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
72	73	48.1	2	0	0	0	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
73	74	41	2	0	0	0	0	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
74	75	31	2	30	8.8	2.8	0.4	0.2	8.8	2.8	0.4	0.97	0.98	13.67
76	77	49.1	3/0	30	8.3	2.6	0.4	37.6	2535.3	826	112.7	1.02	1.04	13.66
77	78	36.5	3/0	0	0	0	0	37.4	2526.4	822.7	112.3	1.05	1.07	13.65
78	79	39.7	3/0	0	0	0	0	37.4	2525.8	822	112.3	1.09	1.1	13.65
79	80	25.9	2	30	6	1.9	0.3	0.1	6	1.9	0.3	1.09	1.1	13.65
79	81	43.8	3/0	0	0	0	0	37.4	2519	819.3	112.1	1.12	1.14	13.65
81	82	42.8	3/0	0	0	0	0	37.4	2518.3	818.5	112.1	1.16	1.17	13.64
82	104	7.1	1/0	0	0	0	0	46.5	2401.8	779.3	106.9	1.16	1.18	13.64
82	83	28.3	3/0	0	0	0	0	1.7	116.4	39.1	5.2	1.16	1.17	13.64
83	84	56.4	3/0	0	0	0	0	1.7	116.4	39.1	5.2	1.16	1.17	13.64
84	85	53.7	3/0	0	0	0	0	1.7	116.4	39.1	5.2	1.16	1.18	13.64
85	86	52.9	3/0	0	0	0	0	1.7	116.4	39.1	5.2	1.17	1.18	13.64
86	88	26.4	3/0	0	0	0	0	1	66	23	3	1.17	1.18	13.64
86	87	17.5	2	45	50.4	16.1	2.2	1.2	50.4	16.1	2.2	1.17	1.18	13.64
88	89	63.2	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
88	91	50.6	3/0	0	0	0	0	1	66	23	3	1.17	1.18	13.64
89	90	60	3/0	1750	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
91	92	49.3	3/0	0	0	0	0	1	66	23	3	1.17	1.18	13.64
92	93	48.1	3/0	780	66	23	3	1	66	23	3	1.17	1.18	13.64
93	94	27.7	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
94	95	33.2	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
95	96	44.1	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
96	97	46.4	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
97	98	36.1	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
98	99	43.1	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
99	100	35.6	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
100	101	6.2	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
101	102	36	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
102	103	35.4	3/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.17	1.18	13.64
104	105	39.1	1/0	0	0	0	0	46.5	2401.1	778.6	106.9	1.2	1.21	13.63
105	106	38.2	1/0	0	0	0	0	46.5	2400.3	777.9	106.9	1.24	1.25	13.63
105	0	15.2	3/0	0	0	0	0	39.7	2699.7	895.2	119	0.01	0.01	13.8
106	109	57.4	1/0	0	0	0	0	46.4	2394.2	775.3	106.7	1.29	1.3	13.62
106	107	40.4	2	0	0	0	0	0.1	5	1.6	0.2	1.24	1.25	13.63
107	108	53.7	2	45	5	1.6	0.2	0.1	5	1.6	0.2	1.24	1.25	13.63
109	110	48.1	1/0	50	48.6	15.5	2.2	46.4	2393.3	774.5	106.7	1.33	1.35	13.62
110	111	24.4	1/0	0	0	0	0	45.4	2344.2	758.5	104.5	1.35	1.37	13.61
111	152	25.8	1/0	0	0	0	0	44.9	2313.9	748.6	103.2	1.38	1.4	13.61
111	112	44.7	2	0	0	0	0	0.7	29.8	9.5	1.3	1.35	1.37	13.61
112	113	49.4	2	0	0	0	0	0.7	29.8	9.5	1.3	1.36	1.37	13.61
113	114	60.6	2	0	0	0	0	0.7	29.8	9.5	1.3	1.36	1.37	13.61
114	115	68.8	2	0	0	0	0	0.7	29.8	9.5	1.3	1.36	1.38	13.61
115	116	58.4	2	0	0	0	0	0.7	29.8	9.5	1.3	1.36	1.38	13.61
116	117	73.3	2	0	0	0	0	0.7	29.8	9.5	1.3	1.36	1.38	13.61
117	118	37.1	2	25	8.6	2.7	0.4	0.7	29.8	9.5	1.3	1.36	1.38	13.61
118	119	32.6	2	0	0	0	0	0.5	21.2	6.8	0.9	1.36	1.38	13.61
119	120	33.4	2	0	0	0	0	0.5	21.2	6.8	0.9	1.36	1.38	13.61
120	121	70.6	2	10	1.5	0.5	0.1	0.5	21.2	6.8	0.9	1.36	1.38	13.61
121	122	59.1	2	0	0	0	0	0.5	19.7	6.3	0.9	1.36	1.38	13.61
122	123	62.5	2	0	0	0	0	0.5	19.7	6.3	0.9	1.36	1.38	13.61
123	124	104.1	2	0	0	0	0	0.1	2.5	0.8	0.1	1.36	1.38	13.61

Nodes		Length	Conductor	Load In Section				Load Thru Section				Voltage		
Source	Load	(m)	Type	Conneted (kVA)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	onducto (%)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	Accum Drop(%)	Accum Reg(%)	Voltage (kV)
123	127	103.3	2	0	0	0	0	0.4	17.2	5.5	0.8	1.36	1.38	13.61
124	125	73.1	2	0	0	0	0	0.1	2.5	0.8	0.1	1.36	1.38	13.61
125	126	76	2	15	2.5	0.8	0.1	0.1	2.5	0.8	0.1	1.36	1.38	13.61
127	128	106.2	2	0	0	0	0	0.4	17.2	5.5	0.8	1.36	1.38	13.61
128	129	89.5	2	0	0	0	0	0.4	17.2	5.5	0.8	1.37	1.38	13.61
129	130	96.5	2	0	0	0	0	0.4	17.2	5.5	0.8	1.37	1.39	13.61
130	131	100.4	2	37.5	8	2.5	0.4	0.4	17.2	5.5	0.8	1.37	1.39	13.61
131	132	68.2	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
132	133	72.2	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
133	134	68.5	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
134	135	53	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
135	136	66.1	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
136	137	79.8	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
137	138	96.8	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
138	139	94.4	2	0	0	0	0	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
139	140	59.1	2	10	2.3	0.7	0.1	0.2	9.2	2.9	0.4	1.37	1.39	13.61
140	141	76.2	2	0	0	0	0	0.2	6.9	2.2	0.3	1.37	1.39	13.61
141	142	84.4	2	0	0	0	0	0.2	6.9	2.2	0.3	1.37	1.39	13.61
142	143	79.4	2	0	0	0	0	0.2	6.9	2.2	0.3	1.37	1.39	13.61
143	144	74.5	2	0	0	0	0	0.2	6.9	2.2	0.3	1.37	1.39	13.61
144	145	83.4	2	0	0	0	0	0.2	6.9	2.2	0.3	1.37	1.39	13.61
145	146	79.1	2	0	0	0	0	0.2	6.9	2.2	0.3	1.37	1.39	13.61
146	148	96.9	2	0	0	0	0	0.1	3.3	1.1	0.1	1.37	1.39	13.61
146	147	77.5	2	25	3.6	1.2	0.2	0.1	3.6	1.2	0.2	1.37	1.39	13.61
148	149	101.8	2	0	0	0	0	0.1	3.3	1.1	0.1	1.37	1.39	13.61
149	150	99.5	2	0	0	0	0	0.1	3.3	1.1	0.1	1.37	1.39	13.61
150	151	107.1	2	15	3.3	1.1	0.1	0.1	3.3	1.1	0.1	1.37	1.39	13.61
152	153	51.1	1/0	0	0	0	0	44.9	2313	747.8	103.2	1.42	1.44	13.6
153	154	45.4	1/0	0	0	0	0	44.9	2312.2	747	103.2	1.46	1.48	13.6
154	155	42.1	1/0	0	0	0	0	44.9	2311.5	746.3	103.2	1.5	1.52	13.59
155	156	47.7	1/0	0	0	0	0	44.9	2310.7	745.6	103.2	1.54	1.56	13.59
156	1o5	53.5	1/0	50	10.6	3.4	0.5	5.2	267.6	91.7	12	1.55	1.57	13.59
156	157	11	1/0	0	0	0	0	39.6	2042.9	653.7	91.1	1.55	1.57	13.59
157	158	83.6	1/0	0	0	0	0	39.6	2041.7	652.7	91.1	1.61	1.64	13.58
158	159	75.7	1/0	0	0	0	0	39.6	2040.7	651.7	91.1	1.67	1.7	13.57
159	161	49.3	1/0	0	0	0	0	0	1.9	0.6	0.1	1.67	1.7	13.57
159	160	29.7	1/0	600	2038.4	650.7	91.1	39.6	2038.4	650.7	91.1	1.7	1.73	13.57
161	162	25.8	1/0	0	0	0	0	0	1.9	0.6	0.1	1.67	1.7	13.57
162	164	43.4	1/0	630	0	0	0	0	0	0	0	1.67	1.7	13.57
162	163	67.4	1/0	15	1.9	0.6	0.1	0	1.9	0.6	0.1	1.67	1.7	13.57
165	166	58.1	1/0	0	0	0	0	5	257	88.2	11.5	1.55	1.58	13.59
166	167	55.3	1/0	0	0	0	0	5	257	88.2	11.5	1.56	1.58	13.59
167	176	45.4	1/0	0	0	0	0	4.8	244.5	84.3	11	1.56	1.59	13.58
167	168	19.1	2	0	0	0	0	0.3	12.4	4	0.6	1.56	1.58	13.58
168	169	43.8	2	37.5	4	1.3	0.2	0.3	12.4	4	0.6	1.56	1.58	13.58
169	170	41.9	2	0	0	0	0	0.2	8.4	2.7	0.4	1.56	1.58	13.58
170	171	38.3	2	0	0	0	0	0.2	8.4	2.7	0.4	1.56	1.58	13.58
171	172	33.6	2	37.5	7.1	2.3	0.3	0.2	8.4	2.7	0.4	1.56	1.58	13.58
172	174	25	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.56	1.58	13.58
172	173	52.4	2	30	1.3	0.4	0.1	0	1.3	0.4	0.1	1.56	1.58	13.58
174	175	62.9	2	25	0	0	0	0	0	0	0	1.56	1.58	13.58
176	177	50.6	1/0	0	0	0	0	4.8	244.5	84.3	11	1.57	1.59	13.58
177	178	45.4	1/0	75	18	5.7	0.8	4.8	244.5	84.2	11	1.57	1.6	13.58
178	179	50.6	1/0	0	0	0	0	4.4	226.5	78.5	10.2	1.58	1.6	13.58
179	213	49.7	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.58	1.6	13.58
179	185	24.1	2	0	0	0	0	1	39.4	12.6	1.8	1.58	1.6	13.58
179	180	22.4	1/0	0	0	0	0	0.1	5.6	1.8	0.2	1.58	1.6	13.58
180	181	67.7	2	0	0	0	0	0.1	5.6	1.8	0.2	1.58	1.6	13.58
181	182	113.2	2	0	0	0	0	0.1	5.6	1.8	0.2	1.58	1.6	13.58
182	184	33	2	10	5	1.6	0.2	0.1	5	1.6	0.2	1.58	1.6	13.58
182	183	52	2	15	0.6	0.2	0	0	0.6	0.2	0	1.58	1.6	13.58
185	186	55	2	0	0	0	0	1	39.4	12.6	1.8	1.58	1.6	13.58
186	188	18	2	0	0	0	0	1	39.4	12.6	1.8	1.58	1.6	13.58
188	192	16.7	2	0	0	0	0	0.8	32.3	10.3	1.4	1.58	1.6	13.58
188	187	32.4	2	30	0	0	0	0	0	0	0	1.58	1.6	13.58
188	189	31.6	2	0	0	0	0	0.2	7.1	2.3	0.3	1.58	1.6	13.58
189	190	36.9	2	0	0	0	0	0.2	7.1	2.3	0.3	1.58	1.6	13.58
190	191	61.6	2	30	7.1	2.3	0.3	0.2	7.1	2.3	0.3	1.58	1.6	13.58
192	194	61.7	2	0	0	0	0	0.7	30	9.6	1.3	1.58	1.6	13.58
192	193	31.5	2	15	2.3	0.7	0.1	0.1	2.3	0.7	0.1	1.58	1.6	13.58
194	195	47.1	2	0	0	0	0	0.7	30	9.6	1.3	1.58	1.61	13.58
195	197	17.3	2	0	0	0	0	0.7	28.2	9	1.3	1.58	1.61	13.58
195	196	27.2	2	30	1.8	0.6	0.1	0	1.8	0.6	0.1	1.58	1.61	13.58
197	198	49.2	2	37.5	8.4	2.7	0.4	0.7	28.2	9	1.3	1.58	1.61	13.58

Nodes		Length	Conductor	Load In Section				Load Thru Section				Voltage		
Source	Load	(m)	Type	Connected (kVA)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	onducto (%)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	Accum Drop(%)	Accum Reg(%)	Voltage (kV)
198	199	46.7	2	0	0	0	0	0.5	19.8	6.3	0.9	1.58	1.61	13.58
199	204	43.7	2	30	0.3	0.1	0	0.5	19.8	6.3	0.9	1.58	1.61	13.58
199	200	14.9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.58	1.61	13.58
200	201	35	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.58	1.61	13.58
201	203	12	2	75	0	0	0	0	0	0	0	1.58	1.61	13.58
201	202	19.1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.58	1.61	13.58
204	205	38.8	2	0	0	0	0	0.5	19.5	6.2	0.9	1.58	1.61	13.58
205	206	48.9	2	0	0	0	0	0.5	19.5	6.2	0.9	1.58	1.61	13.58
206	207	39.4	2	0	0	0	0	0.5	19.5	6.2	0.9	1.58	1.61	13.58
207	209	23.7	2	60	11.6	3.7	0.5	0.3	11.6	3.7	0.5	1.58	1.61	13.58
207	208	39.1	2	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.4	1.58	1.61	13.58
208	210	39.2	2	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.4	1.58	1.61	13.58
210	211	56.4	2	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.4	1.58	1.61	13.58
211	212	50.9	2	60	7.9	2.5	0.4	0.2	7.9	2.5	0.4	1.58	1.61	13.58
213	214	44	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.58	1.61	13.58
214	215	58.2	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.59	1.61	13.58
215	216	40.3	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.59	1.61	13.58
216	217	51	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.59	1.62	13.58
217	218	19.8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.59	1.62	13.58
217	221	86	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.6	1.63	13.58
218	219	28.8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.59	1.62	13.58
219	220	34.4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.59	1.62	13.58
221	222	89	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.61	1.63	13.58
222	224	33.3	1/0	0	0	0	0	3.6	181.5	64.1	8.2	1.61	1.63	13.58
222	223	19.7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.63	13.58
224	255	23.3	1/0	0	0	0	0	3.1	160.1	57.3	7.2	1.61	1.64	13.58
224	225	30	2	0	0	0	0	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.63	13.58
225	226	27.4	2	0	0	0	0	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.63	13.58
226	227	29.1	2	0	0	0	0	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.64	13.58
227	228	31.5	2	0	0	0	0	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.64	13.58
228	229	28.4	2	0	0	0	0	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.64	13.58
229	230	22.1	2	0	0	0	0	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.64	13.58
230	231	27.2	2	37.5	8.3	2.6	0.4	0.5	21.4	6.8	1	1.61	1.64	13.58
231	232	28.5	2	0	0	0	0	0.3	13.1	4.2	0.6	1.61	1.64	13.58
232	233	23.8	2	0	0	0	0	0.3	13.1	4.2	0.6	1.61	1.64	13.58
233	236	37.9	2	0	0	0	0	0.3	13.1	4.2	0.6	1.61	1.64	13.58
233	234	36.6	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58
234	235	39	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58
236	237	39.9	2	0	0	0	0	0.3	13.1	4.2	0.6	1.61	1.64	13.58
237	238	41.6	2	0	0	0	0	0.3	13.1	4.2	0.6	1.61	1.64	13.58
238	243	37.6	2	0	0	0	0	0.2	7.9	2.5	0.4	1.61	1.64	13.58
238	239	30.7	2	37.5	2.7	0.9	0.1	0.1	5.2	1.7	0.2	1.61	1.64	13.58
239	240	30.5	2	0	0	0	0	0.1	2.5	0.8	0.1	1.61	1.64	13.58
240	241	31.8	2	0	0	0	0	0.1	2.5	0.8	0.1	1.61	1.64	13.58
241	242	31.6	2	37.5	2.5	0.8	0.1	0.1	2.5	0.8	0.1	1.61	1.64	13.58
243	244	36	2	37.5	5.2	1.7	0.2	0.2	7.9	2.5	0.4	1.61	1.64	13.58
244	245	35	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
245	246	30.2	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
246	247	20	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
247	248	31.8	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
248	249	43.8	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
249	250	37.7	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
250	251	36.9	2	0	0	0	0	0.1	2.7	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
251	254	32.2	2	37.5	1.1	0.3	0	0	1.1	0.3	0	1.61	1.64	13.58
251	253	35.2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58
251	252	10.3	2	37.5	1.6	0.5	0.1	0	1.6	0.5	0.1	1.61	1.64	13.58
255	288	24.1	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
255	256	53.6	1/0	0	0	0	0	2.9	148	53.4	6.7	1.61	1.64	13.58
256	257	48.9	1/0	0	0	0	0	2.9	148	53.4	6.7	1.62	1.64	13.58
257	258	68.1	1/0	0	0	0	0	2.9	148	53.4	6.7	1.62	1.65	13.58
258	259	59.9	1/0	25	3.7	1.2	0.2	2.9	148	53.4	6.7	1.62	1.65	13.58
259	260	41.9	1/0	0	0	0	0	2.8	144.3	52.2	6.5	1.62	1.65	13.58
260	261	38.8	1/0	0	0	0	0	2.8	144.3	52.2	6.5	1.63	1.65	13.58
261	262	34.5	1/0	0	0	0	0	2.8	144.3	52.2	6.5	1.63	1.66	13.58
262	263	44.7	1/0	0	0	0	0	2.8	144.3	52.2	6.5	1.63	1.66	13.57
263	264	41.9	1/0	0	0	0	0	2.8	144.3	52.2	6.5	1.63	1.66	13.57
264	265	34.1	1/0	0	0	0	0	2.8	144.3	52.2	6.5	1.64	1.66	13.57
265	279	30	1/0	65	26.4	14.5	1.3	0.6	26.4	14.5	1.3	1.64	1.66	13.57
265	266	20.2	1/0	0	0	0	0	2.3	117.9	37.7	5.3	1.64	1.66	13.57
266	267	59.9	1/0	0	0	0	0	2.3	117.9	37.6	5.3	1.64	1.67	13.57
267	269	60.7	1/0	0	0	0	0	0.1	7.6	2.4	0.3	1.64	1.67	13.57
267	268	30	1/0	100	110.3	35.2	4.9	2.1	110.3	35.2	4.9	1.64	1.67	13.57
269	270	67.6	1/0	0	0	0	0	0.1	7.6	2.4	0.3	1.64	1.67	13.57
270	271	36.6	1/0	0	0	0	0	0.1	7.6	2.4	0.3	1.64	1.67	13.57

Nodes		Length	Conductor	Load In Section				Load Thru Section				Voltage		
Source	Load	(m)	Type	Conneted (kVA)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	onducto (%)	Load (kW)	Load (kVAr)	Current (Amp)	Accum Drop(%)	Accum Reg(%)	Voltage (kV)
271	272	22.1	1/0	0	0	0	0	0.1	7.6	2.4	0.3	1.64	1.67	13.57
272	273	36.3	1/0	50	1.7	0.5	0.1	0.1	7.6	2.4	0.3	1.64	1.67	13.57
273	274	35.2	1/0	0	0	0	0	0.1	5.9	1.9	0.3	1.64	1.67	13.57
274	275	30.8	1/0	0	0	0	0	0.1	5.9	1.9	0.3	1.64	1.67	13.57
275	276	34.4	1/0	50	5.9	1.9	0.3	0.1	5.9	1.9	0.3	1.64	1.67	13.57
276	277	36.7	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.64	1.67	13.57
277	278	61.1	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.64	1.67	13.57
279	280	23.6	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.64	1.66	13.57
280	281	39.2	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.64	1.66	13.57
281	282	40.9	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.64	1.66	13.57
282	283	35.3	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.64	1.66	13.57
288	289	76.4	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
289	290	74.5	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
290	291	65.6	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
291	292	64.5	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
292	293	35.4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58
292	294	33.3	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
293	319	181.9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58
294	295	46.9	1/0	0	0	0	0	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
295	296	48.5	1/0	10	2.2	0.7	0.1	0.2	12.1	3.9	0.5	1.61	1.64	13.58
296	297	46.8	1/0	0	0	0	0	0.2	9.9	3.2	0.4	1.61	1.64	13.58
297	298	42.5	1/0	0	0	0	0	0.2	9.9	3.2	0.4	1.61	1.64	13.58
298	299	80.8	2	10	1.9	0.6	0.1	0	1.9	0.6	0.1	1.61	1.64	13.58
298	300	41.3	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
300	301	45.4	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
301	302	42	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
302	303	38.9	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
303	304	45.4	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
304	305	44.6	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
305	306	55.2	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
306	307	48.9	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
307	308	44.4	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
308	309	38.8	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
309	310	21.6	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
310	311	28.7	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
311	312	37.7	1/0	0	0	0	0	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
312	313	39	1/0	37.5	4	1.3	0.2	0.2	8	2.6	0.4	1.61	1.64	13.58
313	314	37.4	1/0	37.5	1.2	0.4	0.1	0.1	4	1.3	0.2	1.61	1.64	13.58
314	315	42.4	1/0	50	2.9	0.9	0.1	0.1	2.9	0.9	0.1	1.61	1.64	13.58
315	316	57.5	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58
316	317	30.5	1/0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.61	1.64	13.58

Anexo 4.4

DEMANDAS POR TRANSFORMADOR
(Resultados SPARD)

DEMANDAS POR TRANSFORMADOR

Pot. Nom.(kVA)	5	10	15	25	30	37.5	45	50	60	75
Demandas de Potencia (kW)	0.9	1.5	2.5	1.6	9.9	9.6	9.2	25	11.6	1.3
		2.3	3.3	8.6	8.8	2.9	11.9	48.6	7.9	17.2
		5	1.9	10.6	8.3	3.4	8.6	10.6	26.4	18
		2.2	0.6	2.1	6	8	50.4	1.7		
		1.9	2.3	5.8	1.3	4	5	5.9		
				8.6	7.1	7.1		2.9		
				3.6	1.8	8.4				
				3.7	0.3	8.3				
						2.7				
						2.5				
						5.2				
						1.1				
						1.6				
						4				
						1.2				

Mediana	0.9	2.2	2.3	4.8	6.6	4.0	9.2	8.3	11.6	17.2
Desviación Estan	-	1.4	1.0	3.4	3.8	2.9	18.8	18.2	9.8	9.4
Media Aritmética	0.9	2.6	2.1	5.6	5.4	4.7	17.0	15.8	15.3	12.2

Alternativa 1	0.9	2.3	2.3	5.8	6.0	5.2	11.9	10.6	11.6	17.2
Alternativa 2	0.9	2.3	2.5	5.8	8.3	7.1	11.9	25.0	11.6	17.2

NOTA: La alternativa 1, considera las demandas de la totalidad de la muestra.

La alternativa 2, excluye las demandas menores al 10% de la potencia nominal del transformador

Anexo 4.5

CARGA - USUARIOS - No INTERRUP.
Vs
DURACION DE LA INTERRUPCION

ANEXO 4.5

DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA - No CONSUMIDORES - No INTERRUPCIONES EN FUNCIÓN DE LA DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN

TODO EL SISTEMA ELEPCO S.A.

Rango minutos	Carga KVA	No Consumidores	No Interrupciones
3-10	95500	74684	20
11-30	65213	40512	72
31-60	117964	74488	132
61-120	104776	57850	217
121-180	106012	55019	134
181-240	25581	18580	68
241-300	3746	3466	51
301-360	25149	22385	31
361-1440	34805	28358	106
más 1440	1258	2030	17
total	580004	377372	848

INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

Rango minutos	Carga KVA	No Consumidores	No Interrupciones
3-10	94986	74528	14
11-30	63729	38888	43
31-60	99719	61801	47
61-120	71632	33882	34
121-180	102102	50939	31
181-240	22637	16454	9
241-300	963	510	5
301-360	23176	19789	6
361-1440	24910	15882	10
más 1440	0		
total	503854	312673	198

INTERRUPCIONES NO PROGRAMADAS

Rango minutos	Carga KVA	No Consumidores	No Interrupciones
3-10	513	156	6
11-30	1485	1624	29
31-60	5783	5842	84
61-120	45605	30813	184
121-180	3909	4080	104
181-240	2944	2126	60
241-300	2783	2956	46
301-360	1973	2596	25
361-1440	9895	12476	96
más 1440	1258	2030	17
total	76150	64699	651

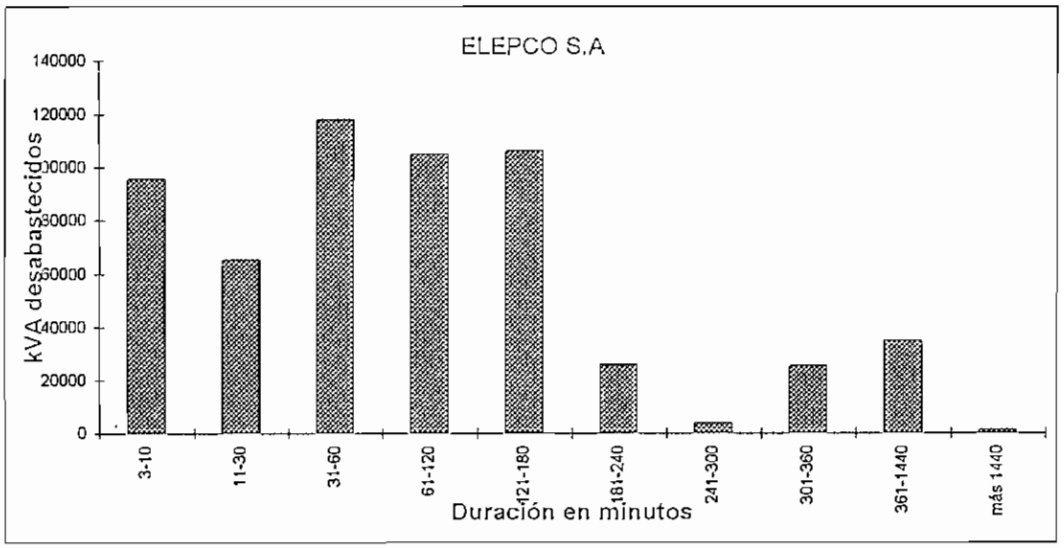
INTERRUPCIONES MEDIO VOLTAJE

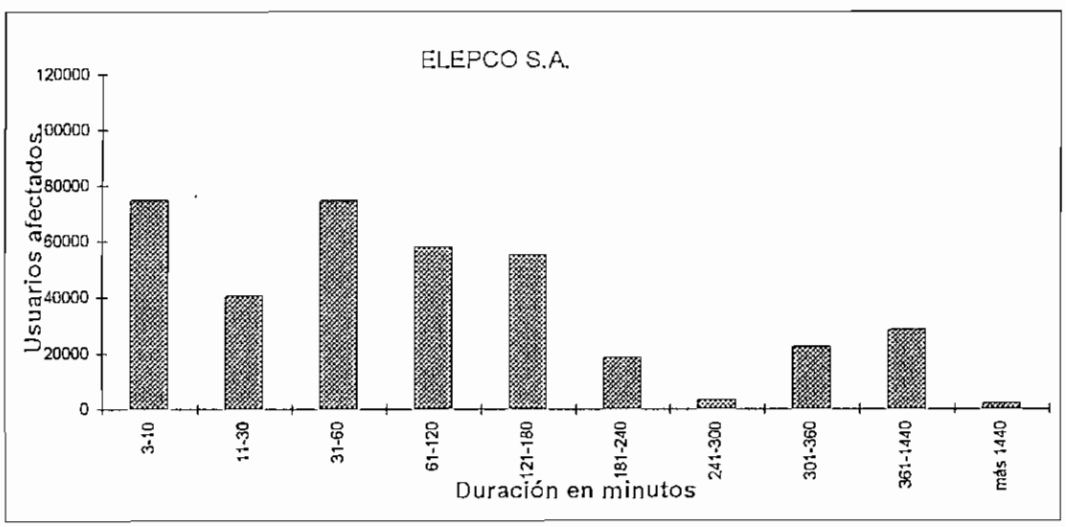
Rango minutos	Carga KVA	No Consumidores	No Interrupciones
3-10	95107	74350	15
11-30	63372	38592	39
31-60	113445	70588	58
61-120	96815	50794	68
121-180	102886	51549	53
181-240	24032	16966	30
241-300	2166	2204	17
301-360	24730	21975	15
361-1440	32536	26076	34
más 1440	800	1620	3
total	555889	354714	331

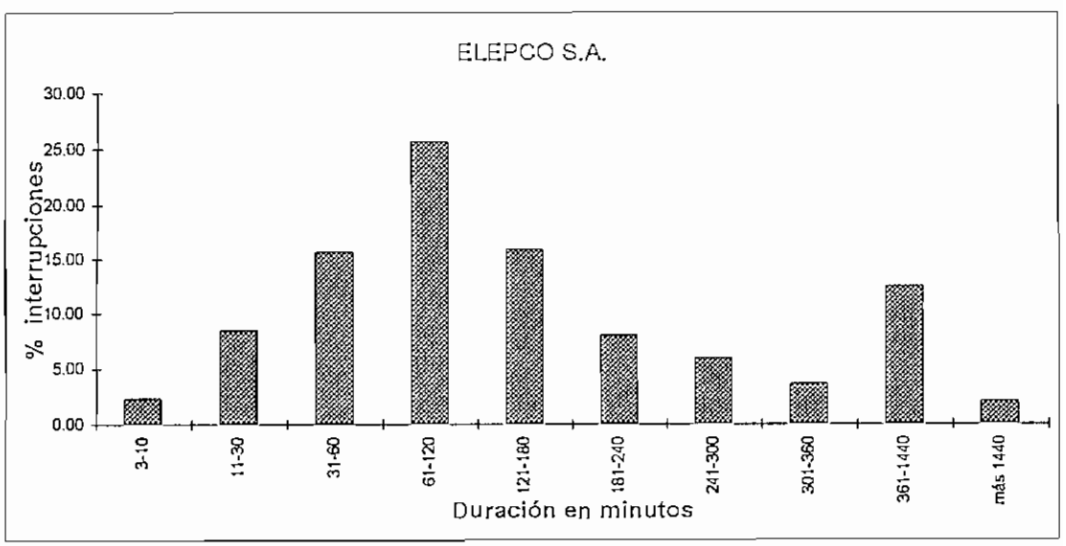
INTERRUPCIONES BAJO VOLTAJE

Rango minutos	Carga KVA	No Consumidores	No Interrupciones
3-10	393	334	5
11-30	1876	1920	34
31-60	4520	3900	75
61-120	7963	7056	146
121-180	3125	3470	80
181-240	1550	1614	41
241-300	1580	1262	34
301-360	417	410	17
361-1440	2269	2282	71
más 1440	423	410	14
total	24115	22658	517

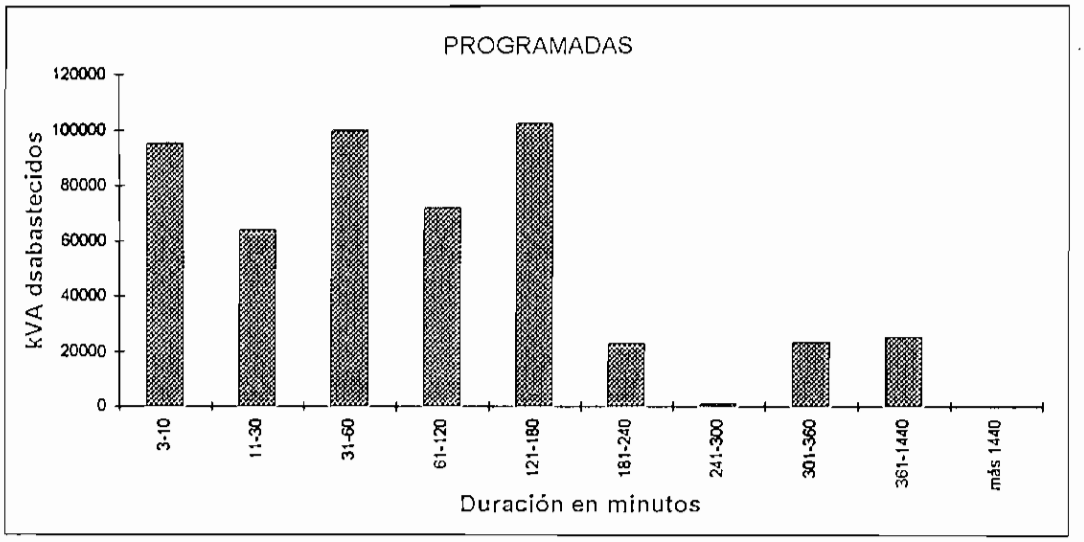
SISTEMA ELEPCO S.A.

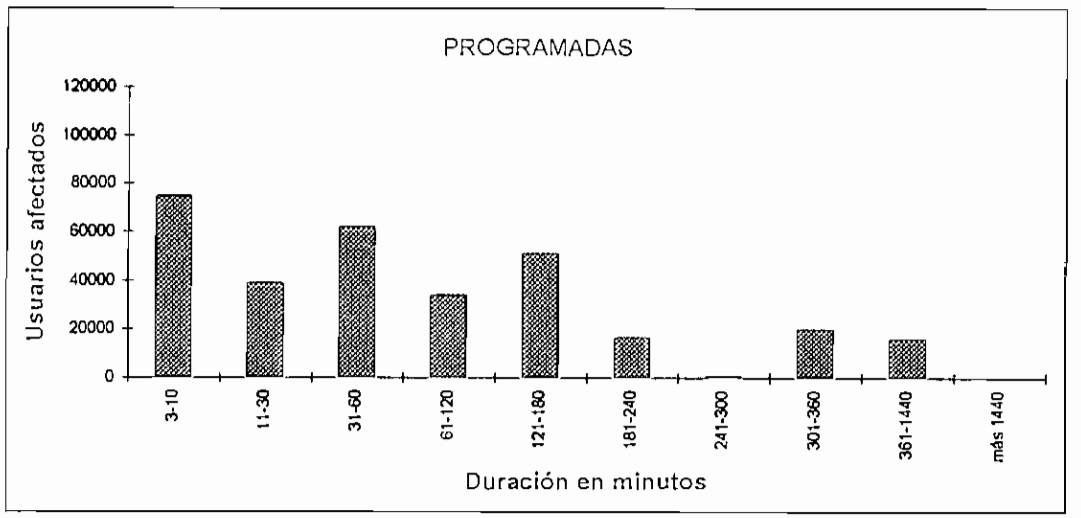


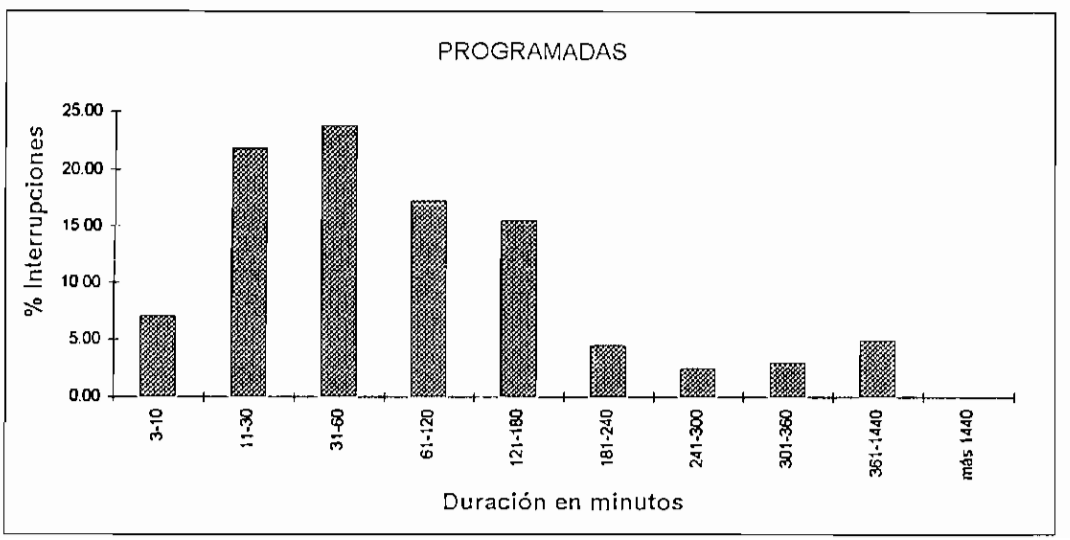




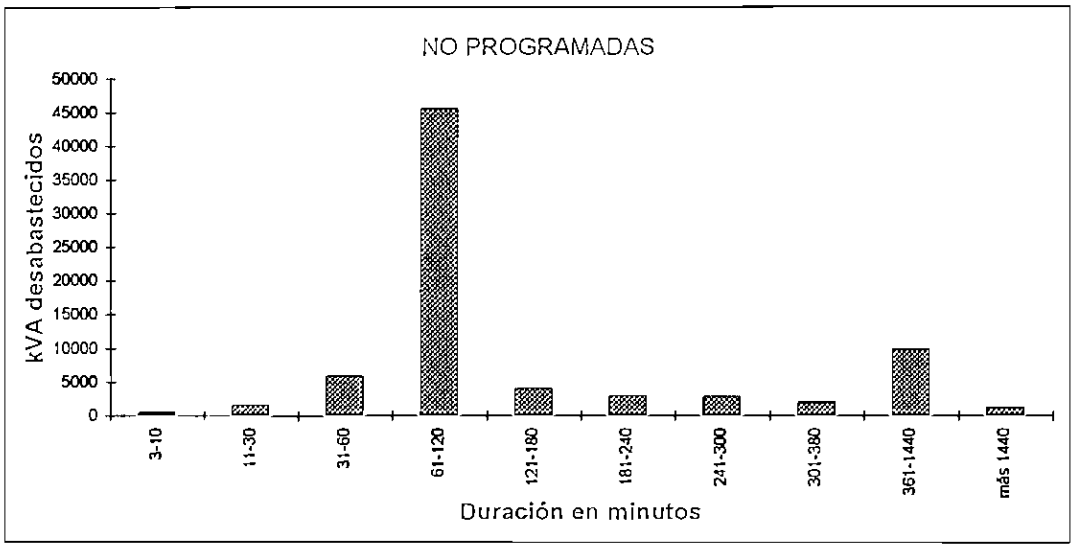
INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

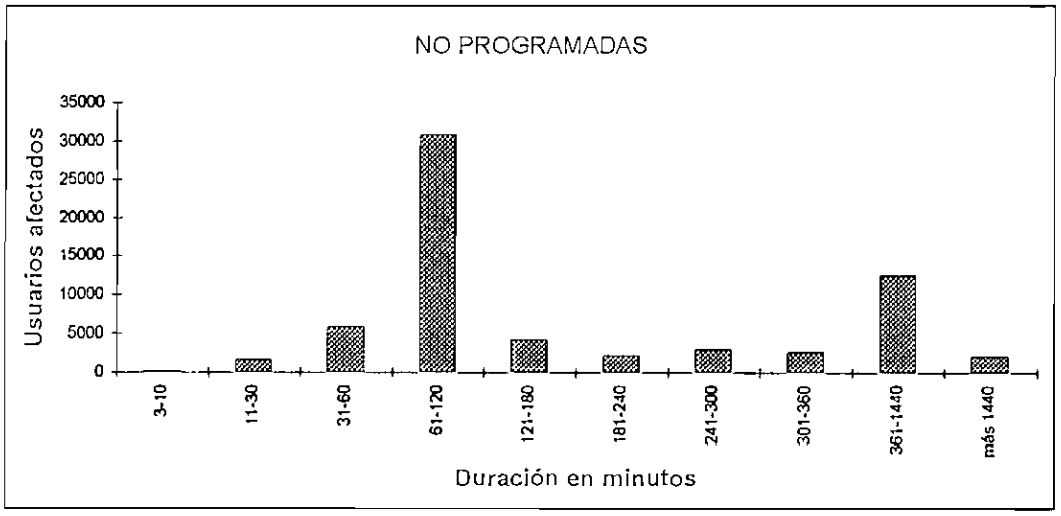


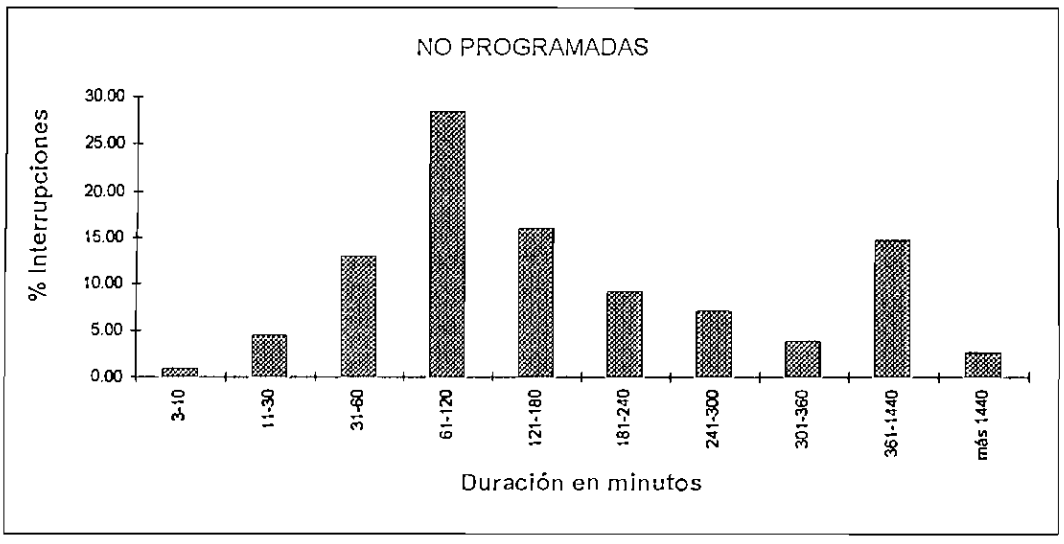




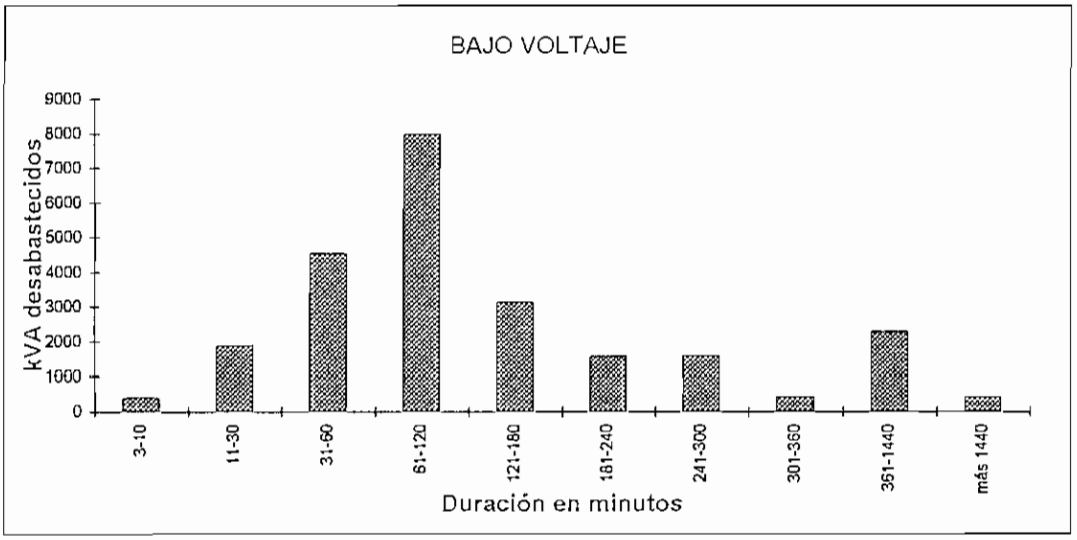
INTERRUPCIONES NO PROGRAMADAS

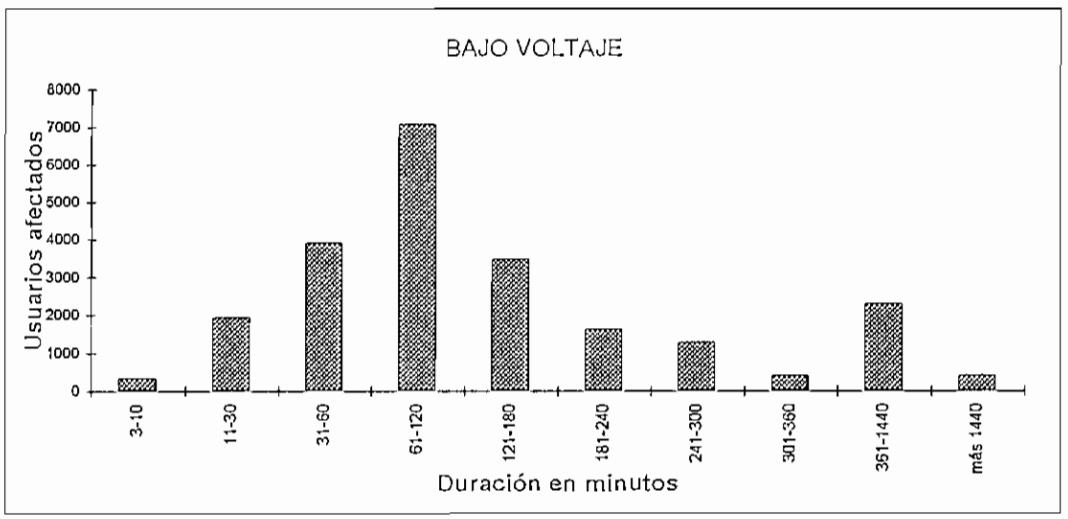


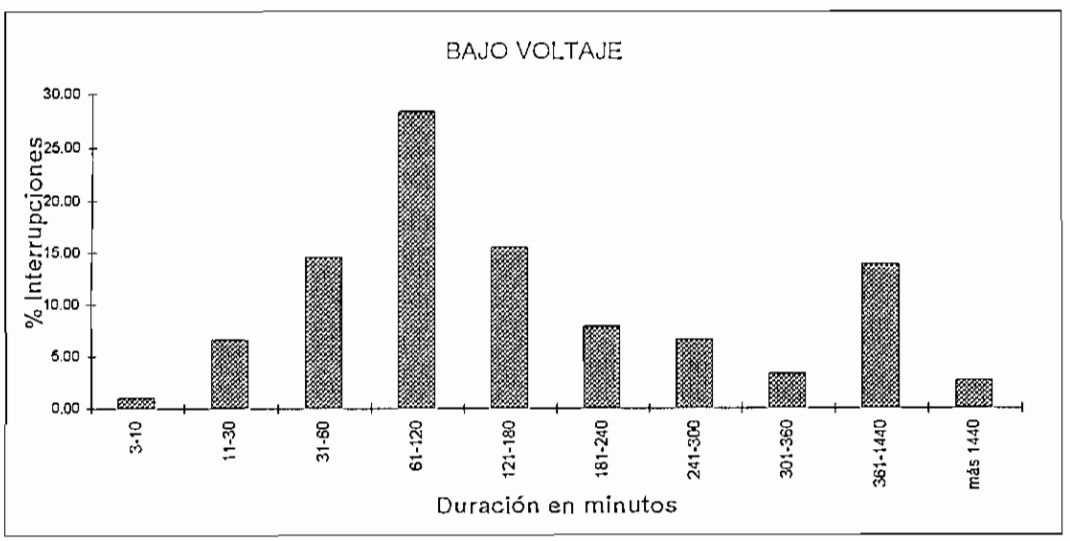




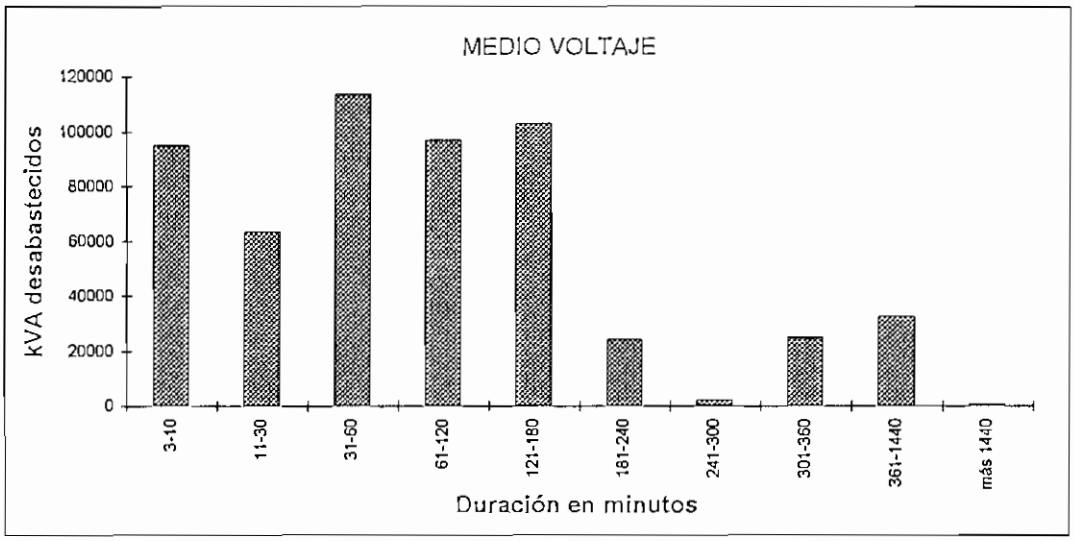
INTERRUPCIONES EN BAJO VOLTAJE

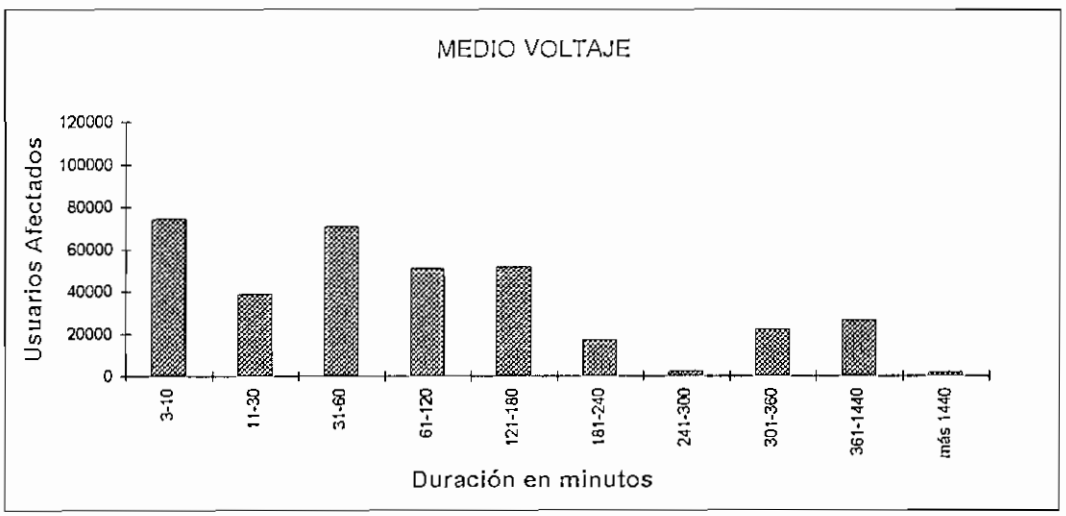


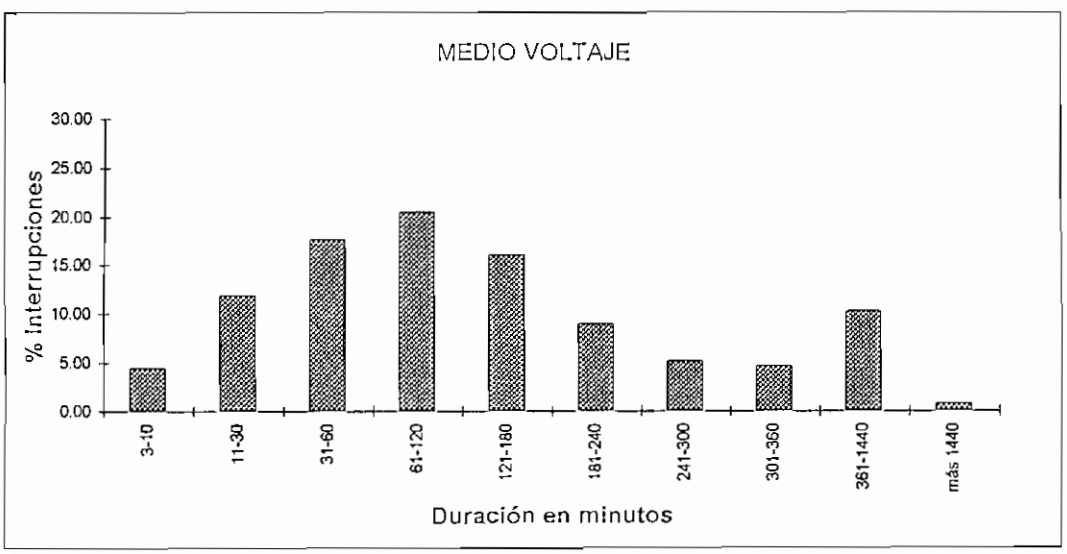




INTERRUPCIONES EN MEDIO VOLTAJE





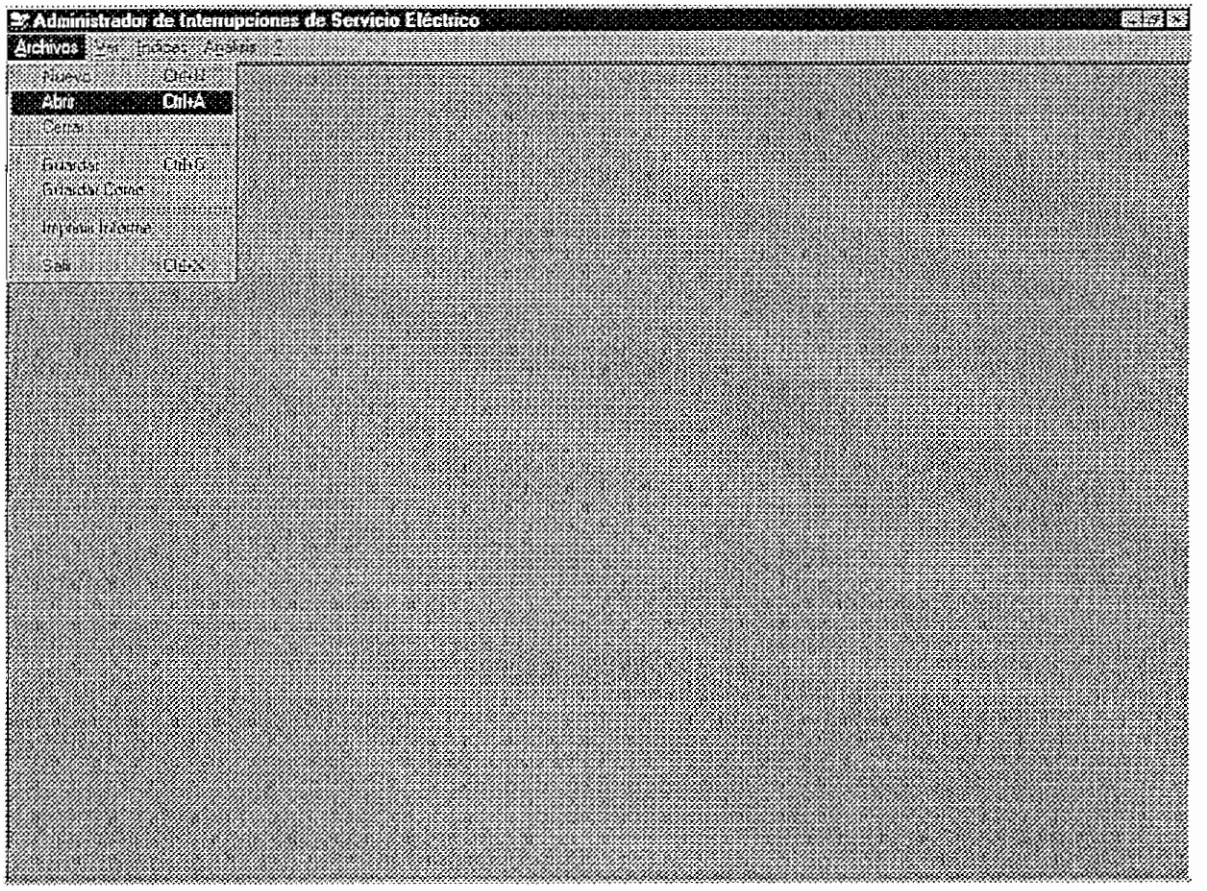


Anexo 5.1

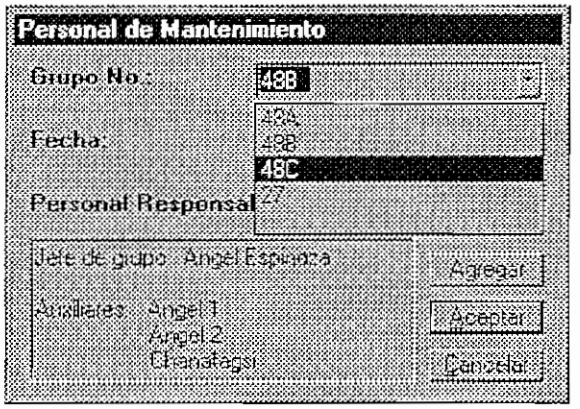
GAISE
(Programa computacional)

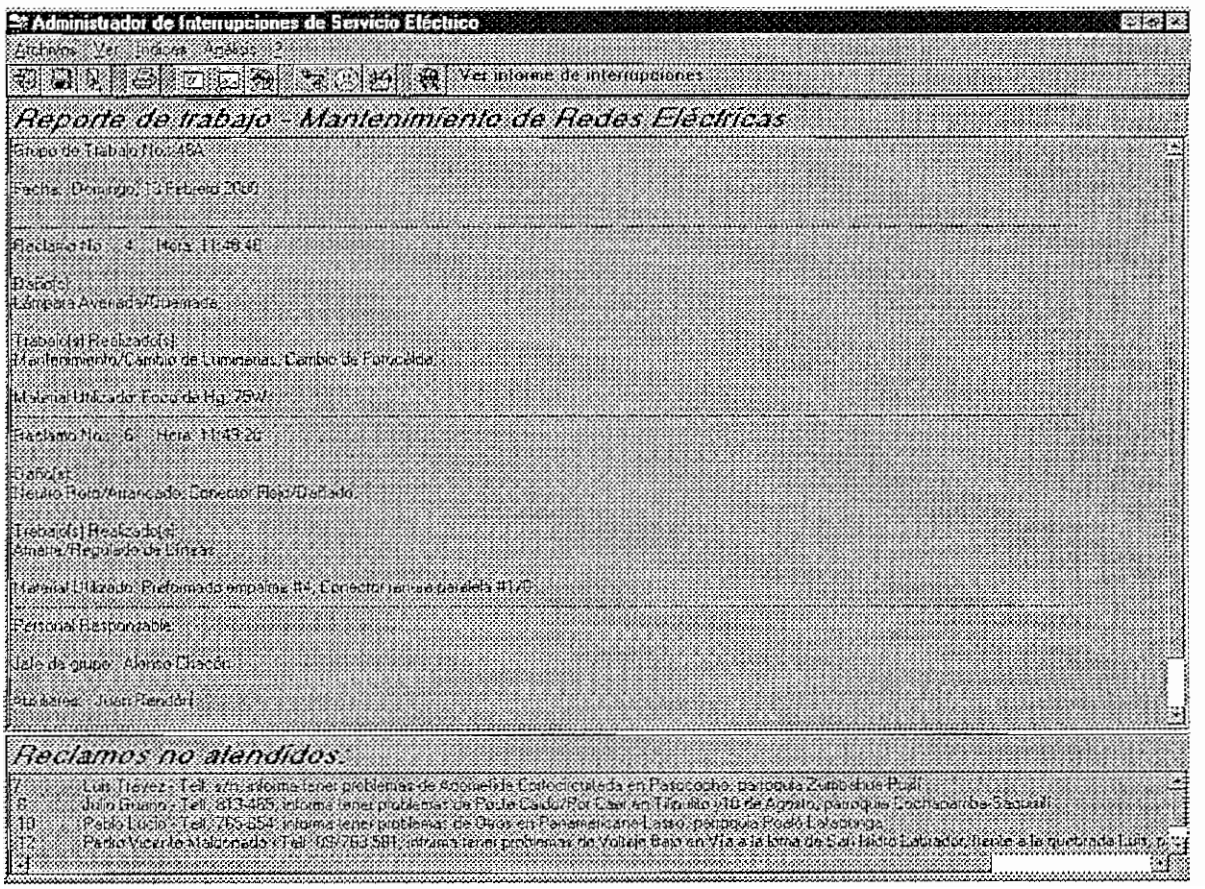
PANTALLA DE INICIO

(Menú Principal)

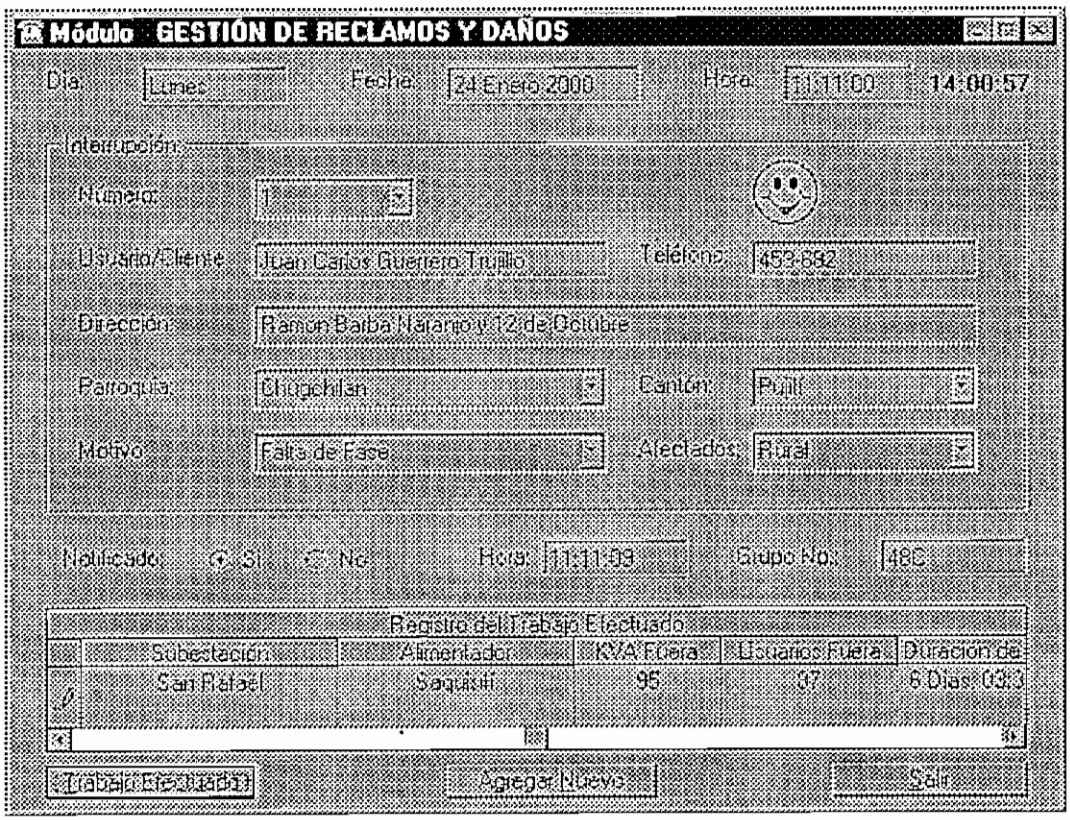


REPORTES DE TRABAJO DIARIO DEL GRUPO DE MANTENIMIENTO Y LISTA DE INTERRUPCIONES NO ATENDIDAS

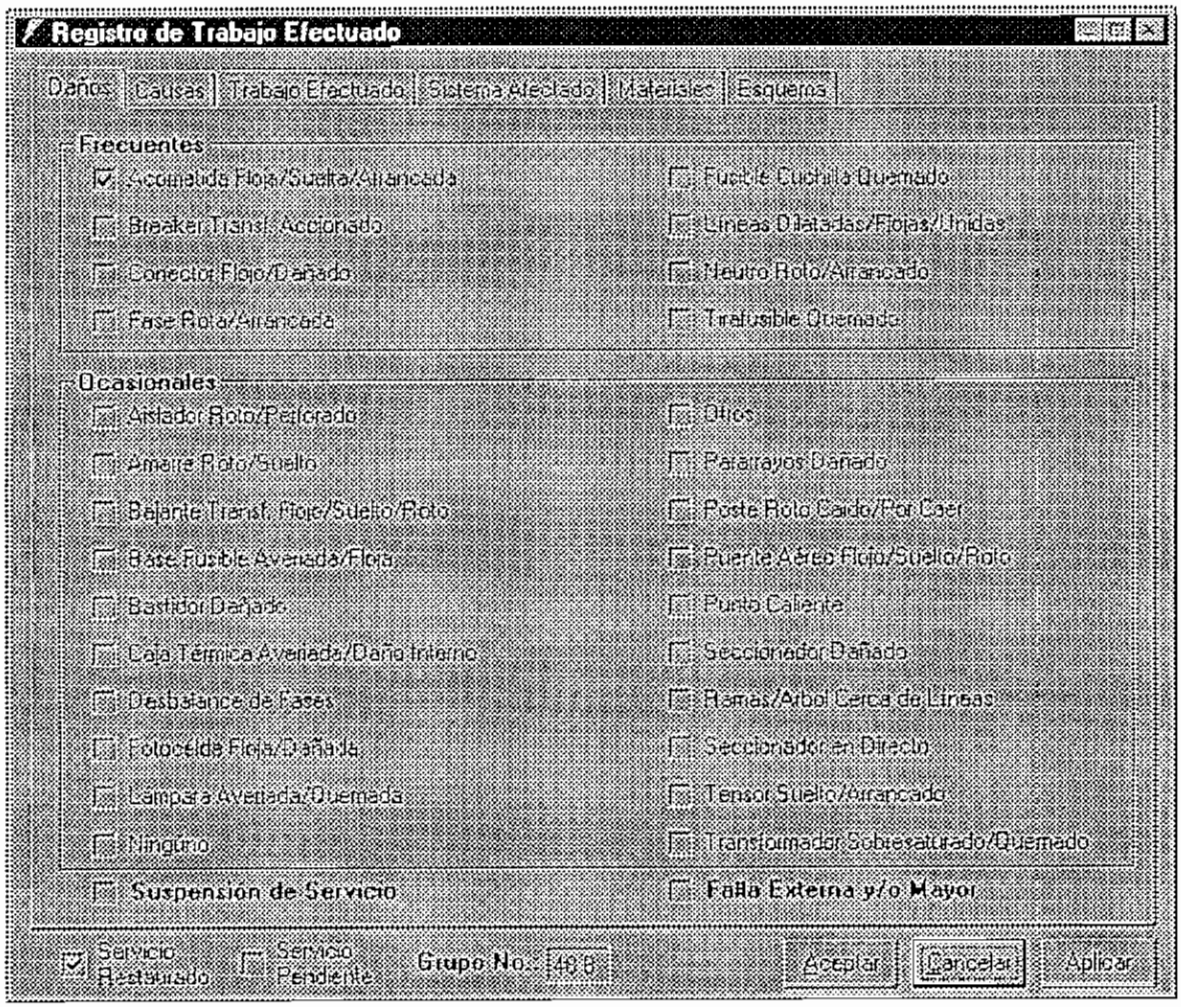




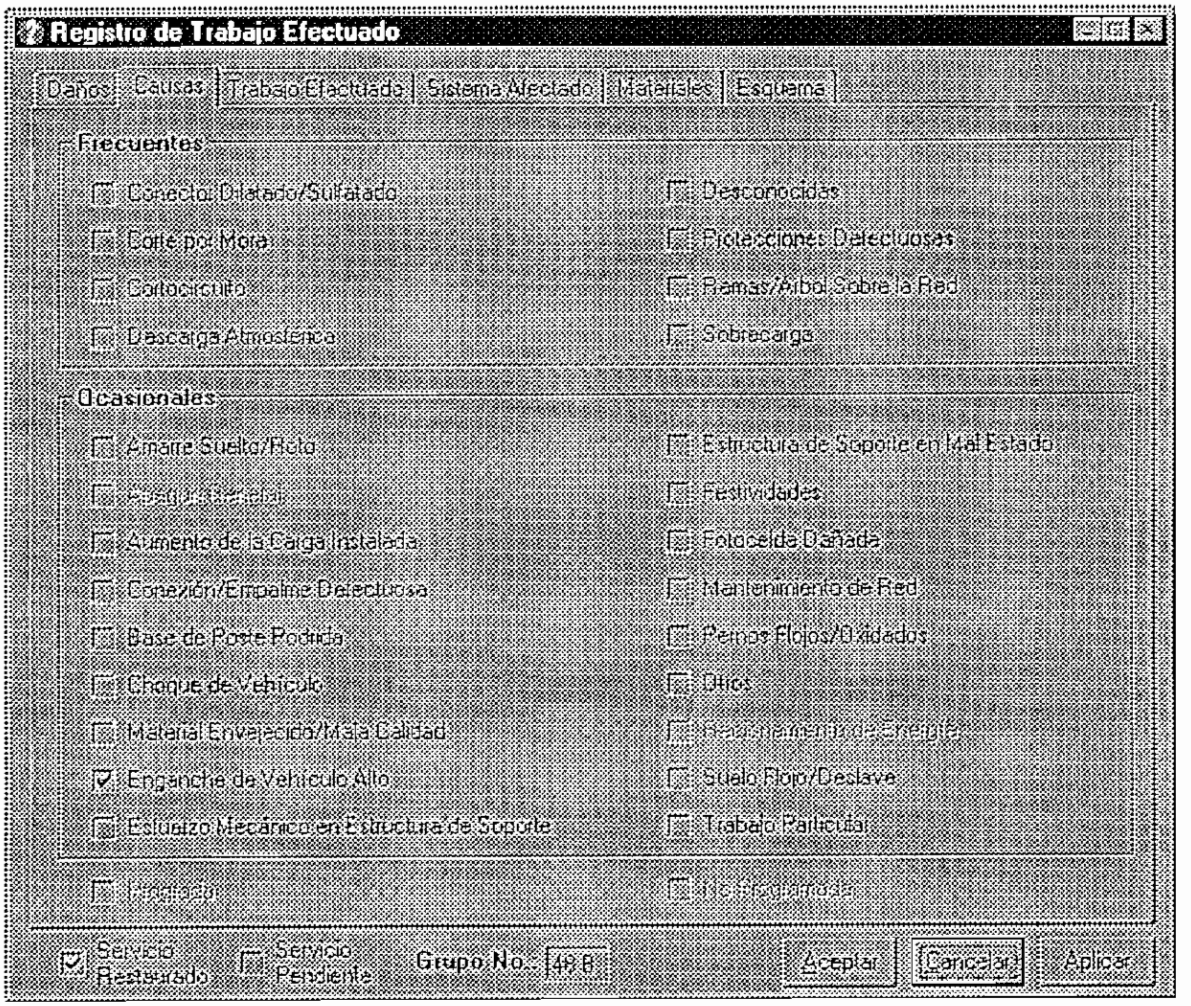
REGISTRO RECLAMOS E INTERRUPCIONES
(Detalles Generales)



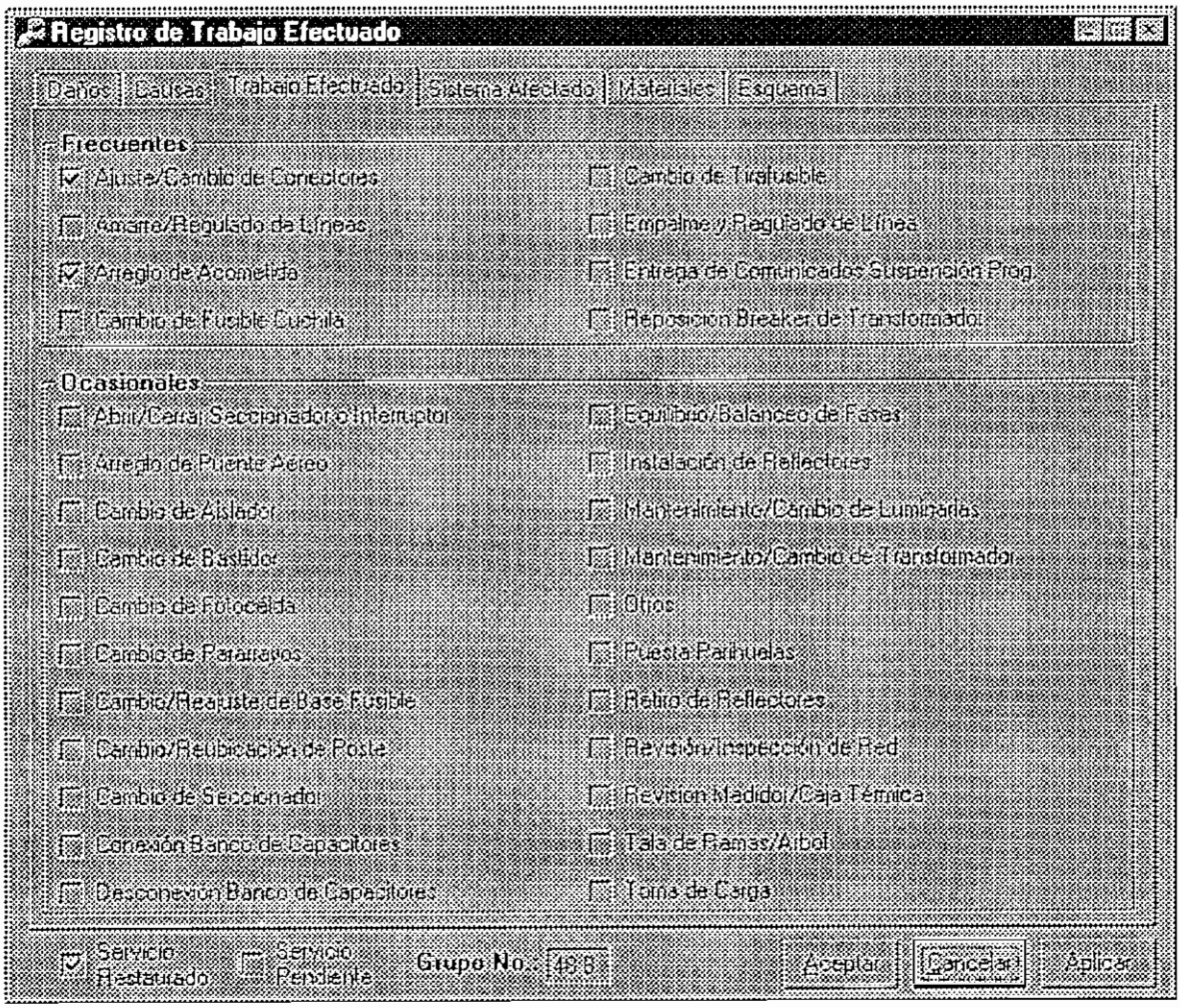
REGISTRO DE DAÑOS ENCONTRADOS
(Daños – Fallas)



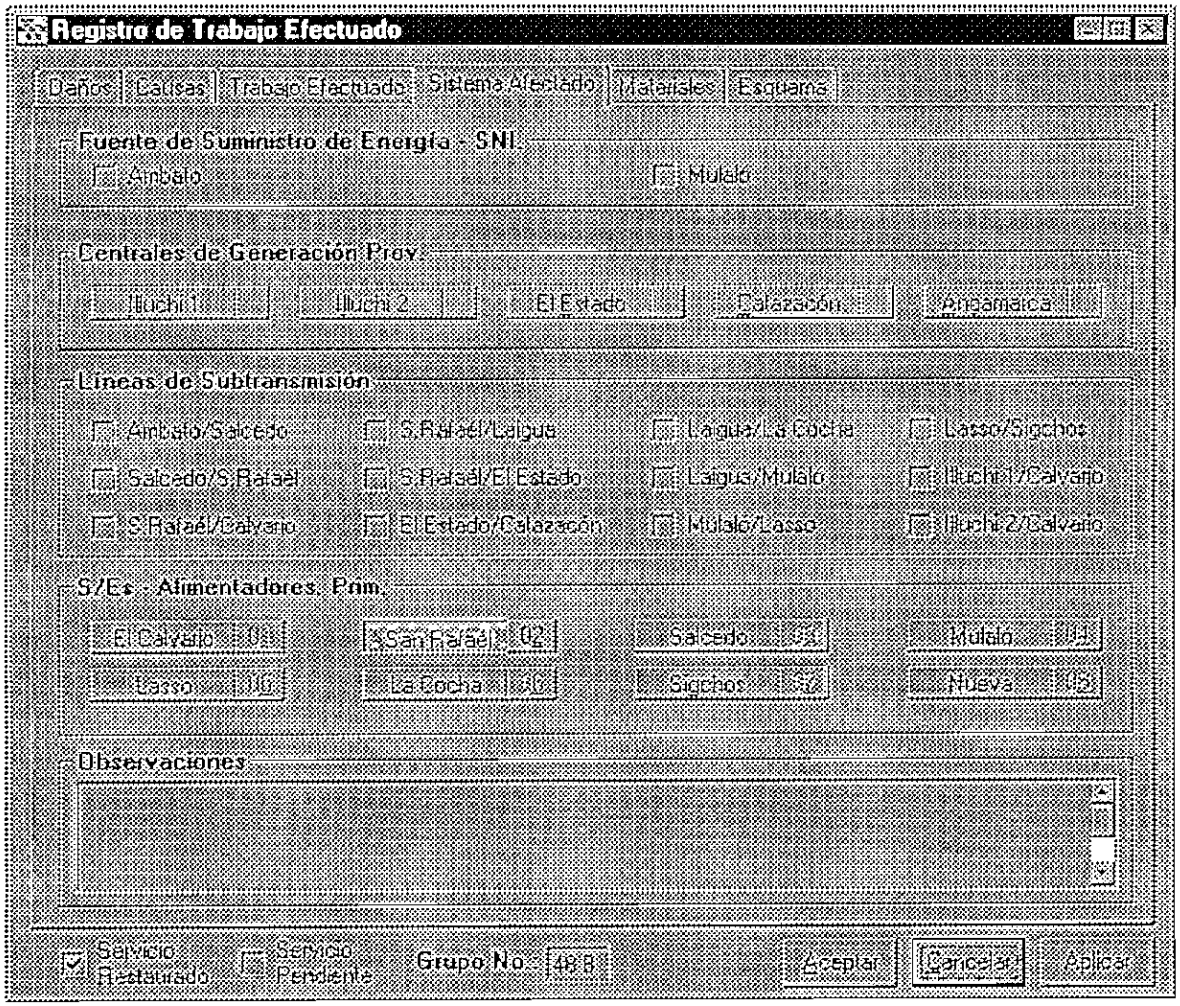
REGISTRO DE LAS CAUSAS DEL DAÑO
(Daños – Fallas)



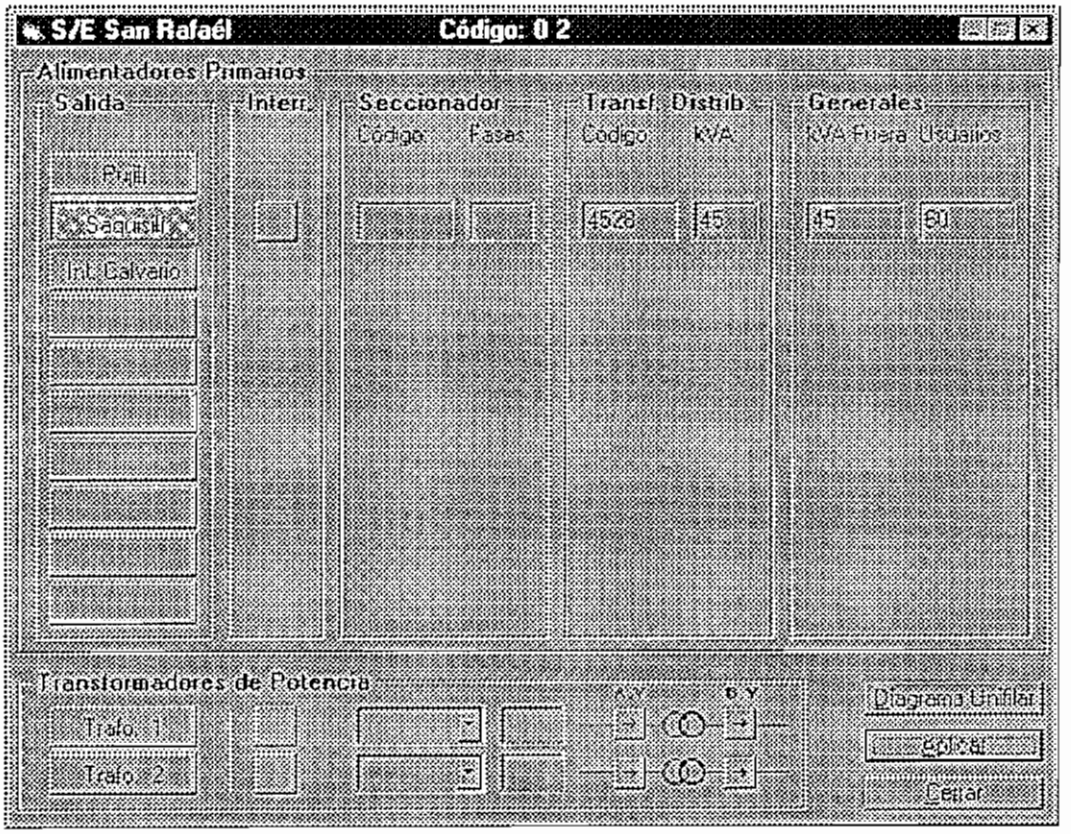
REGISTRO DE TRABAJOS DE REPARACIÓN
(Daños – Fallas)



REGISTRO DE LAS PARTES DEL SISTEMA DAÑADAS
(Daños – Fallas)



REGISTRO DE DATOS DE ELEMENTOS ACTUADOS
(Interrupciones)



REGISTRO DE MATERIALES UTILIZADOS EN LA REPARACIÓN
(Daños – Fallas)

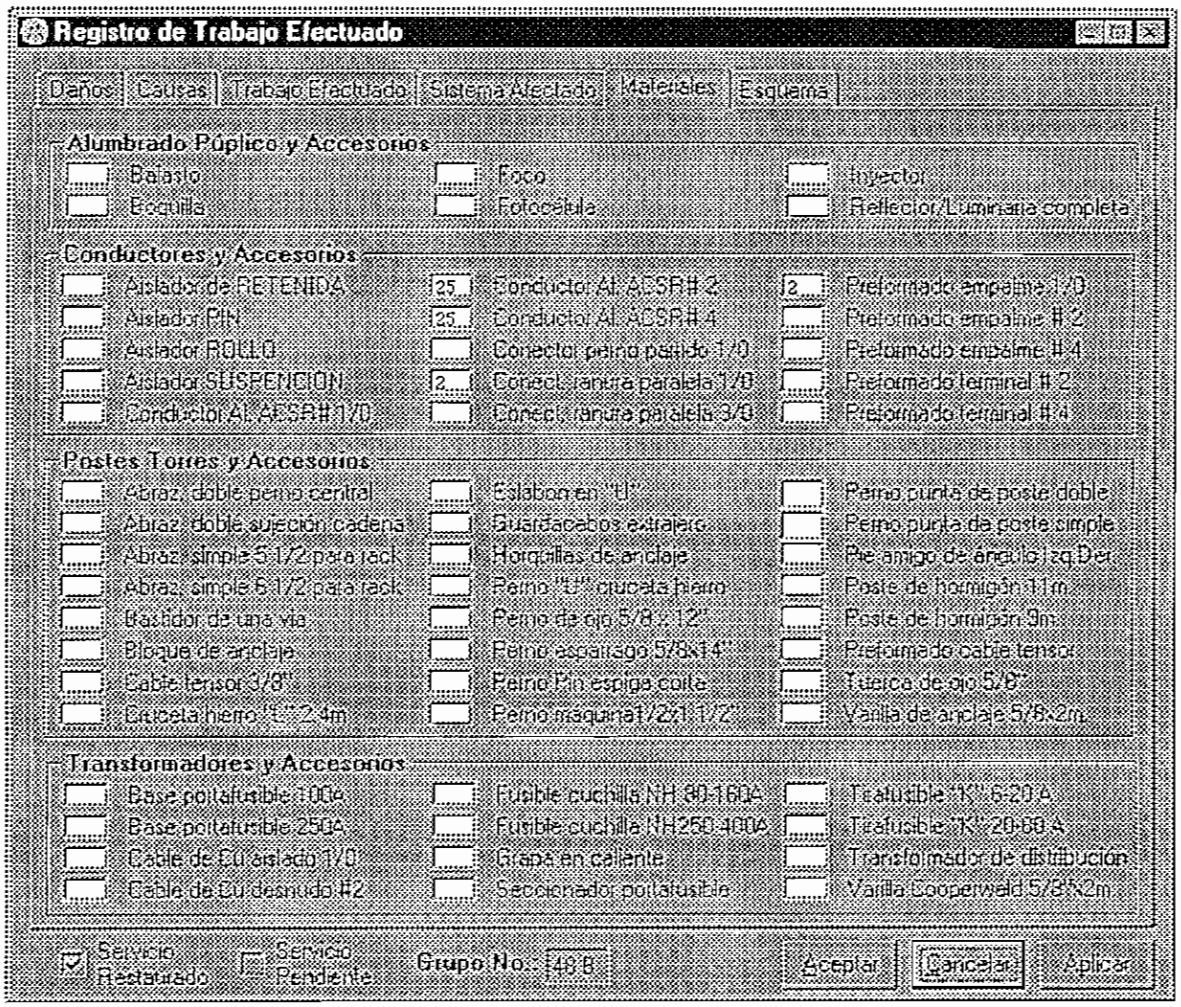


DIAGRAMA UNIFILAR DE SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN
(Asistencia Gráfica)

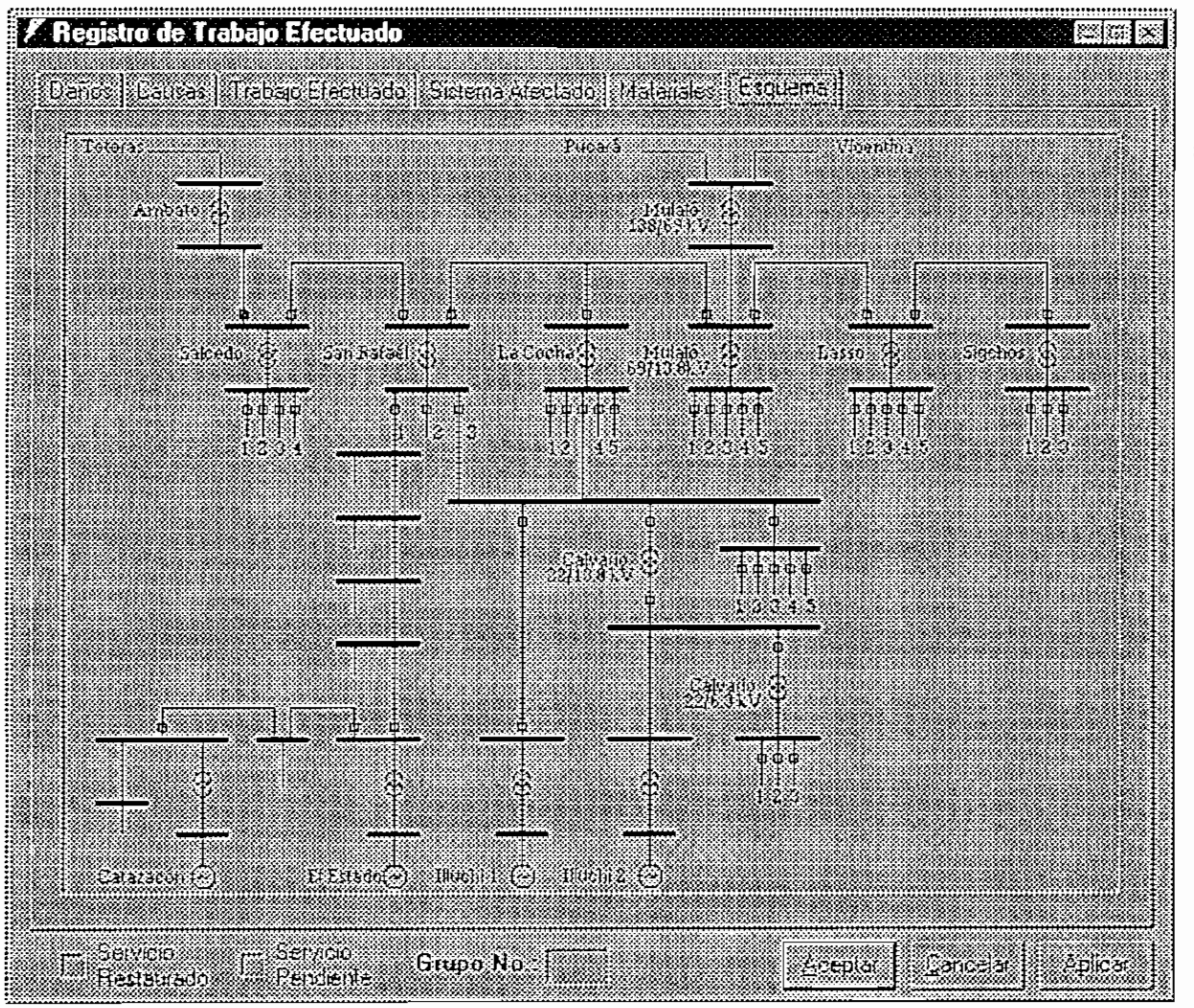
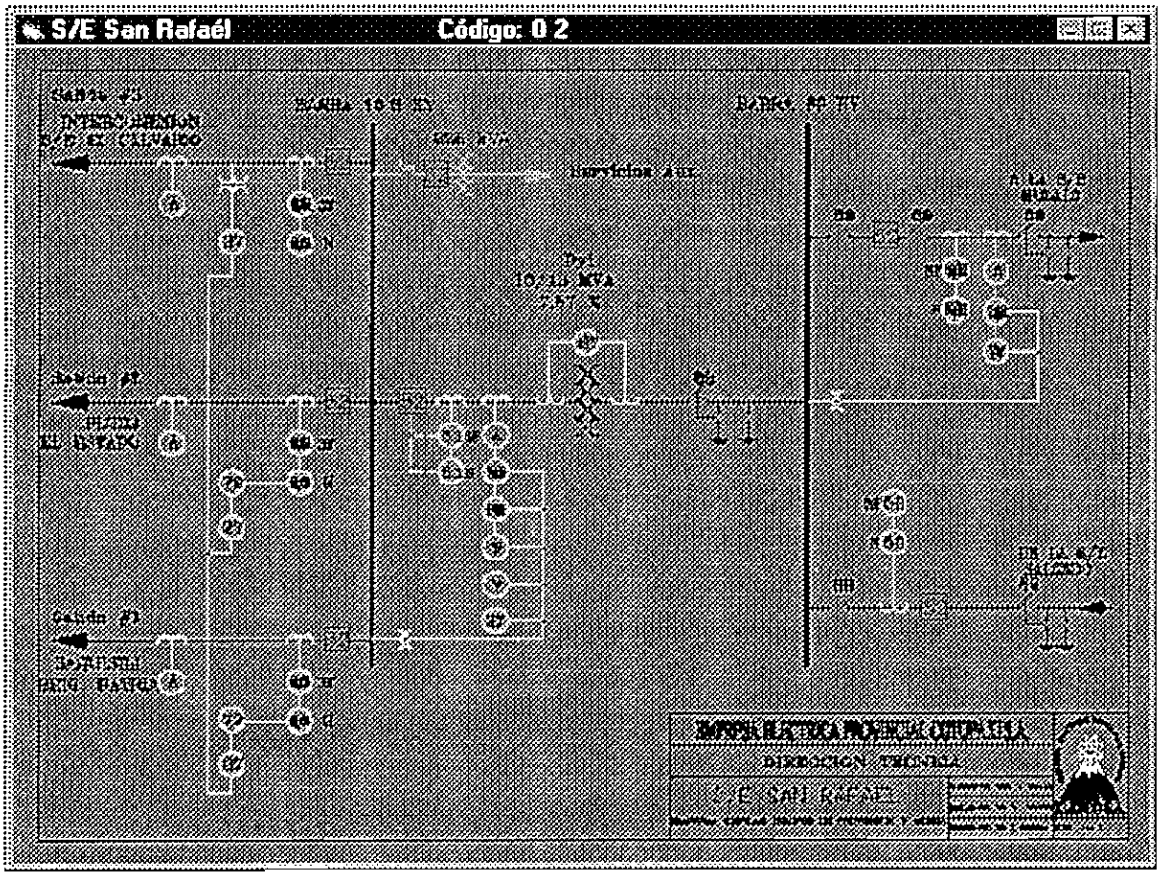



DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIÓN
(Asistencia Gráfica)