

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y
CORRECTIVO DE LINEAS DE
SUBTRANSMISION

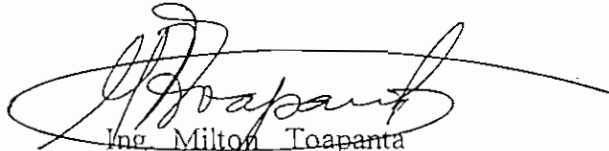
TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE INGENIERO ELECTRICO CON
LA ESPECIALIZACION EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA

EDDY MAURICIO ABRIL PICO

QUITO , ENERO DE 1999

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo de Tesis ha sido elaborado en forma total por el Sr. Eddy Mauricio Abril Pico.



Ing. Milton Toapanta
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ing. Milton Toapanta y a cada una de aquellas personas de la EEASA. que de una u otra forma colaboraron desinteresadamente, para que este trabajo llegue a su culminación. En especial al Ing. Iván Naranjo por su valiosa ayuda y acertados consejos.

DEDICATORIA

A mis padres, esposa e hija.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO
DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

INDICE GENERAL

INTRODUCCION

	Pág.
CAPITULO I	
GENERALIDADES Y OBJETIVOS	
1.1	Generalidades..... 1
1.2	Objetivos..... 1
1.3	Alcance..... 2
1.4	Importancia del Mantenimiento..... 3
1.5	Terminología y Conceptuación..... 4
CAPITULO II	
MANTENIMIENTO DE LINEAS	
2.1	Introducción..... 9
2.2	Aspectos Técnicos
2.2.1	Chequeo de las condiciones de las Líneas de Subtransmisión..... 9
2.2.2	Mantenimiento preventivo y condiciones de monitoreo
2.2.2.1	Mantenimiento Preventivo..... 11
2.2.2.2	Condición de Monitoreo..... 12
2.3	Aspectos Organizacionales y Administrativos..... 12
2.3.1	Organización del Mantenimiento..... 13
2.4	Descripción del Sistema de Subtransmisión de la EEASA..... 20
2.4.1	Componentes de una Línea de Transmisión/Subtransmisión..... 26
2.4.1.1	Faja..... 26
2.4.1.2	Estructura..... 27
2.4.1.3	Aislamiento..... 27
2.4.1.4	Cables conductores..... 27
2.4.1.5	Sistema de protección..... 27
2.4.2	Generación de la Empresa Eléctrica Ambato..... 28
2.4.3	Tipos de Estructuras de Subtransmisión (69 Kv)..... 29
2.4.4	Tipos de Estructuras de Distribución (13.8 / 7.9 Kv)..... 31
2.5	Metodología para el Mantenimiento de Líneas..... 31
2.6	Mantenimiento de Líneas Vivas..... 32
2.6.1	Criterios para la adquisición de los equipos y materiales..... 33
2.6.2	Métodos de Trabajo..... 33
2.7	Análisis Estadístico de salidas de las líneas de subtransmisión
2.7.1	Introducción..... 35
2.7.2	Metodología para la obtención de datos..... 35
2.7.3	Reportes de salidas de las líneas e índices de confiabilidad..... 36

2.8	Calculo de Indices de confiabilidad a través de la CIER.....	50
2.8.1	Indices Generales de Interrupciones del Sistema.....	50
2.8.2	Ejemplos de Aplicación.....	72

CAPITULO III

CRITERIOS QUE UTILIZA LA EEASA. PARA EL MANTENIMIENTO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

3.1	Introducción.....	86
3.2	Criterios para una Inspección y Mantenimiento.....	86
3.2.1	Jerarquización de líneas.....	87
3.2.2	Métodos de Inspección.....	88
3.2.3	Tipos de Inspección.....	89
3.2.3.1	Inspección Visual.....	89
3.2.3.2	Inspección Instrumental.....	91
3.3	Inspección de Líneas.....	91
3.3.1	Inspección de Rutina.....	92
3.3.2	Inspección de Emergencia.....	93
3.3.3	Inspección de Análisis.....	94
3.3.4	Inspección de Recepción (Comisionamiento).....	95
3.4	Técnicas de Inspección.....	95
3.4.1	Faja de Servidumbre	
3.4.1.1	Derechos y deberes en la Faja de Servidumbre.....	95
3.4.1.2	Dimensión-patrones de Fajas de Servidumbre.....	96
3.4.2	Medición de altura de conductores.....	97
3.4.3	Identificación de estructuras y cadenas de aisladores fuera de plomo.....	97
3.4.4	Criterios para determinación de defectos en cadenas de aisladores.....	98
3.4.4.1	Oxidación de las partes metálicas del aislador.....	98
3.4.5	Detección de defectos más comunes en líneas.....	99
3.4.5.1	Corrosión.....	99
3.4.6	Travesías (cruces).....	100
3.4.7	Transposición de fases.....	100
3.5	Evaluación de los criterios de mantenimiento	
3.5.1	Mediante Indices de Confiabilidad.....	101
3.5.2	Mediante Recursos Utilizados.....	102

CAPITULO IV

PROGRAMACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

4.1	Introducción.....	103
4.2	Clasificación y Codificación de Líneas.....	105
4.2.1	Descripción general de las líneas.....	106
4.3	Manual de Trabajo.....	112
4.3.1	Recursos Disponibles para Mantenimiento.....	112
4.3.2	Coordinación en cuanto a desenergización de líneas.....	115

4.3.3	Epocas más probables para mantenimiento.....	115
4.3.4	Horarios propicios.....	116
4.4	Obras Civiles.....	116
4.4.1	Estudio de Vulnerabilidad.....	117
4.5	Programa de Mantenimiento Preventivo.....	118
4.5.1	Programa anual de mantenimiento preventivo.....	118
4.6	Programación de Recursos Utilizados.....	119
4.7	Control en la Programación del Mantenimiento.....	119
4.8	Diagramas de Flujo, Orden de Trabajo, Solicitud de Trabajo y Reportes	
4.8.1	Flujogramas de Programación del Mantenimiento.....	122
4.8.2	Orden de Trabajo.....	128
4.8.3	Solicitud de Trabajo.....	131
4.8.4	Reportes.....	131
4.9	Adquisición y Control de Stocks.....	134
4.9.1	Solicitud Almacén.....	136
4.9.2	Informe de Recibo.....	136
4.9.3	Egreso de Bodega.....	136
4.9.4	Transferencia de Bodega.....	136
4.9.5	Nota de entrega de bienes de Inventario.....	137
4.9.6	Nota de devolución de bienes de Inventario.....	137
4.9.7	Informe de reclamo.....	137
4.9.8	Registro de Materiales.....	138
4.9.9	Control de Existencias (Movimiento de bodega).....	138
4.9.10	Tarjeta de Identificación de Materiales.....	138
4.9.11	Administración de Bodega.....	139
4.9.12	Auxiliar de Bodega.....	140
4.10	Informes.....	143
4.10.1	Informe Anual de Actividades.....	143
4.10.2	Informe de Labores Mensuales.....	145
4.10.3	Informe Diario de Labores (Rutina).....	145
4.10.4	Informe Técnico.....	146
4.10.5	Informe Mensual de Actividades.....	146
4.10.6	Informe de Interrupciones Mayores en el Sistema.....	146

CAPITULO V

ANALISIS TECNICO – ECONOMICO

5.1	Importancia.....	148
5.2	Recursos Humanos y Materiales.....	149
5.3	Indices de Costos de la Confiabilidad.....	152
5.3.1	Calculo de Indices de Costos.....	157
5.4	Control de Costos.....	158
5.5	Calculo de Indices de Mantenimiento.....	160
5.5.1	Costos de Mantenimiento.....	162

CAPITULO VI
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y Recomendaciones.....	167
Referencias.....	172

ANEXOS:

1.- Codificación de las causas físicas de las salidas.....	174
2.- Descripción del Programa “Indices de Interrupciones” (EEASA).....	176
3.- Indices de Confiabilidad calculados por la EEASA.....	182

INTRODUCCION

El sector Eléctrico Ecuatoriano, ante las nuevas medidas adoptadas para su reestructuración; ha hecho que se ponga especial atención a un tema tan importante como es el Mantenimiento en general. Ya que la misión fundamental es entregar la energía que requiere el consumidor en condiciones satisfactorias tanto en continuidad como en calidad de servicio, evaluados a través de los Índices Operacionales.

No cumplir con las condiciones de continuidad de servicio implica al País o la región servida un limitante para su progreso o desarrollo económico, así como también pérdidas en producción que acarrearán conflictos a los consumidores en todos los sectores tanto para el residencial, comercial e industrial. Todas estas pérdidas se las puede calcular sobre la base de estudios económicos realizados por la Empresa suministradora de energía.

Disponer de la mejor Metodología de Mantenimiento que se adapte a los requerimientos y necesidades de las Empresas, será la base para obtener una alta confiabilidad. Además, por la complejidad de los sistemas de potencia se requiere que continuamente se introduzcan nuevos planes y programas de mantenimiento.

La razón de esta Tesis es constituirse en una base Guía de procedimientos como son: Organización, Administración y Control del Mantenimiento de líneas de subtransmisión para la Empresa Eléctrica Ambato, sin perder de vista la vida útil de las líneas y la probabilidad de salida de las mismas.

El trabajo analiza las salidas de las líneas e interconexiones ya sean por causa forzosa o programada, para calcular los Índices de confiabilidad propuestos por la IEEE y por la CIER; con la finalidad principal de obtener mayores elementos de juicio y parámetros de control que reflejen el verdadero comportamiento del sistema de subtransmisión de la EEASA.: sin descuidar el análisis económico que deberá estar en relación con las Inversiones que realice la Empresa, siendo importante encontrar un balance entre la confiabilidad del sistema y el aspecto económico.

La creación de Diagramas de Flujo será el punto de partida para elaborar los planes y programas de mantenimiento mediante softwares, que pueden ser de fácil adaptación a cualquier sistema de subtransmisión; evitándose de esta manera trabajos de cálculo de escritorio para conseguir ahorro de tiempo y dinero.

CAPITULO I

GENERALIDADES Y OBJETIVOS

1.1.- GENERALIDADES

La necesidad de suministrar un servicio lo más confiable para la EEASA, ha hecho que se enfoque la atención hacia el área de mantenimiento de Líneas. Hasta la fecha son pocas las Empresas que tienen un planificado sistema de mantenimiento; y las que lo tienen no se guían por un sistema ordenado y técnico. Es importante que la confiabilidad de un sistema se logre durante el proceso del diseño, y no es práctico ni económico preocuparse por aumentar la confiabilidad cuando el producto se encuentra terminado.

La buena programación del mantenimiento es de mucha importancia para la operación confiable de un sistema de energía; la frecuencia y duración del mantenimiento depende mucho del tipo de componente, además es posible determinar hasta que punto es conveniente aumentar la confiabilidad comparando los costos provenientes de éste aumento con los producidos por las interrupciones del servicio debido a fallas.

Así, es evidente la necesidad de estructurar un mantenimiento para respuestas efectivas o inmediatas, no sólo para la prevención como para la corrección de defectos. Esto, independientemente del tipo de organización a ser implantada presupone la existencia de Grupos Ejecutores (de acción inmediata) distribuidos a lo largo del sistema, capaces de hacer un mantenimiento para prevención o restablecimiento. Igualmente, deben preverse los llamados Grupos Normativos para el análisis del sistema y desarrollar procedimientos, normas, etc., para apoyar a los grupos ejecutores en situaciones normales y/o contingencias (emergencias del sistema). Grupos ejecutores (descentralizados) y grupos normáticos (centralizados), para la uniformización de las acciones y una expresiva economía hace que una centralización de decisiones en el ámbito normativo de buenas respuestas en las actividades ejecutoras, tanto en las tareas rutinarias como en las emergencias, considerando el precepto que una decisión de acción inmediata debe estar lo más cerca posible de donde las cosas suceden.

Los grupos de ejecución distribuidos a lo largo del sistema, deben estar bien equipados, con materiales para reparaciones comunes y correctamente entrenados para las acciones de mantenimiento. Es deseable también que los grupos normativos tengan control sobre el desempeño del sistema y sobre la acción del mantenimiento para poder evaluar con justeza tales acciones y determinar la cantidad de mantenimiento versus la respuesta del sistema como un todo, para los ajustes necesarios de la práctica en vigencia

1.2.- OBJETIVOS

Objetivos Generales

Elaborar e implementar un sistema de administración del mantenimiento de líneas de subtransmisión para la EEASA, el mismo que permitirá planificar, programar, ejecutar,

inspeccionar, controlar y evaluar todas las actividades relacionadas con el mantenimiento, a fin de lograr la normalización de los recursos técnicos y económicos.

Objetivos Específicos

- Se realizará un análisis estadístico de salidas (fallas) de cada una de las Líneas, tanto forzadas como programadas dentro de un período de estudio determinado.
- Desarrollar una metodología para la obtención de datos de cada una de las Líneas y a través de éstos determinar sus respectivos índices de confiabilidad.
- Evaluar el mantenimiento que se encuentra realizando la Empresa Eléctrica sobre la base de índices, para decidir si éste tipo de mantenimiento es técnico y económicamente recomendable.
- Definir las responsabilidades y funciones básicas de las Areas que integran el organigrama estructural que ejecuta el mantenimiento.
- Determinar parámetros esenciales para elaborar los sistemas administrativos de apoyo como son:
 - Control en el Trabajo
 - Control de Equipos e Instalaciones
 - Control de Recursos Humanos y Materiales
 - Control de Costos
- Sistematizar el Sistema Administrativo, para lo cual se necesita hacer un análisis de todos los requisitos necesarios.

1.3.- ALCANCE

Para tener una mejor visión en cuanto a éste punto, se describe la estructura de cada uno de los capítulos que conforman ésta Tesis.

El primer capítulo abarca definiciones, términos y conceptos que se manejan en el mantenimiento de líneas para resaltar su importancia.

El segundo capítulo desarrolla una Metodología para el buen mantenimiento y para la obtención de datos; que a partir de éstos últimos se realiza un análisis estadístico de salidas tanto forzadas como programadas de cada una de las líneas de subtransmisión.

Además, se calcularán los Índices de confiabilidad de las líneas propuestos tanto por la CIER como por la IEEE, y sobre la base de éstos resultados se hace un análisis comparativo mediante gráficos para saber como se ha venido comportando el sistema de subtransmisión de la EEASA durante los últimos cinco años.

El tercer capítulo describe los criterios que actualmente lleva a cabo la EEASA, para el mantenimiento de líneas de subtransmisión. Se hace necesario en éste punto una evaluación de dichos criterios a través de los índices de confiabilidad y de recursos utilizados.

El cuarto capítulo se refiere a los pasos y requerimientos secuenciales que se deben dar para la realización del programa de mantenimiento. Aquí también se desarrolla el sistema de administración y control que canaliza, planifica y programa la demanda de trabajo.

El quinto capítulo resalta la importancia de un análisis técnico-económico que mediante el cálculo de costos, decidir sobre el mantenimiento que se viene desarrollando en la EEASA. Además, se puede realizar controles de costos (proformas) futuros sobre la base de análisis de líneas similares.

1.4.- IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO

Una de las razones para incentivar el interés sobre mantenimiento e “Ingeniería de Confiabilidad” es la necesidad de mantener el equipo existente en lugar de comprar equipo nuevo.

La Ingeniería de Confiabilidad y el mantenimiento abarcan aspectos relacionados con tecnología, economía, sistemas y otros métodos empleados para lograr los mínimos costos posibles en el tiempo de vida útil de la planta, maquinaria ó equipo. También el mantenimiento da soporte técnico a la mecanización y automatización que está en marcha; pese que tradicionalmente se requirió de una gran cantidad de personal para la producción, pero para dar mantenimiento se utilizaron los mínimos recursos.

Para alcanzar mejores metas en los tiempos actuales la producción necesita de un menor número de operadores pero de un mayor número de personal práctico en mantenimiento, es por éste motivo que la planeación del mantenimiento exige una revisión permanente de los objetivos, métodos y procedimientos de trabajo, sin perder de vista la rentabilidad del equipo en función de la confiabilidad.

El mantenimiento es importante porque incrementa la confiabilidad operacional y reduce los costos relacionados con la producción; es éste el motivo para que la confiabilidad sirva de guía al ejercicio de mantenimiento.

Un servicio de mantenimiento debe estar de acuerdo a las necesidades y requerimientos de la Empresa, debiendo existir un equilibrio entre los costos de mantenimiento y los costos de inversión. Este equilibrio a través de un estudio preestablecido por los ingenieros de mantenimiento ha definido tres clases de cantidad de mantenimiento:

1.- Mantenimiento Exagerado.-

En éste tipo la rentabilidad es pobre debido a los costos indirectos y de administración involucrados; además, las interrupciones de los equipos son tan frecuentes que alteran el flujo de operación.

La confiabilidad se mantiene más o menos alta y la vida útil se prolonga, repercutiendo en mayores gastos debido al mantenimiento exagerado; siendo probable que la vida económica sea más corta que la vida útil.

2.- Mantenimiento Pobre.-

No es recomendable porque no es económico, ya que la pérdida de confiabilidad es muy grande y por lo tanto incurre en riesgos considerables.

Los costos de mantenimiento son muy altos por cuanto el deterioro de las partes va más allá del calculado en el diseño, llegándose a sustituir componentes a los cuales de haberles proporcionado mantenimiento antes, sólo hubieran requerido ajustes.

3.- Mantenimiento Optimo.-

Este tipo de mantenimiento es el económico ya que considera estudios de probabilidad de falla, riesgo por falla, necesidad de continuidad de operación, costo o disponibilidad de refacciones, etc.

Un mantenimiento adecuado es provechoso porque mejora el ambiente de trabajo, en cuanto tiene que ver con seguridad del personal y disminuir la tensión. Dando como resultados una mejor calidad sobre los trabajos realizados por el personal de mantenimiento y esto lleva a incrementar la productividad de la Empresa.

De todo lo anotado anteriormente se puede decir que el Objetivo de un mantenimiento óptimo es “ Llevar a cabo el correcto nivel de confiabilidad operacional y mejorar la seguridad de personal al mínimo costo”.

Un correcto mantenimiento extiende la vida del equipo, esto significa que los fondos empleados en adquirir nuevo equipo se podrían manejar de mejor manera dentro de la Empresa.

1.5.- TERMINOLOGÍA Y CONCEPTUACIÓN

Se trata fundamentalmente de disponer de una terminología y concepciones utilizadas en el trabajo de mantenimiento de líneas de subtransmisión.

Líneas de Subtransmisión.-

Son los circuitos que enlazan los Sistemas de transmisión de potencia en bloque y las subestaciones de distribución.

Mantenimiento.-

Es toda actividad que se realiza a través de procesos directos o indirectos, en los equipamientos, obras o instalaciones con la finalidad de cumplir las condiciones de seguridad y eficiencia para las cuales fueron fabricados o construidos.

Confiabilidad.-

Es la probabilidad de que un sistema funcione durante un período determinado de tiempo, sobre las condiciones de trabajo para los cuales fueron proyectados. Indica la calidad del equipo, obra o instalación en términos de permanencia de servicio.

Mantenimiento Preventivo.-

Es todo servicio programado de control, conservación y/o restauración de los equipamientos, obras o instalaciones, ejecutadas con la finalidad de mantenerlos en condiciones satisfactorias de operación y de prevenirlos contra posibles ocurrencias que pueden dar lugar a su indisponibilidad. Además, requiere de una organización para cumplir grandes grupos de funciones como planificación, programación, ejecución, control y evaluación. El mantenimiento preventivo en función de las actividades a realizarse se clasifica en:

a) Servicio Técnico.-

Es una de las actividades más importantes del plan de conservación de las instalaciones, que se lleva a cabo para conservar la capacidad de trabajo del equipo durante la explotación. Prevé el cuidado de los equipos, la realización de inspecciones, la vigilancia sistemática de su estado; el control de regímenes de trabajo, la observación de las normas de explotación, instrucciones del fabricante e instrucciones locales de explotación; incluyendo regulación, limpieza y lubricación, eliminación de pequeñas fallas que no requieren desconexiones de los equipos.

El servicio técnico se lo realiza con el personal de operación y/o con el personal de mantenimiento y debe ser planificado, previsto en documentos con orden (inspecciones, pruebas, limpieza, etc.)

b) Mantenimiento Rutinario.-

Es aquel que se lo realiza entre los mantenimientos mayores en un orden planificado, antes del apareamiento de la falla, cuando el equipo todavía puede trabajar por un tiempo dentro del ciclo de mantenimiento.

Se lo ejecuta dentro del proceso de explotación, mediante limpieza, chequeo, cambio de piezas de desgaste rápido y en algunos casos con la afinación o puesta a punto; mediante el equipo en condiciones óptimas, conservando su capacidad de trabajo durante el ciclo de mantenimiento.

c) Mantenimiento Mayor.-

Es el más completo y complejo por su volumen, se lo realiza con el fin de restablecer las condiciones y capacidad de trabajo del equipo, efectuándose un desmontaje completo, con la reparación o cambio de piezas de los conjuntos básicos que se los encontró con defectos o desgastes.

Se realiza la regulación, el afinamiento o puesta a punto con un plan completo de pruebas, de acuerdo a las instrucciones de explotación, hasta recuperar todas las características o parámetros nominales, organizando la capacidad de trabajo del equipo hasta el próximo mantenimiento mayor.

El mantenimiento mayor requiere poner fuera de servicio al equipo y desconectarlo de la red, incluye la reliación de todos los trabajos del mantenimiento rutinario más trabajos complementarios. El listado final completo de los trabajos que se tienen que realizar en los mantenimientos mayores de los equipos primarios, se los obtiene sobre la base de los reportes de falla, elaborado en el último ciclo de mantenimiento rutinario.

Los mantenimientos que deben realizar los grupos de ejecución del mantenimiento a ciertos equipos de la unidad operativa, pero que no están en el plan de mantenimiento preventivo, y que aunque no hayan fallado se considera necesaria su intervención, deberán ser evitados en lo posible y se los incluirá en el plan anual.

Mantenimiento Correctivo.-

Es todo servicio efectuado en equipamientos, obras o instalaciones con la finalidad de corregir fallas.

Defecto.-

Es toda alteración física o química en el estado de un equipamiento, obra o instalación, a punto de causar el término de su habilidad en desempeñar sus funciones requeridas.

Falla.-

Es el término de la habilidad de un equipamiento, obra o instalación para desempeñar sus funciones requeridas.

Salida.-

Define el estado de un componente que no está disponible para desempeñar su función específica, debido a algún evento asociado directamente con ese componente. Una salida del servicio puede o no causar interrupción de servicio a los consumidores.

TIPOS DE SALIDA:

Salida Forzada.-

Es la que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente.

Salida Programada.-

Resulta cuando deliberadamente es sacado de servicio un componente en un determinado tiempo, usualmente para propósitos de construcción o reparación.

TIPOS DE SALIDAS FORZADAS:

Salida Forzada por causa Transitoria.-

Es la salida de un componente, por una causa inmediatamente autodespejable, de tal manera que el componente afectado puede ser nuevamente puesto en servicio, automáticamente o tan pronto como un interruptor, disyuntor o fusible. Por ejemplo una descarga atmosférica.

Salida Forzada por causa Permanente.-

La salida de un componente no es inmediatamente autodespejable, sino que debe separarse o repararse el componente. Por ejemplo la salida de una línea, por rotura de un aislador dañado por una descarga

Mantenimiento Predictivo.-

Es el mantenimiento constituido por el conjunto de trabajos que se realizan en un equipo sobre la base de actividades previas de diagnosis obtenidas del análisis de síntomas, que puede llegado el caso, modificar el alcance, la frecuencia y la duración del mantenimiento preventivo.

Codificación de los Tipos de Mantenimiento.-

Con el fin de unificar el lenguaje utilizado en las diferentes tareas del mantenimiento dentro del S.N.I se unirán los códigos siguientes:

MP	Mantenimiento Preventivo
MC	Mantenimiento Correctivo
S	Servicio de Mantenimiento
R	Mantenimiento Rutinario
M	Mantenimiento Mayor

Areas del Mantenimiento.-

Son aquellos grupos de personal técnico por especialidades que intervienen directamente en los equipos y se los codifica así:

MM	Mantenimiento Mecánico
ME	Mantenimiento Eléctrico
ML	Mantenimiento electrónico e instrumentación
MC	Mantenimiento Civil

Codificación de Departamentos.-

Operación (OP).- Metodológicamente se refiere a la función “propietaria” de las instalaciones y equipos que conforman la unidad Operativa.

Mantenimiento (MA).- Identifica a la función de servicio a Operaciones cuya responsabilidad es la de llevar a cabo acciones de mantenimiento y conservación de instalaciones y equipos, bajo la autorización de sus propietarios.

Administración (AD).- Identifica aquella función cuya responsabilidad es el establecimiento de Sistemas y procedimientos administrativos.

CAPITULO II

MANTENIMIENTO DE LINEAS

2.1.- INTRODUCCIÓN

El mantenimiento de Líneas de Subtransmisión de la EEASA, durante estos últimos años ha venido aumentando, debido a que la edad de las líneas han sobrepasado los 15 años de servicio a la comunidad. Además, se debe mencionar que el crecimiento poblacional así como también la irresponsabilidad de los usuarios de no respetar las normas establecidas de seguridad de las líneas; han hecho que los trabajos de mantenimiento y planificación tengan una mayor prioridad.

De todas las líneas de subtransmisión que implican a la ciudad de Ambato, un 20% de ellas tendrán que ser modificadas a mediano o largo plazo por las razones antes mencionadas; llevando como consecuencias gastos de planificación, ejecución, contratación, etc. Pero a manera de ver de los Ingenieros de Mantenimiento de la Empresa, éstas son las mejores alternativas que se deben tomar ahora para evitar futuros inconvenientes como: mayores interrupciones del servicio, dificultad de acceso a las líneas, problemas en cuanto a expropiación de terrenos, etc. Con la finalidad de entregar una mejor seguridad a la ciudadanía que habita en lugares cercanos a éstas instalaciones.

2.2.- ASPECTOS TÉCNICOS

2.2.1.- Chequeo de las Condiciones de las Líneas de Subtransmisión

El chequear o revisar las condiciones de funcionamiento de las líneas a través del personal de la Empresa, nos ha llevado a distinguir dos tipos de percepciones: las Objetivas y las Subjetivas.

En la percepción Objetiva el personal emplea varios instrumentos y ayudas para establecer medidas específicas, como la toma de valores que indiquen el verdadero estado de las líneas. Este chequeo se lo puede hacer aún cuando la línea se encuentre funcionando, siendo esto naturalmente preferible, dado su costo razonable.

En cuanto a percepciones Subjetivas los resultados dependen de la persona que realiza el chequeo e interpreta dichos resultados como son: ruido, temperatura o apariencia visual. Los resultados pueden estar tan cercanos a la realidad como tan distantes, dependiendo de la experiencia que tenga el personal. Actualmente, muchas Empresas realizan las percepciones subjetivas debido a los escasos recursos de los que disponen.

Entre los puntos más importantes a ser observados con referencia a las líneas se pueden mencionar:

- Puesta a tierra
- Cadenas de aisladores
- Faltantes de crucetas
- Cables conductores en mal estado o zafados

- Cunetas
- Estado físico de la línea
- Contactos y conexiones

Efectos del Chequeo de las Condiciones.-

La mayoría de interrupciones que se dan en los Sistemas de Potencia se deben a que muchas organizaciones o Instituciones aplican Mantenimiento preventivo periódico, los mismos que se encuentran basados en medidas programadas directas. Pero si un mantenimiento preventivo se lo realiza tomando en cuenta el chequeo de las condiciones de las líneas, lograremos que las salidas de éstas sean en menor número; teniendo como consecuencia pocas paradas de producción y también el consumo de materiales es menor cuando se tengan que hacer reemplazos. Además, los costos de mantenimiento que se generan son menores en comparación con aquellos costos provenientes de aplicar mantenimiento sin chequeo del estado o condición de funcionamiento.

Todo mantenimiento que se realiza en un Sistema Eléctrico de Potencia tiene relación directa con su diseño, su instalación y adquisición.

Incidencia del Diseño.-

Como ya se ha mencionado anteriormente, todo trabajo de mantenimiento se determina durante su etapa de diseño, es por éste motivo que los diseñadores deben estar informados de las experiencias obtenidas en los trabajos de mantenimiento preventivo realizados a líneas (equipos) similares, con el propósito de optimizar los recursos de mantenimiento.

La apropiada selección de materiales y partes adecuadas relacionadas con la maquinaria y equipos proporcionará a los diseñadores mayores facilidades de mantenimiento, a pesar de estar enterados sobre los aspectos que cubren y requieren las condiciones del chequeo.

La facilidad para la remoción de piezas durante el ejercicio de mantenimiento, es tarea fundamental del fabricante, dando como resultado que una gran cantidad de problemas y costos considerables puedan ser eliminados. Un mantenimiento será mejor desde el punto de vista de recursos utilizados cuanto mayor número de datos históricos disponga el diseñador como (topología del terreno, efectos climáticos, crecimiento poblacional, etc.).

Incidencia de la Adquisición.-

Al momento de comprar los equipos es importante observar la calidad del mismo desde el punto de vista de mantenimiento, ya que un equipo de condiciones anormales tendrá un elevado costo de mantenimiento. El precio de adquisición es una parte del costo total del equipo, es decir que al precio de adquisición se agrega el costo que surja en conexión con el equipo desde el principio hasta el final de su vida útil. El costo del tiempo de vida útil está influenciado por los siguientes factores:

- Costos de mantenimiento
- Pérdidas en la producción como resultado de las interrupciones operacionales
- Costos creados por los cambios realizados
- Depreciación (proceso por el cual un equipo pierde su vida útil, debido a usos, desgaste con el tiempo, etc.)
- Valor residual (se lo considera al momento de ser puesto fuera de servicio)
- Costos de operación

Los costos de mantenimiento constituyen el mayor componente del costo total de la vida útil, por éste motivo es necesario realizar una evaluación en la adquisición con experiencias en equipos similares.

Incidencia en la Instalación.-

Al momento del montaje de los equipos es recomendable que un buen número de medidas preventivas deban ser tomadas en cuenta como: que los accesos a las líneas sean lo más óptimos para realizar trabajos de mantenimiento en corto tiempo.

2.2.2.- Mantenimiento Preventivo y Condiciones de Monitoreo

2.2.2.1.-Mantenimiento Preventivo

Generalmente el Mantenimiento preventivo se divide en dos grupos: el mantenimiento preventivo directo y el indirecto.

El mantenimiento preventivo es directo cuando existe la orden de parar, éste trabajo sirve para prevenir fallas que ocurrieron como podemos citar: limpieza, lubricación, reemplazos programados y renovaciones programadas. El mantenimiento preventivo directo resultará de menor necesidad para el mantenimiento a cumplirse pues reduce el número de fallas, en las cuales al final, resulta en menos atrasos y perfecciona la producción realizada.

En cambio el mantenimiento preventivo indirecto es básico para el mantenimiento planificado, porque resulta de menor costo para el mantenimiento y de menor atraso. El correcto procedimiento óptimo da:

- Más alta producción retribuida en calidad y cantidad
- Menos costo de mantenimiento

Un sistema de mantenimiento preventivo tendría una mejor planificación si se lo inicia de los resultados obtenidos en el mantenimiento preventivo indirecto. Esto nos lleva a decir que un trabajo no planificado nos causará un mantenimiento costoso, debido a que los daños y al mismo tiempo los costos de atrasos serán altos. Los costos de atrasos pueden ser 100 veces más altos que los costos directos (fuerza humana y piezas de reserva). Un procedimiento común es controlar el mantenimiento solamente por los costos directos, y no tomar en consideración los más altos costos indirectos.

Reduciendo los costos directos de mantenimiento sin guardar un control estricto de la utilidad resultará:

- Corto tiempo de vida técnica de los componentes
- Pérdida de producción
- Alto consumo de energía
- Alto consumo de piezas de reserva

Efectos del Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento de componentes es otro evento que puede causar la interrupción de un punto de carga, a menos que exista transferencia de la misma. Las salidas debidas al mantenimiento preventivo, se los puede tratar de una forma similar como salidas forzadas, tomando en consideración los siguientes aspectos:

- a) Un componente no puede salir para mantenimiento preventivo si esto causa una falla del sistema.
- b) El mantenimiento no puede iniciarse durante clima adverso
- c) El mantenimiento no puede continuar durante clima adverso

2.2.2.2.-Condición de Monitoreo

La condición de monitoreo puede sólo indirectamente prevenir una falla de desarrollarse en un daño. La detección de la falla por condición de monitoreo, seguida por una reparación planificada, lo prevendrá de un daño.

Se debe recalcar que en éstos días la parte subjetiva de la condición de monitoreo, es la mayor parte. Alrededor del 70% de todas las condiciones de monitoreo ejecutadas en equipos mecánicos en la industria de hoy, es subjetiva y por esto es el método más calificado para ejecutarlo siendo el entrenamiento del personal muy esencial.

Cuando se sistematiza la Condición de monitoreo, se aspirará al desarrollo de un método lo más objetivo posible. En la mayoría de los casos se lo realiza usando métodos simples y algunas veces, es necesario usar instrumentos especiales. El método escogido deberá siempre ser justificado, comparando los costos provenientes por éste método con las consecuencias del daño.

La condición de monitoreo aumentará la cantidad de mantenimiento planificado correctivo y reducirá la cantidad de mantenimiento correctivo no planificado. Una de las razones más comunes para que la condición básica de monitoreo no sea llevada a la práctica en la vida diaria es que las fallas reportadas no son planificadas ni corregidas. debido al hecho de que demasiado trabajo correctivo no planificado debe realizarse.

2.3.- ASPECTOS ORGANIZACIONALES Y ADMINISTRATIVOS

La planificación organizacional deberá estar enmarcada sobre las metas y objetivos que la Empresa requiere, ya que el propósito de la organización es coordinar con cada una de sus partes y éstas a su vez deberán contribuir a la obtención de los objetivos de la Institución con un mínimo de consecuencias o costos imprevistos.

La efectividad de una organización será buena si proporciona a sus grupos inmersos los medios necesarios para alcanzar los objetivos propuestos, por esto una organización dinámica es la más recomendable, ya que se ajusta a los cambios continuos que se presentan dentro de la Empresa o Institución, razón por la cual todas las organizaciones constan de áreas; las mismas que definirán a los grupos de trabajo, estableciendo sus funciones y jerarquías.

Al momento de desarrollar una organización, ésta debe ser lo más simple posible con lo cual evitamos la multiplicidad de categorías que traen como consecuencia la complicación de funciones y autoridad. De modo general, un Sistema Eléctrico de Potencia debe constar de los siguientes sistemas: Generación, Transmisión, Subestaciones y Líneas.

En nuestro país se identifica al Sistema Nacional Interconectado como el poseedor de los sistemas discretos, por lo tanto hay que indicar que la DOSNI (Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado), trabaja con una estructura organizacional responsable de su operación, mantenimiento y administración.

La DOSNI está conformada por las Superintendencias de Producción-Transporte, Movimiento de Energía, Administración-Financiera y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). La Superintendencia de Producción y Transporte, es responsable de la explotación de las Centrales de Generación, Líneas de Transmisión y Subestaciones que conforman el Sistema Nacional Interconectado, cumpliendo sus funciones a través de las Unidades Operativas como ejecutoras de las actividades de Operación y Mantenimiento; además, supervisión, control y asistencia técnica a través de las Superintendencias de Generación Hidroeléctrica, Generación Termoeléctrica y de Líneas de Transmisión y Subestaciones.

2.3.1.- Organización del Mantenimiento

Nuestro objetivo es organizar a las unidades operativas encargadas del ejercicio del mantenimiento, con la finalidad de exponer detalladamente la estructura de ésta, señalando los puestos y la interrelación que existe entre ellos, ilustrando la dependencia orgánica.

Es posible que se presente el caso, que el mantenimiento de una determinada unidad operativa se lo realice a través de una compañía que ofrezca éste servicio; a ésta compañía o cualquier empresa le servirá la información de ésta metodología de organizar el mantenimiento, por los principios elementales sobre los cuales se basa.

Estructura Organizacional

Es conveniente que la estructura de la organización del mantenimiento reúna las siguientes condiciones:

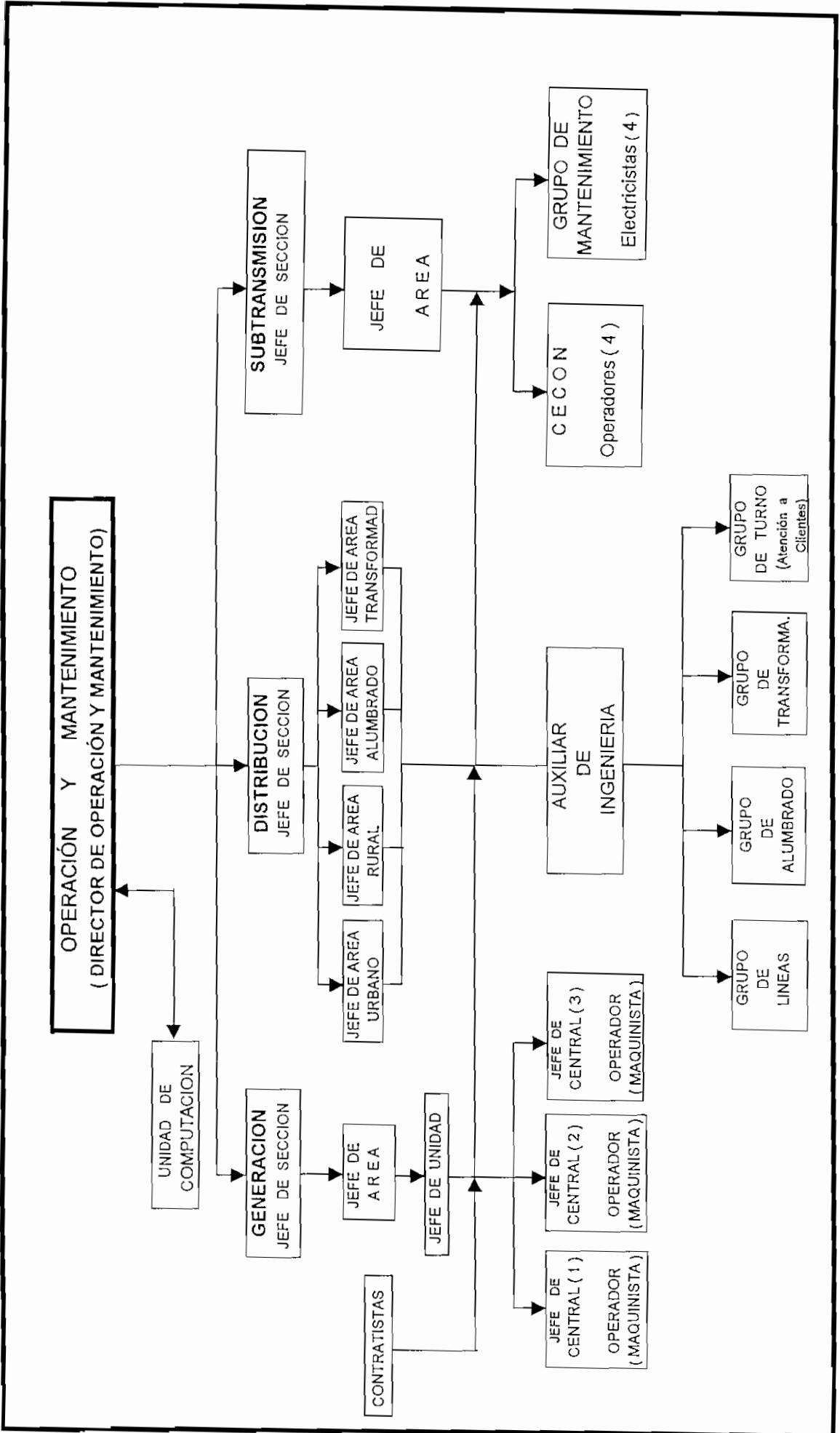
- Deberá ser la más simple posible, que cumpla con los principios fundamentales previstos para la organización.
- El número de niveles jerárquicos es recomendable que sea el mínimo práctico.
- El alcance de supervisión sea tan grande como prácticamente posible.
- Las funciones deben ser asignadas de tal manera que no generen conflictos de responsabilidad ni duplicación de esfuerzos.
- La estructura debe permitir que cada persona se reporte directamente a una sola persona.
- El personal fijo requerido para el mantenimiento debe ser el mínimo.

Considerando lo anotado, la estructura organizacional recomendada del mantenimiento, para la EEASA se presenta en la Fig. N: 2.1; que se constituye por tres secciones (Generación, Subtransmisión y Distribución), y dependen directamente del Director del DOM (Departamento de Operación y Mantenimiento) con la finalidad de llevar a efecto la organización de las áreas de mantenimiento y operación.

Particularmente la Sección Subtransmisión de la EEASA se compone de:

- 1.-Jefatura de Sección de Subtransmisión
- 2.-Jefatura de Area de Subtransmisión
- 3.-CECON (Jefe de tableristas/Electricistas)
- 4.-Grupo de Operación y Mantenimiento.

Cada una de éstas partes se las aprecia mejor en la siguiente Figura.



ADMINISTRACION DEL DOM

(DEPARTAMENTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO)
(EEASA)

A continuación, se describe el personal de Operación y Mantenimiento que integra el DOM. de la EEASA. De idéntica forma se cumple para el resto de áreas.

DIRECTOR DEL DOM (Departamento de Operación y Mantenimiento)

Naturaleza del Trabajo:

Es el encargado de vigilar, ordenar y planificar todas las actividades involucradas a su departamento. Esto significa que a su cargo se encuentran la sección de generación, distribución y mantenimiento.

Funciones y Responsabilidades:

- . Revisar todas las actividades de las diferentes secciones
- . Realizar informes trimestrales de cada una de sus secciones a su cargo; para ser analizados con el Gerente respectivo.
- . Coordinar con los demás directores en actividades afines a su trabajo
- . Motivar la participación del personal (Ingenieros) en cursos de capacitación, aparte de su propia capacitación.

JEFE DE UNIDAD DEL DOM (Departamento de Operación y Mantenimiento)

Naturaleza del Trabajo:

Ejecución y supervisión de la operación y el mantenimiento de las subestaciones.

Funciones y Responsabilidades:

- . Inspeccionar y controlar el estado de conservación y funcionamiento de equipos, materiales, etc., instalados en el sistema e informar sobre los problemas y novedades que se encontraren en los mismos.
- . Tramitar oportunamente la provisión de materiales, equipos, herramientas, etc., necesarios para los trabajos de construcción o mantenimiento del sistema.
- . Responder por el transporte, manejo y cuidado de materiales, equipos, herramientas, etc., a cargo del grupo.
- . Distribuir el trabajo entre el personal, participar y dirigir su ejecución.
- . Cumplir y hacer cumplir las normas técnicas de seguridad en la realización de los trabajos de construcción o mantenimiento de subestaciones, líneas y redes.
- . Desconectar seccionadores, disyuntores y cortocircuitar las líneas donde vaya a trabajar el personal de Operación y Mantenimiento.
- . Velar por la correcta utilización y conservación de los equipos y herramientas de trabajo.
- . Presentar diagramas indicativos de las variaciones a los diseños originales, introducidos en la realización de trabajos.
- . Verificar el material utilizado en la ejecución de los trabajos y reingresar a la Bodega el material sobrante o removido .

- Operar y maniobrar interruptores, transformadores y otros equipos existentes en subestaciones, líneas y redes.
- Dirigir la toma de lecturas de carga y voltaje en líneas y equipos energizados.
- Elaborar y entregar directamente al Jefe inmediato superior, los partes diarios de trabajos y novedades.
- Colaborar con las demás unidades de la Empresa en actividades afines a su función.
- Las demás que le asignare su jefe inmediato, dentro del ámbito de su actividad.
- Realizar mantenimiento de líneas y presentar reportes de los recorridos.

JEFE DE LA SECCION DEL DOM

Naturaleza del Trabajo:

Dirigir, coordinar y supervisar las actividades de la sección.

Funciones y Responsabilidades:

- Organizar y distribuir las actividades entre el personal de su sección, supervisar su realización y controlar que se ejecuten de conformidad con los diseños, planos y especificaciones técnicas y plazos determinados.
- Disponer de modificaciones, cambios o rectificaciones a introducirse en la realización de los trabajos programados e informar al director.
- Ejecutar programas técnico-presupuestarios de operación y mantenimiento en coordinación con el departamento financiero, a través del director.
- Programar el mantenimiento de las centrales de generación y ejecutarlo de acuerdo al cronograma de actividades correspondiente.
- Controlar y realizar montajes de construcción de obras eléctricas mecánicas y civiles necesarias para la expansión del sistema, que sean asignadas a la acción.
- Informar mensualmente al director, de las actividades cumplidas.
- Elaborar estudios técnicos e informar al director departamental de las necesidades y requerimientos para el cumplimiento de sus funciones en relación con los procedimientos correspondientes.
- Coordinar con las demás unidades de la empresa en actividades afines a su función.
- Las demás que le sean asignadas por su jefe inmediato, dentro del ámbito de su actividad.

Características:

Trabajo que requiere la aplicación de conocimientos técnicos especializados.

Requisitos Mínimos:

- Título profesional en Ingeniería Eléctrica o Mecánica
- Haber realizado cursos de especialización técnica
- Tener experiencia en labores similares por lo menos cuatro años.

JEFE DE AREA DEL DOM

Naturaleza del Trabajo:

Supervisión y control de las actividades del área.

Funciones y Responsabilidades:

- Determinar los requerimientos de equipos, materiales, herramientas, etc. necesarios para la ejecución de obras programadas.
- Organizar y distribuir el trabajo entre el personal de su área
- Solicitar con la debida oportunidad la provisión de equipos, materiales etc., para la ejecución de trabajos de mantenimiento de líneas, redes eléctricas, centrales y subestaciones y velar por su correcta utilización
- Elaborar informes mensuales de los trabajos realizados
- Mantener informaciones y datos estadísticos del funcionamiento de las centrales y subestaciones
- Elaborar programas de mantenimiento de los lugares de operación y de las redes de distribución.
- Coordinar las actividades de su área con las demás áreas del departamento
- Colaborar con las demás unidades de la empresa en actividades afines a su función
- Las demás que le asignare su jefe inmediato, dentro del ámbito de su actividad.

Características:

Trabajos que requiere de conocimientos técnicos y de especialización.

Requisitos Mínimos:

- Tener título profesional, en las ramas de ingeniería eléctrica o mecánica
- Haber aprobado cursos técnicos de especialización
- Tener por lo menos tres años de experiencia en labores similares

CECON (JEFATURA DE CECON O SUBESTACIONES)

Esta área consta de cuatro personas, cuya labor es durante las 24 horas ininterrumpidamente, en turnos rotativos; todos son electricistas siendo uno de ellos el jefe de tableros. De éste grupo depende si una línea de subtrasmisión entra o no en funcionamiento.

Naturaleza del Trabajo:

Supervisión y ejecución de labores de control de tableros de distribución.

Funciones y Responsabilidades:

- Supervisar y controlar las lecturas tomadas en kilowatímetros, voltímetros
- Revisar las lecturas anotadas
- Controlar que los equipos y accesorios de la subestación estén en buen estado de funcionamiento
- Preparar informes del funcionamiento de la subestación
- Preparar el informe mensual de asistencia del personal de la subestación
- Las demás que le sean asignadas, dentro del ámbito de su actividad

Características:

Trabajo sujeto a normas y procedimientos específicos, requiere de iniciativa y criterio.

Requisitos Mínimos:

- Título de Bachiller
- Haber aprobado cursos de formación de bases, iniciación técnica, seguridad e higiene industrial, relaciones humanas, tableros.
- Tener experiencia en labores afines, por lo menos tres años.

EJECUTOR (TABLERISTA “3” O ELECTRICISTA “3”)

Naturaleza de Trabajo:

Realización de labores de control de tableros de las subestaciones

Funciones y Responsabilidades:

- Tomar las lecturas en kilowatímetros, voltímetros
- Atender al equipo de radio
- Anotar las lecturas tomadas
- Comunicar y entregar los datos de las lecturas a las otras subestaciones
- Colaborar en labores de mantenimiento de subestaciones
- Maniobrar los swichs, contactores, reclosers, de acuerdo a las necesidades del servicio
- Limpiar, mantener en buen estado el local de los tableros
- Chequear y verificar el buen funcionamiento de los equipos y accesorios de la subestación
- Colaborar con las demás unidades de la Empresa en actividades afines a su función
- Las demás que le sean asignadas por su jefe inmediato, dentro del ámbito de su actividad.

Características:

Trabajo sujeto a normas y procedimientos específicos, requiere de iniciativa y criterio.

Requisitos Mínimos:

- Título de bachiller
- Haber aprobado cursos de especialización (Formación de bases, iniciación técnica, seguridad e higiene industrial, tablerista)
- Tener por lo menos tres años de experiencia

2.4.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.

El Nivel de tensión de la Empresa Eléctrica Ambato es de 69 Kv para líneas de subtransmisión y de 13.8 Kv para líneas de distribución e interconexiones; prácticamente consta de 11 líneas de Subtransmisión y 3 Interconexiones a 13.8 Kv, de las cuales diez líneas se encuentran en anillo y las restantes en configuración radial, como se detalla a continuación.

CONFIGURACION	TENSION	CONFIGURACION	TENSION
ANILLO	Kv	RADIAL	Kv
ZONA 1		ZONA 2	
Ambato-Samanga	69	Totoras-Pelileo	138
Samanga-Atocha	69	Pelileo-Baños	138
Atocha-Huachi (NA)	69	Baños-Puyo	138
Totoras-Oriente	69	Puyo-Tena	138
Oriente-Loreto	69		
Totoras-Montalvo	69		
Montalvo-Huachi	69		
Inter. Oriente-Loreto	13.8		
Inter. Oriente-Lligua	13.8		
Inter. Loreto-Batán	13.8		

Para mejor apreciación de la Líneas, en las Figs N:2.2 y N: 2.3 se presentan los diagramas Unifilar **ANILLO** y **RADIAL** respectivos, en donde se pueden ver las conexiones entre las diferentes subestaciones a través de las líneas antes mencionadas.

La EEASA se conecta al S.N.I a través de la S/E Ambato y la S/E Totoras, las mismas que tienen dos y tres puntos de entrega respectivamente.

S/E AMBATO: dos salidas

- **Ambato 1.-** Sirve mediante configuración radial a las S/Es Samanga y Atocha
- **Ambato 2.-** Se mantiene NA pero puede enlazarse con las S/Es Loreto y Oriente

- **Ambato 3.-** Salida al sistema eléctrico Latacunga (No participa la Empresa)

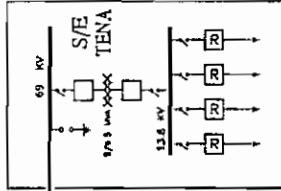
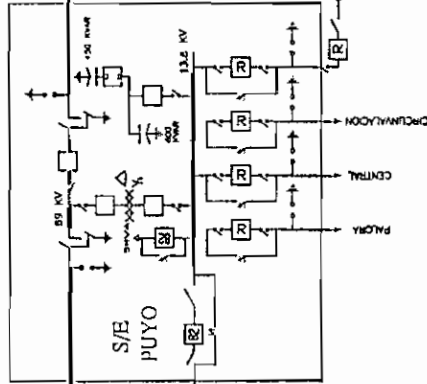
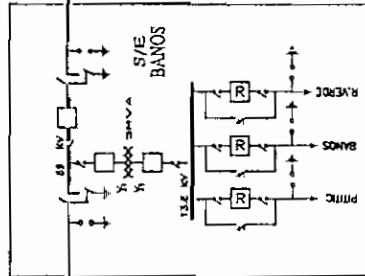
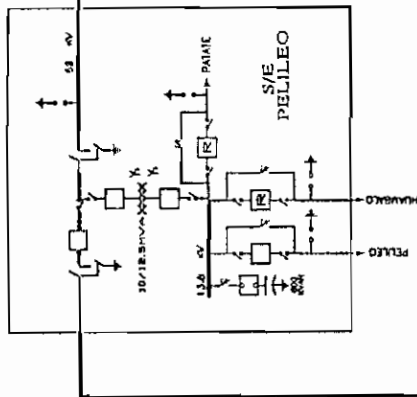
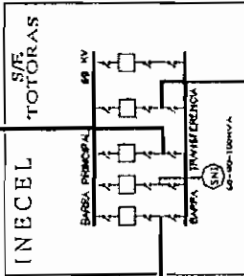
S/E TOTORAS: tres salidas

- **Salida Montalvo.-** Mediante configuración radial sirve a las S/Es Montalvo y Huachi, adicionalmente desde la S/E Huachi hay una línea hasta la S/E Atocha la misma que se encuentra **NA** en la Atocha.
- **Salida Ambato.-** Sirve a las S/Es Oriente y Loreto en forma radial.
- **Salida Baños.-** Da servicio mediante una línea aislada a 69 Kv. hasta el cantón Baños, a través de las S/Es Pelileo y Baños; para continuar con aislamiento de 138 Kv. hasta llegar a la S/E Puyo, pero esta línea funciona actualmente a 69 Kv. y continúa hasta la S/E Tena también a 69 Kv.

En las Figs N: 2.4 y N:2.5 se muestran el Diagrama Unifilar General y la localización topográfica de las líneas que pertenecen a la Provincia del Tungurahua.

← A S/E MONTALVO

SIMBOLOGIA	
XXXX	TRANSF. 2 DEVANADOS
-□-	DISYUNTOR
-□-	DISYUNTOR CON RELE
-□-	RECONECTOR AUTOMATICO
-□-	SECCIONADOR EN ACEITE
—	LINEA A 69 KV
-+	SECCIONADOR DE CUCHILLA
+	BANCO DE CONDENSADORES
←-	PARARRAYOS



→ A S/E ORIENTE



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
REGIONAL CENTRO NORTE

REVISADO:

VISTO BUENO: *Sup. Sr. Capela*

FECHA: *Diciembre 1997*

UNIFILAR BADIAR

FIG. N: 2.2

F-15 p.2.2

22

← A S/E MONTALVO

SIMBOLOGIA

XXXX	TRANSF. 2 DEVANADOS
□	DISYUNTOR
□	DISYUNTOR CON RELE
□	RECTOR AUTOMATICO
□	SECCIONADOR EN ACEITE
—	LINEA A 69 KV
—	SECCIONADOR DE CUCHILLA
+)	BANCO DE CONDENSADORES
←	PARARRAYOS

→ A S/E ORIENTE

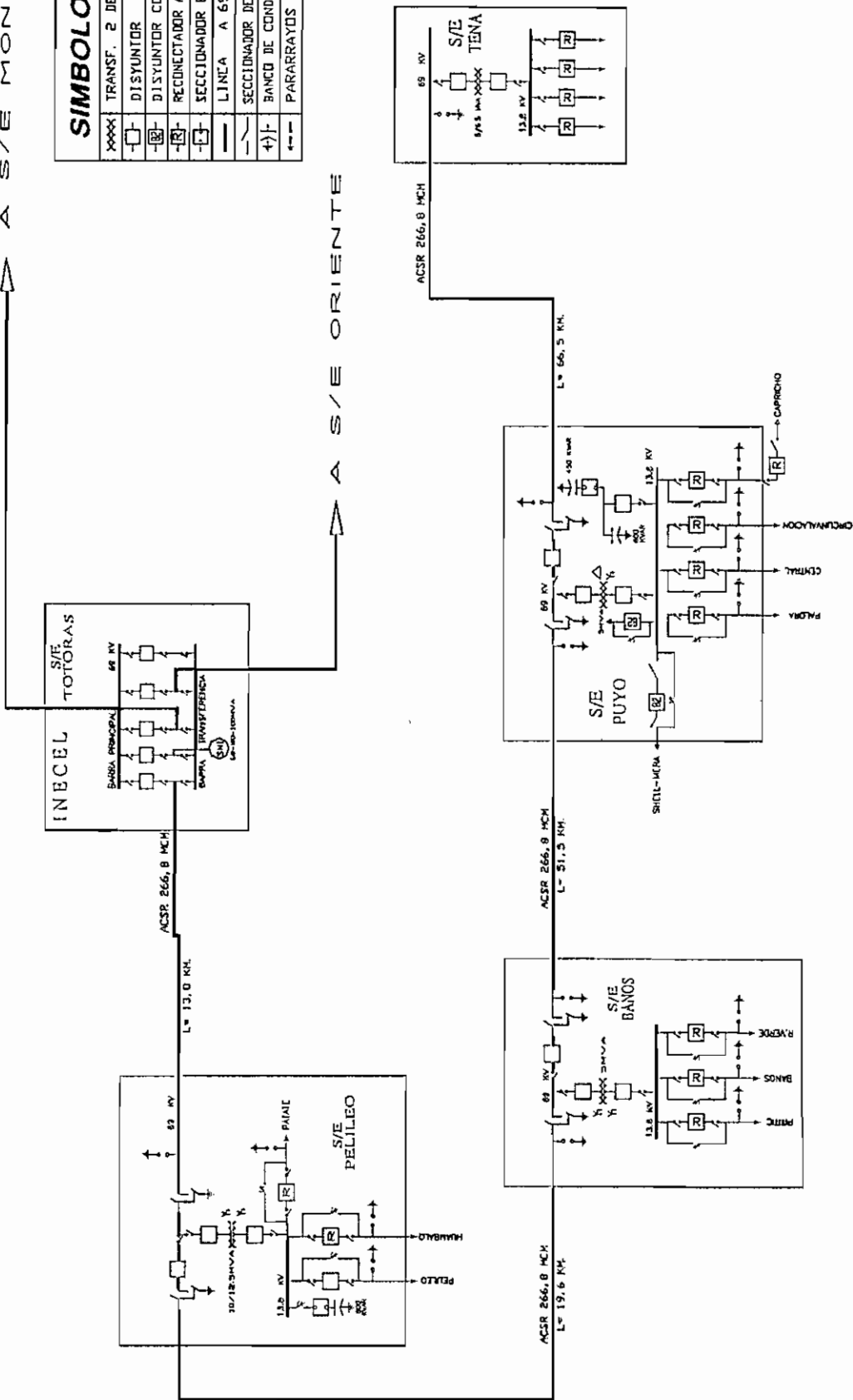


Fig. N: 2.3

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
REGIONAL CENTRO NORTE

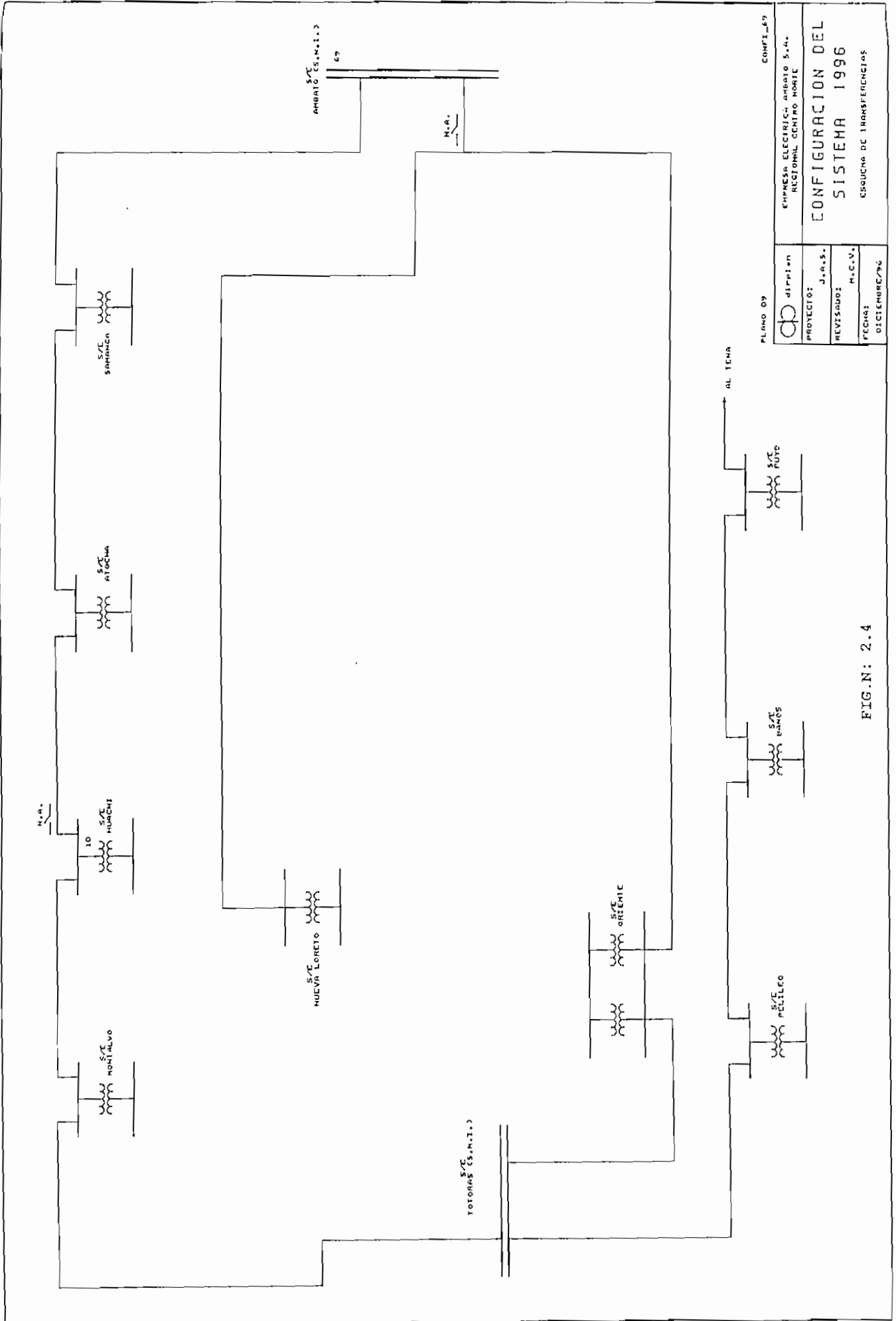


REVISADO:

VISTO BUENO: *Ag. 17. Espinoza*

FECHA: *Diciembre 1977*

UNIFILAR RADIAL




PLANO 09	CONF1_69
PROYECTO:  ambato	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.
REVISADO: J.A.S.	REGIONAL CENTRO NORTE
FECHA: M.C.V.	CONFIGURACION DEL SISTEMA 1996
DICIEMBRE/96	ESQUEMA DE TRANSFERENCIAS

FIG.N: 2.4

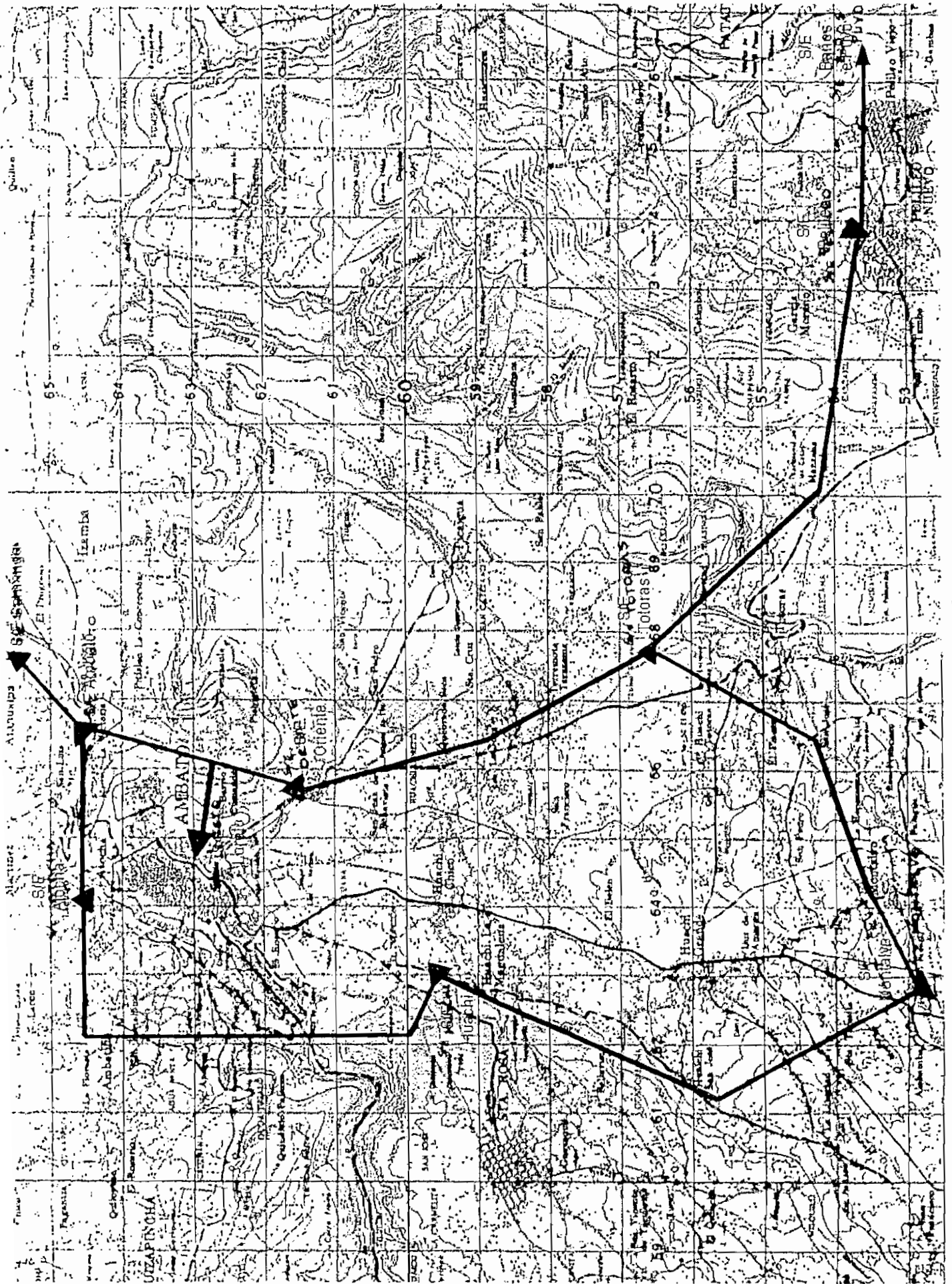


FIG. N: 2.5

2.4.1.- Componentes de una Línea de Transmisión/Subtransmisión

Tanto una línea de Transmisión como una línea de Subtransmisión, de un modo general se componen de las siguientes partes:

- Faja
- Estructura
- Aislamiento
- Conductores
- Sistema de Protección

Para el desarrollo de las actividades, toda referencia de los componentes de una línea se reportan siempre con relación a la estructura en sí mismo, o a su vano de frente.

2.4.1.1.- Faja.-

Al instalar una Línea, las necesidades de protegerla y de utilizar parcialmente los terrenos por ella atravesada, llevan a definir una faja de dominio, de seguridad y de limpieza.

Faja de Dominio.-

Es un área sobre la Línea de propiedad de la Empresa concesionaria de Energía Eléctrica.

Faja de Servidumbre.-

Es un área no perteneciente a la Empresa Concesionaria de Energía Eléctrica, necesaria para la implantación, operación y mantenimiento de la Línea constituida oficialmente por poder ejecutivo, y cuya utilización es regida por contratos de servidumbre firmados entre los propietarios de los terrenos y la concesionaria.

Tales fajas tienen dimensiones variables en función de la tensión de operación final de la Línea, definida de acuerdo a criterios del proyecto.

Faja de Seguridad.-

Se entiende por faja de seguridad, segmentos de faja, externos o no a la faja de servidumbre, donde no se permite la instalación de edificaciones y/o factorías que, por su naturaleza, pueden directamente o indirectamente, afectar la Seguridad Operacional de la Línea.

Faja de Limpieza.-

Es una área contenida en la Faja de Servidumbre, donde la vegetación es cortada para evitar aproximaciones peligrosas de los cables conductores que pueden comprometer la confiabilidad de la Línea.

2.4.1.2.- Estructura.-

Las Estructuras son los soportes de las líneas, y deben ser por los tanto, bastante resistentes y durables, debiendo merecer atención especial por los equipos de mantenimiento, pues, una falla con la consecuente caída podrá dejar la línea fuera de operación por largo período de tiempo.

Pueden ser divididas en dos tipos principales: Suspensión (en alineamiento y ángulo) y retención (en alineamiento y ángulo). Forman parte de las estructuras las fundiciones (en grilla, en concreto o especiales), así como también las pesas que permiten que sean fijadas las cadenas de aisladores y los soportes de los cables pararrayos.

2.4.1.3.- Aislamiento.-

Las cadenas de aisladores constituyen los nexos de unión entre las estructuras y los cables conductores, constituyendo una parte muy vulnerable de las líneas y consecuentemente, están más sujetas a defectos y fallas, por ser sometidas constantemente a tensiones mecánicas y eléctricas de gran amplitud.

Sus accesorios son los herrajes que permiten su montaje, tales como anillos equipotenciales, extintores de arco, cuernos y grapas de suspensión-retención.

2.4.1.4.- Cables Conductores.-

Un cable conductor es una parte noble de una línea, y en general la que menos presenta defecto o falla.

Sus accesorios principales son: las protecciones, amortiguadores de vibración, los espaciadores, etc.

2.4.1.5.- Sistema de Protección.-

La malla de puesta a tierra y protección se componen de un modo general, de cables pararrayos, hilos de tierra y alambre de contrapesos; todo este conjunto sirve para proteger a las líneas de posibles descargas atmosféricas.

2.4.2.- Generación de la Empresa Eléctrica Ambato

La Generación local de la EEASA se compone de dos Centrales Térmicas y una Hidráulica. Los datos de placa así como su generación efectiva son:

Central Hidráulica “Península”.- Genera 2.8 Mw efectivos mediante 4 máquinas.

GENERADOR No:	Kw Efectivos	Kva Dato de Placa
1	400	625
2	400	625
3	400	625
4	1600	1875

Central Térmica Lligua.- Genera 4000 KW efectivos mediante dos generadores:

GENERADOR No:	Kw Efectivos	Kva Dato de Placa
1	2000	3125
2	2000	3125

Central Térmica Batán.- Genera 4000 KW efectivos mediante:

GENERADOR No:	Kw Efectivos	Kva Dato de Placa
1	No Funciona	
2	500	937.5
3	1000	1875
4	2000	3725

Cuadro Estadístico de Energía Generada:

MWH/AÑO	GENERACION TOTAL	S.N.I.	EEASA	EERSA
1991	176.509	158.358	18.041	1.09
1992	178.456	166.087	12.369	0.00
1993	185.661	173.260	12.400	0.00
1994	207.391	193.024	14.366	0.00
1995	199.143	186.076	13.067	0.00
1996	232.773	217.242	15.53	0.00
1997	220.160	235.656	16.908	0.00
TOTAL	1'400.093	1'329.703	102.681	1.09
MAXIMO	232.773	235.656	18.041	1.09
MINIMO	176.509	158.358	12.369	0.00

Considerando los requerimientos de Energía desde el año 1991 al 1997, se obtiene el 0,073% como aporte de la generación local, esto quiere decir que el sistema de la EEASA desde el año analizado dependía en su mayoría del S.N.I.

En la generación local se ha incluido la generación térmica de la Empresa la misma que es inyectada al sistema en tiempos de crisis como por ejemplo el estiaje presentado desde el año 1990 en las diferentes cuencas del país. También, ésta generación se ha utilizado en horas pico (de 19:00 a 20:30) con el objetivo de bajar la demanda máxima del sistema y por aspectos contractuales estipulados en el contrato de compra y venta de energía entre el Inecel y la EEASA.

Desde los primeros años de creación de la Empresa se contó con las instalaciones de generación indicadas, las mismas que no han sido incrementadas confiando en la entrega de parte del S.N.I. situación que se ha agravado en los últimos años en razón de las indisponibilidades para entregar energía.

2.4.3.- Tipos de Estructuras de Subtransmisión (69 Kv)

A continuación se presenta el campo exclusivo de líneas de subtransmisión a 69 Kv, tanto para el área rural como para el área urbana.

Como existen dos posibilidades de transmisión en sistemas trifásicos, con cable de guardia y sin cable de guardia hemos contemplado estructuras tipo para éstas dos alternativas. En general se cree que con los tipos de estructuras propuestos se cubren las necesidades normales de utilización, puesto que se han previsto estructuras para

alineación, retención angular, de fin de línea e incluso especiales para vanos largos y transposición.

ESTRUCTURAS RURALES			
69 KV			
Sin Cable de Guardia		Con Cable de Guardia	
TIPO	CARACTERISTICA	TIPO	CARACTERISTICA
S - 1	Suspensión	S - 1 - G	Suspensión
S - 1 - 5	Suspensión	S - 1 - 5 - G	Suspensión
SH - 1	Suspensión	SH - 1 - G	Suspensión
RH - 1	Retención	RH - 1 - G	Retención
S - 2	Suspensión	S - 2 - G	Suspensión
RV - 2	Suspensión	RV - 2 - G	Retención

ESTRUCTURAS URBANAS			
69 KV			
Sin Cable de Guardia		Con Cable de Guardia	
TIPO	CARACTERISTICA	TIPO	CARACTERISTICA
SU - 1	Suspensión	SU - 1 - G	Suspensión
TU - 1	Retención	TU - 1 - G	Retención
RU - 1	Retención	RU - 1 - G	Retención
AU - 1 - 30	Suspensión	AU - 1 - 30 - G	Suspensión
AU - 1 - 60	Suspensión	AU - 1 - 60 - G	Suspensión
AU - 1 - 90	Retención	AU - 1 - 90 - G	Retención
SU - 2	Suspensión	SU - 2 - G	Suspensión
AU - 2 - 30	Suspensión	AU - 2 - 30 - G	Suspensión
AU - 2 - 60	Suspensión	AU - 2 - 60 - G	Suspensión
AU - 2 - 90	Retención	AU - 2 - 90 - G	Retención
RU - 2	Suspensión	RU - 2 - G	Suspensión

2.4.4.-Tipos de Estructuras de Distribución (13.8 / 7.9 Kv)

**ESTRUCTURAS DE SOPORTE
(DE DISTRIBUCION A 13.8 / 7.9 Kv)**

MONOFASICAS	TIPO	CENTRADAS EN CRUCETAS	TIPO
Suspensión Monofásica Angular Monofásica Terminal Monofásica Retención Monofásica	UP UP2 UR UR2	Suspensión Trifásica Angular Trifásica Terminal Trifásica Retención Trifásica	CP CP2 CR CR2
EN DOS POSTES EN PORTICO		EN VOLADO	
Suspensión en pórtico Terminal en pórtico Retención en pórtico	HS HR HR2	Suspensión en volado Angular en volado Terminal en volado Retención en volado	VP VP2 VR VR2

2.5.- METODOLOGÍA PARA EL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS

Considerando dos tipos de mantenimiento en el sistema de Subtransmisión se sigue una secuencia determinada, tanto para un mantenimiento correctivo como para un mantenimiento preventivo.

En el caso de un mantenimiento correctivo se considera ejecutarlo en forma inmediata con el personal disponible de la Empresa. Si éste corresponde al sistema radial y en dependencia de la gravedad de la falla, se contratarán los servicios de compañías tanto locales como nacionales, ya que éste procedimiento se lo ha seguido por varias ocasiones en el sistema radial; facilitándose los trabajos debido a que existen en stock de bodega todos los materiales necesarios para las líneas de S/T a 69 Kv.

Si la falla fuese en el sistema en anillo la reparación tiene una secuencia diferente, ya que en primera instancia se deja aislada la línea averiada y se programa su reparación utilizando personal propio de la Empresa, con el asesoramiento de técnicos de otras instituciones que tengan experiencia en Líneas de 69 Kv.

En el primer caso se ejecuta el trabajo en forma inmediata, mientras en el segundo caso en primer lugar se realiza un estudio acompañado del presupuesto respectivo para seguidamente abrir la respectiva orden de trabajo, la misma que es liquidada luego de

terminadas todas las actividades programadas. En el caso anterior también se abre la orden de trabajo pero luego de terminadas las actividades.

El mantenimiento preventivo se lo realiza sobre la base de los reportes que el personal del grupo de líneas lo viene realizando cada semestre. Luego de clasificar los reportes, se ejecutan dichos trabajos en forma secuencial; tomando como prioridad el problema más grave reportado en la línea.

Este tipo de mantenimiento por lo general se realiza con el personal propio de la Empresa, de preferencia los fines de semana donde la carga es más baja y la regulación no es afectada por las transferencias de carga que se realizan tomando en cuenta el sistema en anillo. Si el mantenimiento preventivo se llegara a ejecutar en el sistema radial, éste se realiza con la publicación de suspensión de servicio. Estadísticamente este tipo de mantenimiento toma en consideración lo siguiente:

- 1.- Cambio de aisladores
- 2.- Completar herrajes en las torres
- 3.- Reubicación de los tensores
- 4.- Rehabilitación de puestas a tierra
- 5.- Retiro de rabos de cometas
- 6.- Desbroce de vegetación con riesgo para la línea
- 7.- Desvío de aguas de las estructuras mediante la construcción de cunetas
- 8.- Pintada de crucetas en las torres
- 9.- Inspecciones a los taludes existentes en la trayectoria de la línea Baños-Puyo

2.6.- MANTENIMIENTO DE LÍNEAS VIVAS

Las compañías de Electricidad tienen como filosofía el suministrar a sus clientes energía sin interrupciones, esto es importante para las industrias cuyas actividades se desarrollan durante las 24 horas del día o cuando las interrupciones de energía pueden tener efectos costosos y perjudiciales sobre el proceso de la operación continua. Como resultado de esto las compañías de Electricidad reparan y mantienen las líneas eléctricas de transmisión y distribución mientras los conductores están energizados.

Actualmente la EEASA no dispone de éste tipo de mantenimiento, pero de una manera muy breve se detallan los puntos más importantes para el buen desarrollo de éste tipo de mantenimiento.

Existen cuatro opciones para el mantenimiento y reparación de líneas de energía eléctrica:

- a) Usando equipo de protección flexible y aislante de acuerdo con la limitación de voltaje del equipo.
- b) Usando herramientas para trabajar con energía eléctrica.
- c) Usando la técnica del trabajo manual sin aislamiento.
- d) Con la combinación de los tres métodos anteriores.

Las herramientas para trabajar en LL/EE, están diseñadas para proveer un seguro y temporal soporte a los conductores energizados a fin de mantenerlos alejados de las estructuras donde se está realizando el trabajo.

En manos de los trabajadores que han recibido un entrenamiento completo y adecuado, se encuentran las herramientas que se pueden usar para realizar una gran variedad de tareas con LL/EE aéreas, las mismas que facilitan la realización de los trabajos dando seguridad sin interrupciones de energía.

En muchas oportunidades es ventajoso él poder realizar trabajos de mantenimiento de Líneas, que normalmente requerirían desconexiones de servicio, ésta posibilidad ha dado lugar al desarrollo de las técnicas de trabajo en LL/EE, en voltaje hasta 500 Kv. La técnica de los trabajos en LL/EE, es una disciplina que debe ser permanente y sostenida tanto en sus procedimientos normáticos como en el cuidado de los equipos utilizados.

2.6.1.- Criterios para la Adquisición de los Equipos y Materiales (Líneas Energizadas)

EQUIPOS.-

Las especificaciones para la compra de equipo deben establecerse de acuerdo a los siguientes factores:

- a) Tipos de las Estructuras, con sus dimensiones físicas de las L/T que se deseen atender.
- b) El tipo de conductor y sus solicitaciones mecánicas normales.
- c) Las disposiciones esquemáticas de trabajo que se adopten de acuerdo a las estructuras y a las solicitaciones por peso del conductor.

Con éstos datos y conocida las tasas de trabajo del equipo dadas por el fabricante, se puede llegar fácilmente a determinar los diámetros y largos de las pértigas que se necesitan.

MATERIALES.-

Los materiales utilizados en el mantenimiento son iguales o similares a los originales de la L/T, ya que junto con adquirir los materiales necesarios para la construcción se considera una cantidad extra para el Stock del mantenimiento 5 ó más años de explotación.

2.6.2.- Métodos de Trabajo

Las disposiciones adoptadas son esencialmente las mismas que recomienda el fabricante con modificaciones que aconseja la experiencia. Por este método, uno o más electricistas ejecutan maniobras en contacto con partes energizadas, trabajando al mismo potencial de los cables conductores de la L/T; los electricistas que van a este potencial deben estar equipados de vestimenta conductiva y pértiga de igualación de potencial.

El método de trabajo a potencial es empleado en Líneas de tensiones superiores a 230 Kv, a fin de garantizar las distancias mínimas de seguridad de los electricistas en las maniobras de entrada y salida de potencial.

El empleo de éste método en instalaciones de tensiones iguales o inferiores a 230Kv solamente podrá ser efectuado mediante el análisis y aprobación de los órganos respectivos.

Todo método de trabajo en energizado debe cumplir dos finalidades:

- Proteger a los operarios del riesgo de contacto eléctrico
- Eliminar la posibilidad de cortocircuitos entre conductores o elementos a distinto potencial.

Estas dos condiciones definen la **Distancia Mínima de Aproximación** para una diferencia de potencial determinada y la **Zona Prohibida** para el Operario.

El Operario debe estar siempre protegido de los conductores o partes en tensión, ya sea manteniéndose a distancia o utilizando dispositivos adecuados que reducen o anulan lo que se ha definido como Zona Prohibida. Su comportamiento en relación con ésta Zona define tres diferentes métodos utilizados para realizar trabajos en tensión.

TRABAJOS EN CONTACTO.-

El operario provisto de herramientas aislantes, penetra dentro de la **ZONA PROHIBIDA** del conductor sobre el que debe actuar, este método está especialmente indicado para instalaciones de B.T.

TRABAJOS A DISTANCIA.-

El operario se mantiene en el exterior de la **ZONA**, actuando sobre los conductores y demás elementos activos, mediante herramientas montadas en el extremo de pértigas o cuerdas aislantes; éste trabajo se lo utiliza principalmente en L/T hasta 230 Kv.

TRABAJOS A POTENCIAL.-

El operario se pone al mismo potencial que el conductor sobre el que va a trabajar, eliminando de esta forma el concepto de **ZONA PROHIBIDA** y manipulando los conductores con herramientas convencionales.

2.7.- ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE SALIDAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

2.7.1.-Introducción

La sección Subestaciones y Líneas de Subtransmisión del DOM es la encargada de mantener y operar el sistema eléctrico de la Empresa, sin embargo las actividades también han estado enfocadas a la ejecución de proyectos para mejorar las distintas instalaciones. Dentro del cumplimiento de las actividades se han considerado otras relacionadas con la atención a los programas de racionamiento que el sistema eléctrico del País viene soportando durante los últimos años.

La “Operación y Mantenimiento” tienen una significación importante para mantener en estado operativo el sistema, sin embargo se considera que el apoyo en el presente año ha disminuido en relación con otros, especialmente en la parte del personal, el mismo que debe ser considerado sobre la base de la calidad y cantidad de los trabajos que realiza, pese a incrementarse el sistema con nuevas instalaciones y/o aumento de las mismas.

En relación con la operación del sistema se considera presentar la estadística de las diferentes salidas y hacer un análisis de las mismas; con los resultados obtenidos se llegarán a observar las necesidades a fin de mejorar las condiciones operativas del sistema, relacionadas con el mantenimiento de las líneas de subtransmisión.

La presente Tesis describe las actividades más importantes realizadas ayudándose para ello de datos registrados durante los últimos cinco años, que estadísticamente de alguna manera servirán para sustentar lo indicado y también como de fuente de información para propósitos relacionados con el sistema eléctrico.

2.7.2.- Metodología para la Obtención de Datos

La EEASA realiza reportes diarios de las diferentes anomalías que se presentan tanto en las S/E como en alimentadores y líneas. Y a partir de éstos se lleva un registro general de interrupciones a través de la elaboración de un formulario llamado: Informe de Interrupciones mayores en el Sistema.

Además, se realiza un Informe Diario de la Subestación Oriente, en la cual se toman los siguientes datos:

- Registros de Energía y Datos de Transformador
- Registro de Operación-Disyuntores y Reconectores
- Asistencia del Personal
- Voltaje y Factor de Potencia
- **INFORMES**

Este último punto es el más importante para nuestro análisis, ya que aquí consta todo tipo de fallas que se presentan durante las 24 horas de día. (Ininterrumpidamente).

A través de una revisión de éstos informes durante períodos de un año se pueden obtener datos de salidas (**exactos**) de las diferentes líneas, con sus respectivas causas. De ésta manera se conformarán las hojas de datos anuales (en EXCEL) para tomarlas en cuenta en la respectiva programación.

2.7.3.- Reportes de Salidas de las Líneas e Índices de Confiabilidad

Según la IEEE se pueden obtener los siguientes índices de confiabilidad.

- λ : Frecuencia (Tasa) de salidas (Fallas) en Clima Normal

Esta tasa de fallas debe ser estimada para todo tipo de aparatos y líneas que muestran una tasa de falla característica.

Este índice de falla (λ_i), se expresa en unidades de fallas por año en condiciones climáticas normales por aparato o por Km de línea.

Puede ser calculada como sigue:

$$\lambda_i = C/Y$$

Donde:

C = Número de fallas del elemento durante el período de observación en condiciones climáticas normales.

Y = Suma de todos los períodos de exposición en condiciones climáticas normales, para cada aparato o Km de línea durante el período de observación.

Para el caso de líneas de **Transmisión/Subtransmisión** tenemos:

$$\text{TASA} = \frac{\text{No: de fallas verificadas en un período} \times 8760}{(\text{longitud}/100) \times (\text{Número de horas disponibles en el período})}$$

Y para una familia de Líneas:

$$\text{TASA} = \frac{(\sum \text{No: de fallas verificadas en un período}) \times 8760}{\sum (\text{longitud}/100 \times \text{Número de horas disponibles en el período})}$$

Donde:

8760 = No: de horas al año

Longitud/100 = comportamiento total de las líneas, en Km, dividido por cada 100 Km

- **TMRF: Tiempo medio de reparación de una falla**

$$\text{TMRF} = \frac{\text{Total de horas en que una falla debe ser reparada}}{\text{No: de fallas verificadas en un período}}$$

- **DISP: Disponibilidad**

$$\text{DISP} = \frac{\text{No: total de horas disponibles en un período estadístico}}{\text{No: de horas del período estadístico}}$$

- **SAIFI: Número Promedio de Interrupciones de Servicio por Abonado por Año (System Average Interruption failure Index)**

Se calcula dividiendo el número total de interrupciones de los abonados por el número de abonados servidos durante un año.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{\# Total de interrupciones de los abonados}}{\text{\# Total de abonados servidos}}$$

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

Donde:

λ_i = Tasa de falla del elemento i

N_i = Número de abonados asociados al elemento i

U_i = Tiempo de Interrupción del elemento i

- **SAIDI: Tiempo de reposición medio por Abonado por Año (System Average Interruption duration Index)**

Su valor se determina de la razón entre la suma de todas las duraciones de las interrupciones de los abonados durante el año y el número de abonados servidos durante el año.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de las Interrupcio. de los abonados}}{\text{\# Total de abonados}}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

- CAIDI: Tiempo promedio de interrupción por Abonado (Customer Average Interruption duration Index)

Su valor se obtiene de la división de la suma de las duraciones de las interrupciones de los abonados para el número total de interrupciones de los abonados.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de las Interrupciones de los abonados}}{\# \text{ Total de las interrupciones de los abonados}}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}$$

- ASAI: Disponibilidad de Servicio (Average Service availability Index)

Nos da la razón entre el número de horas de servicio disponible y el número de horas de servicio demandadas por los abonados al año.

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Horas de servicio disponible}}{\text{Horas demandadas por el abonado}}$$

$$\text{ASAI} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i * 8760 - \sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i * 8760}$$

- ASUI: Indisponibilidad de Servicio (Average service Unavailability Index)

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i * 8760}$$

- λ máx. (Número máximo esperado de interrupciones)

El valor que se le asigna es obviamente según su definición.

$$\lambda \text{ máx.} = \text{Máx.} (\lambda_i)$$

A continuación se presentan los resultados de los Indices de confiabilidad más importantes:

INDICES DE CONFIABILIDAD
(IEEE)

INDICES DE FALLAS (Año:1994)

Zona	Código	Línea-Afectada	Long. (Km)	# Fallas	Tiempo f.s. (Hrs)	Disponibilidad	T.M.R.F (Hrs)	Taza de Falla λ
1	100	Totoras-Oriente	6.00	2	1.45	0.9998344749	0.72500	33.33885175
1	101	Oriente-Loreto	2.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	5	3.65	0.9995833333	0.73000	250.1042101
1	103	Int. Oriente-Lligua 13.8	2.00	8	4.62	0.9994726027	0.57750	400.2110702
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	1	0.25	0.9999714612	0.25000	33.33428465
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	106	Ambato-Samanga	4.80	2	1.42	0.9998378995	0.00000	41.67342195
1	107	Samanga-Atocha	4.50	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	108	Atocha-Huachi	8.24	1	0.38	0.9999566210	0.00000	12.1364488
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	2	1.63	0.9998139269	0.81500	19.61149231
1	113	Totoras-Montalvo	2.60	1	1.25	0.9998573059	0.00000	38.4670275
1	114	Montalvo-Huachi	8.00	1	1.08	0.9998767123	1.08000	12.50154129
2	110	Pelileo-Baños	20.40	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
2	111	Baños-Puyo	51.47	2	0.51	0.9999417808	0.25500	3.885984933
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000

INDICES DE CONFIABILIDAD

(I E E E)

INDICES DE FALLAS (Año:1995)

Zona	Código	Línea-Afectada	Long. (Km)	# Fallas	Tiempo f.s. (Hrs)	Disponibilidad	T.M.R.F (Hrs)	Taza de Falla λ
1	100	Totoras-Oriente	6.00	2	12.38	0.9985867580	6.19000	33.38050807
1	101	Oriente-Loreto	2.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	4	45.40	0.9948173516	11.35000	201.0419296
1	103	Int. Oriente-Lligua 13.8	2.00	3	1.05	0.9998801370	0.35000	150.0179816
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	106	Ambato-Samanga	4.80	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	107	Samanga-Atocha	4.50	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	108	Atocha-Huachi	8.24	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	113	Totoras-Montalvo	2.60	3	1.44	0.9998356164	0.48000	115.4035858
1	114	Montalvo-Huachi	8.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
2	110	Pelileo-Baños	20.40	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
2	111	Baños-Puyo	51.47	3	0.71	0.9999189498	0.23667	5.829110492
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000

INDICES DE CONFIABILIDAD

(IEEE)

INDICES DE FALLAS (Año:1996)

Zona	Código	Línea-Afectada	Long. (Km)	# Fallas	Tiempo f.s. (Hrs)	Disponibilidad	T.M.R.F (Hrs)	Taza de Falla λ
1	100	Totoras-Oriente	6.00	1	0.20	0.9999771689	0.20000	16.66704719
1	101	Oriente-Loreto	2.00	1	0.43	0.9999509132	0.43000	50.00245446
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	3	4.80	0.9994520548	1.60000	150.0822368
1	103	Int. Oriente-Lligua 13.8	2.00	2	13.15	0.9984988584	6.57500	100.1503398
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000
1	106	Ambato-Samanga	4.80	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000
1	107	Samanga-Atocha	4.50	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000
1	108	Atocha-Huachi	8.24	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	1	0.20	0.9999771689	0.20000	9.804145408
1	113	Totoras-Montalvo	2.60	3	5.58	0.9993630137	1.86000	115.4581607
1	114	Montalvo-Huachi	8.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000
2	110	Pelileo-Baños	20.40	1	1.75	0.9998002283	1.75000	4.902940253
2	111	Baños-Puyo	51.47	4	0.60	0.9999315068	0.15000	7.772049721
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.0000000

INDICES DE CONFIABILIDAD

(I E E E)

INDICES DE FALLAS (Año: 1997)

Zona	Código	Línea-Afectada	Long. (Km)	# Fallas	Tiempo f.s. (Hrs)	Disponibilidad	T.M.R.F (Hrs)	Taza de Falla λ
1	100	Totoras-Oriente	6.00	1	0.50	0.9999429224	0.50000	16.66761801
1	101	Oriente-Loreto	2.00	1	0.47	0.9999463470	0.47000	50.00268279
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	2	0.14	0.9999840183	0.07000	100.0015982
1	103	Int. Oriente-Ligua 13.8	2.00	8	4.39	0.9994988584	0.54875	400.2005571
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	5	1.30	0.9998515982	0.26000	166.691404
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	106	Ambato-Samanga	4.80	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	107	Samanga-Atocha	4.50	2	0.90	0.9998972603	0.45000	44.44901112
1	108	Atocha-Huachi	8.24	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	3	1.87	0.9997865297	0.62333	29.41804459
1	113	Totoras-Montalvo	2.60	2	2.00	0.9997716895	1.00000	76.94064328
1	114	Montalvo-Huachi	8.00	1	0.72	0.9999178082	0.72000	12.50102748
2	110	Pelileo-Baños	20.40	1	23.53	0.9973139269	23.53000	4.915163272
2	111	Baños-Puyo	51.47	4	3.95	0.9995490868	0.98750	7.77502325
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	1.0000000000	0.00000	0.00000000

INDICES DE CONFIABILIDAD

(IEEE)

INDICES DE CONFIABILIDAD

(AÑO: 1994)

Zona	Código	Línea - Afectada	Long. (Km)	# DE FALLAS	Tiempo f.s. Uj(Hrs)	λ_i	Ni	$\lambda_i * Ni$	Uj*Ni
1	100	Totoras-Oriente	6.00	2	1.45	0.3333333	23111.00	7703.67	33510.95
1	101	Oriente-Loreto	2.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	5	3.65	2.5000000	11322.00	28305.00	41325.30
1	103	Int. Oriente-Ligua 13.8	2.00	8	4.62	4.0000000	400.00	1600.00	1848.00
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	1	0.25	0.3333333	7358.00	2452.67	1839.50
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	106	Ambato-Samanga	4.80	2	1.42	0.4166667	28941.00	12058.75	41096.22
1	107	Samanga-Atocha	4.50	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	108	Atocha-Huachi	8.24	1	0.38	0.1213592	8106.00	983.74	3080.28
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	2	1.63	0.1960784	24180.00	4741.18	39413.40
1	113	Totoras-Montalvo	2.60	1	1.25	0.3846154	16800.00	6461.54	21000.00
1	114	Montalvo-Huachi	8.00	1	1.08	0.1250000	8106.00	1013.25	8754.48
2	110	Pelileo-Baños	20.40	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
2	111	Baños-Puyo	51.47	2	0.51	0.0388576	6533.00	253.86	3331.83
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00

Sumatoria $\lambda_i * Ni$	=	65573.64
Sumatoria Uj*Ni	=	195199.96
Número de Abonados (1994)	=	93032

SAIFI	=	0.704850374
SAIDI	=	2.098202339
CAIDI	=	2.976805314

(SEGUN LA IEEE)

INDICES DE CONFIABILIDAD

(AÑO: 1995)

Zona	Código	Línea - Afectada	Long. (Km)	# DE FALLAS	Tiempo f.s Ui(Hrs)	λ_i	Ni	λ_i^*Ni	Ui*Ni
1	100	Totoras-Oriente	6.00	2	12.38	0.3333333	24086.00	8028.67	298184.68
1	101	Oriente-Loreto	2.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	4	45.40	2.0000000	11783.00	23566.00	534948.20
1	103	Int. Oriente-Ligua 13.8	2.00	3	1.05	1.5000000	450.00	675.00	472.50
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	106	Ambato-Samanga	4.80	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	107	Samanga-Atocha	4.50	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	108	Atocha-Huachi	8.24	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
1	113	Totoras-Montalvo	2.60	3	1.44	1.1538462	28428.00	32801.54	40936.32
1	114	Montalvo-Huachi	8.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
2	110	Pelileo-Baños	20.40	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00
2	111	Baños-Puyo	51.47	3	0.71	0.0582864	6799.00	396.29	4827.29
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	0.0000000	0.00	0.00	0.00

Sumatoria λ_i^*Ni	=	65467.49
Sumatoria Ui*Ni	=	879368.99
Número de Abonados (1995)	=	107799

SAIFI	=	0.607310775
SAIDI	=	8.157487454
CAIDI	=	13.43214675

(SEGUN LA IEEE)

INDICES DE CONFIABILIDAD

(AÑO: 1996)

Zona	Código	Línea - Afectada	Long. (Km)	# DE FALLAS	Tiempo f.s U _i (Hrs)	λ_i	N _i	$\lambda_i * N_i$	U _i *N _i
1	100	Totoras-Oriente	6.00	1	0.20	0.16666667	25787.00	4297.83	5157.40
1	101	Oriente-Loreto	2.00	1	0.43	0.50000000	9493.00	4746.50	4081.99
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	3	4.80	1.50000000	12178.00	18267.00	58454.40
1	103	Int. Oriente-Lligua 13.8	2.00	2	13.15	1.00000000	490.00	490.00	6443.50
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	106	Ambato-Samanga	4.80	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	107	Samanga-Atocha	4.50	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	108	Atocha-Huachi	8.24	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	1	0.20	0.0980392	26011.00	2550.10	5202.20
1	113	Totoras-Montaivo	2.60	3	5.58	1.1538462	29384.00	33904.62	163962.72
1	114	Montaivo-Huachi	8.00	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
2	110	Pelileo-Baños	20.40	1	1.75	0.0490196	11899.00	583.28	20823.25
2	111	Baños-Puyo	51.47	4	0.60	0.0777152	7027.00	546.10	4216.20
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00

Sumatoria $\lambda_i * N_i$	=	65385.44
Sumatoria U _i *N _i	=	268341.66
Número de Abonados (1996)	=	112315

SAIFI	=	0.582161204
SAIDI	=	2.389188087
CAIDI	=	4.103997435

(SEGUN LA IEEE)

INDICES DE CONFIABILIDAD

(AÑO: 1997)

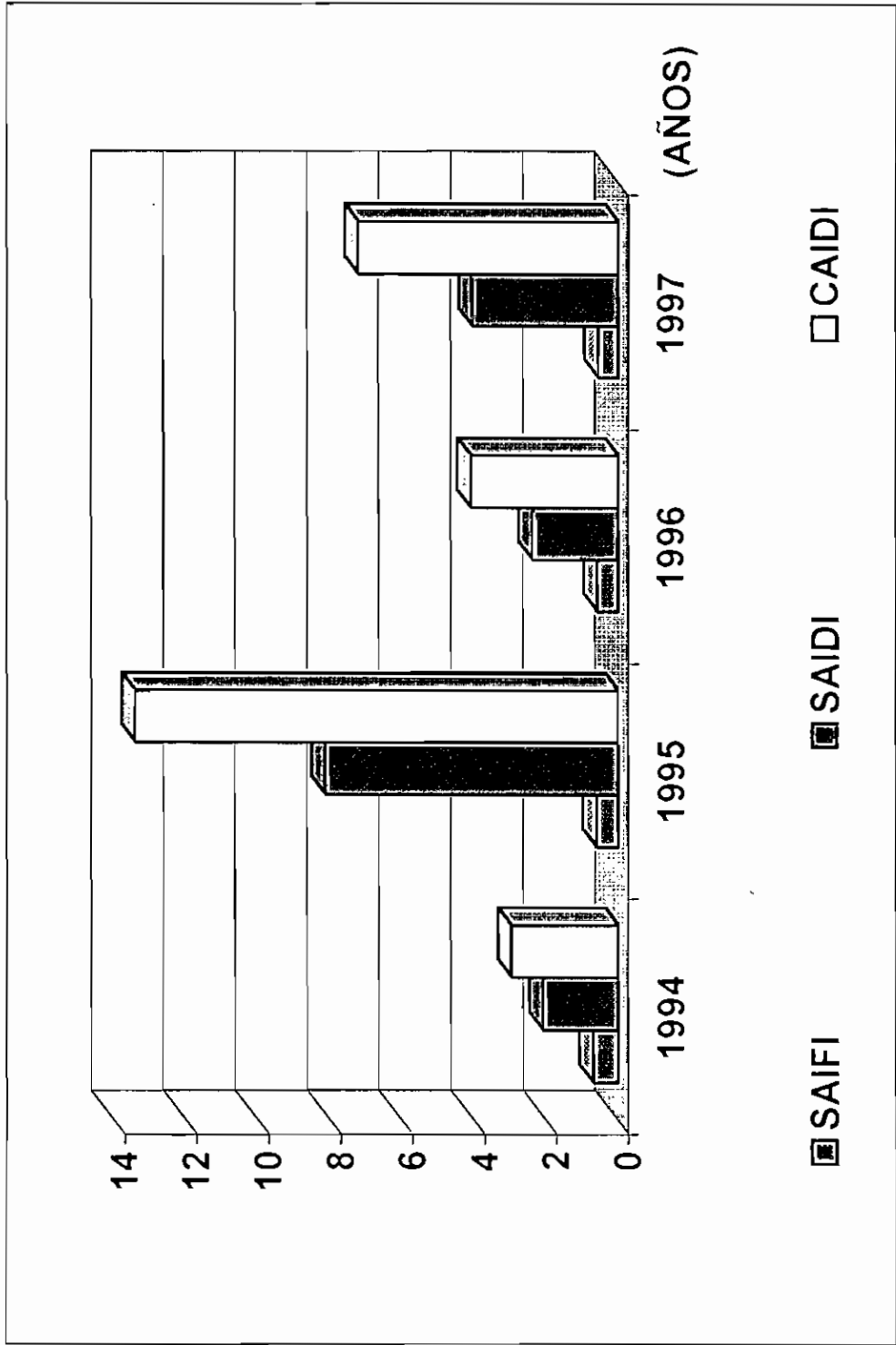
Zona	Código	Línea - Afectada	Long. (Km)	# DE FALLAS	Tiempo f.s Ui(Hrs)	λ_i	Ni	$\lambda_i \cdot Ni$	$Ui \cdot Ni$
1	100	Totoras-Oriente	6.00	1	0.50	0.16666667	26303.00	4383.83	13151.50
1	101	Oriente-Loreto	2.00	1	0.47	0.50000000	9506.00	4753.00	4467.82
1	102	Int. Oriente-Loreto 13.8	2.00	2	0.14	1.00000000	5397.00	5397.00	755.58
1	103	Int. Oriente-Lligua 13.8	2.00	8	4.39	4.00000000	500.00	2000.00	2195.00
1	104	Int. Loreto-Batán 13.8	3.00	5	1.30	1.66666667	7867.00	13111.67	10227.10
1	105	Oriente-Ambato	2.00	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	106	Ambato-Samanga	4.80	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	107	Samanga-Atocha	4.50	2	0.90	0.44444444	30938.00	13750.22	27844.20
1	108	Atocha-Huachi	8.24	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00
1	109	Totoras-Pelileo	10.20	3	1.87	0.2941176	26222.00	7712.35	49035.14
1	113	Totoras-Montaivo	2.60	2	2.00	0.7692308	11903.00	9156.15	23806.00
1	114	Montaivo-Huachi	8.00	1	0.72	0.1250000	17299.00	2162.38	12455.28
2	110	Pelileo-Baños	20.40	1	23.53	0.0490196	12196.00	597.84	286971.88
2	111	Baños-Puyo	51.47	4	3.95	0.0777152	7375.00	573.15	29131.25
2	112	Puyo-Tena	6.00	0	0.00	0.00000000	0.00	0.00	0.00

Sumatoria $\lambda_i \cdot Ni$	=	63597.60
Sumatoria $Ui \cdot Ni$	=	460040.75
Número de Abonados (1997)	=	113259

SAIFI	=	0.561523557
SAIDI	=	4.061847182
CAIDI	=	7.233618484

(SEGUN LA IEEE)

INDICES DE CONFIABILIDAD



(I E E E)

FIG. N:2.6

2.8.- CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD A TRAVÉS DE LA CIER

El Manual de la CIER tiene como objetivo fijar Índices y procedimientos que permiten medir la calidad del servicio prestado por las empresas, en lo que se refiere a las interrupciones de suministro producidas en sus sistemas de distribución.

CONCEPTOS:

Algunos términos y conceptos son de vital importancia en el análisis y estudios de estadísticas de fallas en sistemas de distribución, mereciendo por lo tanto algunas consideraciones al respecto, de forma de facilitar la asimilación y comprensión del alcance de su significado.

- a) **COMPONENTE.-** Es la parte de un equipamiento o sistema que es visto como una única entidad, para fines de informe y/o análisis y prevención de desconexiones.
- b) **DEFECTO.-** Es toda alteración física o química en el estado de un componente, sin causar el término de la capacidad del componente para desempeñar sus funciones requeridas.
- c) **DESCONEXIÓN.-** Es la descripción del estado de un componente cuando este no está disponible para desempeñar su función, debido a algún evento asociado con aquel componente.
- d) **FALLA.-** Es el término de la habilidad de un componente para desempeñar sus funciones requeridas.
- e) **INTERRUPCIÓN.-** Es la pérdida de servicio para uno o más consumidores, y es el resultado de una o más desconexiones de componentes, dependiendo de la configuración del sistema.
- f) **SISTEMA.-** Es un grupo de componentes conectados o asociados a una determinada configuración, para desempeñar una función específica.

2.8.1.- Índices Generales de Interrupciones del Sistema

Para medir la continuidad del servicio prestado por las empresas de energía eléctrica a sus consumidores, serán adoptados índices que se basan en las interrupciones de suministro ocurridas en sus sistemas de distribución.

El efecto de las interrupciones del suministro a los consumidores, es medido principalmente por la frecuencia de las ocurrencias y de su duración.

En cuanto a la duración es oportuno observar lo siguiente:

• **Duración de cada Interrupción.-**

Caracteriza el tiempo en el cual la Empresa coloca sus recursos y facilidades para recuperar el sistema de suministro, y minimizar la interrupción de servicio a sus consumidores.

• **Duración Total de las Interrupciones.-**

Caracteriza el tiempo total en que los consumidores fueron afectados por las interrupciones ocurridas en el sistema de suministro durante el período considerado. Este efecto involucra la frecuencia y la duración de cada interrupción, se trata por lo tanto de un efecto totalizador.

Los índices de frecuencia y duración mencionados anteriormente, deben ser evaluados según los siguientes aspectos:

1. - **Bajo el punto de vista del Consumidor:**

En este enfoque los consumidores no son diferenciados, y son tratados en forma idéntica para evaluar los índices de continuidad de suministro.

2. - **Bajo el punto de vista del Sistema:**

En éste caso, se considera la magnitud relativa de los consumidores, y por lo tanto, los índices de continuidad permiten evaluar con mayor grado de precisión el efecto económico de las interrupciones.

Es importante considerar los dos enfoques, con lo cual las empresas dispondrán de indicadores que le permitan tomar decisiones, observando un equilibrio socio-económico en la prestación del servicio a sus consumidores.

En consecuencia, los índices recomendados por la CIER para evaluar la continuidad de suministro son los siguientes:

BAJO EL PUNTO DE VISTA DEL CONSUMIDOR

a) Frecuencia media de Interrupción por Consumidor (Fc):

Es el número de interrupciones que, en media, cada consumidor del sistema en análisis sufrió en el período considerado.

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i)}{C_s}$$

en que:

$C_a(i)$: Número de consumidores afectados en la interrupción (i)

C_s : Número total de consumidores del sistema en análisis.

(i) : Número de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Duración Media de las Interrupciones (Dc):

Es el período de tiempo que, en media, cada consumidor afectado en la interrupción quedó privado del suministro de energía eléctrica.

$$D_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \times t(i)}{\sum_{i=1}^n C_a(i)} \quad (\text{horas})$$

en que:

t(i) : tiempo de duración de la interrupción (i)

c) Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc):

Es el período de tiempo que, en media, cada consumidor del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en el período considerado.

$$T_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \times t(i)}{C_s} \quad (\text{horas})$$

BAJO EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA

Las expresiones siguientes se refieren al consumidor medio del sistema, considerando su potencia instalada en relación a la potencia total del sistema de distribución en análisis.

a) Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs):

Equivale al número de interrupciones que sufrió el consumidor medio del sistema en análisis, durante el período considerado.

$$F_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i)}{P_s}$$

en que:

$P_a(i)$: KVA instalados en transformadores de distribución, afectados en la interrupción (i)

P_s : Total KVA instalados en transformadores de distribución en el sistema en análisis

(i) : Número de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Duración Media de las Interrupciones (Ds):

Equivale al período de tiempo en que cada interrupción afectó al consumidor medio del sistema en análisis.

$$D_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i) \times t(i)}{\sum_{i=1}^n P_a(i)} \quad (\text{horas})$$

en que:

$t(i)$: Tiempo de duración de la Interrupción (i)

c) Tiempo total de Interrupción del sistema (Ts):

Equivale al período de tiempo en que el consumidor medio del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, durante el período considerado.

$$T_s = \frac{\sum_{i=1}^n P_a(i) \times t(i)}{P_s} \quad (\text{horas})$$

Aquí los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

SIGNIFICADO DE LOS INDICES:

Los índices mencionados pueden ser interpretados con los siguientes alcances

Frecuencia.-

Caracteriza la fragilidad del sistema frente al medio ambiente, degradación del sistema por envejecimiento y/o falta de conservación adecuada, etc. Generalmente esto está correlacionado con el nivel de inversiones de la empresa.

Duración Media.-

Está íntimamente ligada a los recursos humanos y materiales, así como a las facilidades existentes para recuperar el sistema después de cada interrupción (vehículos, comunicación, entrenamiento y calidad del personal, instrumentos y métodos de trabajo, etc.). En general son factores relacionados con el nivel de gastos realizados.

Tiempo Total.-

Es un indicador general y comprende a los dos anteriores por la siguiente expresión:

$$T = F \times D$$

Para calcular los Índices de confiabilidad mediante las fórmulas anteriores, se necesita conocer el Número de abonados de los diferentes alimentadores que pertenecen a cada una de las líneas de Subtransmisión; los mismos que se los resume en el **Cuadro No: 2.7** (**Cuadro del Número de Abonados**)

NUMERO DE ABONADOS

SUBESTACION	ALIMENTADOR	CODIGO	VOLTAJE	1994	1995	1996	1997	1998
ORIENTE	Olimpica	1	13.8 Kv	4223	4395	4543	4515	4715
	Universidad	2	13.8 Kv	2363	2459	2542	2026	2115
	Totoras	3	13.8 Kv	4142	4311	4456	4429	4625
Total Abonados			13.8 Kv	10728	11165	11541	10970	11455
LLIGUA-PENINS.	Catiglata	4	13.8 Kv	400	450	490	500	522
SAMANGA	Pillaro	5	13.8 Kv	10295	10714	11074	11006	10835
	Norte	6	13.8 Kv	5852	6090	6295	6256	5889
	PIA	7	13.8 Kv	38	40	41	41	75
Total Abonados			13.8 Kv	16185	16844	17410	17303	16799
ATOCHA	Pillshurco	8	13.8 Kv	904	941	973	967	1089
	Ficoa	9	13.8 Kv	3224	3355	3468	3447	3599
	Quisapincha	10	13.8 Kv	3854	4011	4146	4120	4303
	Hospital	12	13.8 Kv	2593	2699	2790	2773	1393
	Av. América	38	13.8 Kv	2181	2270	2346	2332	3809
Total Abonados			13.8 Kv	12756	13276	13723	13639	14193
HUACHI	Pasa	33	13.8 Kv	0	8029	8299	8248	8613
	Miraflores	34	13.8 Kv	4153	4697	4855	4825	5039
	Sta. Rosa	35	13.8 Kv	885	921	952	946	988
	Atahualpa	39	13.8 Kv	3068	3193	3300	3280	3425
Total Abonados			13.8 Kv	8106	16840	17406	17299	18065
MONTALVO	Quero-Cevallos	22	13.8 Kv	7447	7750	8011	7961	8314
	Tisaleo	40	13.8 Kv	0	2540	2625	2609	2725
	Sur	36	13.8 Kv	1247	1298	1342	1333	1392
Total Abonados			13.8 Kv	8694	11588	11978	11903	12431
PELILEO	Huambaló	23	13.8 Kv	3584	3730	3855	3832	4001
	Patate	24	13.8 Kv	4321	4497	4648	4620	5483
	Pelileo	25	13.8 Kv	5214	5426	5609	5574	5821
Total Abonados			13.8 Kv	13119	13653	14112	14026	15305
LORETO- 13.8 Kv	Ingahurco	11	13.8 Kv	654	681	704	1859	1210
	Espejo	13	4.16 Kv	1411	1468	1517	1508	1575
	Bellavista	14	4.16 Kv	1899	1976	2042	2030	2120
	Cotacachi	41	4.16 Kv	0	0	0	500	1502
Total Abonados				3964	4125	4263	5897	6407
LORETO - 69 Kv	Subterráneo	15	13.8 Kv	661	688	711	707	738
	Ferrovial	16	13.8 Kv	0	0	867	862	900
	12 de Noviembre	42	13.8 Kv	0	0	0	70	80
Total Abonados				661	688	1578	1639	1718
BATAN	Perez de Anda	17	4.16 Kv	3304	3438	3554	3532	3688
	Central	18	4.16 Kv	3208	3339	3451	3430	3582
	Vicentina	19	4.16 Kv	608	633	654	650	679
	Bolivar	20	13.8 Kv	238	248	256	255	266
Total Abonados				7358	7658	7915	7867	8215
BANOS	Baños	26	13.8 Kv	3532	3676	3800	3776	3943
	Rio Verde	27	13.8 Kv	285	297	307	305	319
	Pititic	28	13.8 Kv	711	740	765	760	794
Total Abonados				4528	4713	4872	4841	5056
PUYO	Circunvalación	29	13.8 Kv	2229	2320	2398	2383	2499
	Central	30	13.8 Kv	1465	1525	1576	1567	1229
	Shell Mera	31	13.8 Kv	1157	1204	1244	1237	1292
	Capricho	32	13.8 Kv	375	390	403	401	418
	Palora	37	13.8 Kv	1307	1360	1406	1397	1459
	Macas	43	13.8 Kv	0	0	0	390	408
Total Abonados				6533	6799	7027	7375	7295
GRAN TOTAL				99032	107799	112315	113259	117461

INDICES DE CONFIABILIDAD
(CIER)

INDICES DE SALIDAS DE FORZADAS

Año: 1994

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	26/06/94	Totoras-Oriente	0.20	23111	4622.20	Falla del S.N.I.	70
2	06/01/94	Totoras-Oriente	1.25	23111	28888.75	Falla del S.N.I.	70
3	22/01/94	Oriente-Loreto	0.05	11322	566.10	Cortocircuito	47
4	30/03/94	Oriente-Loreto	3.30	11322	37362.60	Cortocircuito	47
5	08/06/94	Oriente-Loreto	0.05	11322	566.10	Cortocircuito	47
6	08/06/94	Oriente-Loreto	0.18	11322	2037.96	Causa Desconocida	81
7	17/06/94	Oriente-Loreto	0.07	11322	792.54	Causa Desconocida	81
8	01/07/94	Loreto-Batán	0.25	7358	1839.50	Cortocircuito	47
9	08/08/94	Oriente-Ligua	1.13	400	452.00	Chicote suelto	46
10	02/09/94	Oriente-Ligua	0.43	400	172.00	Cortocircuito	47
11	22/10/94	Oriente-Ligua	0.33	400	132.00	Cortocircuito	47
12	12/11/94	Oriente-Ligua	0.25	400	100.00	Cortocircuito	47
13	19/11/94	Oriente-Ligua	0.13	400	52.00	Causa Desconocida	81
14	25/12/94	Oriente-Ligua	0.87	400	348.00	Cortocircuito	47
15	26/12/94	Oriente-Ligua	1.43	400	572.00	Cortocircuito	47
16	27/12/94	Oriente-Ligua	0.05	400	20.00	Chicote suelto	46
17	13/04/94	Ambato-Samanga	0.17	28941	4919.97	Avería en red Distribución	42
18	06/01/94	Ambato-Samanga	1.25	28941	36176.25	Falla del S.N.I.	70
19	30/01/94	Totoras-Peileo	0.38	24180	9188.40	Cortocircuito	47
20	06/01/94	Totoras-Peileo	1.25	24180	30225.00	Falla del S.N.I.	70
21	06/01/94	Totoras-Montalvo	1.25	16800	21000.00	Falla del S.N.I.	70
22	06/08/94	Montalvo-Huachi	1.08	8106	8754.48	Falla del S.N.I.	70
23	09/08/94	Atocha-Huachi	0.38	8106	3080.28	Falla desconocida	81
24	31/01/94	Baños-Puyo	0.43	6533	2809.19	Falla desconocida	81
25	13/10/94	Baños-Puyo	0.08	6533	522.64	Cortocircuito	47

FC = 2.856114
DC = 0.734635
TC = 2.098202

Sumatoria de Ca (i) = 265710
Sumatoria de Ca (i) x T(i) = 195199.96
Número de Abonados (1994) = 93032

INDICES DE SALIDAS PROGRAMADAS

Año: 1994

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	30/03/94	Oriente-Loreto	13.8	11322	1924.74	Mantenimiento Preventivo	92
2	02/09/94	Oriente-Loreto	13.8	11322	4755.24	Mantenimiento Preventivo	92
3	19/11/94	Oriente-Ligua	0.53	400	212.00	Mantenimiento Preventivo	92
4	29/01/94	Oriente-Ligua	3.7	400	1480.00	Mantenimiento Preventivo	92
5	11/04/94	Baños-Puyo	4.92	6533	32142.36	Desconexión solicitada	92
6	16/05/94	Baños-Puyo	5.47	6533	35735.51	Desconexión solicitada	92
7	06/06/94	Baños-Puyo	0.67	6533	4377.11	Mantenimiento Correctivo	91
8	04/09/94	Pelileo-Baños	2.76	24180	66736.80	Mantenimiento Preventivo	92

Sumatoria de Ca (i)	=	67223
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	147363.76
Número de Abonados (1994)	=	93032

FC = 0.722579
DC = 2.192162
TC = 1.584011

INDICES TOTALES: (Forzada + Programada)

FC = 3.5786934
TC = 3.6822139

(CIER)

INDICES DE SALIDAS FORZADAS

Año: 1995

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	14/03/95	Totoras-Oriente	0.18	24086	4335.48	Cortocircuito	47
2	14/03/95	Totoras-Oriente	12.2	24086	292644.9	Cortocircuito	47
3	14/03/95	Oriente-Loreto 13.8	37.7	11783	443747.78	Cortocircuito	47
4	15/02/95	Oriente-Loreto 13.8	0.37	11783	4359.71	Cortocircuito	47
5	01/05/95	Oriente-Loreto 13.8	0.58	11783	6834.14	Cortocircuito	47
6	21/10/95	Oriente-Loreto 13.8	6.75	11783	79535.25	Cortocircuito en alta tensión	47
7	14/03/95	Oriente-Lligua	0.25	450	112.5	Cortocircuito	47
8	01/05/95	Oriente-Lligua	0.43	450	193.5	No determina la falla	81
9	21/10/95	Oriente-Lligua	0.37	450	166.5	Cortocircuito en alta tensión	47
10	14/03/95	Totoras-Montalvo	0.50	28428	14214	Caída de árbol (Alobamba)	17
11	05/04/95	Totoras-Montalvo	0.63	28428	17909.64	Cortocircuito	47
12	28/07/95	Totoras-Montalvo	0.31	28428	8812.68	Cortocircuito	47
13	06/02/95	Baños-Puyo	0.08	6799	543.92	Cortocircuito	47
14	11/05/95	Baños-Puyo	0.55	6799	3739.45	Problemas en Disyuntores	46
15	05/10/95	Baños-Puyo	0.08	6799	543.92	Cortocircuito	47

Sumatoria de Ca (i)	=	202335
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	877693.37
Número de Abonados (1995)	=	107799

FC	=	1.876965
DC	=	4.337823
TC	=	8.141944

(CIER)

INDICES DE SALIDAS PROGRAMADAS

Año: 1995

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	18/02/95	Oriente-Loreto	13.8	11783	7894.61	Mantenimiento Preventivo	92
2	04/01/95	Oriente-Ligua	0.05	450	22.50	Mantenimiento Preventivo	92
3	17/05/95	Oriente-Ligua	0.17	450	76.50	Programada propia de EEASA	93
4	04/07/95	Oriente-Ligua	1.78	450	801.00	Mantenimiento Preventivo	92
5	09/11/95	Oriente-Ligua	0.08	450	36.00	Mantenimiento Preventivo	92
6	12/09/95	Ambato-Samanga	0.72	30120	21686.40	Programada no clasificada	93
7	24/08/95	Ambato-Oriente	7.38	24086	177754.68	Mantenimiento en S/Es	92

Sumatoria de Ca (i)	=	67789
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	208271.69
Número de Abonados (1995)	=	107799

FC = 0.628846
DC = 3.072352
TC = 1.932037

INDICES TOTALES: (Forzada + Programada)

FC = 2.5058117
TC = 10.073981

(CIER)

INDICES DE SALIDAS FORZADAS

Año: 1996

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	01/02/96	Oriente-Loreto	13.8	12178	55409.90	Choque de Vehículo	35
2	20/03/96	Oriente-Loreto	13.8	12178	974.24	Cortocircuito	47
3	28/11/96	Oriente-Loreto	13.8	4263	724.71	Cortocircuito franco	47
4	28/07/96	Oriente-Loreto	69	9493	4081.99	Averías en el Sistema Eléctrico	42
5	05/02/96	Totoras-Montalvo	1.38	29384	40549.92	No determina la falla	81
6	18/09/96	Totoras-Montalvo	0.20	29384	5876.80	Falla del S.N.I.	71
7	06/11/96	Totoras-Montalvo	4.00	29384	117536.00	Avería del disyuntor a 69 Kv	46
8	09/03/96	Oriente-Ligua	12.07	490	5914.30	Mantobras del Sistema	42
9	04/08/96	Oriente-Ligua	1.08	490	529.20	Falla Interna	42
10	18/09/96	Totoras-Oriente	0.20	25787	5157.40	Falla del S.N.I.	70
11	18/09/96	Totoras-Pelileo	0.20	26011	5202.20	Falla del S.N.I.	70
12	21/05/96	Pelileo-Baños	1.75	11899	20823.25	No determina la falla	81
13	14/02/96	Baños-Puyo	0.13	7027	913.51	Cortocircuito	47
14	21/10/96	Baños-Puyo	0.25	7027	1756.75	Descarga Atmosférica	1
15	10/10/96	Baños-Puyo	0.12	7027	843.24	Cortocircuito	47
16	11/10/96	Baños-Puyo	0.10	7027	702.70	Avería de Disyuntor a 69 Kv	46

Sumatoria de Ca (i)	=	219049.00
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	266996.11
Número de Abonados (1996)	=	112315

FC = 1.950309
DC = 1.218888
TC = 2.377208

(CIER)

INDICES DE SALIDAS PROGRAMADAS

Año: 1996

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(f)xT(i)	Causa	Código
1	27/01/96	Oriente-Loreto	13.8	12178	57601.94	Mantenimiento Preventivo	92
2	02/03/96	Oriente-Loreto	13.8	12178	1461.36	Mantenimiento Preventivo	90
3	02/03/96	Oriente-Loreto	13.8	12178	608.90	Mantenimiento Preventivo	90
4	04/06/96	Oriente-Loreto	69	9493	41104.69	Mantenimiento propia Empresa	93
5	27/06/96	Oriente-Ligua	0.07	490	34.30	Mantenimiento propia Empresa	93
6	07/10/96	Oriente-Ligua	0.37	490	181.30	Mantenimiento propia Empresa	93
7	22/08/96	Baños-Puyo	2.00	7027	14054.00	Mantenimiento en S/Es	92
8	21/10/96	Baños-Puyo	4.00	7027	28108.00	Mantenimiento en S/Es	92

Sumatoria de Ca (i)	=	61061
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	143154.49
Número de Abonados (1996)	=	112315

FC	=	0.543658
DC	=	2.344450
TC	=	1.274580

INDICES TOTALES: (Forzada + Programada)

FC	=	2.493968
TC	=	3.651788

(CIER)

INDICES DE SALIDAS FORZADAS

Año: 1997

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	20/01/97	Totoras-Oriente	0.50	26303	13151.50	Falla del S.N.I.	70
2	22/05/97	Oriente-Loreto 13.8	0.07	5397	377.79	Cortocircuito franco	47
3	31/10/97	Oriente-Loreto 13.8	0.07	5397	377.79	Desconocida	81
4	20/09/97	Oriente-Loreto 69	0.47	9506	4467.82	Cortocircuito	47
5	19/02/97	Loreto-Batán	0.07	7867	550.69	Baja Frecuencia del S.N.I.	72
6	21/03/97	Loreto-Batán	0.37	7867	2910.79	Cortocircuito	47
7	29/08/97	Loreto-Batán	0.53	7867	4169.51	Cortocircuito	47
8	29/10/97	Loreto-Batán	0.28	7867	2202.76	Ramas en la Línea	17
9	01/11/97	Loreto-Batán	0.05	7867	393.35	No Determina	81
10	08/02/97	Oriente-Llígua	0.08	500	40.00	Cortocircuito	47
11	19/02/97	Oriente-Llígua	0.58	500	290.00	Arbol en la Línea	17
12	25/03/97	Oriente-Llígua	0.10	500	50.00	Desbalance	46
13	25/03/97	Oriente-Llígua	1.87	500	935.00	Desbalance	46
14	25/03/97	Oriente-Llígua	0.25	500	125.00	Desbalance	46
15	25/03/97	Oriente-Llígua	0.23	500	115.00	Desbalance	46
16	30/10/97	Oriente-Llígua	0.53	500	265.00	Cortocircuito	47
17	12/12/97	Oriente-Llígua	0.75	500	375.00	Arbol en la Línea	17
18	28/04/97	Samanga-Atocha	0.73	30938	22584.74	Descarga Atmosférica	1
19	28/04/97	Samanga-Atocha	0.17	30938	5259.46	Descarga Atmosférica	1
20	18/01/97	Totoras-Montalvo	1.5	29202	43803.00	Arbol en la Línea Monta/Huachi	17
21	20/01/97	Totoras-Montalvo	0.5	11903	5951.50	Falla del S.N.I.	70
22	18/01/97	Montalvo-Huachi	0.72	17299	12455.28	Arboles en la Línea	17
23	20/01/97	Totoras-Pelileo	0.5	26222	13111.00	Falla del S.N.I.	70
24	26/01/97	Totoras-Pelileo	0.17	26222	4457.74	Descarga Atmosférica	1
25	13/11/97	Totoras-Pelileo	1.2	26222	31466.40	Descarga Atmosférica	1
26	13/11/97	Pelileo-Baños	23.5	12196	286971.88	Descarga Atmosférica	1
27	24/01/97	Baños-Puyo	0.67	49413	32942.00	Falla en alimentador Pastaza	81
28	14/03/97	Baños-Puyo	0.18	7375	1352.08	Cortocircuito	47
29	13/10/97	Baños-Puyo	3.00	7375	22125.00	No Determina	81
30	12/03/97	Baños-Puyo	0.10	7375	737.50	Cortocircuito	47

Sumatoria de Ca (i)	=	372618
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	514014.58
Número de Abonados (1997)	=	113259

FC = 3.2899637
DC = 1.3794679
TC = 4.5383995

(CIER)

INDICES DE SALIDAS PROGRAMADAS

Año: 1997

# de Interr	Fecha	Linea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	03/05/97	Oriente-Ligua	3.02	500	1510.00	Mantenimiento Preventivo	92
2	20/01/97	Atocha-Huachi	31.23	17299	540247.77	Mantenimiento Correctivo	91
3	16/05/97	Atocha-Huachi	0.98	17299	16953.02	Mantenimiento Preventivo	92
4	22/11/97	Totoras-Pelileo	2.00	26222	52444.00	Mantenimiento Preventivo	92
5	07/03/97	Baños-Puyo	11.00	7375	81125.00	Mantenimiento Preventivo	92
6	26/10/97	Baños-Puyo	12.42	7375	91597.50	Mantenimiento Correctivo	91
7	27/10/97	Baños-Puyo	5.40	7375	39825.00	Mantenimiento Correctivo	91

Sumatoria de Ca (i)	=	83445
Sumatoria de Ca (i) x T(i)	=	823702.29
Número de Abonados (1997)	=	113259

FC = 0.736762
DC = 9.871200
TC = 7.272731

INDICES TOTALES: (Forzada + Programada)

FC = 4.026726
TC = 11.811131

(CIER)

INDICES DE SALIDAS FORZADAS Y PROGRAMADAS

(PRIMER SEMESTRE) AÑO: 1998

# de Interr	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Ca(i)	Ca(i)xT(i)	Causa	Código
1	02/02/98	Atocha-Huachi	0.43	18065	7767.95	Maniobras de apertura	92
2	21/03/98	Montalvo-Huachi	2.00	18065	36130.00	Maniobras en S/E Huachi	92
3	01/04/98	Oriente-Lligua	0.52	522	271.44	Choque de Vehiculo	32
4	16/04/98	Oriente-Lligua	1.32	522	689.04	Apertura de un chicote	46
5	16/01/98	Baños-Puyo	0.67	7295	4887.65	Avería en peinetas	46
6	16/01/98	Baños-Puyo	0.08	7295	583.60	Avería en peinetas	46

Sumatoria de Ca (i)	=	51764.00
Sumatoria de Ca (i) x T (i)	=	50329.68
Número de Abonados (1998)	=	117461

FC = 0.440691
DC = 0.972291
TC = 0.428479

CONSIDERANDO ABONADOS SERVIDOS

(CIER)

INDICES DE SALIDAS FORZADAS Y PROGRAMADAS

(PRIMER SEMESTRE) AÑO: 1998

# de Interr.	Fecha	Línea	T(i) (Hrs)	Pa(i) Kva	Pa(i)xT(i)	Causa	Código
1	02/02/98	Atocha-Huachi	0.43	25112	10798.16	Maniobras de apertura	92
2	21/03/98	Montalvo-Huachi	2.00	25112	50224.00	Maniobras en S/E Huachi	92
3	01/04/98	Oriente-Liigua	0.52	6815	3543.80	Choque de Vehículo	32
4	16/04/98	Oriente-Liigua	1.32	6815	8995.80	Apertura de un chicote	46
5	16/01/98	Baños-Puyo	0.67	20000	13400.00	Avería en peinetas	46
6	16/01/98	Baños-Puyo	0.08	20000	1600.00	Avería en peinetas	46

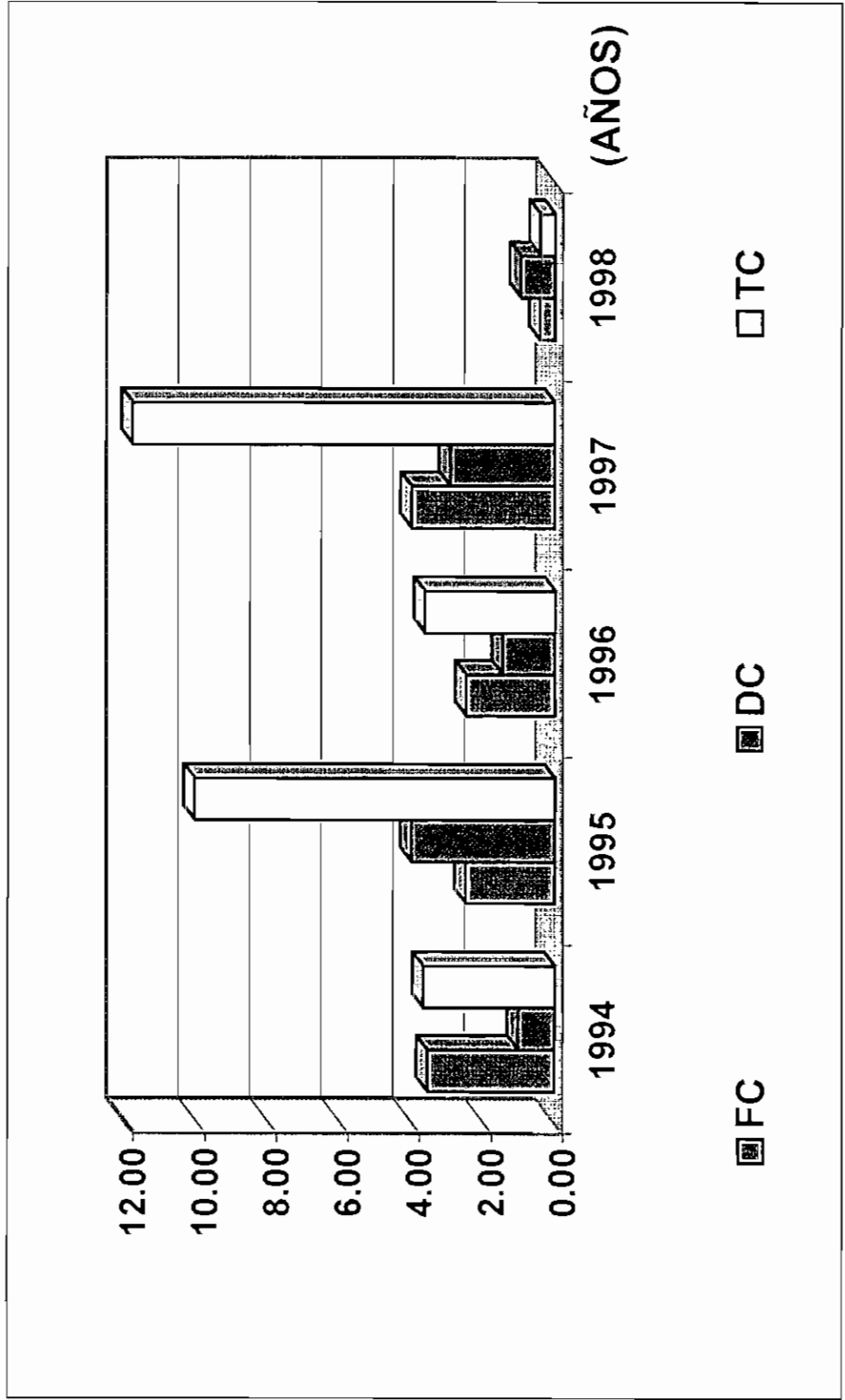
Sumatoria de Pa (i)	=	78742.00
Sumatoria de Pa (i) x T(i)	=	77763.60
KVA Totales de (1998)	=	170406.70

FC	=	0.462082
DC	=	0.987574
TC	=	0.456341

CONSIDERANDO KVA INSTALADOS

(CIER)

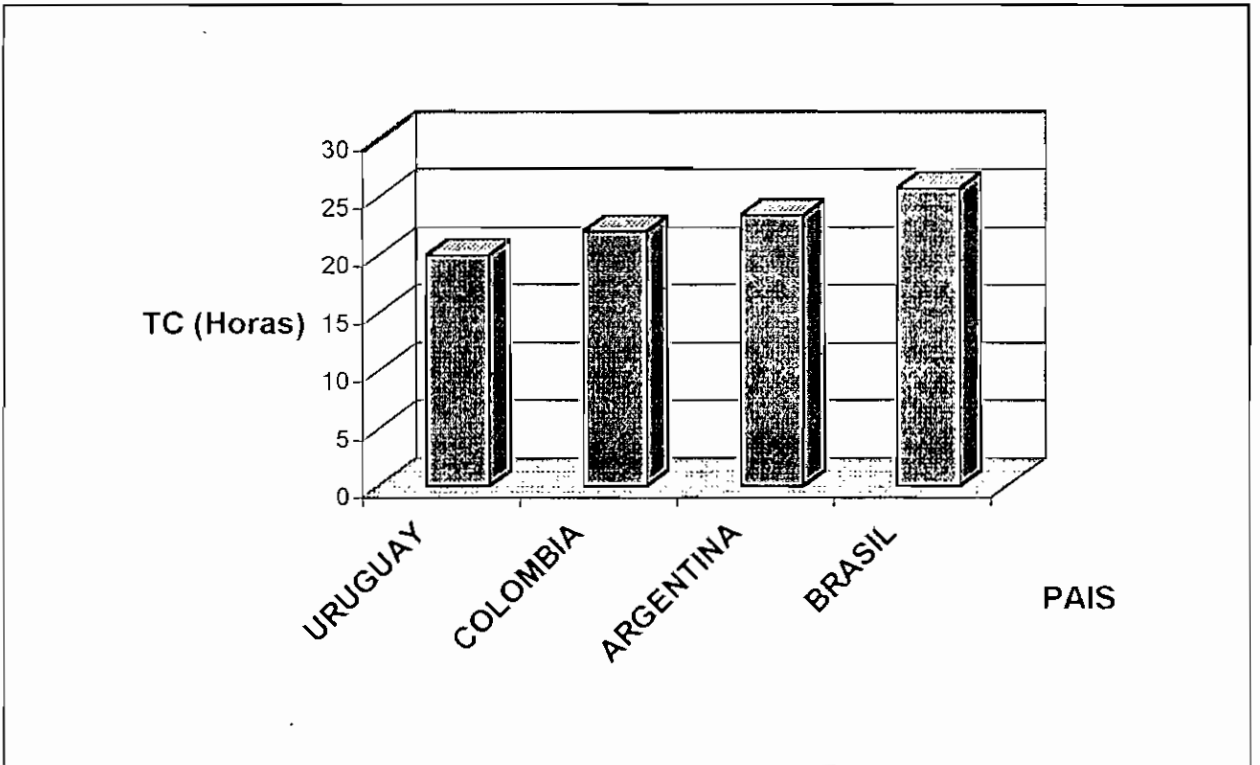
INDICES GENERALES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA (EEASA)



(CIER)

FIG. N: 2.8

INDICES GENERALES DE CONFIABILIDAD
(OTROS PAISES)



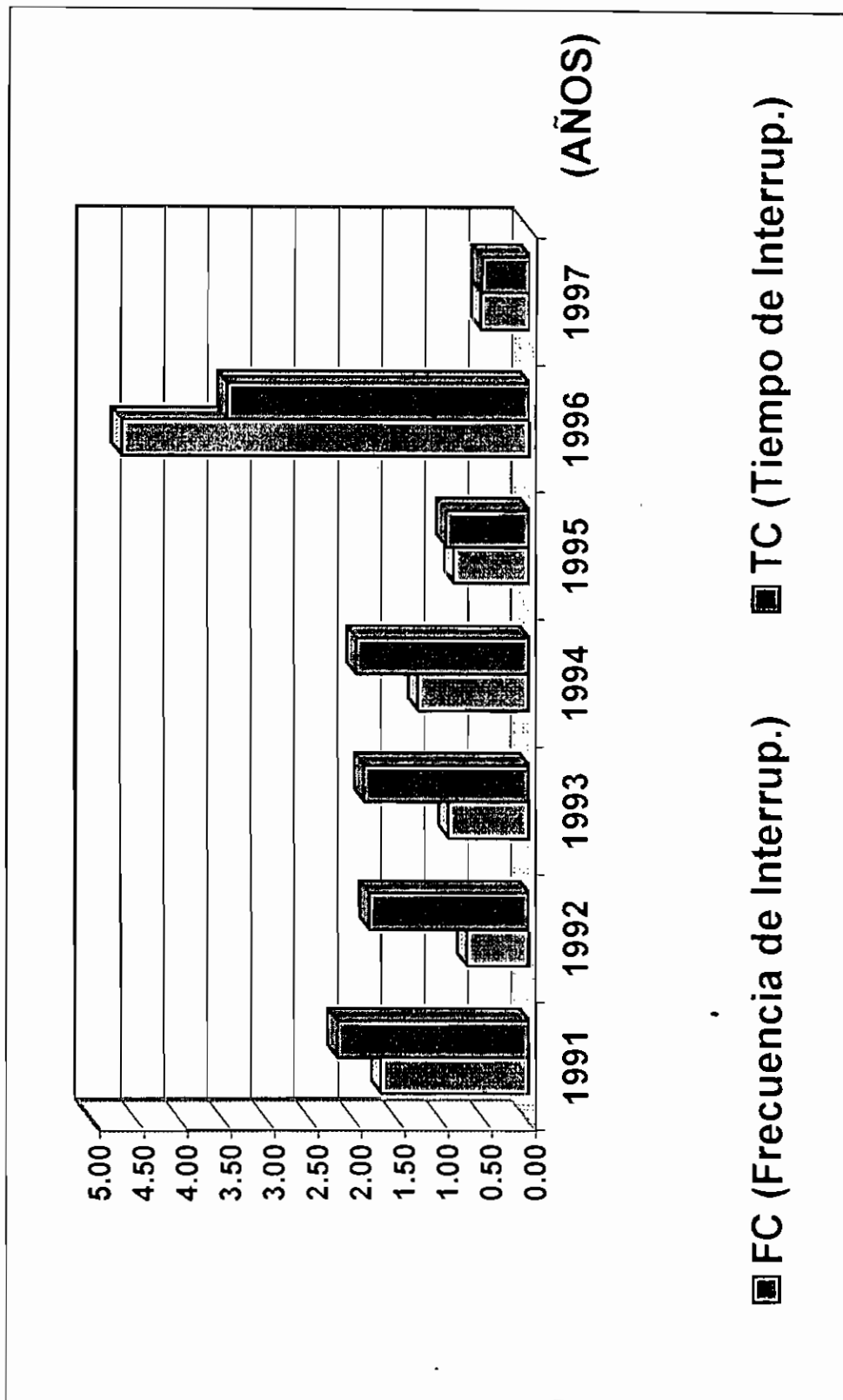
TC

TIEMPO DE INTERRUPCION

FIG. N:2.9

INDICES GENERALES DE CONFIABILIDAD

(CIER)



(SEGUN LA EEASA)

FIG.N: 2.10

ANÁLISIS :

Como el nombre mismo lo indica, índices generales se refieren a los índices totales de un Sistema Eléctrico de Potencia; es decir a aquellos índices donde se toman en cuenta aparte de los índices de las líneas de subtransmisión otros como: índices de líneas de distribución, índices de subestaciones, índices de generación, etc. En definitiva abarca un conjunto más amplio de índices que se encuentran fuera del alcance de ésta Tesis.

Calcular los índices de confiabilidad es una tarea complicada y laboriosa porque involucra reportes estadísticos de fallas ya sean de líneas, subestaciones, barras, transformadores, bancos de baterías, etc. De esta manera se asume como **ÍNDICES TOTALES**, aquellos valores que toman en cuenta las salidas de las líneas, sean por falla o por mantenimiento programado (para el sistema de subtransmisión).

Una manera de conocer el comportamiento de las líneas de subtransmisión en el período de estudio (1994 a 1998), es efectivamente a través de los índices FC, DC y TC. Los que se los visualiza mejor mediante gráficos.

En la Fig. N: 2.8 se encuentran los tres índices principales (Fc, Dc y Tc), que haciendo su análisis respectivo se tiene.

FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN (FC)

Tiene una tendencia ascendente desde el año 1995 hasta el año 1998, con excepción del año 1994 donde se presenta un Fc alto por haberse registrado en éste año una mayor cantidad de salidas forzadas. El incremento de este índice es aceptable, por cuanto el sistema de subtransmisión de la Empresa a lo largo de los últimos años NO ha sufrido mejoras ya sea en Operaciones de mantenimiento como en renovaciones o reconstrucción de las líneas.

Según la tendencia de este índice, puede darse el caso de llegar a valores exagerados a menos que la Empresa disponga de mayores recursos para tratar de disminuir el deterioro de las líneas.

Por éste motivo los Ingenieros de Mantenimiento deberán implementar e incrementar programas de mantenimiento a aquellas líneas que presenten un elevado Fc, sin descuidar el aspecto económico que es fundamental; además, deberán realizar un análisis detallado del porqué de las fallas.

DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN (DC)

De igual forma que el índice anterior, Dc también tiene una tendencia ascendente desde el año 1994 hasta el año 1997, encontrándose en los rangos (1 - 4). Esto significa que al personal de la Empresa Eléctrica le toma mucho más tiempo en reparar ciertas fallas debido a que las líneas se han deteriorado durante los años de servicio a la comunidad, a pesar de contar con todos los implementos necesarios para cualquier contingencia.

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN (Tc)

De igual forma que los índices anteriores, el valores de Tc también tiene una tendencia ascendente ya que es una consecuencia de Fc y Dc.

Desde el año de 1994 hasta el año de 1997, el valor de Tc se mantuvo dentro del rango (3.67 – 11.80) horas a excepción del año 1998 por considerárselo sólo el primer semestre. Este rango de valores encontrados es muy importante para la Empresa Eléctrica, ya que se los puede comparar con otros índices (Tc) provenientes de Empresas Eléctricas Nacionales; e incluso con valores de Tc pertenecientes a países miembros de la CIER.

En la Fig. N: 2.9 se puede observar el Índice Tc de países como Uruguay, Colombia, Argentina y Brasil; cuyo rango de Interrupción va desde las 20 horas hasta las 25.78 horas. Estos valores presentados son Índices Generales por cada país para una tensión de Subtransmisión de 44 Kv.

Comparandò los valores de los Índices (Tc) encontrados para la EEASA. con los dados por otros países, se encuentran en una relación de 1 a 2; en consecuencia se puede decir que el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato presenta valores de índices (Tc) demasiado elevados, por la sencilla razón de comparar un sistema de subtransmisión pequeño con un sistema de potencia en general.

Los Sistema de Potencia presentan topologías diferentes e incluso dentro de un mismo País las varias regiones que lo constituyen, llegan a tener diferentes configuraciones con lo cual no se puede hacer una comparación entre sistemas de potencia y tomar como referencia índices de confiabilidad externos. Es esta la razón de la Empresa para iniciar con valores reales de índices y proyectarlos para saber como se comportará el Sistema de Subtransmisión durante los próximos cinco años.

En la Fig. N: 2.10 se presentan los Índices Generales de Interrupciones (Fc y Tc) calculados por la Empresa Eléctrica Ambato, a través de un software propio llamado "ÍNDICES DE INTERRUPCIONES" [Anexo 2]. En el cual se observan las mismas tendencias crecientes de los dos índices a pesar de que los valores encontrados aquí, son diferentes a los calculados en esta Tesis.

2.8.2.- Ejemplos de Aplicación

Se calculó los índices de confiabilidad desde el año 1994 hasta el año 1998, con la Metodología que se ha venido mencionando, para hacer su análisis respectivo a través de la [Ref. 15]

ANÁLISIS TÉCNICO. -

Mantenimiento de Líneas de Subtransmisión del Año 1997

La atención al Mantenimiento Preventivo de las líneas de subtransmisión es otra de las actividades que se ha considerado realizar, siendo las principales las siguientes:

- Se ha ejecutado el desbroce en las líneas localizadas en la provincia del Tungurahua, por 2 ocasiones, de acuerdo con la experiencia obtenida en años anteriores.
- En éstos trabajos se pueden observar varios puntos que presentan peligros para las instalaciones como son árboles y viviendas cercanas a las instalaciones, en el primer caso será necesario que la Empresa considere realizar este tipo de trabajos mediante la contratación de la mano de obra, en la que se debe incluir la parte legal para arreglar el derecho de paso de la línea por las propiedades de distintos dueños. En el segundo caso se considera urgente la reubicación de algunas líneas.
- Una de las contingencias presentadas en las líneas fue lo relacionado con la línea Montalvo-Huachi, al presentarse el colapso en una torre metálica y tres estructuras de hormigón, las complicaciones de esta falla también se hicieron presentes en la S/E Huachi. En los trabajos de reparación se tuvo la participación de personal del DISCON, en forma mínima.
- Otra de las contingencias que se presentaron fue lo relacionado con la falla en la línea Loreto-Oriente. Esta contingencia está relacionada con la falla del suelo junto a una estructura de hormigón, la misma que por deslizamiento de la tierra como producto de las lluvias fue retirada manteniendo la altura de seguridad de la línea en límites aceptables.
- El mantenimiento de las líneas de subtransmisión ha estado relacionado con el desbroce de la vegetación y la inspección a las puestas a tierra, cadenas de aisladores, tensores en buen estado, y verificación de faltantes de ángulos.

Mantenimiento de Líneas de Subtransmisión del Año 1996

En forma similar que en años anteriores se han ejecutado los desbroces de las distintas Líneas de subtransmisión del sistema, tomando las debidas anotaciones para la presentación de los reportes que ratifican las siguientes consideraciones.

- El desbroce en las líneas ubicadas en la provincia del Tungurahua es necesario realizarlo dos veces por año, de preferencia dejando intervalos de tiempo similares, es decir los meses de Marzo y Octubre.
- La estadística indica el crecimiento continuo de viviendas junto a las distintas líneas, lo que dificulta en cierto modo a futuro el poder contar con rutas que realmente

tengan la faja de seguridad de 16 mts., por ello es necesario que la Empresa considere importante que los próximos años se busquen alternativas para cambiar las rutas.

- La Línea de transmisión Baños-Puyo a 138 Kv fue considerada para ejecutar el desbroce en una faja de 16 metros de ancho, para éstos trabajos se utilizó la modalidad del contrato de mano de obra, el mismo que ascendió en el presente año a un valor de \$ 22'000.000,00. Los resultados que se obtuvieron tanto en esta como en anteriores ocasiones han sido satisfactorios.
- Debido a los trabajos que ejecutan el Consorcio Cartellone-Hidalgo bajo la supervisión del MOP, se consideraron varios frentes de trabajo para evitar el colapso en algunas estructuras de la línea. Es así que en la zona de El Placer en donde se encuentran ubicadas las estructuras # 28 y #33, se construyeron obras de defensa (cunetas) para evitar que los derrumbes causados por los trabajos anteriormente mencionados continúen debilitando de ésta manera el suelo cercano al sitio de implantación de las torres.
- Otro frente de trabajo fue en la torre # 38, ubicada en el sector el Mirador, la misma que necesariamente hay que retirar para que el personal que trabaja en la carretera pueda ejecutar la ampliación de la misma utilizando elementos explosivos. En éste tema se llegó a elaborar el diseño y las invitaciones con su respectivo contrato para la mano de obra. Esta actividad no se la ejecutó en la práctica y deberá ser considerada como primera prioridad para el año 1996.

Mantenimiento de Líneas de Subtransmisión del Año 1995

En forma similar que en años anteriores se han ejecutado los desbroces de las distintas líneas de subtransmisión del sistema, tomando las debidas anotaciones para la presentación de los reportes que ratifican las siguientes consideraciones:

- El desbroce en las líneas ubicadas en la provincia del Tungurahua es necesario realizarlo dos veces por año, de preferencia dejando intervalos de tiempo similares, es decir los meses de marzo y octubre.
- La estadística indica el crecimiento continuo de viviendas junto a las distintas líneas, lo que dificulta en cierto modo a futuro el poder contar con rutas que realmente tengan la faja de seguridad de 16 mts., por ello es necesario que la Empresa considere importante que los próximos años se busquen alternativas para cambiar las rutas.
- Para el presente año los trabajos de mantenimiento de las Líneas de Subtransmisión se han considerado el obtener una estadística de los tiempos utilizados, costos, y adicionalmente la posibilidad de contratación de mano de obra, esta última alternativa en vista de que se requiere optimizar el recurso humano en otros frentes de trabajo como son las subestaciones.
- De todas formas en la línea de subtransmisión Baños-Puyo se han ejecutado mantenimientos utilizando tanto la mano de obra de la Empresa como la alternativa de la contratación.

Mantenimiento de Líneas de Subtransmisión del Año 1994

En forma similar que en años anteriores se han ejecutado los desbroces de las distintas líneas de subtransmisión del sistema, tomando las debidas anotaciones para la presentación de los reportes que ratifican las siguientes consideraciones:

- El desbroce en las líneas ubicadas en la provincia del Tungurahua es necesario realizarlo dos veces por año, de preferencia dejando intervalos de tiempo similares, es decir los meses de marzo y octubre.
- La estadística indica el crecimiento continuo de viviendas junto a las distintas líneas, dificulta en cierto modo a futuro el poder contar con rutas que realmente tengan la faja de seguridad de 16 mts., por ello es necesario que la Empresa considere importante que los próximos años se busquen alternativas para cambiar las rutas.
- El principal desbroce realizado en el presente año fue el ejecutado en la línea Baños-Puyo, trabajo que se realiza mediante la contratación de la mano de obra, esta actividad se realiza con algunas desconexiones de la línea (aproximadamente 4) lo que hace pensar que el intervalo de tiempo para ejecutar estos trabajos en esa zona deberá disminuirse en dos años.

INFORME MENSUAL DE ACTIVIDADES

JUNIO / 1994

- En cuanto a Líneas de Subtransmisión, se termina con el desbroce de la Línea Totoras-Oriente. Además se canalizan las gestiones para efectuar el pago de una propiedad ubicada cerca de la S/E Baños y de ésta manera poder realizar el corte de un árbol de aguacate.
- En cuanto a las estadísticas de informes de interrupción se presenta el siguiente resumen:

OPERACIONES POR MANTENIMIENTO	23%
OPERACIONES POR TRANSFERENCIA	1.0%
DESCONEXIONES MENORES A 3'	14%
DESCONEXIONES CON INFORME DE INTERRUP.	47%
OTROS	15%

Dentro del 15% de otros se consideran las maniobras ejecutadas no reportadas por el personal de Distribución.

JULIO /94

- Se realiza el desbroce de las Líneas Totoras-Montalvo y Peileo-Baños
- En cuanto a las estadísticas de los informes de Interrupción se presenta el siguiente resumen:

OPERACIÓN POR MANTENIMIENTO	5.0%
OPERACIÓN POR TRANSFERENCIA	5.0%
DESCONEXIONES MENORES A 3'	29%
DESCONEXION CON INFORME DE INTERRUP.	41%
OTROS	21%

Dentro del 21% se consideran las maniobras ejecutadas por fallas presentadas en el sistema y reenganchados automáticamente, en éstos casos no hay el personal de tableros, así como también otras maniobras ejecutadas y no reportadas.

ANÁLISIS GRAFICO. -

Para comenzar éste análisis en las **Figs. N:2.11 y N:2.12** que representan la Frecuencia y Tiempo de Interrupción del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato, calculados según [Ref. 14].

En el primer gráfico **Fig. N:2.11** (Frecuencia de Interrupción) se observa que la Fc tiene su mayor aporte debido a las salidas forzadas; en cambio que las programadas a lo largo de los periodos de estudio (1994 a 1997) prácticamente se presentan constantes. En consecuencia el Sistema de la Empresa es más susceptible a las salidas forzadas, lo que concuerda plenamente ya que Fc representa la fragilidad del sistema frente al medio ambiente; es decir que nuestro sistema en definitiva viene deteriorándose por los años de servicio prestados a la comunidad.

En el segundo gráfico **Fig. N:2.12** (Tiempo de Interrupción) en forma general se tiene un Tc forzado mayor que un Tc por mantenimiento; a excepción del año 1997 donde se presentan casos puntuales y específicamente en las líneas de la Zona 2 (Oriente). Aquí también en general el mayor aporte al Tc lo realizan las salidas forzadas.

Mantenimiento Vs. Líneas e Interconexiones: Figs. N: 2.13 a N: 2.16

Mediante éstos gráficos, el Ingeniero de Mantenimiento es el encargado de programar los mantenimientos para años futuros tomando en consideración aquellas líneas que presenten una mayor tasa de salidas; para lo cual dispondrá de mayores recursos sean éstos materiales o económicos. Y así, poder priorizar labores de mantenimiento en forma alternativa para evitar un mayor número de salidas; sin descuidar la capacitación del personal. En forma general se concluye que el mayor número de salidas lo tienen las interconexiones, seguido de la línea Baños-Puyo que presenta salidas pero en forma puntual.

Tasa de falla Vs. Líneas e Interconexiones: Figs. N: 2.17 a N: 2.20

Se los puede calcular por cada 100 Km. de línea o por cada Km de línea, dependiendo de la magnitud del sistema de potencia; para el análisis respectivo se calcula la tasa de falla por Kilómetro de línea porque las líneas son relativamente pequeñas [Ref. 4]. Allí se aprecia que la mayor tasa de falla la tienen las Interconexiones desde los años 1994 hasta 1997; en cambio las líneas a 69 Kv presentan tasas de fallas sólo en forma puntual.

Número de fallas Vs. Causas: Figs. N: 2.21 a N:2.24

Según la clasificación de las causas presentadas en el [Anexo 1], se aprecia que a partir de los años en estudio (1994 hasta 1997), la mayor causa para las salidas de las líneas son los Cortocircuitos seguido de Falla Externa, donde la Empresa Eléctrica no tiene los medios necesarios para controlar ésta falla.

Continuando con el análisis, otra causa que da un elevado porcentaje de salidas es la desconocida; debido a que el personal que realiza los partes de la Subestación Oriente

(Hojas 3 de 4) no especifican bien los motivos de la falla por la sencilla razón de que éste personal no tiene el adiestramiento necesario en cuanto al mantenimiento de las líneas e interconexiones.

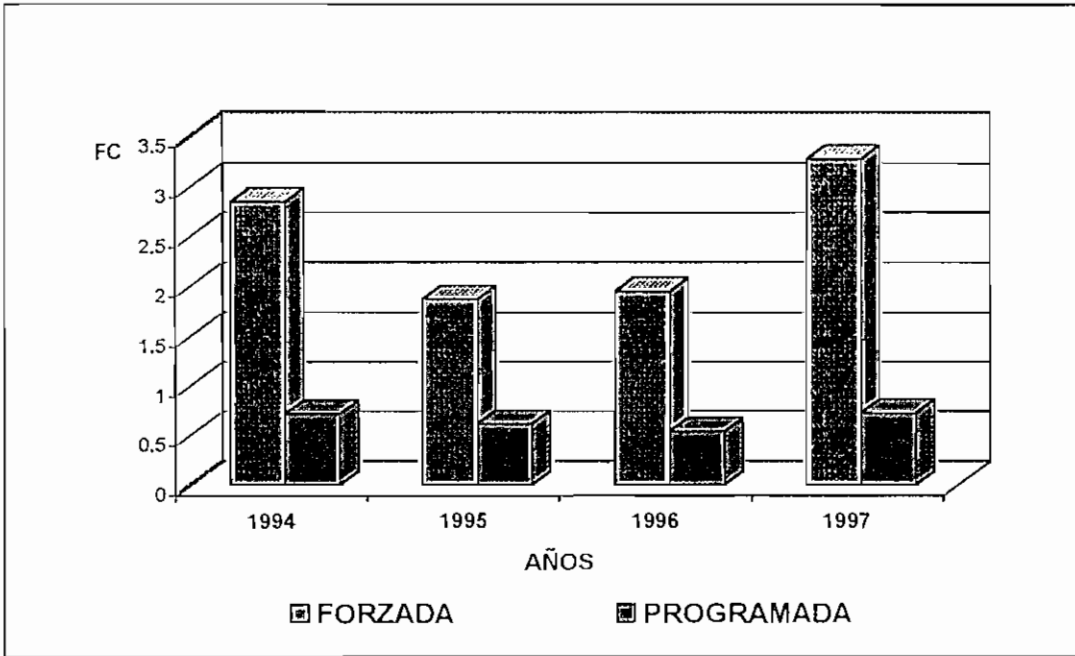
El deterioro del Sistema de Subtransmisión es otra de las causas para las salidas de las líneas con el agravante de que el personal que realiza el Mantenimiento Preventivo no pone atención en cuanto a materiales de las líneas con defectos comunes o severos. Una apreciación a éste aspecto es que el personal que realiza el mantenimiento no toma las debidas precauciones en la utilización de los instrumentos necesarios para detectar éste tipo de anomalías como también puede ser que el personal no tiene adiestramiento en éstos trabajos o descuido premeditado.

Si bien la Empresa Eléctrica realiza la poda de los árboles a través de un programa de mantenimiento preventivo, existen líneas que no se han escapado ante éste tipo de fallas; por cuanto el personal de mantenimiento no anota las anomalías que se presentarán a futuro. Sólo se basan en la Zona de Seguridad de la línea, sin tomar en cuenta a podas por parte de extraños que pueden llegar a colapsar una línea como son los casos mencionados.

Por último tenemos las Descargas Atmosféricas como causa para las salidas de líneas aunque prácticamente la Provincia del Tungurahua tiene un clima templado donde no influencia el clima para las salidas de las líneas; no así la Zona Oriental que con un clima húmedo tendrá una incidencia alta si no se toman en cuenta las debidas precauciones.

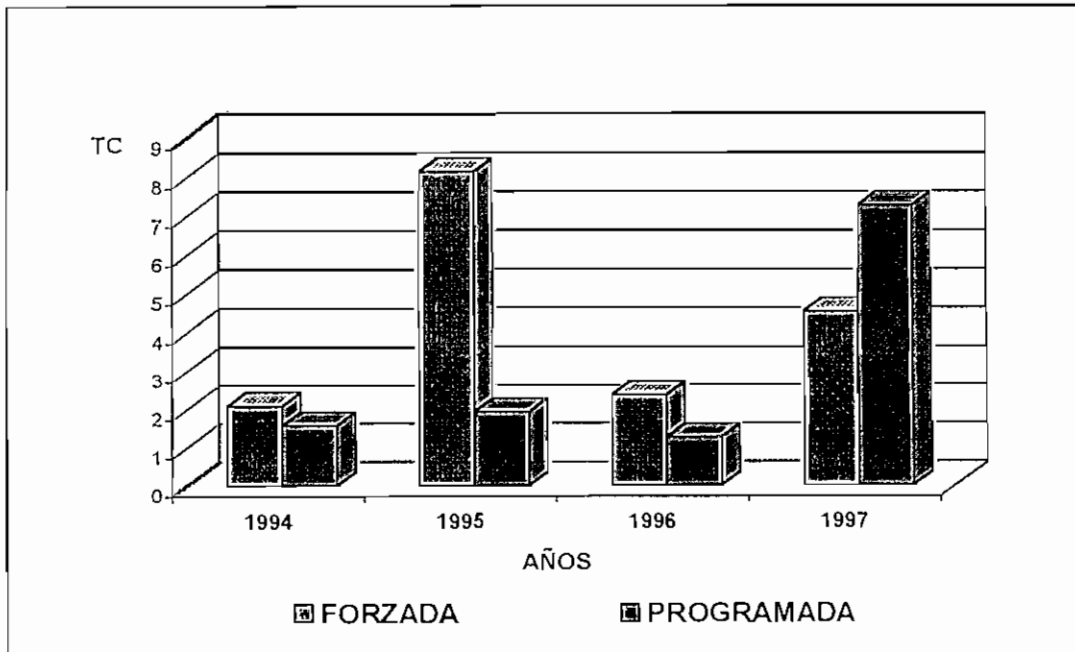
INDICES DE CONFIABILIDAD

(CIER)



FC (FRECUENCIA DE INTERRUPCION)

FIG. N: 2.11



TC (TIEMPO DE INTERRUPCION)

FIG. N: 2.12

SALIDAS DE LINEAS E INTERCONEXIONES

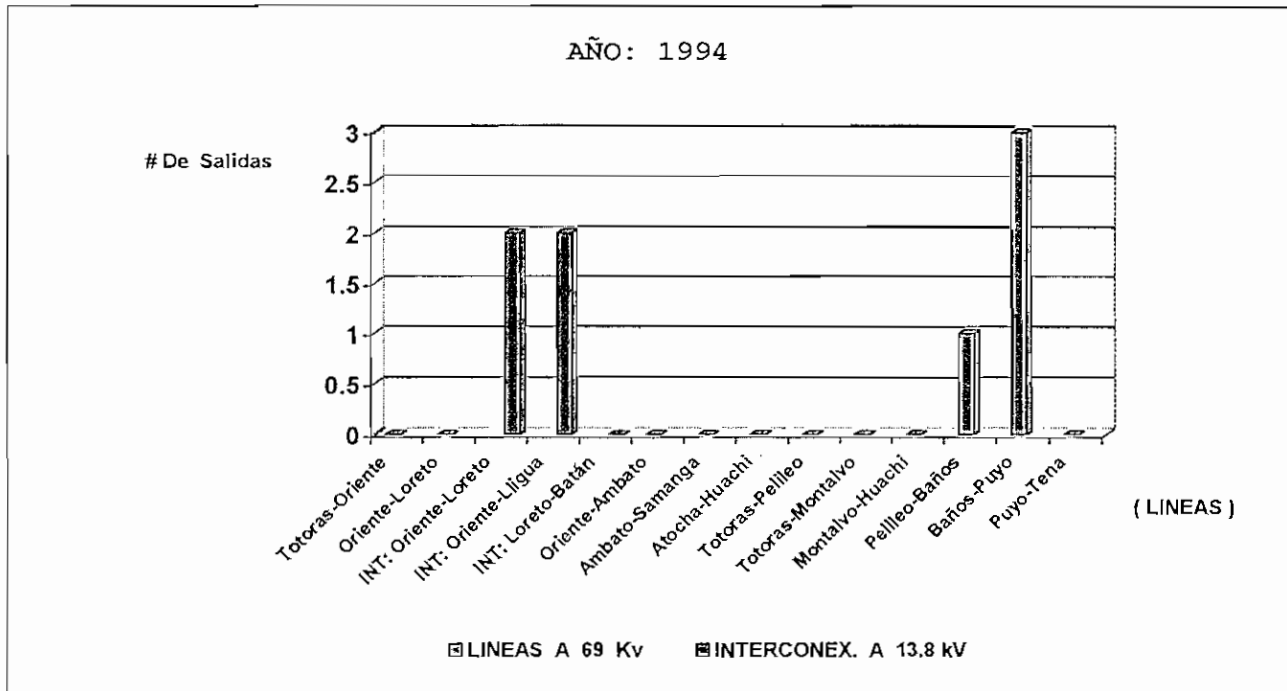


FIG. N: 2.13

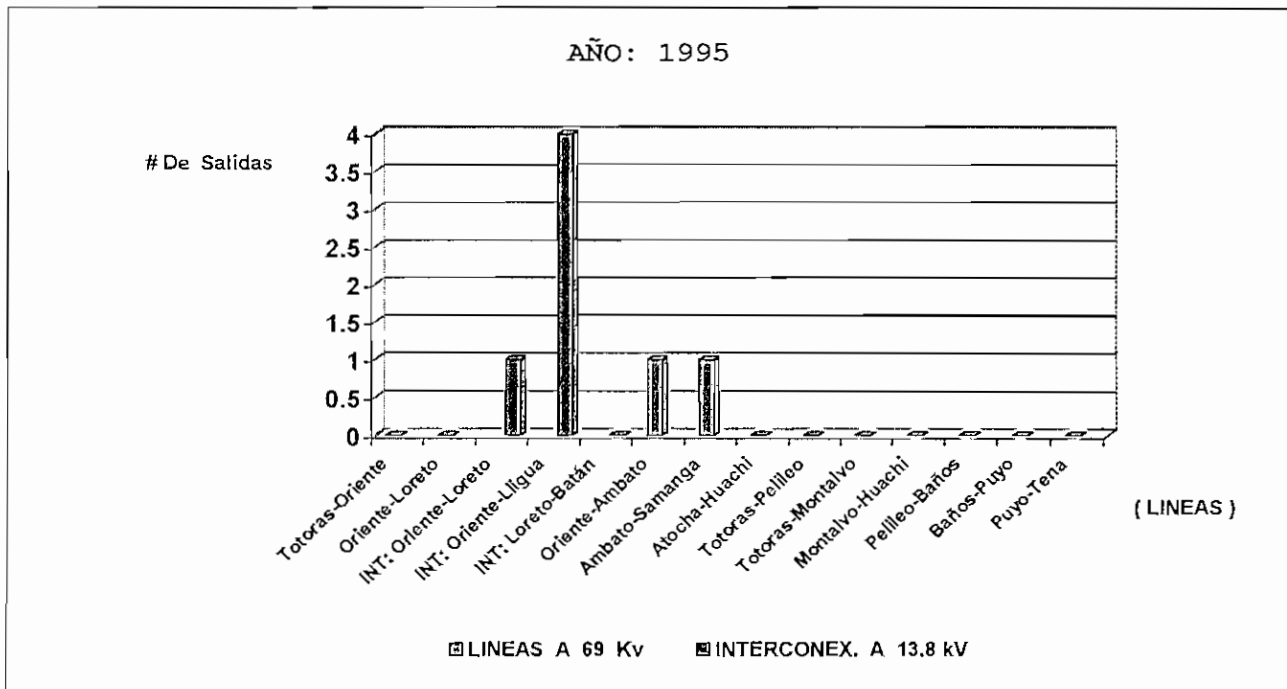


FIG. N: 2.14

(POR MANTENIMIENTO)

SALIDAS DE LINEAS E INTERCONEXIONES

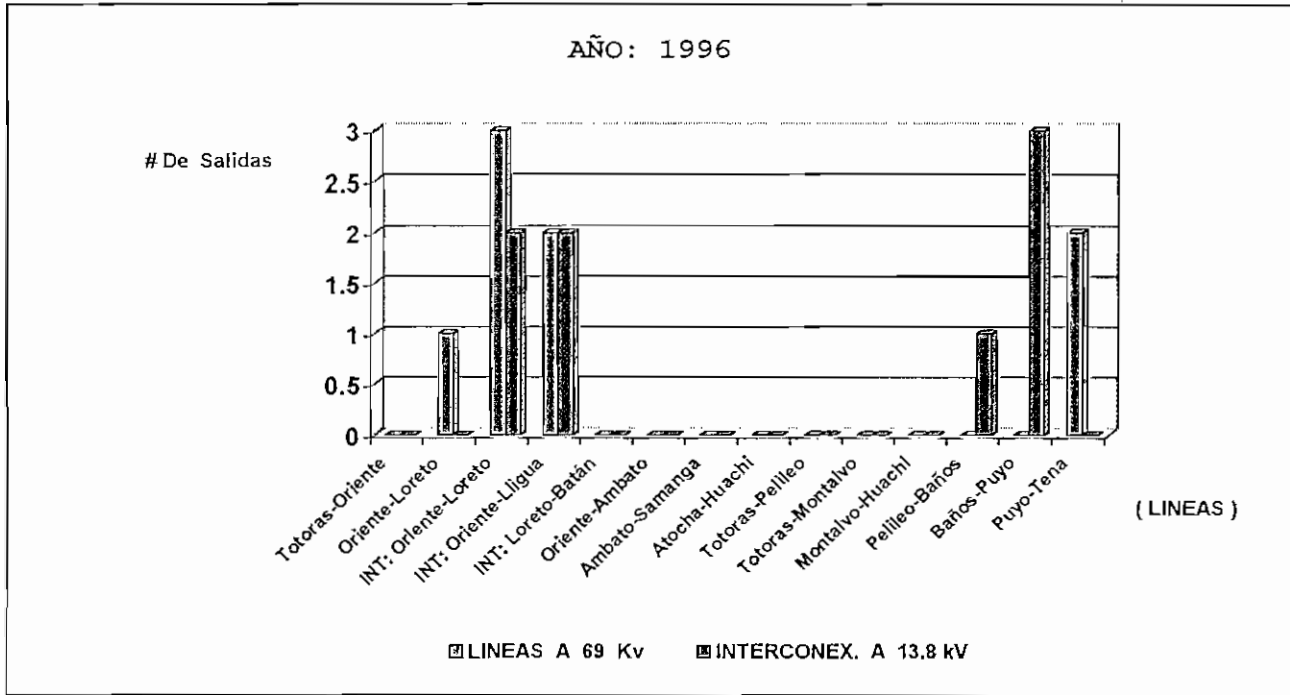


FIG. N: 2.15

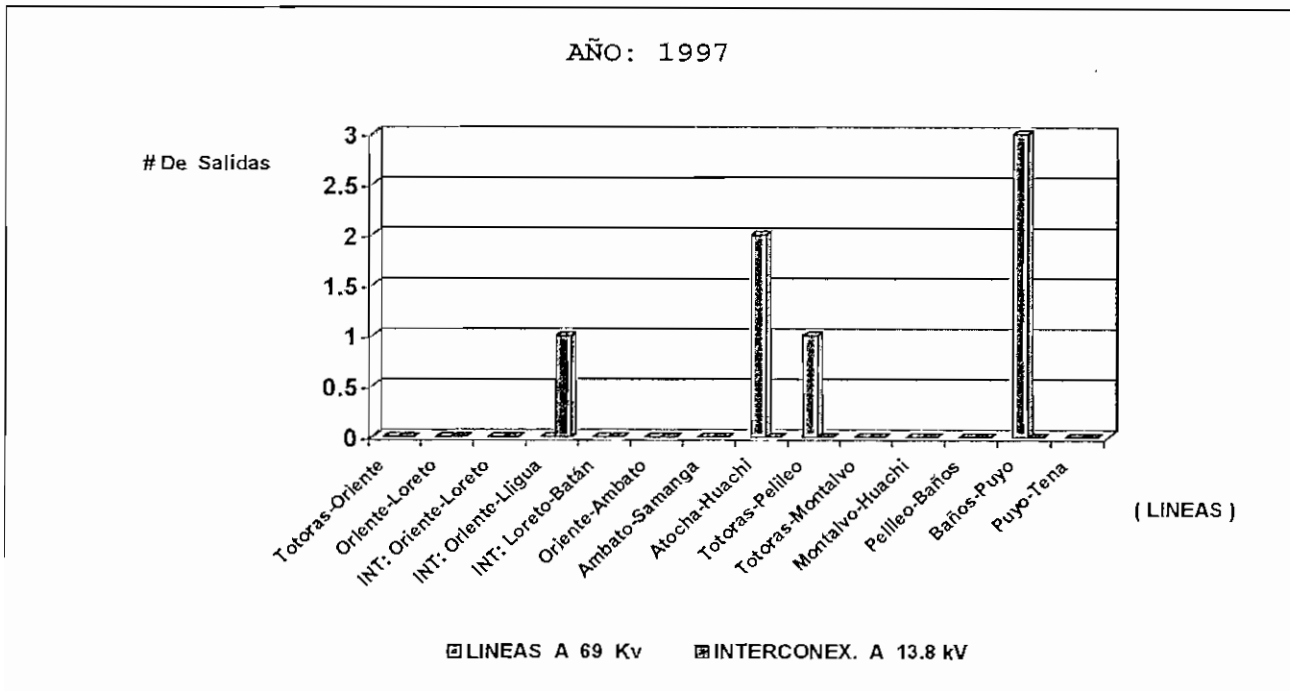


FIG. N: 2.16

(POR MANTENIMIENTO)

FRECUENCIA DE SALIDAS DE LINEAS E INTERCONEXIONES

(I E E E) (P O R K M . D E L I N E A)

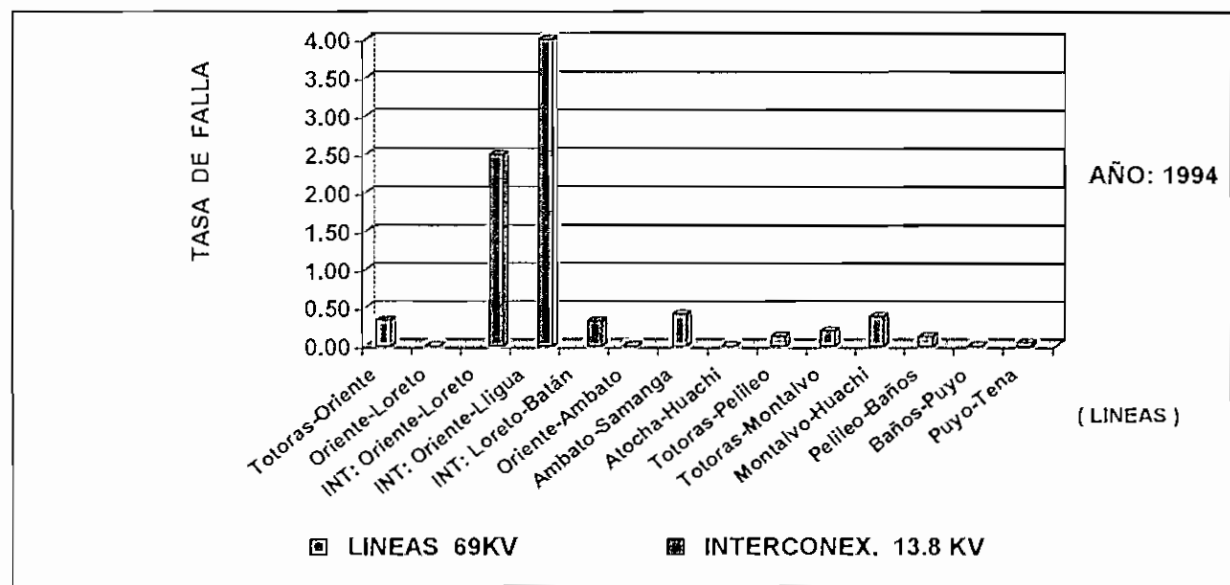


FIG. N: 2.17

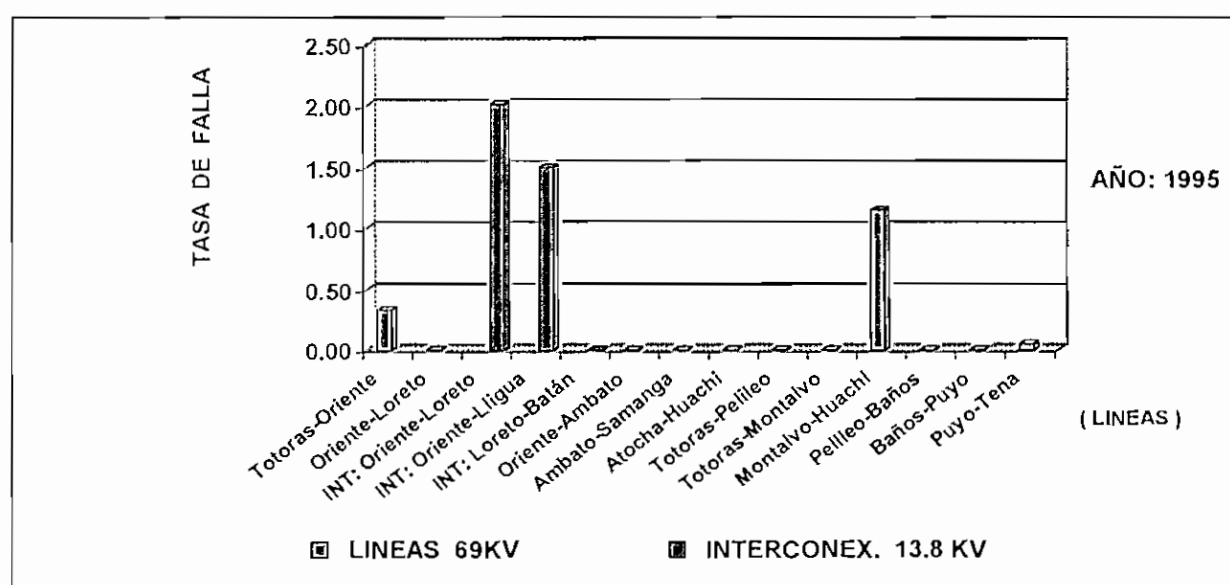


FIG. N: 2.18

FRECUENCIA DE SALIDAS DE LINEAS E INTERCONEXIONES
 (IEEEE) (POR KM. DE LINEA)

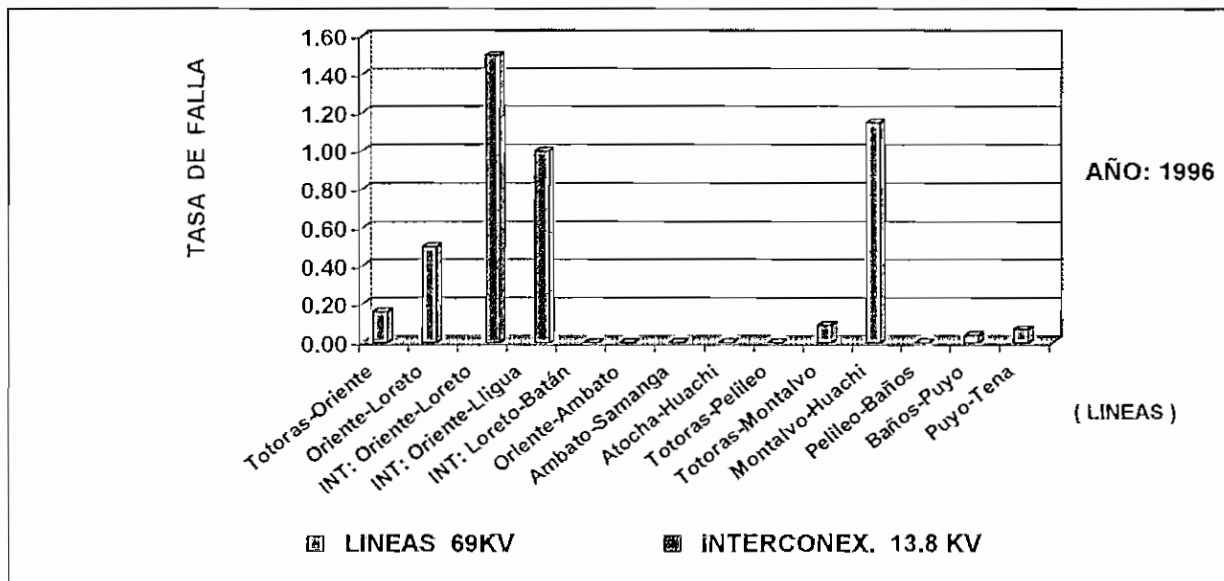


FIG. N: 2.19

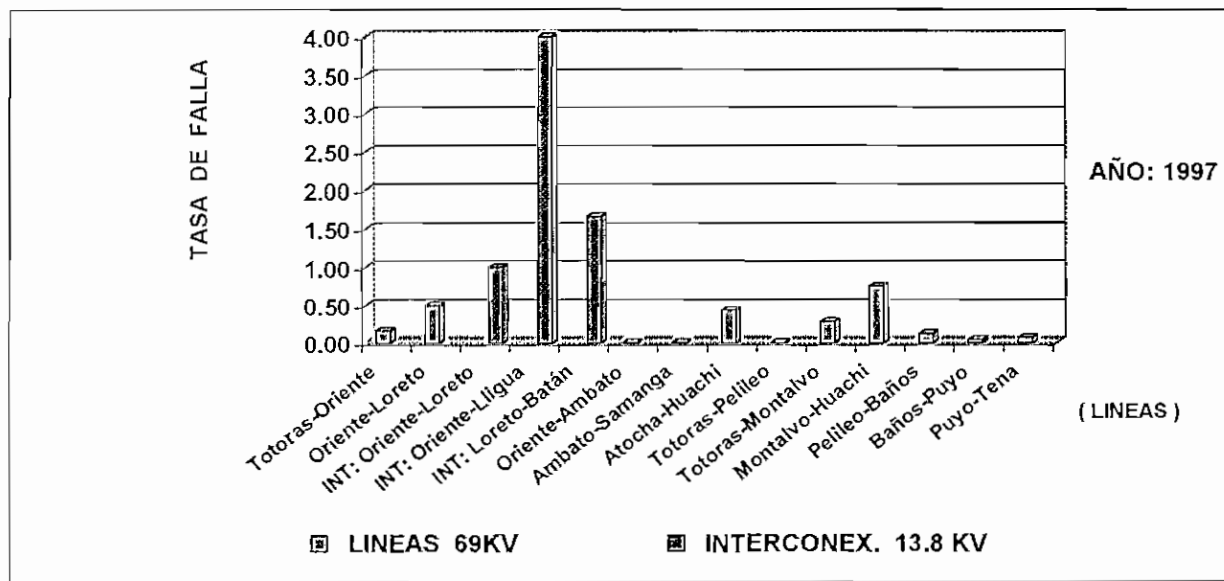


FIG. N: 2.20

SALIDAS DE LINEAS E INTERCONEXIONES

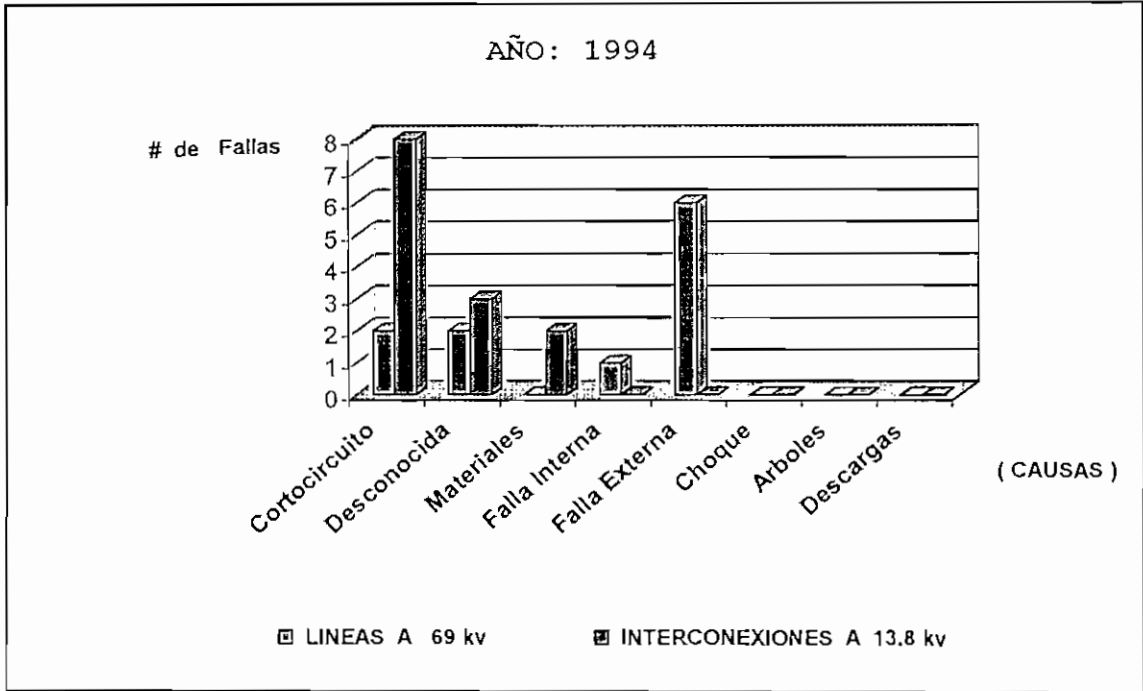


FIG. N: 2.21

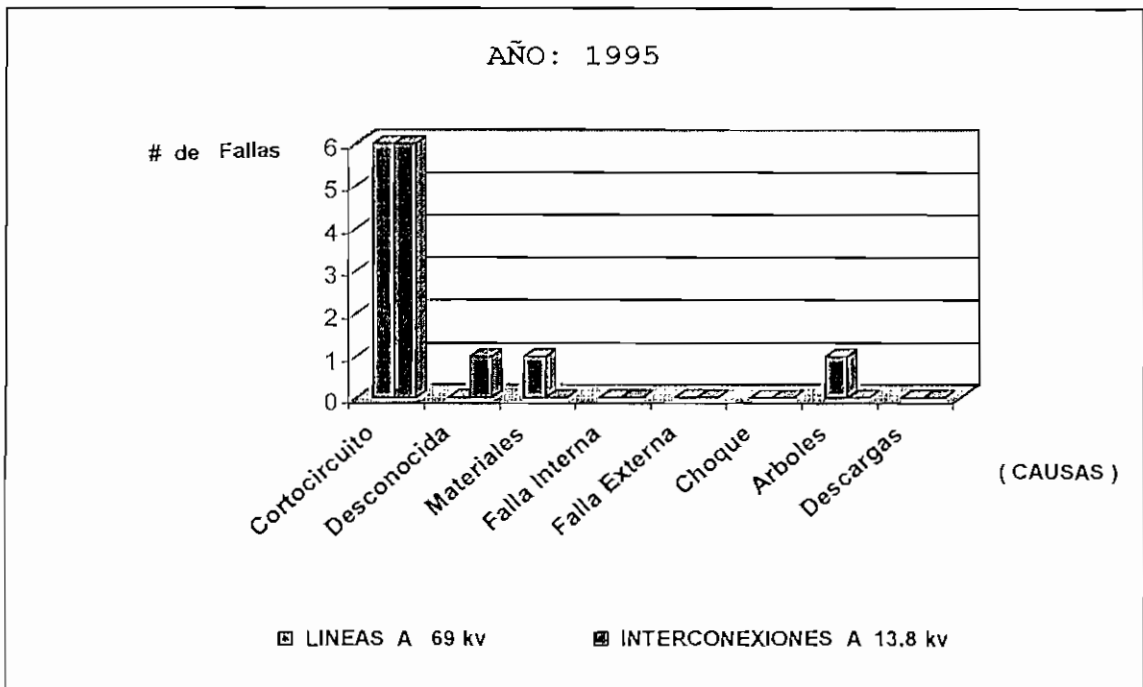


FIG. N: 2.22

SALIDAS DE LINEAS E INTERCONEXIONES

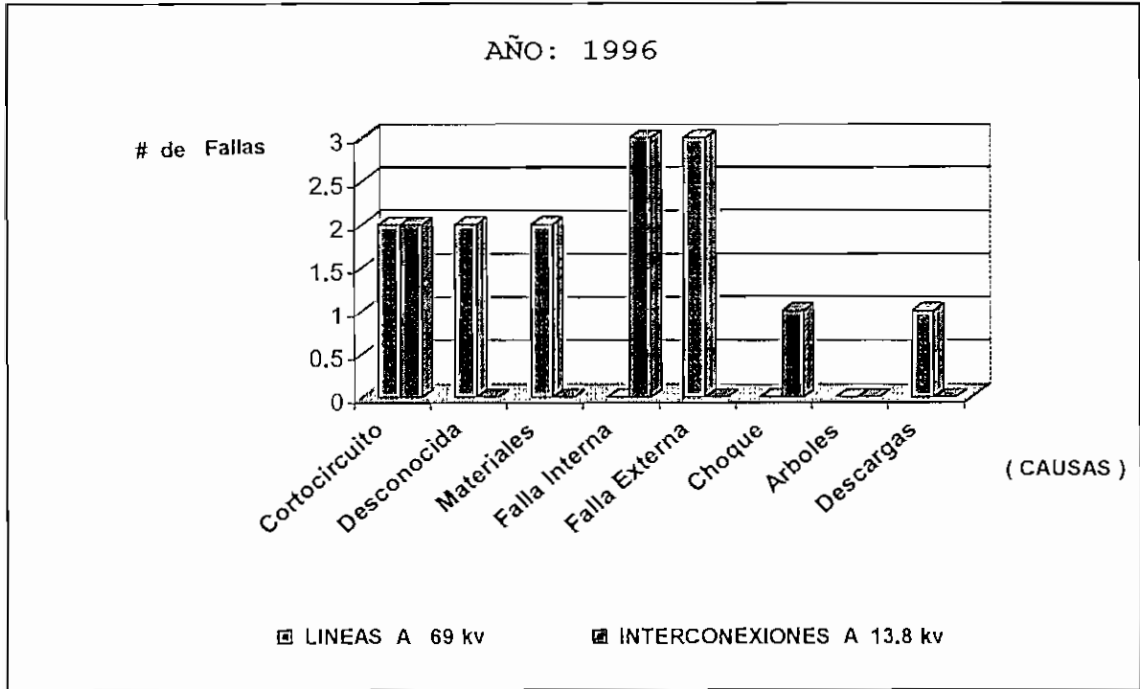


FIG. N: 2.23

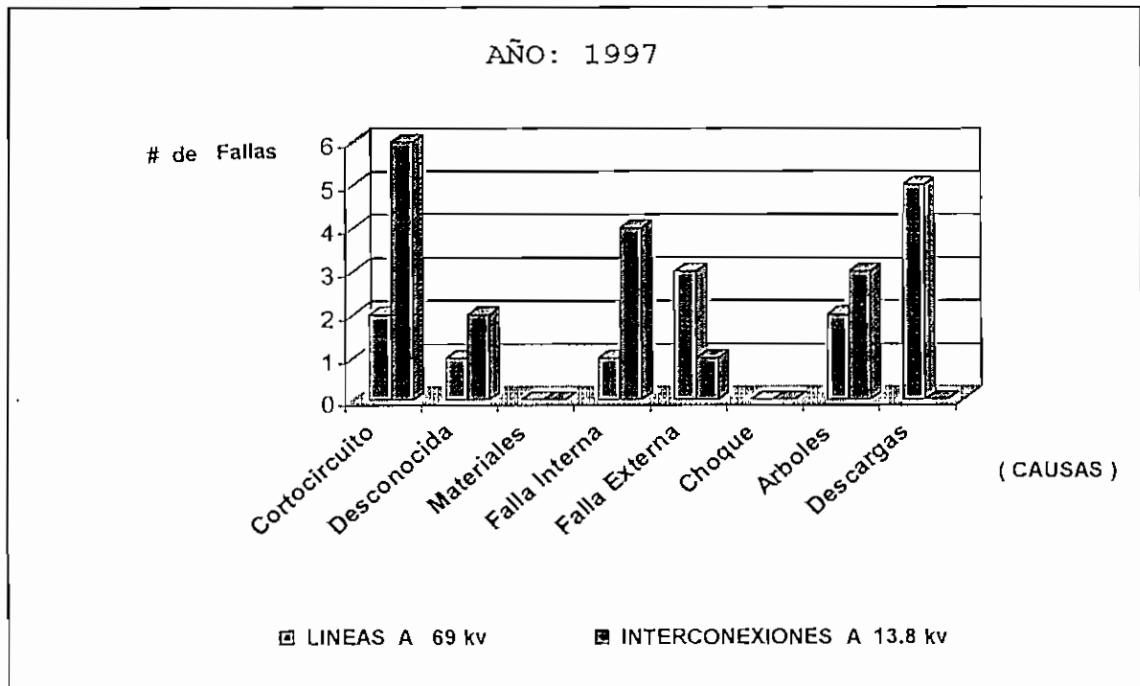
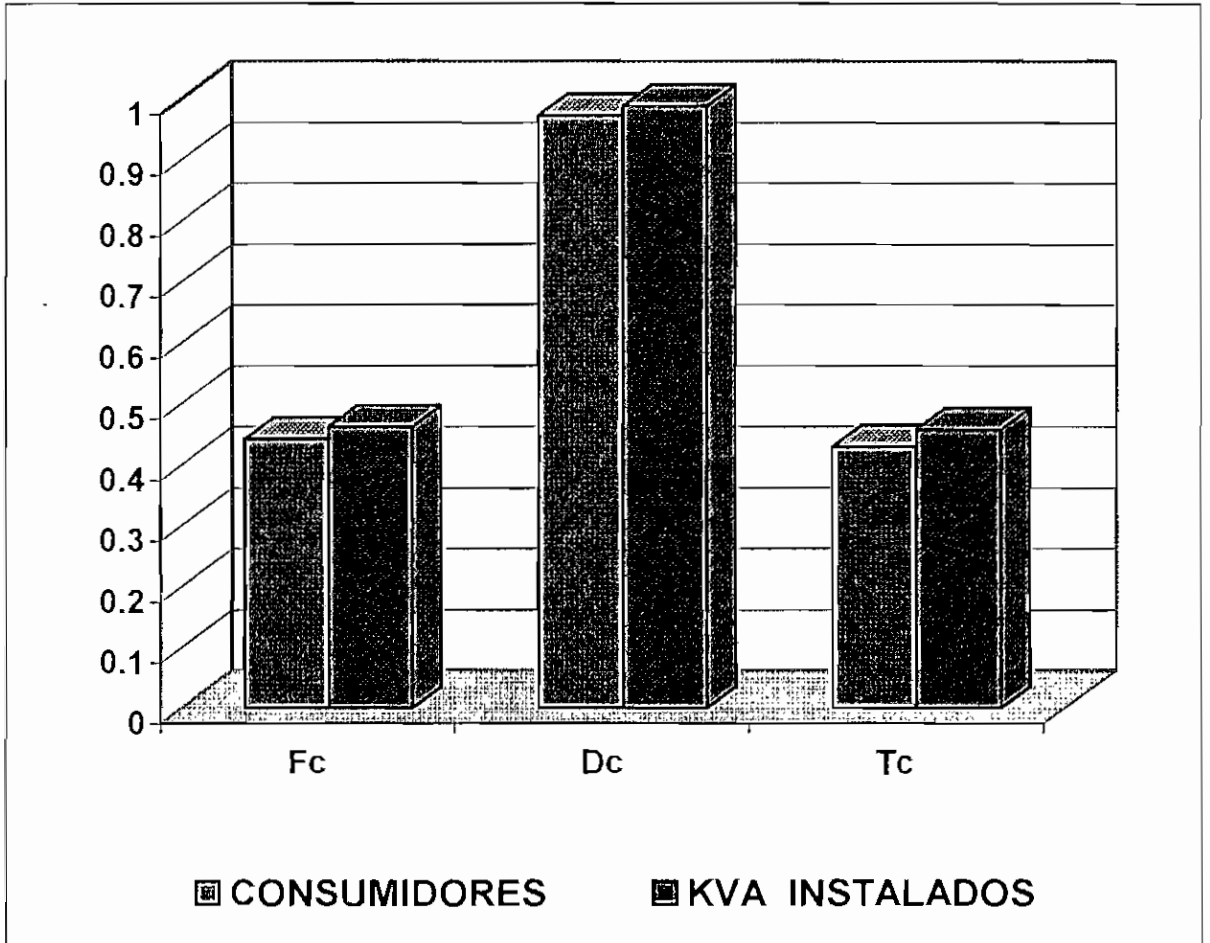


FIG. N: 2.24

INDICES DE CONFIABILIDAD DE LA

(CIER)

(PRIMER SEMESTRE) AÑO: 1998



FC - DC - TC

FIG. N: 2.25

CAPITULO III

CRITERIOS QUE UTILIZA LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO PARA EL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

3.1.-INTRODUCCIÓN

Los criterios se refieren a los aspectos técnicos y económicos utilizados en el mantenimiento; que al aplicarlos se espera obtener buenos resultados, y mediante su análisis respectivo se concluirá en resultados óptimos para el buen funcionamiento del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato.

La gran mayoría de criterios utilizados se los ha venido modificando de acuerdo a las necesidades de la Empresa, siendo éste el motivo que muchos de ellos no se los cumple de acuerdo a las normas establecidas o simplemente se los pasa por alto debido a diferentes factores que involucran como pueden ser el económico, materiales, tiempo, etc. De los criterios que se mencionarán, sólo un 50% se los pone en práctica porque no se ha puesto énfasis en un tema tan importante como es el mantenimiento de Líneas.

Las técnicas y métodos de Inspección tienen su objetividad por identificar las irregularidades y anomalías existentes en el Sistema de Subtransmisión, que si no son corregidas a tiempo, repercutirán en fallas e interrupciones de energía eléctrica; razón más que suficiente para ser aplicados técnicamente y que estén de acuerdo al Sistema de la EEASA.

Para evaluar las condiciones del sistema de Subtransmisión, una inspección nos conduce a establecer las prioridades necesarias para la ejecución del mantenimiento. En éste sentido una inspección constituye una etapa esencial e imprescindible para arrancar el proceso de mantenimiento

3.2.- CRITERIOS PARA UNA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

El mantenimiento de una Línea deberá ser programado de forma que no sobrepase los 30 días [Ref. 7]. Por experiencias obtenidas, la simultaneidad entre una inspección y un mantenimiento ocurre:

- En casos urgentes o específicos.
- Cuando los servicios son ejecutados por turnos de mantenimiento de equipos.
- Cuando se trata de servicios de baja tensión en áreas residenciales.
- Cuando se trata de servicios pequeños que pueden ser hechos por turnos de inspección.
- Cuando el personal que maneja el centro de control de carga (CECON), detecta fallas inesperadas.
- Cuando luego de una reparación, la falla se persiste.
- Cuando realizan malas operaciones el personal de reparaciones.

3.2.1.- Jerarquización de Líneas

La jerarquización de Líneas constituye una actividad sobre manera importante para la elaboración de un programa de Inspección.

Para un conjunto de Líneas que sirven a una localidad (Subtransmisión o Distribución) la jerarquización deberá responder una pregunta: en qué líneas en general, los recursos de inspección, de ocurrencia, o de mantenimiento deberán ser colocados prioritariamente?

La jerarquización deberá ser hecha considerando diferentes aspectos de cada línea, siendo los principales los siguientes:

a) Desempeño Operativo.-

Evaluado a través de los índices operativos (F_c y T_c) ya mencionados y normalmente son considerados los valores acumulados de éstos índices (Índices Generales), relativos a períodos idénticos o de programas de Inspección.

b) Importancia de la Línea.-

Definida a partir de factores como cargamento, facturamiento, número de consumidores atendidos, existencia de consumidores con prioridad de atención.

Aquí, se debe mencionar que la Provincia del Tungurahua un 70% es Industrial [Ref. 12], razón por lo cual existen Líneas y Alimentadores muy importantes como es el caso de la Línea Ambato-Samanga que presta servicio al parque Industrial de ésta Provincia por el sector Norte. De idéntica forma por el sector Sur se encuentra gran cantidad de Industrias que son servidas desde las Líneas de la S/E Totoras; debiéndose atender con mayor eficiencia a los abonados.

c) Condiciones Mecánicas y Eléctricas.-

Las condiciones eléctricas se refieren a sobrecorrientes y sobrecargas permanentes en los conductores con gran incidencia de fallas, debiendo el Ingeniero de mantenimiento realizar periódicamente análisis de flujos de potencia y predecir la cargabilidad de todas las líneas.

En cuanto a condiciones mecánicas no se ha presentado mayor problema por cuanto los diseños están de acuerdo a la capacidad del Sistema de Potencia; a no ser por la existencia de agentes externos que puedan colapsar determinada línea.

Una vez jerarquizadas las líneas para efectos de inspección, se podrán definir las actividades a ser realizadas periódicamente, generando entonces un programa de Inspección.

3.2.2.- Métodos de Inspección

Para efectos de inspección tanto las líneas y redes de distribución deberán seguir los siguientes métodos: Total ó (poste-poste), sectorial y por muestreo [Ref. 2].

Inspección Total

En la Inspección Total serán revisados todos los postes (estructuras) de la Línea, teniendo en cuenta de que si la línea es muy extensa se necesitarán mayores recursos tanto humanos como materiales; en consecuencia acarreará un excesivo costo y una mayor disposición de tiempo. Pero en contraposición con lo anterior ésta inspección es la que presenta la mayor cantidad de datos **REALES** de una determinada línea para poder tomar decisiones futuras seguras para un adecuado mantenimiento.

Inspección por Sectores

Para una mejor Inspección Sectorial, deberán ser revisados los componentes específicos de las Líneas, como por ejemplo a que Subestación pertenece y con sus respectivos alimentadores, su red secundaria, aisladores, conectores, etc. La ventaja de ésta inspección es el ahorro de recursos y tiempo para obtener resultados cercanos a la realidad ya que no se están contabilizando todas las líneas. Una desventaja sería que una línea que no se la haya estudiado presente un colapso inesperado, teniendo que tomarla en cuenta en la programación de la próxima inspección.

Inspección por Muestreo

En la Inspección por muestreo, deberán ser revisados apenas algunos postes (pertenecientes a una muestra preseleccionada) del total de postes instalados en la Línea.

Para escoger el Método de Inspección más adecuado se deben tomar en consideración los siguientes factores:

- Importancia de la Línea, en términos de carga, número de consumidores y consumidores con prioridades de atención.
- Interés en determinar una causa específica, como por ejemplo inspeccionar las conexiones, por ser acentuado el número de fallas en conectores y enmiendas.
- Recursos disponibles para una Inspección.
- Extensión a ser recorrida.
- Condiciones de acceso a las Líneas.
- Seguridad del personal de Inspección.

En resumen se puede decir que la Empresa Eléctrica Ambato debido a que su Sistema de Subtransmisión es relativamente pequeño comparado con otros Sistemas (Quito por ejemplo), el método de Inspección más adecuado y recomendado es el **TOTAL**

3.2.3.- Tipos de Inspección

Según los criterios vigentes son ejecutados los siguientes tipos de inspección en las líneas y alimentadores [Ref. 7].

- a) Inspección Visual
- b) Inspección Instrumental, con la utilización de aparatos como el termovisor ó termodetector, medidores gráficos y/o aparatos de radiointerferencia.

Un tipo especial de inspección, poco utilizado consiste en extraerse componentes específicos de la línea para luego ser enviados al laboratorio para una inspección visual e instrumental. Esto depende de la capacidad de recursos económicos que tenga la Empresa.

3.2.3.1.- Inspección Visual

Una inspección Visual es un tipo de inspección ejecutada directamente sobre el sistema eléctrico con el auxilio de un binóculo. Según informaciones obtenidas de la Empresa, una inspección visual es un tipo de inspección predominantemente ejecutable.

a) Programación de la Inspección

La programación de la Inspección visual deberá ser elaborada con base en la jerarquización de las líneas en registros apropiados. Y éstos registros a su vez presentarán las características y casilleros en donde nos permitan identificar la época del año en que cada línea irá a sufrir inspecciones de mantenimiento; comparar un desfase entre una inspección y un mantenimiento (que deberá ser no máximo 30 días); comparar los servicios ejecutados con los previstos.

Para la elaboración del programa de inspección visual se deberá también analizar lo siguiente:

- Aprovechamiento de desconexiones programadas para obras en el sistema.
- Epocas del año más favorables para una inspección.
- Acceso al local de la inspección.
- Disponibilidad de recursos para una inspección.

b) Periodicidad del Programa de Inspección

Una periodicidad de inspección visual es en recurrencia, la manutención de la línea y deberá ser establecida a través de evaluaciones anuales en donde se comparan los servicios de mantenimiento ejecutados con los recursos utilizados en éstos servicios.

Un criterio práctico a considerarse para una inspección de las líneas de subtransmisión es inspeccionarla mínimo una vez por año; y para las líneas de distribución rurales mínimo cada tres meses por año.

Técnicamente y con fundamentos estadísticos, es la aplicación del tiempo medio entre las fallas para la determinación de la periodicidad del mantenimiento. Siendo éste tiempo el Inverso de la tasa de falla (λ) [Ref. 1], con éste valor es posible determinar probabilísticamente la próxima falla del sistema en análisis.

Dentro de las líneas de subtransmisión y alimentadores (Distribución primaria) de área servida, algunas presentan características especiales que determinan que ellas sean inspeccionadas o reciban un mantenimiento más frecuente que las demás. Esto se debe a que tienen características como:

- Atender a cargas importantes.
- Estar localizadas en zonas sujetas a polución industrial; en éste caso los intervalos entre las inspecciones y las manutenciones deberán ser definidos en función de intensidades con que agente poludor es lanzado a la atmósfera o sistema eléctrico, a ser medido a través de índices operativos.
- Están localizadas en la costa marítima, éstos alimentadores deberán recibir inspección y mantenimiento, no mínimo una vez cada seis meses o menos dependiendo de los estudios realizados.

c) Impresos para una Inspección

Se recomienda que las hojas impresas para la inspección de líneas permitan atender los siguientes objetivos:

- Registrar en términos cualitativos y cuantitativos, los servicios a ser ejecutados en recurrencia a las anomalías encontradas.
- Facilitar y controlar la corrección de anomalías.
- Calcular los costos de Inspección.

d) Componentes a ser observados en una Inspección Visual

Se recomienda básicamente los siguientes ítems para las líneas.

- Postes
- Crucetas
- Herrajes
- Aisladores
- Conductores
- Conexiones
- Aterramiento
- Cable de Guardia
- Pararrayos
- Faja de servicio
- Cunetas
- Corrosión

e) Recursos Utilizados

Una inspección deberá ser hecha con personal especializado, que esté familiarizado con los criterios y padrones del proyecto para ser capaz de identificar las irregularidades en los materiales. Es importante resaltar que una inspección bien hecha conduce a una gran eficiencia del mantenimiento. Los turnos específicos de inspección junto con el inspector de la línea se dedican a verificar y a anotar las anomalías del sistema, recorriendo en media de 2 a 4 Km. por línea.

3.2.3.2.- Inspección Instrumental

Una inspección Instrumental es hecha indirectamente con el empleo de aparatos que permiten detectar las condiciones físicas y eléctricas del objeto (línea) a inspección.

Dentro de los criterios vigentes, se tienen los siguientes tipos de inspección instrumental:

- . Inspección con Termovisor
- . Inspección de Radiointerferencia
- . Inspección con Termodetector
- . Inspección a través de mediciones

Como los aparatos para éste tipo de inspección son de un costo muy elevado y aún la Empresa Eléctrica no los dispone en su totalidad; tienen su utilidad en situaciones especiales como:

- . Cuando existe gran incidencia de reclamos en una misma área.
- . Cuando existen reclamos de radiointerferencia.
- . Cuando las líneas sufren interrupciones frecuentes a corto plazo, sin causa identificada.

De todos los métodos mencionados, el que está tratando de implementarse en la Empresa es mediante el uso del termodetector, pero al momento se lo encuentra utilizando en centrales y subestaciones para en una segunda etapa proceder a utilizarlo en las líneas de subtransmisión.

3.3.- INSPECCION DE LÍNEAS

Las Inspecciones en Líneas de Transmisión/Subtransmisión pueden ser clasificadas de 4 tipos [Ref. 6].

- . De Rutina
- . De Emergencia
- . De Análisis
- . De Recepción (comisionamiento)

3.3.1.- Inspección de Rutina

La inspección de rutina establece un ciclo de mantenimiento y tiene las siguientes finalidades básicas:

- Recogimiento de criterios para la elaboración del programa de Mantenimiento y evaluación de las condiciones de la instalación.
- Control, acompañamiento y evaluación de ejecución del Programa de Mantenimiento.
- Mantener actualizado un banco de datos referente a la situación de las instalaciones.
- De acuerdo al medio de transporte utilizado, una inspección puede ser terrestre y aérea. Este tipo de inspección obedece a una programación predeterminedada y es ejecutada con las instalaciones en operación por elementos calificados, denominados genericamente Inspector de Líneas o Jefe del grupo.

Inspección de Rutina Terrestre

Es aquella que sirve de soporte fundamental al Programa de Mantenimiento de Líneas y es ejecutada por Inspectores debidamente habilitados, los cuales verifican todas las partes de las líneas, analizándola preliminarmente y anotando los defectos existentes, las causas probables de los mismos y si es posible su corrección.

Normalmente es realizada utilizando vehículos de pequeño tamaño preferentemente tipo jeep o camioneta, que se adapta a las vías de acceso de las líneas.

Procedimiento

Para su realización se recomienda que el Inspector (Jefe del Grupo) suba a unas estructuras alternadas, previamente determinadas en un total de un 10% del número de estructuras de la Línea, de forma de asegurar en diez inspecciones un examen minucioso de toda la línea.

Las demás estructuras deberán ser examinadas con binóculos y en caso de dudas, el inspector obedeciendo las normas de seguridad, deberá subir a la estructura a fin de mejorar la identificación y evaluación de los defectos.

Deberán ser inspeccionadas todas las estructuras y vanos, siendo anotadas aquellas que presentaren condiciones anormales. Todos los defectos encontrados en el **VANO EN FRENTE** serán relacionados con la numeración de la estructura anterior; además, la inspección deberá ser realizada fuera del vehículo para mejor visualización de defectos y evaluación de los mismos.

Durante la inspección, en caso de que sean detectados defectos que exijan reparaciones inmediatas, el Inspector debe informar al Departamento de Operación y Mantenimiento (Sección Subestaciones) a fin de que sean tomadas las providencias necesarias y así garantizar la continuidad del servicio.

El Inspector deberá realizar un croquis a fin de esclarecer determinadas situaciones de la línea, tales como construcciones en la faja de servidumbre, cruces de líneas, obstáculos, erosiones, etc.

Inspección de Rutina por Vía Aérea

Debido al alto costo de este tipo de Inspección, la EEASA no lo ha implantado sobre la base de estudios realizados (Costo-Beneficio), pero en forma general se trata principalmente en la detección de defectos a ser corregidos a corto plazo.

Por otro lado este tipo de inspección permite al Supervisor una visión general de todo el sistema y la velocidad recomendada esta definida en función de dos premisas básicas:

- Permitir una observación correcta y segura de la línea por el Supervisor.
- Garantizar perfectas condiciones de Seguridad del vuelo.

Actualmente en el Ecuador ningún sistema de potencia cuenta con éste tipo de inspección a pesar de que existen líneas bien extensas que deberían optar por el método indicado.

3.3.2.- Inspección de Emergencia

Se trata de una Inspección aperiódica efectuada para localización de una falla que provocó una salida de la Línea.

Pueden ser efectuadas por vía terrestre, por vía aérea o simultáneamente ambas para realizar una análisis preliminar del daño. Dependiendo de la causa de la falla y de la hora de ocurrencia; el personal de turno informará vía radio al Ingeniero de mantenimiento para receptar las indicaciones necesarias para restablecer el servicio si es posible, caso contrario se optarán por otras medias emergentes como puede ser la transferencia de carga.

Al no detectar la falla en la línea, se procederá a inspeccionar sus respectivos alimentadores a través de maniobras indicadas por los ingenieros en concordancia con el centro de control de carga (CECON). Su ejecución obedece casi siempre a los lineamientos de una Inspección de Rutina que observa principalmente los puntos más vulnerables de la Línea (aisladores, conductores, vegetación, etc.)

Procedimiento

La inspección de emergencia es realizada después de la información obtenida del Grupo de Operación sobre la salida de la línea.

Deberá ser realizada una distribución de equipos para inspección-corrección a lo largo de la línea. Los equipos deben ser dispuestos a lo largo de la línea de manera que se encuentren al final de sus respectivos trechos. Al encontrarse el sitio de falla y si no es posible la corrección de la misma, debe mantenerse el contacto con la SEDE (CECON) informando sobre los recursos necesarios para su corrección definitiva o provisional.

Cuando la línea dispone de analizador de fallas, el proceso es bastante simple ya que la indicación del instrumento es precisa y la inspección se realiza en una parte reducida de la Línea. En caso que la falla sea localizada, las medidas correctivas pueden ser indicadas hasta concluir las, consiguiendo que la línea pueda ser entregada libre o simplemente ser comunicada que la falla fue localizada y su causa eliminada u otra información relacionada.

3.3.3.- Inspección de Análisis

Es aquel tipo de Inspección de Líneas que tiene como objetivo principal, determinar las causas de las fallas, así como las implicaciones que ellas pueden tener con relación a la seguridad de la operación de la línea.

A través de los resultados de éstas inspecciones, serán programados los servicios a largo plazo y aquellas de mayor bulto que requieren personal bastante experimentado para su ejecución. La necesidad de éstas inspecciones está determinada por la incidencia de determinados defectos detectados en los demás tipos de inspecciones, especialmente los de rutina vía terrestre.

Procedimiento

Este tipo de inspección se realiza por elementos con gran experiencia en el asunto objeto del análisis.

Por falta de capacitación del personal de la Empresa que labora en mantenimiento de líneas, no existe una verdadera inspección de análisis porque optan por no realizar un estudio minucioso del tipo de causa que acarrió la falla; trayendo como consecuencia que la mayoría de salidas de casi todas las líneas de subtransmisión presenten como causa la **DESCONOCIDA** y no poder evaluar el daño en toda su dimensión para tomar medidas preventivas a corto plazo.

Una alternativa para obtener buenos resultados ante éste tipo de Inspección es que todo el trabajo se encuentre supervisado o realizado por un Ingeniero Eléctrico con mucha experiencia en mantenimiento de líneas; el mismo que deberá continuamente correr el programa de flujos de potencia para ir simulando fallas en puntos diferentes para ver como se comporta la línea y saber que precauciones se deberían tomar.

Esta inspección debe ser rigurosa de todos los componentes que involucran la Línea y con mayor razón la elaboración del Relatorio (Parte) en el cual se debe especificar detalladamente:

- El análisis de la falla y las causas que la provocan.
- Las medidas preventivas y correctivas que deberán ser adoptadas a corto, medio, y largo plazo.

Realizando un Informe o un Reporte de la inspección de análisis de fallas, muchas de ellas podrían ser prevenidas para evitarse problemas futuros.

3.3.4.- Inspección de Recepción (Comisionamiento)

Es una Inspección por vía terrestre, rigurosa en la cual son anotadas todas las características y defectos de una Línea.

Esta Inspección forma parte de las actividades de Comisionamiento y su objetivo es la recepción de la Línea en fase de incorporación a la operación.

Procedimiento

Esta Inspección puede ser realizada por un equipo de recepción constituida por un Supervisor, dos electricistas y un chofer con vehículo.

Deberá existir un planeamiento de Recepción, de modo de definir los recursos necesarios para la ejecución tales como:

- Cantidad de equipos para la recepción.
- Tiempo previsto para la recepción.
- Comunicación y transporte.
- Esquema de puesta a tierra temporal de las estructuras.
- Relación con los Organos de Construcción y Proyecto.
- Equipamiento e instrumentos necesarios.

Los electricistas deberán subir a todas las estructuras con las instrucciones del Supervisor, el cual anotará todos los defectos y características en los formularios específicos.

3.4.- TÉCNICAS DE INSPECCIÓN

Las inspecciones de las Líneas deben ser orientadas en el sentido de establecer un patrón de las condiciones normales y anormales de los componentes de una línea, de modo que el Supervisor pueda caracterizar de hecho tales diferencias. Con éste objetivo se describirán las técnicas que deberán ser utilizadas para la inspección de cada componente de una línea [Ref. 6]

3.4.1.- Faja de Servidumbre

3.4.1.1.- Derechos y Deberes en la Faja de Servidumbre

Es muy raro que la Empresa Eléctrica sea la dueña del terreno correspondiente a la faja de servidumbre de las Líneas, generalmente es propiedad de terceros que a través de un Contrato, entrega a la Empresa el “**derecho de paso**” en sus líneas.

Por lo tanto, vale resaltar que todos los beneficios existentes en esa Faja son de propiedad de terceros, debiendo por consiguiente ser respetados por el Personal de la Empresa. Así, una tala de un árbol frutal de valor industrial, la demolición de una construcción, solamente podrá ser hecha después de la autorización de la Oficina Jurídica

de la Empresa; los términos de un documento de "Derecho de paso" en las líneas deben ser constituidos en Escritura Pública.

3.4.1.2.- Dimensión-Patrones de Fajas de Servidumbre

La faja de servidumbre en toda su extensión deberá tener las siguientes dimensiones:

TENSION (Kv.)	AMPLITUD (mts)	DISTANCIA (mts)
69	16	8
138	30	15
230	40	20

[Ref. 8]

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación en ejercicio de las atribuciones conferidas por el Art. 38 de la Ley Básica de Electrificación y la Ley para la Construcción de Gravámenes y derechos tendientes a Obras de Electrificación, resuelve:

Art. 1.- Declarar obligatorio e imponer la servidumbre o gravamen que confiere la Empresa Eléctrica Ambato S.A., el derecho a ocupar el área de terreno necesario para la colocación de postes, torres, transformadores o similares y el tendido de líneas aéreas sobre los predios ubicados en la Parroquia y Cantón Ambato, provincia del Tungurahua cuyos nombres de los propietarios, linderos y más especificaciones se detallan en el plano que se acompaña y que forma parte de la presente resolución.

La Empresa Eléctrica Ambato S.A., utilizará durante la construcción y eventualmente para trabajos de mantenimiento y operación los caminos de acceso a las referidas instalaciones eléctricas.

La faja de terreno gravada en favor de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., queda inhabilitada para todo tipo de construcciones y cultivos mayores a los tres metros de altura.

Los presuntos propietarios de los predios, previo al pago de la correspondiente indemnización por concepto de daños en cultivos y/o construcciones, presentarán los títulos que acrediten el derecho de dominio sobre los respectivos inmuebles.

Hasta el año 1996 no se cumplía de parte de la ciudadanía ésta disposición, y con el avance de las construcciones inician las dificultades para la seguridad de los habitantes y de la instalación. Debido a ésta dificultad actualmente se tiene regulado el trámite para el permiso de construcciones que estén dentro de la faja de servidumbre de las líneas de subtransmisión. Así, el Municipio no entregará la autorización para las construcciones mientras no se tenga el visto bueno de parte de la EEASA.

3.4.2.- Medición de altura de Conductores

Se lo realiza con una vara telescópica aislante de epoxiglas, y dependiendo de las características del material utilizado, exige que se dé un tratamiento especial, semejante al de las pértigas para trabajos en energizado.

Para la medición de la altura de un determinado conductor el electricista debe colocarse a la altura del conductor a ser medido, comenzando a llevar una a una las secciones de la vara, luego al tocar el tope de la vara con el conductor, se obtiene la lectura en la parte fija de la vara.

Una medida de seguridad es el realizar una prueba de aislamiento con el probador de **PERTIGAS**, para estar seguro de que el material utilizado se encuentra en buen estado. Por otro lado cualquier avería que fuere notada en la vara, ésta deberá ser retirada del uso y encarar para el reparo respectivo por el grupo de Líneas.

El electricista debe entender que a pesar de que la vara garantiza un aislamiento de 100 Kv./pie, para posarse sobre un conductor a fin de iniciar la medición, este tendrá que sujetarse a la tabla que se presenta a continuación, en la cual se indican las alturas mínimas por tensión, que pueden ser medidas por el electricista. Para la medición de la altura de los conductores, el electricista está obligado a considerar e informar sobre la temperatura ambiente en el momento de la medida.

Alturas Mínimas permitidas para la medición de Altura de Conductores:

TENSION (Kv.)	ALTURA (mts)
69	3.75
138	4.20
230	4.80
345	6.00

[Ref. 6]

3.4.3.- Identificación de Estructuras y Cadena de aisladores fuera de Plomo

Se utiliza el hilo de plomada y el electricista debe colocarse en el eje de la Línea, extender el hilo de la plomada tomando como referencia el centro superior de la estructura y el eje de la Línea, verificando la situación del referido hilo de plomada con relación a esos dos puntos.

En una estructura metálica que presenta hierros torcidos en un sólo sentido, puede ser indicio de desplome. Para identificación de cadenas de aisladores fuera de plomo se recomienda al electricista colocarse en el eje transversal de la estructura y verificar la posición de la cadena con relación a su eje. El electricista debe registrar la distancia de desvío entre la proyección del hilo de la plomada y el eje longitudinal de la torre, como la altura de la torre a fin de que se pueda establecer el ángulo de desplome de la estructura. Para la identificación de una cadena de aisladores fuera de plomo, el

electricista deberá informar la distancia entre la proyección del hilo de plomada y el eje de la cadena de aisladores y la longitud de la cadena [Ref. 6].

3.4.4.- Criterios para determinación de Defectos en cadenas de Aisladores

Las cadenas de aisladores son posicionados de tres maneras distintas:

- Vertical
- Horizontal
- Inclined

En función de la posición los fenómenos de contaminación, oxidación y aisladores quebrados son más frecuentes en las **cadenas verticales**. Tal situación se justifica por la superposición de los aisladores en éstas cadenas, surgiendo entre ellos sitios protegidos del sol y de la lluvia, creando condiciones propicias para el desarrollo de la oxidación y la acumulación de la contaminación. En las cadenas colocadas horizontal e inclinada, estos defectos ocurren con menor frecuencia; puesto que su posición permite un lavado por la lluvia de todos los elementos aislantes, como también un secado de los mismos con mayor rapidez por la acción del sol.

Analizando los defectos que se verifican en las diversas cadenas de aisladores, se concluye que se presentan en tres grupos:

- a) Defectos propios del uso con relación a las condiciones ambientales, apareciendo contaminación, aisladores quebrados y una contaminación debida a la salinidad o por hongos.
- b) Defectos originados por la mala aplicación del material, resultando un desplazamiento de la copilla como lo más frecuente.
- c) Defectos por falla de fabricación del material, presentándose el desplazamiento de la parte cimentada del pin, siendo lo más común.

3.4.4.1.- Oxidación de las partes Metálicas del Aislador

CAMPANA: Por ser la parte más expuesta al sol, raramente sufren problemas de oxidación.

PIN : Es la parte más vulnerable a la oxidación.

La detección de la oxidación en las partes metálicas de los aisladores, pueden ser analizados ocularmente. Así como también:

- Contaminación Industrial
- Contaminación Salínica
- Polvo
- Limos
- Copillas desplazadas
- Desplazamiento del pin

3.4.5.- Detección de Defectos más comunes en Líneas

Dentro de las cinco partes constitutivas de las Líneas, las cuales son: faja de servidumbre, estructura, cadenas de aisladores, conductores y sistema de protección; se elabora un "check list" de los puntos que deberán ser inspeccionados por los electricistas, obedeciendo a una secuencia lógica para facilitar de sobremanera los servicios de Inspección. En las inspecciones periódicas es obligatorio que el electricista suba a un 10 % de las estructuras de la línea, de tal manera que pueda garantizar que al final de la décima inspección haya subido a todas las estructuras de la Línea.

En virtud de que en cada Inspección el electricista subirá en estructuras diferentes, deberá recibir en cada nueva inspección el reporte de los defectos registrados en la inspección anterior y no corregidos para su comparación, con lo cual se podrá evitar la omisión por parte del electricista defectos en lo alto de las estructuras.

3.4.5.1- Corrosión

Con el crecimiento de las ciudades y de las Industrias el transporte de energía ha pasado de postes de concreto o madera a los de metal; incluso el aumento de la tensión dio lugar para que en éstas estructuras metálicas aumenten considerablemente los problemas de corrosión.

Tipos de Corrosión:

- a) Corrosión por metales diferentes
- b) Corrosión por choque mecánico.

A continuación, se hace un pequeño resumen de cada uno de éstos tipos.

a.- Esto sucede cuando juntamos dos metales diferentes y el que tiene mayor facilidad de ser corroído se desgasta y el otro entonces queda protegido. Un metal cualquiera se corroe para proteger si está bajo de: magnesio, aluminio, zinc, forro de acero, estaño, cobre, oro.

El galvanizado es una cobertura de zinc para proteger al acero de las estructuras y herrajes. Por lo que se debe tener cuidado de no dañar la película de galvanizado, puesto que si esto ocurre la estructura quedará desprotegida.

b.- Existen varios factores que facilitan la corrosión, uno de ellos es el choque mecánico. Una pieza que tendría una vida útil de 20 años, será más de la mitad de su vida reducida si durante su montaje sufre golpes y torsiones, teniendo en esos puntos focos de corrosión.

Determinación del Grado de Herrumbre (Oxidación)

El primer paso en la protección anticorrosiva de las estructuras y herrajes está dado por el galvanizado, seguido de inspecciones periódicas para conocer el comportamiento de ésta protección y detectar posibles focos de herrumbre a tiempo.

De acuerdo con la gravedad se divide la herrumbre en cinco grados: F1, F2, F3, F4 y F5.

GRADO	CHAPAS	PINES DE AISLADORES
F1	Se notan pequeños puntos de herrumbre espaciados unos de otros	Algunos puntos de oxidación principalmente en la parte próxima a la cimentación
F2	La herrumbre comienza a aflorar rompiendo el galvanizado en puntos espaciados	Oxidación superficial completa sin que haya deformación del pin
F3	El rompimiento del galvanizado es más intenso y las áreas de herrumbre más próximas	El pin presenta un diámetro aumentado en consecuencia de la herrumbre próxima a la cimentación
F4	Herrumbre generalizada presentando desprendimientos e inicio de perforaciones	La herrumbre a más de aumentar el diámetro del pin, raja en las proximidades de la cimentación
F5	Herrumbre en 50% o más del área total de la chapa, hace desprendimientos sueltos y cavidades visibles	Rajaduras largas cubriendo casi todo el pin

3.4.6.- Travesías (Cruces)

Las Normas definen las alturas mínimas para los vanos de travesías (cruces) con los más diversos obstáculos encontrados a lo largo de la Línea, tales como: áreas utilizadas por máquinas agrícolas, calles, caminos vecinales carrozables, carreteras nacionales (asfaltadas o no), ferrovías, líneas de distribución, telecomunicaciones y transmisión, edificaciones, aguas navegables o no, así como a campo abierto.

3.4.7.- Transposición de Fases

Se entiende por estructura de transposición de fases, aquella en la que se realiza una transposición de fases de una Línea. Entre los motivos que justifican tal procedimiento, se pueden destacar los más importantes:

- a) La mejora de las comunicaciones, con la reducción substancial de interferencias.
- b) Igualación de efectos inductivos y capacitivos en las Líneas, no permitiendo que la protección de línea actúe por fallas existentes.

3.5.- EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE MANTENIMIENTO

La primera alternativa es a través de los Índices de confiabilidad calculados con los métodos de la CIER; y la segunda alternativa mediante un análisis de los recursos utilizados en todo el proceso de mantenimiento.

3.5.1.- Mediante Índices de Confiabilidad

AÑOS	FC	DC	TC
1994	3.57	1.02	3.68
1995	2.50	4.02	10.07
1996	2.49	1.46	3.65
1997	4.02	2.93	11.81
1998	0.44	0.97	0.42

Los Índices anteriores son el resultado de la metodología que se ha ejecutado a las líneas de subtransmisión a través de los diferentes años; y mediante estos valores se constata que el Sistema de Subtransmisión de la EEASA, está deteriorándose por envejecimiento como nos indica el índice (Fc), a excepción del año 1998 que sólo es considerado el primer semestre.

De igual forma sucede con el índice tiempo de Interrupción (Tc), que nos indica que desde el año de 1994 hasta el año de 1997 tiene una tendencia ascendente dando como resultado que los consumidores en promedio tienen un elevado tiempo de interrupción con la consecuencia de mayores pérdidas e incluso para la Empresa.

Para corregir éstos valores los Ingenieros de Mantenimiento deben tomar medidas lo más pronto posible para evitar futuros colapsos de sus líneas; con la finalidad de mantener por lo menos constante el tiempo (Tc) de interrupción desde el año 1998 en adelante. De no ser así existirán demasiados reclamos por cortes de energía por parte de los usuarios, elevando la pérdida de prestigio de la Institución.

A pesar que la Empresas Eléctricas tienen altas tarifas del consumo de energía en los sectores Residencial, Comercial e Industrial; no se reflejan en la calidad del servicio que ellas prestan. En consecuencia, urge la necesidad de inyectar recursos frescos para aplicarlos a temas muy importantes como son el mantenimiento de líneas y alimentadores.

3.5.2.- Mediante Recursos Utilizados

Las ternas de mantenimiento programado tienen como principal objetivo hacer un mantenimiento preventivo en las redes y líneas, sustituyendo equipamientos y materiales que presenten cualquier irregularidad que causen la interrupción o deficiencia de energía a los consumidores.

Las ternas del mantenimiento preventivo tienen tareas específicas como:

a) Número de elementos utilizados en la ejecución de cada tarea y su calificación

Tomando como referencia el caso de un mantenimiento preventivo, los grupos de linieros están constituidos por 6 personas que generalmente trabajan en líneas de distribución a 13.8 Kv. y en forma ocasional en líneas de S/T a 69 Kv. Se considera el número suficiente pudiendo este ser aumentado; sin embargo en cuanto a la calificación del personal no cumple con los mejores niveles por el mismo hecho que están capacitados para trabajos en líneas de distribución.

Para el caso de un mantenimiento correctivo, los resultados no son los adecuados de acuerdo a la información obtenida en la Empresa, por tanto este tipo de mantenimiento se lo hace mediante la contratación de los servicios y en ciertos casos en dependencia de la importancia de la línea se tiene adicionalmente la participación del personal de la Empresa.

b) Tiempo de corrección de la falla necesaria en cada tarea

Los tiempos de corrección de fallas fijas han sido demasiado largos, especialmente en las líneas que son parte del anillo, en tanto en el sistema radial las reparaciones han llegado a tiempos alrededor de 48 horas, lo que ha causado que los abonados enganchados a esta red queden durante éste tiempo sin servicio. Este tipo de fallas considerando un período de 15 años atrás se han presentado en tres ocasiones.

c) Vehículo comúnmente utilizado en la ejecución de cada tarea.

Considerando la utilización de los recursos tanto propios de la Institución, como mediante la contratación de los mismos se considera que ante las fallas presentadas hasta el momento el departamento encargado para reparar las líneas fallosas están dentro de lo normal. Sin embargo, se considera que la Empresa deberá incrementar los recursos humanos con su respectiva capacitación; como también los materiales para poder atender contingencias en el menor tiempo posible, cuando se presenten colapsos de estructuras metálicas o de hormigón e inclusive la rotura de una línea, tomando en cuenta que este tipo de contingencia ocurre con mayor frecuencia en la línea radial Totoras, Pelileo, Baños y Puyo.

CAPITULO IV

PROGRAMACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

4.1.-INTRODUCCIÓN

Para una correcta actuación de los grupos de mantenimiento, se hace necesario la elaboración de un esquema de trabajo definiendo prioridades necesarias y permitiendo un control eficiente del mantenimiento a ser realizado. Los programas de mantenimiento pueden dividirse en anuales y trimestrales, contemplando los anuales los siguientes aspectos:

- Inspecciones visuales pedestres
- Limpieza de faja de servidumbre
- Mantenimiento de los accesos

La periodicidad de las Inspecciones debe ser definida básicamente en función del tiempo de operación, desempeño de la línea, e importancia operacional.

La periodicidad de limpieza de la faja y de la manutención de accesos es función del crecimiento vegetativo reinante y del levantamiento en el campo. En los programas anuales se debe informar las líneas, y los meses en que deben realizarse los servicios relacionados a los implicado anteriormente.

Los programas trimestrales son basados principalmente, en los análisis de las inspecciones realizadas y deben relacionar todos los servicios a ser desarrollados por los grupos de mantenimiento durante el trimestre considerado.

Para la elaboración de los programas trimestrales es necesario conocer:

- Los hombres X hora disponibles
- Los defectos detectados en las inspecciones
- Programaciones externas
- Servicios pendientes

Los hombres X hora disponible representan la cantidad de personal versus tiempo disponible en el trimestre a ser programado.

El análisis de los defectos de las inspecciones determinarán las prioridades de ejecución de los servicios de mantenimiento. Para la elaboración del programa se debe conocer también la cantidad de hombres por hora necesarios para la ejecución de cada servicio a ser programado.

Las programaciones externas deben ser incluidas y de acuerdo a las necesidades del sistema, se asociarán los hombres por hora necesarios para la ejecución de las tareas ya pesar de asociar otros servicios tales como:

- Reestructuración en el manejo de L/T y S/E
- Comisionamiento de L/T
- Ensayos
- Entrenamientos
- Reformas de L/T
- Inspecciones especiales
- Limpieza de faja
- Mantenimiento de camino de acceso, etc.

Estos servicios asumirán prioridad absoluta a ser analizados y definidos como de fundamental importancia para el Sistema.

Los servicios pendientes del trimestre anterior serán contabilizados con los nuevos servicios resultado de las nuevas inspecciones, debiendo ser verificada la posibilidad de su programación.

Los programas trimestrales deben especificar las desconexiones que serán realizadas, considerando:

- Nombre de la Línea
- Fecha
- Horario (Inicio-Término)
- Hombres necesarios
- Servicio programado
- Detalle y listado
- Estructuras a ser atendidas

Por ello se justifica la importancia que tiene el mantenimiento preventivo programado, ya que se los efectúa con el fin de evitar fallas que generen los trabajos correctivos y se programa en una o más rutinas sobre la base de parámetros de diseño y condiciones de trabajo apoyadas en las experiencias mismas de la operación, y en las recomendaciones de los fabricantes aportadas en las guías, manuales e inspecciones ejercidas a las líneas. Lográndose de esta manera improvisaciones o daños innecesarios que ocasionen los trabajos de reparación.

Sin embargo, no es el trabajo de mantenimiento preventivo que deberá ser planeado, sino todas las actividades atrasadas como reparaciones, partes de stock, órdenes de trabajo inconclusas, etc.

Un programa de mantenimiento requiere:

- Registro de Líneas
- Actividades por Línea
- Procedimientos

En éste capítulo se describe un método para la elaboración del programa de mantenimiento, a través de bases de datos que posibilitan diversos análisis y aplicaciones relativos al programa.

4.2.- CLASIFICACIÓN Y CODIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS

La EEASA dispone de las siguientes líneas de subtransmisión:

CODIGO	LÍNEA	TENSION
50	TOTORAS-ORIENTE	69 Kv.
51	ORIENTE-LORETO	69 Kv.
	INT. ORIENTE-LORETO	13.8 Kv.
	INT. ORIENTE-LLIGUA	13.8 Kv.
	INT. LORETO-BATAN	13.8 Kv.
57	ORIENTE-AMBATO	69 Kv.
58	AMBATO-SAMANGA	69 Kv.
59	SAMANGA-ATOCHA	69 Kv.
60	ATOCHA-HUACHI	69 Kv.
62	TOTORAS-PELILEO	69 Kv.
63	PELILEO-BAÑOS	69 Kv.
64	BAÑOS-PUYO	138 Kv.
67	PUYO-TENA	69 Kv.
65	TOTORAS-MONTALVO	69 Kv.
66	MONTALVO-HUACHI	69 Kv.

La Empresa Eléctrica ha mantenido esta codificación por más de 15 años, pero actualmente éste tipo de código no es el apropiado para las líneas, por interferir con los códigos de los alimentadores, haciéndose necesario adoptar una nomenclatura más sencilla y práctica como:

CODIGO	LÍNEA	TENSION
100	TOTORAS-ORIENTE	69 Kv.
101	ORIENTE-LORETO	69 Kv.
102	INT. ORIENTE-LORETO	13.8 Kv.
103	INT. ORIENTE-LLIGUA	13.8 Kv.
104	INT. LORETO-BATAN	13.8 Kv.
105	ORIENTE-AMBATO	69 Kv.
106	AMBATO-SAMANGA	69 Kv.
107	SAMANGA-ATOCHA	69 Kv.
108	ATOCHA-HUACHI	69 Kv.
109	TOTORAS-PELILEO	69 Kv.
110	PELILEO-BAÑOS	69 Kv.
111	BAÑOS-PUYO	138 Kv.
112	PUYO-TENA	69 Kv.
113	TOTORAS-MONTALVO	69 Kv.
114	MONTALVO-HUACHI	69 Kv.

4.2.1.-Descripción General de las Líneas

Totoras-Oriente (69 Kv).- Esta Línea tiene las siguientes características:

ESTRUCTURA	CANTIDAD
HR-1-G	7
S-1-G	28
T-R	3
R-1-G	2
TOTAL	40

Calibre-Material:	226.8 MCM-ACSR PARTRIDGE
Longitud:	6 Km
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv

Oriente-Loreto (69 Kv):

ESTRUCTURA	CANTIDAD
HR-1-G	2
S-1-G	4
T-S	2
T-R	11
TOTAL	19

Calibre Material:	300 MCM -- ACSR PARTRIDGE
Longitud:	2.0 Km
Capacidad:	400 Amp.
Voltaje:	69 Kv.

Oriente-Loreto.- De acuerdo a como la Línea está construida se ha tomado en consideración el hecho de que ésta arranca a unos 500 mts. desde la S/E Samanga de Inecel. Por lo que se ha recalculado la Impedancia de la Línea de S/T Oriente-Ambato

Longitud: 1766.33 mts
Calibre : 300 MCM Al, ACSR
Hilo de Guardia de Acero de 5/8"

Ubicación de Postes de Hormigón:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
E - 01	2
E - 03	1
E - 07	1
E - 08	1
E - 09	1
E - 10	2

Vestida de Estructuras.- De conformidad con los ángulos de deflexión y diseño, tipo de postes, torres, módulo de estructura a la S/E Loreto y arranque desde la línea existente en el sector de la península, se instaló los siguientes tipos de ensamblajes.

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
ESPECIAL	2
SU- Especial	2
RTH-1-G	2
A - 10	2
SU - 1 - G	1
TU - 1 - G	1
OLMO - 30	1
OLMO - 1	1

Interconexión Loreto-Batán: (13.8 Kv.)

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
TORRE METALICA	18
H - S	24
HR2	9
VP	4
VR2	1
TOTAL	56

Calibre-Material:	2/0 Cobre y Aluminio
Longitud:	2.0 Km.
Capacidad:	275 Amp.
Voltaje:	13.8 Kv

Ambato-Samanga:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	14
HS-1-G	13
S-1-G	1
TOTAL	28

Calibre-Material:	559.5 MCM-ACSR ARVIDAL
Longitud:	4.8 Km
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv

Samanga-Atocha:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	10
HS-1-G	8
S-1-G	4
TOTAL	22

Calibre-Material:	477.0 MCM-ACSR HAXK
Longitud:	4.5 Km
Capacidad:	470 Amp
Voltaje:	69 Kv

Atocha-Huachi:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	1
S-1-G	7
T-R	15
T-S	5
TOTAL	28

Calibre-Material:	477.0 MCM-AXSR PARTTRIDGE
Longitud:	8.24 Km
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv

Totoras-Pelileo:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	20
S-1-G	24
T- R	3
R-1-G	2
TOTAL	49

Calibre-Material:	266.8 MCM-AXSR PARTRIDGE
Longitud:	10.2 Km
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv

Pelileo-Baños:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	50
S-1-G	31
T-R	7
R-S	2
TOTAL	90

Calibre-Material:	266.8 MCM-AXSR PARTRIDGE
Longitud:	20.4 Km
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv

Baños-Puyo:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
SL2-BP	49
AR2-1	5
AL2-1	14
SP2-1	25
TOTAL	93

Calibre-Material:	266.8 MCM-AXSR PARTRIDGE
Longitud:	51.47 Km.
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	138 Kv.

Debido a las condiciones geológicas y climatológicas de la Región Oriental, la línea se encuentra en un riesgo permanente, que ha llegado a concluir en la necesidad de buscar las alternativas más adecuadas para preservar esta obra de vital importancia para la zona.

Totoras-Montalvo:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	4
HS-1-G	1
S-1-G	34
T-R	3
TOTAL	93

Calibre-Material:	477.0 MCM-ACSR PARTRIDGE
Longitud:	2.6 Km.
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv.

Montalvo-Huachi:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	2
T-S	6
S-1-G	19
T-R	5
TOTAL	32

Calibre-Material:	477.0 MCM-ACSR PARTRIDGE
Longitud:	8.0 Km.
Capacidad:	460 Amp.
Voltaje:	69 Kv.

Loreto- Península:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	1
HS-1-G	1
S-1-G	5
R-1-G	2
T-R	3
T-S	4
TOTAL	16

Calibre-Material:	477.0 MCM-ACSR PARTRIDGE
Longitud:	8.0 Km.
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv

Oriente-Ambato:

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
HR-1-G	1
T-R	7
T-S	1
TOTAL	9

Calibre-Material:	300 MCM-ACSR ARVIDAL
Longitud:	2.0 Km.
Capacidad:	460 Amp
Voltaje:	69 Kv.

Interconexión Oriente-Loreto: (13.8 Kv.)

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
H - S	33
HR2	7
TOTAL	40

Calibre-Material:	2/0 Cobre y Aluminio
Longitud:	2.0 Km.
Capacidad:	275 Amp.
Voltaje:	13.8 Kv.

EN DOS POSTES EN PORTICO

- Suspensión en pórtico: HS
- Terminal en pórtico: HR
- Retención en pórtico: HR2

Interconexión Oriente-Lligua: (13.8 Kv.)

ESTRUCTURAS	CANTIDAD
H-S	20
TORRE METALICA	11
VR2	8
TOTAL	39

Calibre-Material:	2/0 Aluminio y Cobre
Longitud:	8.0 Km.
Capacidad:	275 Amp.
Voltaje:	13.8 Kv.

4.3.- MANUAL DE TRABAJO

Este manual de trabajo debe contener la información necesaria para preparar los programas de mantenimiento. Además, constituye una herramienta de trabajo para elaborar los diversos planes y programas propios de la función de mantenimiento es decir planes y programas de:

- . Recursos Humanos y Materiales
- . Recursos Financieros
- . Capacitación

La EEASA dispone de una **HOJA DE REPORTE DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS**; la misma que contendrá todos los detalles de las Líneas. Para realizar éste reporte, el jefe de la Unidad de Mantenimiento señalará fecha y recursos necesarios para desarrollar el trabajo.

La Hoja de Reporte del Mantenimiento consta de los siguientes puntos:

- . Número de Estructura y Tipo de Estructura
- . Nivel de Voltaje
- . Camino de Acceso
- . Estado de Aisladores
- . Estado de Puesta a tierra
- . Faltante de Angulos
- . Construcción de casas
- . Estado de Bases y Estabilidad del terreno
- . Desbroce de Vegetación
- . Estado de Tensores
- . Puntos Calientes
- . Observaciones
- . Revisado
- . Aprobado

Este formulario presentado (Fig. N: 4.1) es la última versión que se enmarca de acuerdo a las necesidades actuales. El mismo que se lo ha obtenido tomando en cuenta las experiencias obtenidas por parte del personal.

4.3.1.-Recursos Disponibles para Mantenimiento

Recursos Humanos:

Para el Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, la EEASA dispone de las siguientes personas:

- . 1 Jefe de Unidad
- . 3 Electricistas (Incluido un chofer)

El personal indicado tiene dos funciones específicas: Realizar la limpieza de la vegetación dentro de la faja de servidumbre, en ciertos casos con el apoyo de personal especializado en la tala de árboles. La otra función es llenar el formulario con las novedades observadas en la línea para ser presentada a la jefatura de la sección.

El segundo grupo de personal que participa en forma puntual está compuesto de un jefe de grupo y 5 electricistas incluido un chofer. La función de éste personal es ejecutar el mantenimiento indicado en el reporte, en ciertos casos con el apoyo del primer grupo.

Recursos Materiales:

La EEASA dispone en bodega de todos los elementos necesarios para realizar labores de mantenimiento en general. A excepción de materiales para las torres de la línea Baños-Puyo, debido a que son de una configuración muy especial.

También la Empresa dispone de vehículos tipo jeep, camionetas, grúas y volquetes que facilitan el transporte del personal y de los materiales respectivos, excepto grúas para ingresar a caminos no carrosables.

Recursos Financieros:

Para su ejercicio económico, la Empresa considera las respectivas partidas presupuestarias donde se encuentran los fondos que se utilizarán para trabajos de operación y mantenimiento (a un año); y también aquellas que se realizarán mediante la apertura de órdenes de trabajo como son programar los gastos específicos de: reubicación de torres, construir cunetas, sembríos etc. Otro recurso que hay que tomar en cuenta es la contratación de un Ingeniero Geólogo y personal especializado para mantenimiento preventivo y correctivo, como ocurrió en el año 1997 en la Línea Baños-Puyo que se realizó un estudio de vulnerabilidad del suelo.

Si los estudios y trabajos a realizarse se encuentran fuera del alcance de la Empresa, ésta es la encargada de contratar empresas especializadas en mantenimiento de líneas como son:

- . NACYMEL
- . ELECDOR
- . ELECTRICAS DE MEDELLIN

Estas Empresas realizan trabajos a nivel de 69 Kv, 138 Kv y 230 Kv.; pero solamente realizan trabajos de gran magnitud como la construcción de líneas de transmisión del S.N.I. y líneas de Subtransmisión para la EEASA. Cabe mencionar que también realizan trabajos de mantenimiento a través de contrataciones del INECCEL para el S.N.I.

Recursos de Capacitación:

En cuanto a éste punto se refiere, la Empresa ha creado un Fondo General de Capacitación, dentro del cual un empleado o un Ingeniero de cualquier área puede solicitar un curso de capacitación sobre un tema específico que a él le interesare.

En el departamento del DOM los Ingenieros se capacitan considerando el tema de líneas de S/T una vez cada cinco año y los empleados lo hacen a su vez de parte de los Ingenieros capacitados.

4.3.2.-Coordinación en cuanto a desenergización de Líneas

De acuerdo al tipo de Mantenimiento que requiera una Línea de Subtransmisión, se procede a programar para desenergizarla. Para éste trabajo, la Empresa Eléctrica cuenta con un Programa de Flujos de Potencia mediante el cual se ve si es factible la transferencia de carga o no.

En el sistema en anillo donde están la mayoría de las líneas; no se tiene restricción en cuanto a transferencia de carga, debido a que el calibre de los conductores es 266 MCM en el tronco de la mayoría de los alimentadores primarios y 477 MCM en las líneas de S/T a 69 Kv.

Entonces para desenergizar una línea se sigue los siguientes procedimientos:

- a) Programación de recursos
- b) Comunicaciones entre S/Es para realizar maniobras y Centro de control CECON
- c) Coordinar para crear avisos de suspensión de servicio a sus abonados

4.3.3.-Epocas más probables para mantenimiento

En cuanto al mantenimiento preventivo de Líneas que viene realizando la Empresa, y por experiencia prácticas; las épocas del año más probables para éstos trabajos son los meses de Enero y Febrero en el primer semestre; Agosto y Septiembre en el segundo semestre.

Aquí, se debe hacer una aclaración en cuanto a éstos meses: Si las condiciones climáticas no permiten realizar el mantenimiento, es obligación del Jefe de la Unidad de Mantenimiento suspender dichos trabajos y reprogramar las labores de mantenimiento hasta cuando las condiciones climáticas lo permitan.

La provincia del Tungurahua tiene un clima templado; siendo casi nulas las salidas de las líneas por incidencias climáticas, como lo demuestran los gráficos del capítulo 2 (Figs. N: 2.21 a 2.24) según [Ref. 4 y 5].

En el caso de un mantenimiento correctivo a realizarse en el sistema radial, se trata en lo posible que no existan restricciones de energía, las mismas que sí son tomadas en cuenta en el sistema en anillo especialmente para los casos en que se presenta lluvia.

No sucede lo mismo en la Región Oriental ó (Zona 2), que con un clima húmedo, lluvioso y con descargas atmosféricas provocaría la salida de la línea Baño-Puyo en forma notoria. En consecuencia, un análisis más detallado de fallas debería implementarse calculando la tasa de falla (λ) en clima Normal y en clima Adverso [Ref. 16].

La Empresa Eléctrica tomando en cuenta las estadísticas realizadas, ha concluido que las condiciones más favorables para el desbroce de ésta línea son los meses de Julio, Agosto y Septiembre, porque las condiciones climáticas son menos severas para éste trabajo.

4.3.4.-Horarios Propicios

Para el mantenimiento de las líneas de S/T, la Empresa considera conveniente que se comience las labores de mantenimiento desde las 8 a.m. hasta las 4 p.m. en una sola jornada debido a que los recorridos son extensos y laboriosos.

El Ingeniero de mantenimiento ha calculado que realizar el mantenimiento con relación al **desbroce de la vegetación** y la obtención del reporte de las novedades de cada una de las líneas le lleva alrededor de 3 días; lo que significa que para realizar el mantenimiento de las 12 líneas tomarán 36 días (un mes y medio) aproximadamente.

El mismo personal que realiza mantenimiento de líneas realiza el mantenimiento de subestaciones pero en otro horario programado. En caso de existir alguna emergencia en una de las S/Es durante la realización del mantenimiento de líneas, el Jefe de la Unidad de Mantenimiento suspenderá las labores de mantenimiento para atender lo más pronto dicha emergencia.

En lo referente a la zona 2 (línea Baños-Puyo), el horario más propicio para realizar labores de mantenimiento es desde las 7 a.m. hasta las 5 p.m. en jornada única. Y dependiendo del estado del tiempo se continúa o se concluyen los trabajos hasta nueva orden.

4.4.-OBRAS CIVILES

La EEASA dispone de una Ingeniero Civil quien organiza y realiza estudios de topografía, análisis de suelos, desbanques, etc. Pero dentro del estudio del mantenimiento de líneas los problemas son sólo en forma puntual como:

- Deslizamientos de tierra
- Desnivelaciones
- Análisis de suelos
- Estudios de estabilidad de estructuras

Además, la Empresa solicita asesoramiento continuo de Geólogos (INECEL), o profesionales con experiencia en el tema quienes realizan estudios y monitorean la zona, así como también analizan taludes, vientos, etc. Este personal presenta el informe respectivo a la EEASA, a través del cual se ejecutan los correctivos necesarios.

4.4.1.- Estudio de vulnerabilidad

La EEASA solicitó la colaboración de Ingenieros Geólogos del INECEL, con la finalidad de realizar estudios de vulnerabilidad de la Línea Baños-Puyo ante las amenazas de origen geológico con énfasis en los fenómenos morfodinámicos que pueden afectar la ruta [Ref. 17].

Geomorfología

La geomorfología de la ruta por donde atraviesa la línea, está determinada principalmente por el aspecto litológico y morfológico; con éste análisis se han clasificado varios sectores con características geológicas propias.

Nariz Topográfica.-

Se denomina así a una divisoria de agua o línea de cumbre de pendiente fuerte

Silla Topográfica.-

Es un sector relativamente alto de la divisoria de pendiente suave y que es limitado por dos narices topográficas.

Cuchilla Topográfica.-

Se llama así a una divisoria relativamente extensa y de pendiente suave.

La ruta por donde fue construida la L/T Baños-Puyo es de geología muy compleja, que actualmente se manifiestan procesos morfodinámicos a lo largo de la misma.

En general los sitios de implantación de las estructuras presentan condiciones satisfactorias, desde el punto de vista de la estabilidad.

Se ha observado a lo largo de la ruta Baños-Puyo que la vegetación crece rápidamente y se halla muy cercana a los cables de conducción, por lo tanto se recomienda urgente realizar el mantenimiento de la misma de acuerdo a los programas realizados.

En el caso de presentarse algún problema de estabilidad en el futuro y previo al tratamiento del mismo, se ve la necesidad de realizar alguna variante; los sitios más indicados para una implantación son las divisorias de agua, en donde no se ha identificado procesos morfodinámicos de acuerdo con el mapa al ser revisados en compañía de un ingeniero geólogo.

4.5.- PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Una vez que se han tomado en cuenta todos los ítems anteriores el Ingeniero Jefe de Subestaciones del (DOM) es el encargado de planificar y preparar los programas anuales de mantenimiento; los mismos que se los comienza a mediados del mes de julio para que entren en vigencia el siguiente año, sobre la base del mismo se obtiene el presupuesto respectivo que es enviado a la administración y al departamento financiero para que ellos aprueben dicho programa en un cierto período prudencial.

El programa anual de mantenimiento, será el documento definitivo del mantenimiento preventivo programado, y se lo obtiene de procesar la información obtenida en:

- El programa de indisponibilidad (restricciones) anual por mantenimiento
- Elaboración del programa anual de mantenimiento preliminar

4.5.1.- Programa Anual de Mantenimiento Preliminar

Cada Jefe de mantenimiento debe realizar el programa anual de las actividades por equipos de su respectiva área, con ayuda del supervisor y sus ejecutores.

La información obtenida durante estas actividades es voluminosa por lo cual es conveniente e importante que el personal tenga una concepción clara del potencial de la informática como herramienta útil y eficaz para éste tipo de actividades.

Por éste motivo, es conveniente utilizar computadoras para ingresar toda la información necesaria en bases de datos; ya que tienen grandes ventajas como flexibilidad, ajustes y correcciones rápidas, intercambiar información mediante redes, etc.

Inventario de Líneas

Como primer paso para el desarrollo del programa de mantenimiento se debe comenzar con el inventario de bienes e instalaciones al servicio de la Unidad Operativa, que para nuestro caso son las Líneas de Subtransmisión.

A continuación, hay que codificar los equipos (Líneas) según la metodología del Comité de Administración del Mantenimiento CAM, para establecer las actividades de mantenimiento técnicamente convenientes para cada uno de ellos [Ref. 18]. Aquí, se recopila información de:

- Programas de mantenimiento de otras unidades operativas tanto del país como del extranjero.
- Manuales propios de los equipos de la Unidad Operativa.
- Textos sobre la materia y programas existentes.

4.6.- PROGRAMACIÓN DE RECURSOS UTILIZADOS

La programación de los recursos tanto humanos como materiales serán elaborados tomando en cuenta la recopilación de la información siguiente:

- En los requerimientos del personal para el cumplimiento del programa, hay que resaltar un aspecto muy importante relacionado a la cuadrilla de personas que trabajan para el DOM. Con experiencias de años anteriores los Ingenieros de Mantenimiento han notado que los trabajadores vienen desarrollando destrezas y habilidades en ciertas funciones como por ejemplo: tendido de líneas, parada de postes de 16,5 mts., montajes de torres, fiscalización de obras civiles para la fundición de torres metálicas, detección inmediata de fallas, trabajos manuales, etc. Por lo tanto, es mas fácil reparar un daño si se toma en cuenta la consideración anterior.
- Requerimientos de suministros: materiales, repuestos, herramientas y equipos para el cumplimiento del programa
- Disponibilidad de recursos materiales en bodega.

La información obtenida en el cronograma puede ser utilizada para planificar los recursos humanos y materiales del año correspondiente, ya que permite determinar las épocas de uso intensivo de esos recursos o que requieran de contrataciones temporales; aquellas épocas de menor necesidad se pueden facilitar al personal el uso de sus vacaciones, cursos de capacitación u otros aspectos.

Para el financiamiento de los recursos económicos necesarios para el cumplimiento del programa, se deberá elaborar el presupuesto correspondiente y enviarlo al Departamento Financiero.

4.7.- CONTROL EN LA PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Los sistemas Administrativos del Mantenimiento tienen el propósito de conservar, administrar y operar las instalaciones, asegurando la confiabilidad y disponibilidad de los mismos al mínimo costo.

El objetivo del control en el programa de mantenimiento es el de canalizar, planificar y programar la demanda de trabajo. Como por ejemplo que el volumen de trabajo esté de acuerdo con los recursos disponibles (mano de obra, materiales y contratos).

Los elementos que se pueden controlar y que tienen relación con el mantenimiento son:

- Las personas que ejecutan las labores del mantenimiento.
- Los equipos e instalaciones que requieren esfuerzos de Operación y Mantenimiento.
- Los materiales y repuestos.
- Los costos de mantenimiento.

Por lo tanto las áreas de responsabilidad de un Sistema de Administración de mantenimiento serían:

- Control del Trabajo
- Control de Equipos
- Control de Materiales
- Control de Costos

1.- Control del Trabajo

Este tipo de control se constituye como una guía tanto para la Operación como para el Mantenimiento, lográndose un trabajo óptimo y confiable. Esto implica la toma de decisiones en el ámbito de supervisión basándose en la siguiente filosofía.

- a) La planificación es la base para el control
- b) La información es la Guía para el control
- c) La acción es la esencia para el control

El sistema de control de trabajo a diseñar, estará fundamentado en pasos básicos del flujo de procesamiento y del control de una orden de trabajo; ya sea que se genere del programa anual de mantenimiento o a través de una solicitud de trabajo.

El documento básico de comunicación en el sistema de control de trabajo, es la **ORDEN DE TRABAJO** en donde además de ésta se puede obtener información respecto a:

- ¿ Qué tuvo que hacer?
- ¿ Dónde lo hizo?
- ¿ Quién realizó?
- ¿ Quién autorizó?
- ¿ Cuánto tiempo empleó?
- ¿ Que materiales utilizó?
- ¿ Cuánto costó?

2. - Control de Equipos

El objetivo será el de archivar, informar y permitir el análisis de la información significativa sobre las actividades de mantenimiento realizadas.

El control de equipos tiene las siguientes responsabilidades:

- Seleccionar los equipos a ser utilizados en el monitoreo de las líneas.
- Identificación y codificación de los equipos.
- Desarrollo de los programas de mantenimiento preventivo.
- Actualización de los programas de mantenimiento de acuerdo a los resultados prácticos de su aplicación.
- Abrir y actualizar archivos técnicos e historiales, biblioteca técnica y una planoteca.
- Mantener archivos técnicos e historiales para cada línea.

El Sistema de control de líneas constará de los siguientes archivos:

- **Archivo Técnico de las líneas.-**

Contempla la información básica como: planos, especificaciones, pruebas, lista de repuestos, órdenes de compra, contratos de mantenimiento, etc.

- **Historial de las líneas e Instalaciones.-**

Información dinámica como: Ordenes de trabajo, fallas, reparaciones, inspecciones, etc.

3.- Control de Materiales y Repuestos

En la elaboración de los procedimientos asociados a las actividades de mantenimiento por líneas intervienen entre otros factores los materiales, repuestos y herramientas; cuya existencia deberá ser verificada por el Guardalmacén de la bodega de la Unidad Operativa. En el caso de no existir los materiales requeridos será necesario la realización de adquisiciones a través de compras locales o importaciones que serán supervisadas por el Departamento de Administración.

En el reporte del trabajo de mantenimiento realizado se dispone de la información acerca de los materiales y repuestos utilizados. Cuyos costos son cuantificados por el delegado administrativo y el asistente de programación y control.

4.- Control de Costos

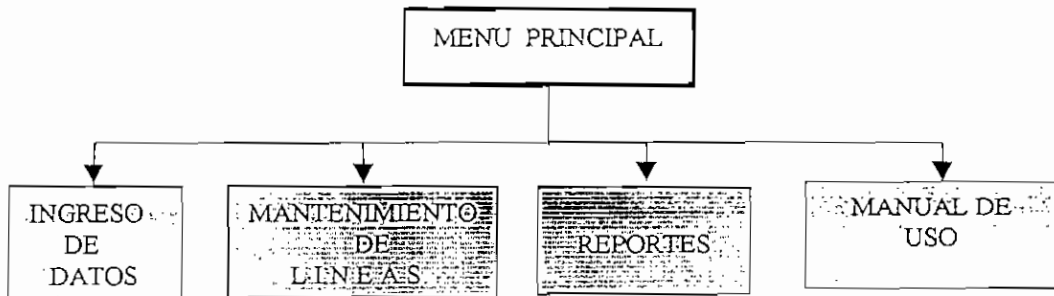
Establecer los costos referentes a mano de obra, materiales, repuestos y otros; los mismos que serán contabilizados en el reporte del trabajo realizado.

Finalmente el Jefe de Mantenimiento deberá explorar, mejorar permanentemente los sistemas de control y evaluación a su alcance, de tal forma que el ejercicio de planeación sea lo más real posible; para cumplir los objetivos y metas inicialmente establecidos.

4.8.- DIAGRAMAS DE FLUJO, ÓRDEN DE TRABAJO, SOLICITUD DE TRABAJO Y REPORTES

4.8.1.- Flujogramas de la Programación del mantenimiento

Un programa de mantenimiento de Líneas debe constar de los siguientes puntos:



INGRESO DE DATOS:

- . Crea datos del reporte del mantenimiento
- . Crea datos Generales de las líneas (por códigos, características, estructuras)
- . Crea datos del mantenimiento realizado

MANTENIMIENTO DE LINEAS:

Preventivo:

- . Crea/Edita el Ultimo Mantenimiento.
- . Crea/Edita Códigos y características de las líneas.
- . Programa los recursos necesarios.
- . Analiza transferencias de carga.
- . Analiza quienes ejecutan la Obra.
- . Crea/Edita el próximo mantenimiento.

Correctivo:

- . Crea/Edita el Ultimo Mantenimiento.
- . Crea/Edita Códigos y características de las líneas.
- . Programa los recursos necesarios.
- . Analiza transferencias de carga.
- . Analiza quienes ejecutan la Obra.
- . Crea/Edita el próximo mantenimiento.
- . Crea /Edita respaldos.

REPORTES:

- . Indica Códigos y características de las Líneas; por estructuras y por Número de estructura.
- . Ultimo mantenimiento (Preventivo o Correctivo)
- . Nuevo mantenimiento (Preventivo o Correctivo) con sus respectivos recursos en caso de existir; de lo contrario hay que contratar personal privado.
- . Planificación del trabajo.
- . Trabajos ejecutados.
- . Actualiza datos.
- . Impresión de resultados.
- . Diario de Labores.

MANUAL DEL USO:

- . Manejo del Programa
- . Instrucciones de Ayuda
- . Tipo de lenguaje utilizado y versión

Para una correcta programación del Mantenimiento Preventivo y Correctivo, el personal encargado de la Programación y Control; tendrá que seguir paso a paso los diferentes Diagramas de flujo presentados. Fig. N: 4.2

Acciones de Mantenimiento Preventivo: (Fig. N: 4.3)

Según [Ref. 2] se tienen las siguientes acciones:

- a) El reajuste de conexiones en todas y cada una de las estructuras.
- b) El reajuste de conectores y accesorios de líneas como: grapas terminales, cadenas de aisladores, conectores de unión o de derivación, de amortiguadores de vibración y otros.
- c) Verificación del ángulo de protección de los conductores, para tomar acciones correctivas en caso de ser el adecuado.
- d) Chequeo de la correcta conexión a tierra de las estructuras y desde ésta hacia la malla de tierra.
- e) Limpieza y pintura de perfiles y accesorios de las estructuras.

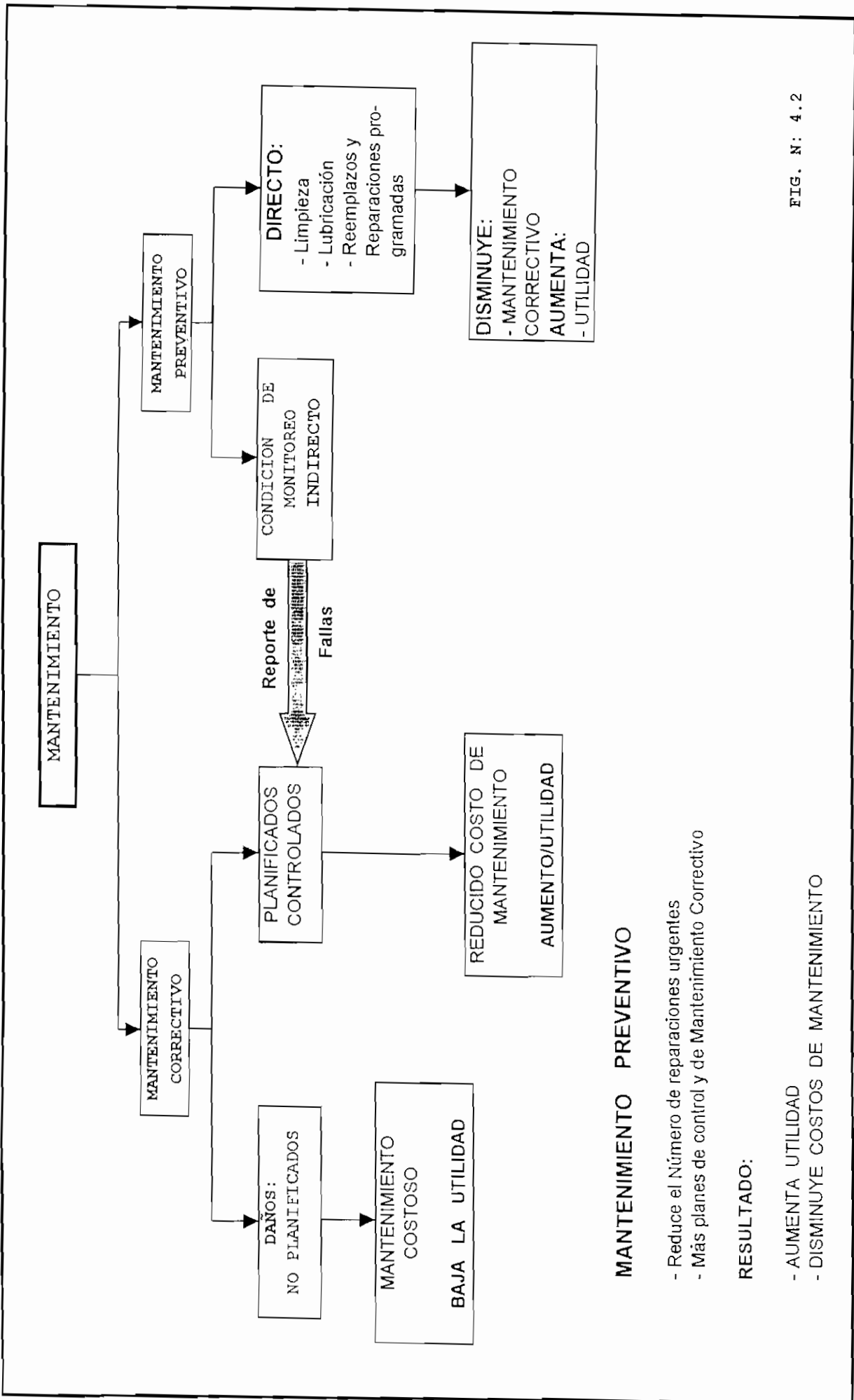
Acciones de Mantenimiento Correctivo: (Fig. N: 4.4)

Según [Ref. 2] se tienen las siguientes acciones:

- a) El reemplazo de aisladores, de cualquier tipo que se encuentren en mal estado, averiados o rotos.
- b) La reparación del conductor en los puntos en que se hallen averiados los hilos, colocando los preformados de reparación.

- c) El reemplazo de tramos o de vanos de conductor que se haya averiado por causa diversa.
- d) El reemplazo de torres metálicas o de postes que se hallen dañados o averiados por impactos fuertes, choques de vehículos u otros.
- e) La instalación o reposición de puntas de apantallamiento en las estructuras, de tal forma que mejore el nivel de aislamiento de la línea y a su vez establezca una mejor derivación a tierra de las descargas atmosféricas, evitando la actuación de las protecciones y desconexión de las líneas.
- f) Deberá realizarse una nueva medición de resistencia de tierra de cada estructura cada vez que se modifique las conexiones a tierra.

LAS GANANCIAS OLVIDADAS



MANTENIMIENTO PREVENTIVO

- Reduce el Número de reparaciones urgentes
- Más planes de control y de Mantenimiento Correctivo

RESULTADO:

- AUMENTA UTILIDAD
- DISMINUYE COSTOS DE MANTENIMIENTO

FIG. N: 4.2

FLUJOGRAMA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

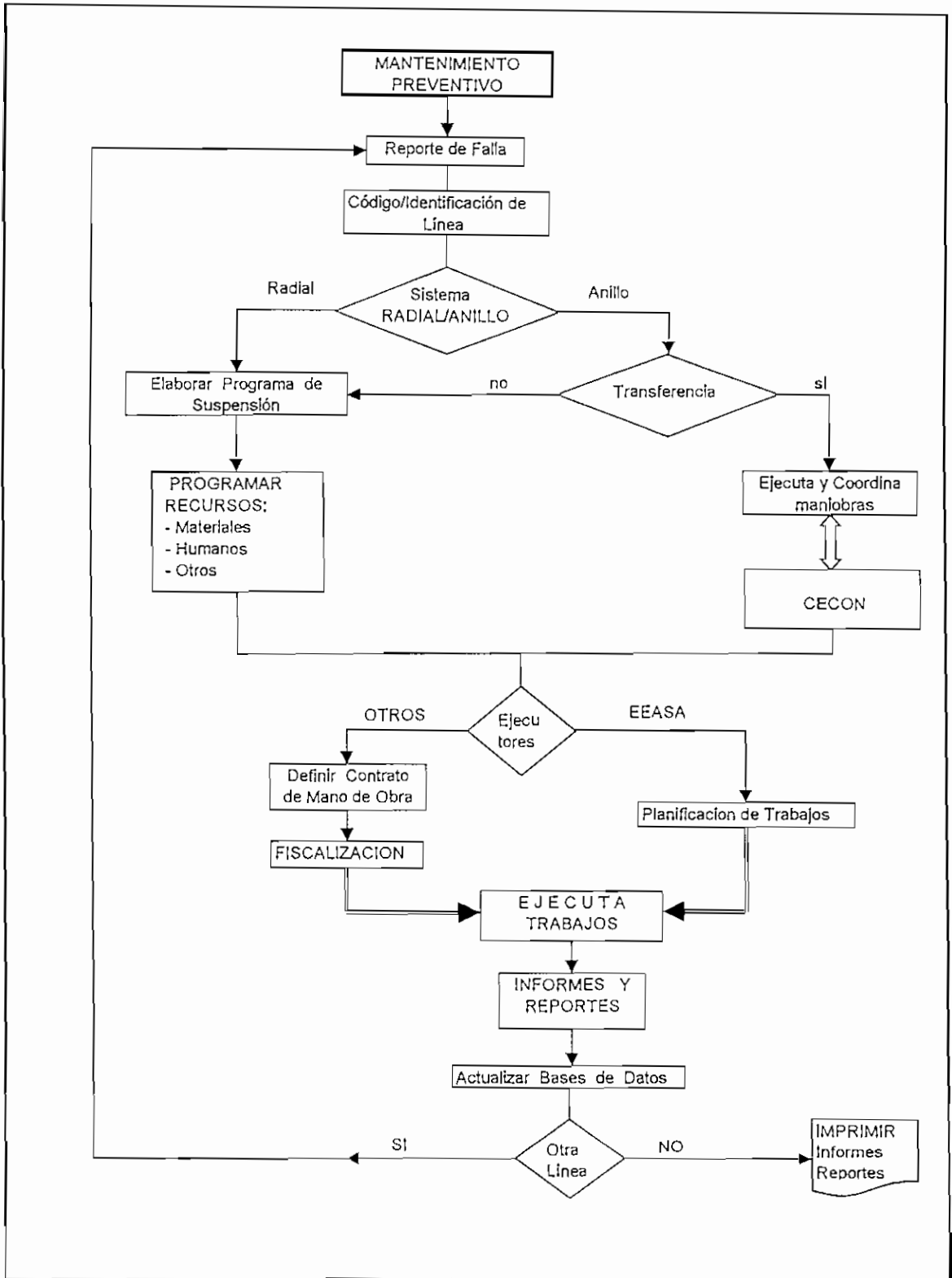


FIG. N: 4.3

FLUJOGRAMA DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO

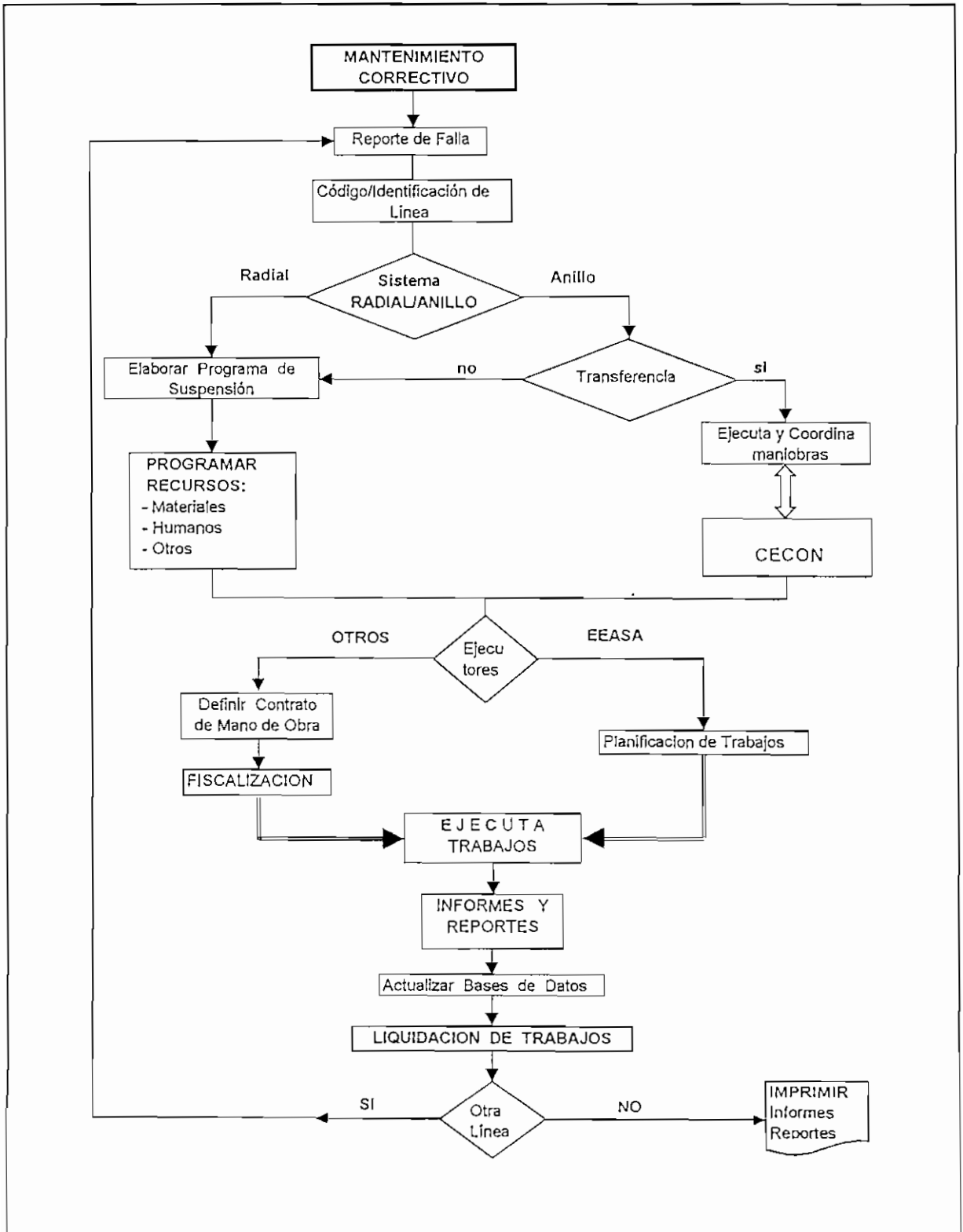


FIG. N: 4.4

4.8.2.- Orden de Trabajo

Su objetivo es llevar en forma organizada la ejecución de los trabajos y obtener la información para la administración del mantenimiento.

La orden de Trabajo permite el control tanto del trabajo como de los costos de mantenimiento, además de ayudar a preparar los informes que evalúan la carga y la cantidad de trabajo; suministra también información para crear un historial por cada labor que se realice en determinada línea. Y facilita la información para actualizar el archivo técnico y el inventario de la línea, considerando los materiales y repuestos empleados.

La Empresa Eléctrica Ambato realiza una orden de trabajo cuando las actividades a realizarse son de gran magnitud con un elevado gasto económico, dando a entender que trabajos pequeños como limpieza de vegetación en la faja de servidumbre de las líneas, mantenimiento de las torres, cambio de aisladores rotos, etc., no son llevados con un régimen administrativo, con la respectiva apertura de la orden de trabajo.

Para la aprobación de una orden individual de trabajo se debe seguir:

1.-Solicitud de disponibilidad presupuestaria y financiera

La misma que tiene como objetivo verificar la existencia de un presupuesto para la ejecución del trabajo planteado; además, de llevar el estado contable financiero del presupuesto solicitado. Otro objetivo es detallar de mejor manera todos los recursos necesarios para la ejecución de los trabajos de mantenimiento. Una vez presentada ésta solicitud al Departamento Financiero la aprobará o la negará dando sus correspondientes observaciones. El Formato de ésta Solicitud es: FOR-CP (REF: OIT-DOM) (Código adoptado por la Empresa), y se dirige del Director del departamento de Operación y Mantenimiento a la Dirección Financiera.

El segundo Documento adjunto es "Aprobación Orden Individual de Trabajo", el mismo que detallará que tipo de trabajo se va a realizar, quienes realizarán este trabajo, como también un resumen detallado de todos los trabajos planteados incluyendo un estimativo de tiempos. Pero lo más importante que presenta ésta Aprobación de orden de trabajo es el presupuesto estimado de materiales, mano de obra, transporte, contratos, gastos administrativos, material a adquirirse y otros, etc.

La aprobación de la respectiva orden de trabajo se encuentra a cargo de Gerencia y del Director Financiero; la supervisión estará a cargo de los ejecutores, que el caso de la EEASA son los departamentos técnicos en el área de Subtransmisión.

2.- Informe de Conclusión de Trabajos

En éste Informe se detallan los materiales egresados, materiales devueltos, materiales reingresados con su respectivo costo. Como también el costo referencial de la mano de obra, transporte y período de ejecución; el costo de la mano de obra contratada en el caso de que existiera

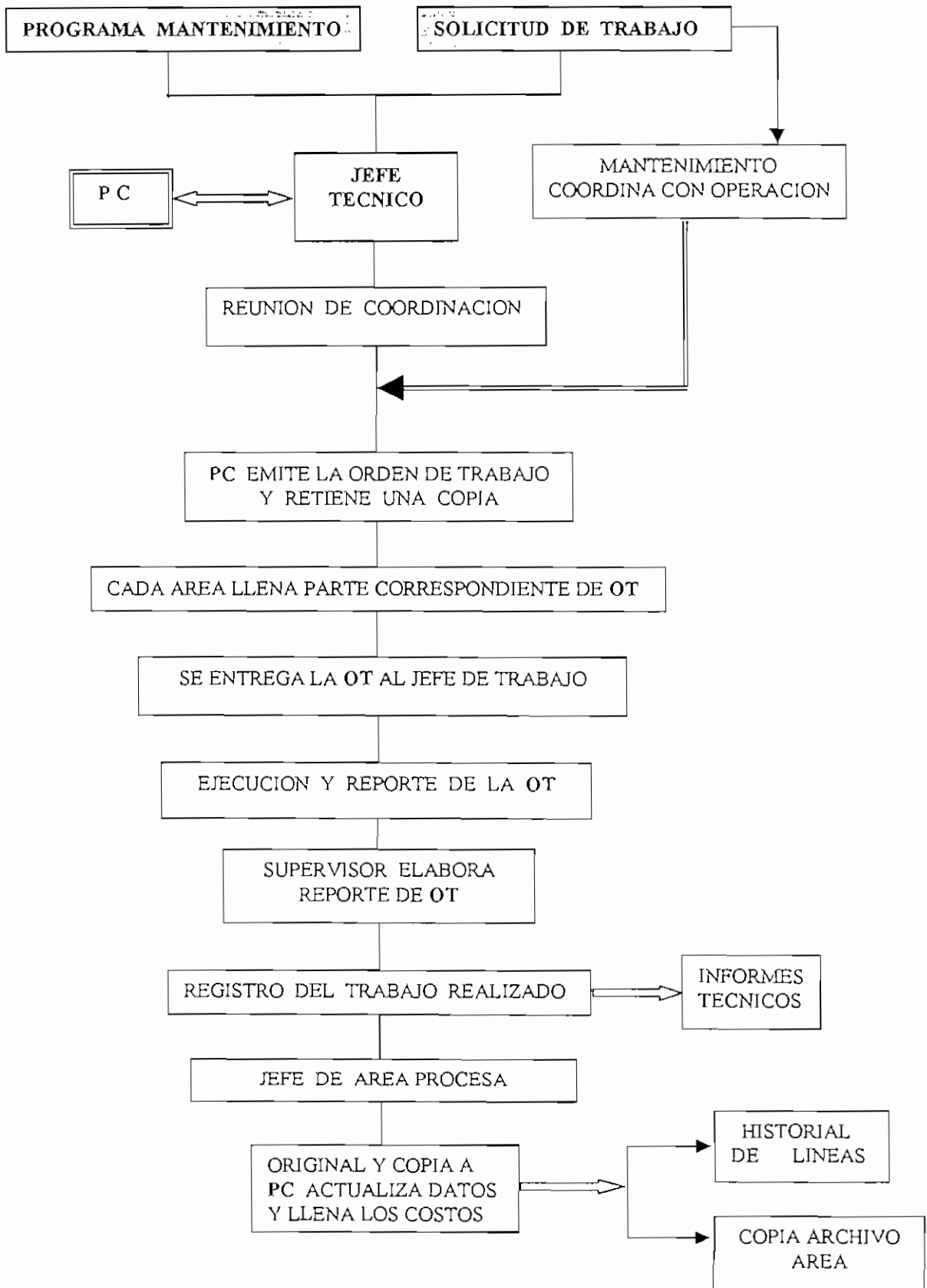
A partir de éste informe obtendremos los costos referenciales totales y un resumen de los trabajos ejecutados, con sus respectivas firmas de aprobación como son: Jefe de S/E, S/T y el Director del DOM. o DISCON

3.- Acta de Entrega-Recepción de Obras concluidas

En esta acta se detallarán puntos generales como también una constancia de la recepción y condiciones operativas de la obra, descripción de la obra, datos físicos de la obra (proyecto), anexos y por último observaciones. Las personas que revisan éste documento son: Jefe de Sección y Director del DOM, y/o DISCON.

El departamento administrativo de la Empresa no toma en cuenta la elaboración de órdenes de trabajo que involucren costos pequeños, como tampoco la realización de sus respectivas solicitudes de trabajo; dándoselas en forma verbal y sin llevar un registro de que tipo de actividades se están desarrollando. Por esta razón es conveniente que se realice las respectivas solicitudes de trabajo por más ínfimo trabajo que sea.

Flujograma de la Orden de Trabajo



4.8.3.- Solicitud de Trabajo

Conceptualmente todo trabajo que implique intervención a las líneas del sistema de potencia y que no este incluido en el programa anual de mantenimiento, debe ser solicitado a través de la apertura del formulario de solicitud de trabajo; éste trámite se realizará especialmente en los casos donde no existe la apertura de la orden de trabajo [Ref. 20].

Para estos casos están definidos los siguientes tipos de mantenimientos:

- Los mantenimientos correctivos que se deben realizar a las líneas a cargo de los centros productivos, por funcionamiento defectuoso, daño inminente o avería de hecho.
- Los mantenimientos preventivos no planeados que debe ejecutar las áreas de mantenimiento fuera del programa, aunque no hayan fallado, se requiere intervenirlos.

La Solicitud de Trabajo tiene como objetivo organizar las actividades de mantenimiento que no estén incluidas en los programas, ya sea por fallas de las líneas o por decisiones posteriores a la programación

Descripción:

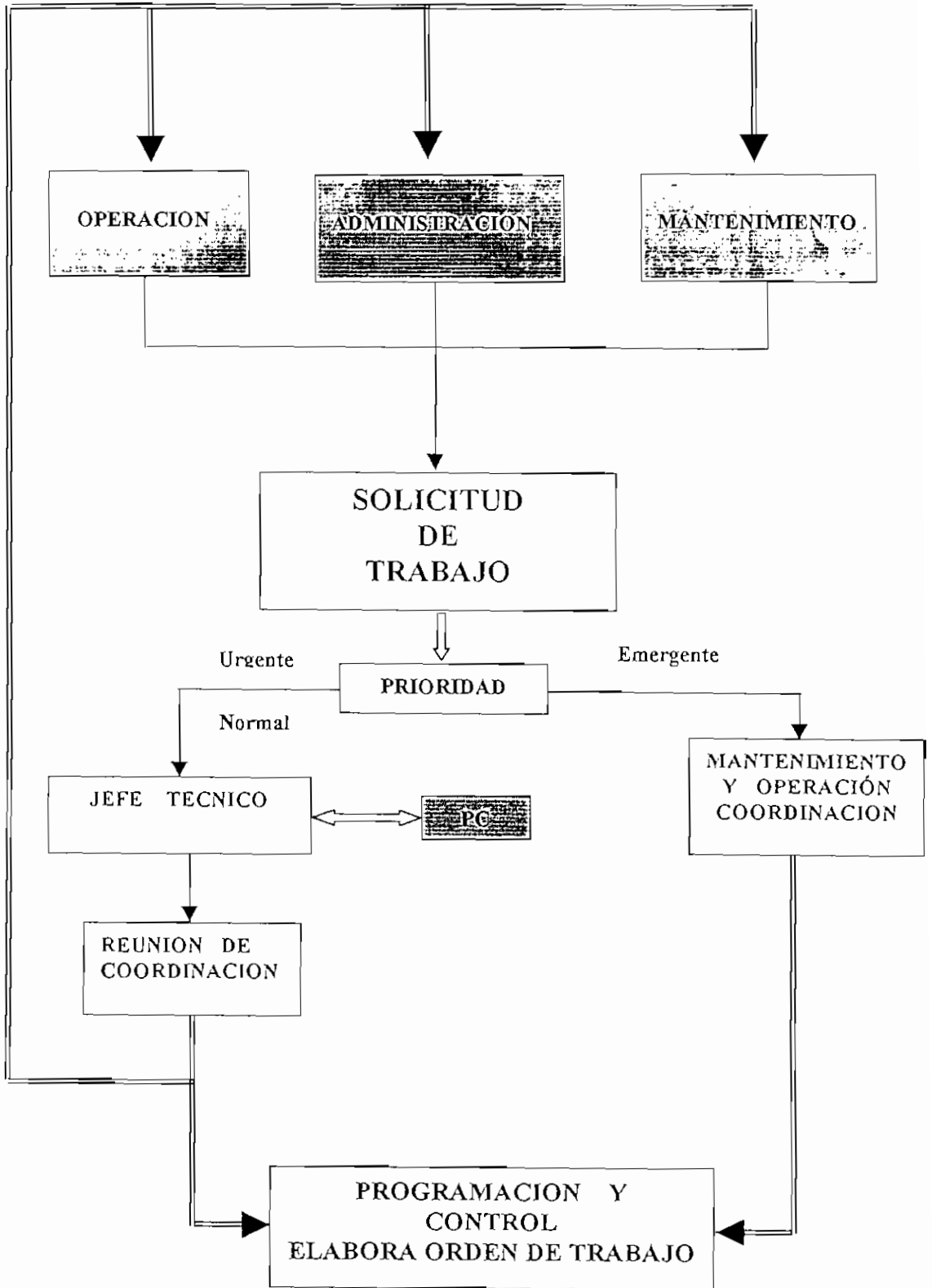
Una Solicitud de trabajo para Líneas que cumpla a cavallidad con todos los requerimientos para la EEASA. deberá contener el formato de la Fig. N: 4.5

4.8.4.- Reportes

Entre los reportes más importantes que viene realizando la Empresa Eléctrica Ambato para las líneas de subtransmisión se mencionan:

- Reporte del Mantenimiento Preventivo de Líneas
- Reporte o Informe diario de Labores

Flujograma de la Solicitud de Trabajo



SOLICITUD DE TRABAJO

SOLICITUD DE TRABAJO		Solicitud N:				
CODIGO DE IDENTIFICACION (LINEA):		FECHA <table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center; width: 60px;"> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;">/</td><td style="width: 20px; height: 20px;">/</td></tr> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;">/</td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td></tr> </table>	/	/	/	
/	/					
/						
LINEA/INTERCONEXION.....						
NIVEL DE TENSION:.....						
MOTIVO DE LA SOLICITUD.....		PRIORIDAD NORMAL: URGENTE: EMERGENTE:				
MEDIDA A TOMARSE.....		ELABORADO POR:..... APROBADO POR.....				
RESTRICCIONES DE TRABAJO:	NINGUNA : RESTRICCION : F/S :	RECIBIDO POR.....				
CONSIGNAR EQUIPO: SI..... NO.....		FECHA: <table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center; width: 60px;"> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;">/</td><td style="width: 20px; height: 20px;">/</td></tr> </table>	/	/		
/	/					
OBSERVACIONES.....						
RESPUESTA.....						
FIRMA:		HORA: <table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse; text-align: center; width: 60px;"> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;">/</td></tr> </table>	/			
/						

FIG. N: 4.5

4.9.- ADQUISICIÓN Y CONTROL DE STOCKS

Es importante que el capital no esté amortizado innecesariamente en stocks como partes de repuestos. Los niveles de restitución son establecidos para cada uno de los ítems del stock, que harán que una orden de requisición sea emitida o solicitada cuando el nivel de existencias haya llegado al punto en el que debe realizar el pedido

Los niveles de requisición están determinados mediante la consideración de factores tales como tiempos de entrega y cantidad utilizada como se indica en la Fig. N: 4.6

La cantidad de reposición deberá ser determinada para especificar el número de partes a ser ordenados o solicitados. Además, representa la diferencia entre el número máximo y mínimo de partes en stock.

En cuanto a tiempos de entrega estos pueden ser variados:

Nivel Corriente de Stock.-

Trabajando en forma continua en un sistema de partes de repuesto siempre es posible establecer el nivel de stock corriente de ítem en cualquier tiempo.

Nivel Mínimo de Stock.-

Es la cantidad de existencias mínimas que pueden ser aceptadas, representa el almacenaje temporal para evitar escasez.

Nivel Máximo de Stocks.-

Es el máximo número de partes que deberían estar en existencias en cualquier tiempo.

El Nivel de Reposición.-

El nivel de reposición es el nivel en el cual las nuevas partes deben ser solicitadas cuando el número de artículos en existencias no está por debajo del mínimo nivel de existencias.

A menudo, es difícil determinar la cantidad de reposición por la existencia de factores tales como los requerimientos actuales, facilidades de almacenaje etc.

El siguiente gráfico muestra la relación entre el nivel mínimo de stock, el nivel de existencia máximo, el nivel de reposición, el tiempo de entrega y la cantidad de reposición.

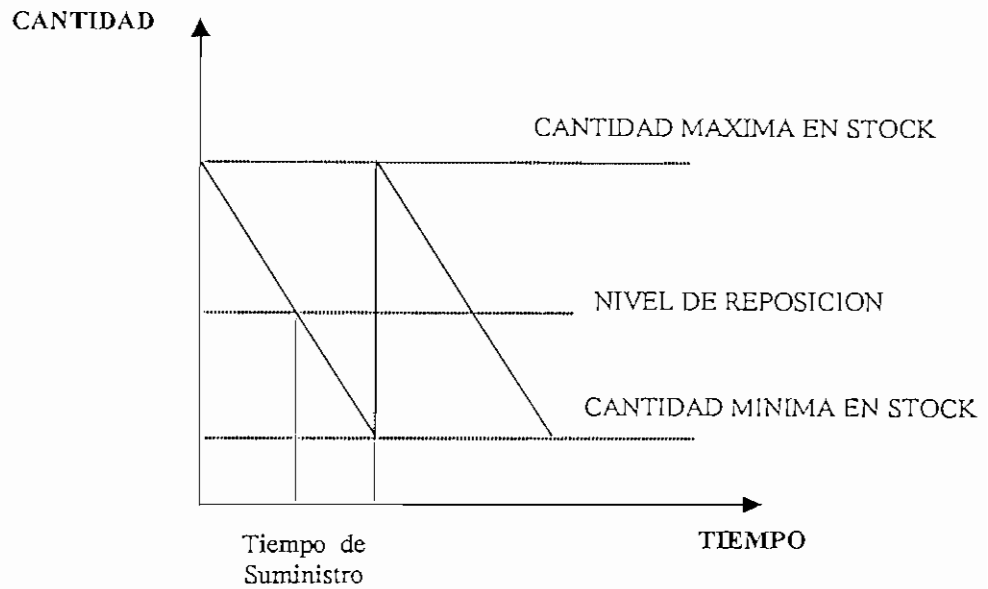


Fig: 4.6 Teoría de Mantenimiento de stocks

Las Bodegas que dispone la Empresa Eléctrica son cinco:

Bodega #1.- Aquí se registran todos los materiales concernientes a las líneas de subtransmisión y de distribución como: cables, alambres, aisladores, etc.

Bodega #2.- Aquí se encuentra todo material fungible para subestaciones como: aceites, guaipes, cinturones, etc.

Bodega #3.- Consta de Herrajes tanto para Distribución como para Subtransmisión

Bodega #4.- Materiales de alumbrado público

Bodega #5.- Materiales de comercialización como: medidores, tableros, etc.

La administración y control de bodegas se realizarán mediante el uso de los siguientes formularios:

- . Solicitud a almacén
- . Informe de recibo
- . Egresos de bodega
- . Transferencia de bodega
- . Nota de entrega de bienes de inventario
- . Nota de devolución de bienes de inventario
- . Informe de reclamo
- . Registro de materiales
- . Control de existencias
- . Tarjeta de identificación de materiales

4.9.1.- Solicitud Almacén

La EEASA tiene un formulario de solicitud de materiales a bodega, el mismo que es elaborado en las oficinas administrativas del Departamento Financiero al que pertenecen las cinco bodegas, respetando el orden numérico. Complementando a ésta solicitud van la firma de la persona solicitante y la aprobación de su respectivo Jefe de la Unidad Operativa.

Una vez legalizado este documento despacharán los materiales, repuestos, herramientas, etc. Dicha solicitud sale aprobada luego de la verificación que realiza el programa de bodegas, y que no permite elaborarla en caso de ausencia de stock. Si el material no se encuentra en bodega existen dos alternativas: la primera consiste en la adquisición por medio de la sección de compras perteneciente al departamento financiero, especialmente en aquellos casos que el monto supera un valor determinado y la segunda se procede a la adquisición directa.

4.9.2.- Informe de Recibo

Todas las adquisiciones de compras locales, importaciones, donaciones y transferencias; el bodeguero recibirá bajo su responsabilidad a través de **“Informe conforme”** en orden numérico, indicando claramente de donde provienen los artículos que ingresan.

La constancia de Recibido conforme por parte del guardalmacén es a través de un sello y la firma correspondiente, se cargarán los valores a la bodega respectiva.

4.9.3.- Egreso de Bodega

Todos aquellos materiales, herramientas, equipos, suministros, etc., que egresan de la bodega, serán respaldados a través de un formulario llamado **“Egreso de Bodega”** con un estricto orden numérico, inclusive adjuntando con los ejemplares que se los hubiere anulado; excepto las transferencias.

Aquí debe constar el número de solicitud de almacén como también la firma de la persona que retira y el que entrega el material de bodega.

Este formulario es muy importante para el guardalmacén, porque sobre la base del mismo se descargarán valores que originalmente fueron contabilizados a su cargo y responsabilidad.

4.9.4.- Transferencia de Bodega

Aquí se utilizará un formulario para registrar y contabilizar transferencias de materiales o bienes de inventarios entre las bodegas de la Unidad Operativa.

Previo a la transferencia el bodeguero exigirá el documento que respalde la misma, sea este un memorándum o solicitud de almacén firmado por el jefe de la unidad operativa solicitante.

La autorización para una transferencia es indispensable por parte del jefe de la Unidad Operativa que entregará los materiales o bienes.

La EEASA cada fin de año realiza un inventario a las bodegas con la finalidad de cuantificar y calificar el estado de los materiales. De acuerdo a éste informe se decide la transferencia de algunos materiales entre bodegas.

4.9.5.- Nota de entrega de Bienes de Inventario

Mediante éste formulario el Guardalmacén se descarga y responsabiliza a la persona solicitante, aquellos bienes que por su naturaleza constituyen activo fijo de la unidad operativa y que inicialmente ingresaron a la bodega.

En el informe mensual de movimiento de bodega, el bodeguero reportará estos egresos adjuntando los formularios “Egreso de Bodega” y la “Nota de entrega de bienes de inventario”

4.9.6.- Nota de Devolución de Bienes de Inventario

Aquí se harán constar las devoluciones de bienes de inventario que originalmente fueron entregados bajo la responsabilidad de una persona; antes de recibir el bien inventario, el guardalmacén debe revisar el estado físico y reportar en observaciones las novedades que haya encontrado.

Las copias de éste formulario serán remitidas a la oficina inventarios de contabilidad, con el objeto de descargar valores contabilizados a las personas que inicialmente solicitaron y utilizaron en determinado bien.

4.9.7.- Informe de Reclamo

El uso de éste documento se limita a reportar novedades en las entregas de materiales o bienes de inventario, remitidos por el departamento de adquisiciones; para la recepción y responsabilidad por parte del bodeguero.

Antes de firmar el “Informe de recibo” deberá previamente inspeccionar si los artículos que recibe concuerdan con el listado detallado en los documentos o facturas.

En caso de existir alguna novedad o inconformidad con cantidades y específicamente de los materiales o bienes, preparará el informe de reclamo respectivo notificando las novedades encontradas sobre la base de un memorando, y el departamento que adquirió dichas mercaderías procederá al reclamo correspondiente sea a la Compañía de Seguros, casa proveedora o bodega que transfiere.

4.9.8.- Registro de Materiales

El bodeguero llevará un control detallado y personal de todos aquellos bienes de inventario que haya entregado a los empleados y obreros de la unidad operativa a través de una tarjeta, en la cual se hará constar el número de la “Nota de entrega” con el cual retira el bien, su descripción, valor, fecha, etc.

En su parte reversa se registrarán las devoluciones realizadas por el funcionario y obrero.

Tarjetas Kardex

Con el uso de éstas tarjetas se llevan un control adecuado de las existencias de materiales y bienes cuyo stock estará determinado por los límites mínimo y máximo de existencias.

Es función del bodeguero con el asesoramiento de las áreas técnicas de acuerdo a sus necesidades agrupar los materiales y equipos por su naturaleza, como un ejemplo podemos mencionar: materiales importados, materiales de operación, mantenimiento, repuestos, herramientas, etc.

Es necesario señalar la importancia que significa en una bodega mantener el Kardex de existencia; facilita la fiscalización, toma de inventarios físicos y el control mismo de existencias.

4.9.9.- Control de Existencias (Movimiento de Bodega)

Este control se lo realiza sobre la base del kardex, en donde se va actualizando las cantidades de los materiales y la contabilidad general procede a registrar contablemente los egresos realizados por el guardalmacén, cuyo detalle reporta mensualmente a través de un informe.

Con un resumen apropiado el bodeguero de la Unidad Operativa descarga todos los valores contabilizados a su cargo por los ingresos realizados.

4.9.10.- Tarjeta de Identificación de Materiales

A través de ésta tarjeta se ubicará los materiales en el sitio en el que se encuentran almacenados, repuestos y bienes de las bodegas, para lo cual la tarjeta llevará claramente escrita el nombre del artículo, código, stock máximo y mínimo; ésta tarjeta irá junto a cada clase de artículo.

Actualmente todo el Sistema de Administración de Bodegas de la EEASA, se lo ha automatizado a través de un programa llamado “SISTEMA FINANCIERO”, el mismo que se lo ha realizado mediante una contratación externa e instalado en red con personal propio de la Empresa. Entre las numerosas ventajas de éste programa tenemos:

- Elimina gran cantidad de trámites
- Se puede acceder a cualquiera de las cinco bodegas, pero principalmente a las bodegas 1 y 3 que en conjunto disponen todos los materiales correspondientes a líneas de S/T, tanto para una nueva construcción como para mantenimiento.
- Se acortan los tiempos de solicitud y egresos de bodega
- Se lleva un registro adecuado de existencia de materiales y además se seleccionan aquellos materiales que han sido adquiridos para determinada actividad que se realizaría bajo la administración de una orden de trabajo. Impidiendo de ésta manera que otras áreas retiren éstos materiales para otros trabajos
- El programa previene compras o adquisiciones de materiales que se encuentran con Nivel mínimo. El mismo que es determinado sobre la base de los registros de utilización del último año.

4.9.11.- Administración de Bodega

Entre los objetivos más importantes se pueden mencionar:

- Estandarizar bajo normas y políticas comunes el funcionamiento de las Bodegas de las Unidades Operativas.
Esto se refiere a utilizar códigos para cada material a través de normas establecidas en el manejo de materiales o experiencias de otras Empresas del sector eléctrico.
- Determinar la Organización Administrativa y Funciones del personal responsable, para lo cual la organización de administración de bodegas se encuentra bajo la responsabilidad del director financiero, el mismo que tiene como apoyo aparte de los bodegueros una persona por cada bodega, quienes realizan el registro y avalúo del movimiento de cada bodega.
- Dotar de un instrumento de consulta de fácil comprensión y utilización al personal que interviene en el trámite. El instrumento se considera el software implementado para el manejo de las bodegas.

Entre las funciones y responsabilidades del personal de bodega:

- Se ocupa de la recepción, entrega y custodia de materiales de bodega y bienes de la Unidad Operativa
- Realiza y/o controla la recepción, clasificación, identificación, acondicionamiento y despacho de materiales, herramientas equipos, maquinaria y otros.
- Determinar los niveles máximos y mínimos de existencias en el caso de que el software tenga alguna contingencia, informar al Jefe del departamento financiero y departamentos técnicos para el trámite de adquisición.
- Suscribir actas de entrega-recepción de materiales.
- Efectuar entrega de materiales justificando su egreso.
- Facilitar al personal contratado la realización de inventarios periódicos de bienes a su cargo
- Elaborar informes periódicos sobre movimiento de bodega a su cargo.
- Mantener ordenado los materiales, repuestos, herramientas de acuerdo al uso o necesidad de la Unidad Operativa.

- Preparar y recomendar la baja de materiales, equipos, maquinaria u edificaciones debido a daños y/o obsolescencia, con el visto bueno y calificación de los departamentos técnicos.

4.9.12.- Auxiliar de Bodega

Esta persona encargada tiene las siguientes funciones:

- 1.- Verificar la legalidad de los documentos a tramitar
- 2.- Ubicar los materiales solicitados
- 3.- Registrar los movimientos de Bodega

El bodeguero recibe la requisición, revisa y efectúa lo siguiente:

a) *Existe Stock.-*

Despacha el material, legaliza el egreso y registra en Kardex correspondiente, retiene primera copia para su archivo y remite segunda copia para el interesado, una tercera copia para los departamentos técnicos y el original conjuntamente con el informe mensual de movimiento de materiales al Departamento Financiero para su revisión y trámite al departamento de Contabilidad.

b) *Stock Parcial.-*

Se despacha únicamente los materiales existentes y los que no son de existencias de bodega se procede mediante las dos opciones mencionadas anteriormente.

c) *No Hay Stock.-*

El trámite no es permitido realizar por el programa y se realiza el seguimiento mediante el ítem (b)

Flujogramas para la realización de un Egreso de Bodega

Un egreso se entiende a la operación de salida de materiales, suministros de oficina y bienes en general que se encuentran bajo la responsabilidad del personal de bodega.

Para ejecutar una orden de trabajo se necesita de recursos materiales, que para obtenerlos, el proceso a seguirse se describe a través de los siguientes flujogramas Figs. N: 4.7 y N: 4.8

EGRESO DE BODEGA

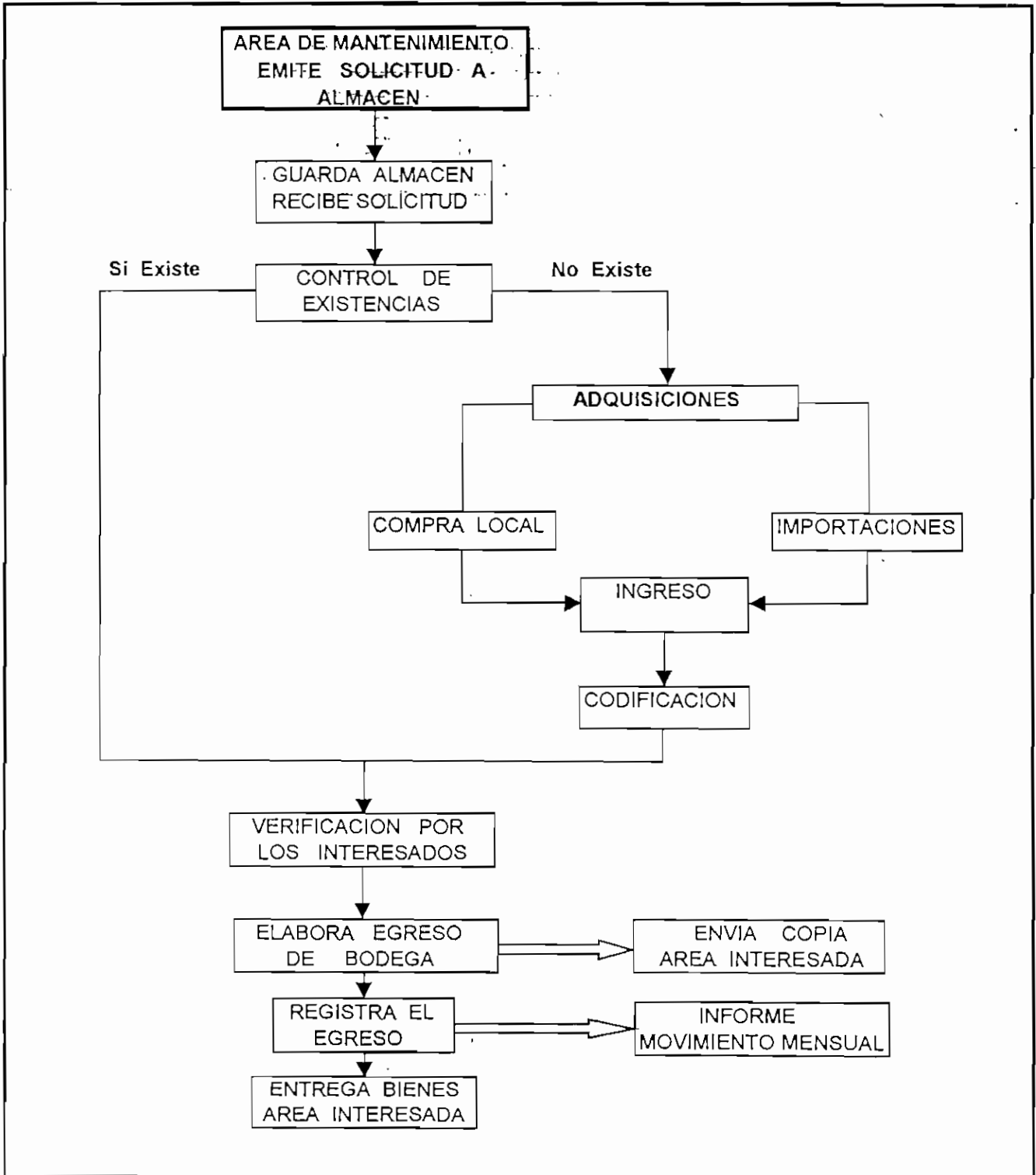
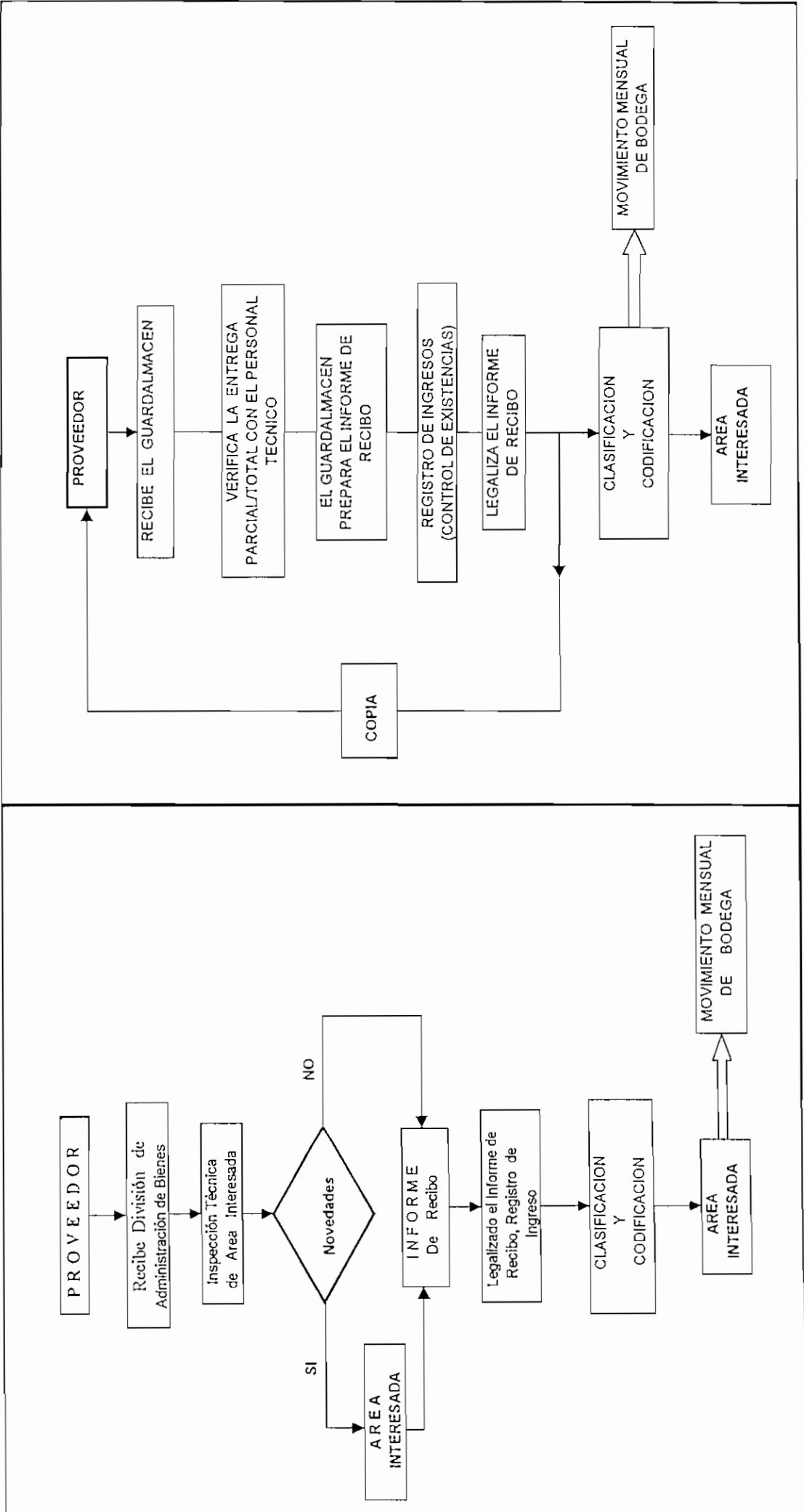


FIG. N: 4.7



IMPORTACIONES

COMPRA LOCAL

(FIG. N: 4.8)

4.10.- INFORMES

Un informe es el recopilamiento sistemático de todas las actividades realizadas por una área de mantenimiento dentro de un período establecido. Y su objetivo principal es llegar a una evaluación técnica, con la finalidad de tomar decisiones futuras.

Todo trabajo es realizado siempre a través de una Orden de Trabajo, ya que ésta permite el control tanto del trabajo adecuado como los costos generados en las actividades de mantenimiento con el fin de evaluar la carga y cantidad de trabajo ejecutado

La Empresa Eléctrica para tener un mayor control de todas sus actividades ejecutadas, realiza Informes mensuales, trimestrales y anuales como:

- Informe Anual de Actividades (Sección S/E y Líneas de S/T)
- Informe de Labores mensuales
- Informe diario de Labores (Rutina)
- Informe Técnico
- Informe Mensual de Actividades
- Informe de Interrupciones mayores en el Sistema.

A manera de Información se detallan cada uno de los puntos mencionados

4.10.1.-Informe Anual de Actividades

Este informe se compone de dos partes:

Parte Teórica

El objetivo principal del presente Informe es presentar en detalle las actividades cumplidas, procediendo a ejecutar diferentes proyectos con el fin de mejorar las condiciones operativas de las distintas Subestaciones y líneas. Pero también se realizan ampliaciones para dar atención a necesidades presentadas en el sistema, para ello se describirán cada una de las ordenes de trabajo ejecutadas, algunas de las cuales no se terminan por varias circunstancias pero fundamentalmente por el retraso en la adquisición de materiales.

Otro objetivo para presentar éste informe tiene que ver con el grado de cumplimiento de las actividades programadas durante el año; además, como medio de consulta para otros departamentos de la Empresa Eléctrica Ambato.

En ésta parte teórica se incluye la atención que se da al Mantenimiento de Subestaciones y Líneas.

Mantenimiento de Subestaciones

Se ha considerado la atención a todas las Subestaciones que componen el sistema, ejecutando actividades de rutina y en ciertos casos la actividad ha estado encaminada al cambio o mejora de los equipos por necesidades del sistema como:

- Mantenimiento del banco de baterías
- Regeneración de aceites dieléctricos
- Verificación de cableado
- Calibración de equipos de medida y protección
- Monitoreo del estado operativo de los transformadores
- Automatización de S/Es
- Actualización de flujos de carga y cortocircuitos

Mantenimiento de Líneas de Subtransmisión

- Desbroce de las líneas localizadas en la Provincia del Tungurahua
- Atención a contingencias puntuales en las líneas

Otras Actividades

Dentro de las actividades del Mantenimiento podemos mencionar: revisión de primarios de distribución (contactos fijos y móviles), revisión de los partes diarios con un estudio previo para controlar la operación del sistema, procesamiento de información con el objeto de verificar las condiciones del sistema eléctrico, mantenimiento preventivo de servicios auxiliares, capacitación del personal entre otros.

- Operación del Sistema

La operación del sistema de subtransmisión estuvo encaminado a mantener las condiciones técnicas óptimas, tanto de las líneas de subtransmisión como de las S/Es del sistema.

Para mantener el sistema dentro de los parámetros técnicos aceptables se ha considerado el seguimiento de algunos parámetros como el disponer de la mejor condición para los primarios de distribución, evitando que ciertos alimentadores estén desbalanceados, para esto se consideró el realizar transferencia de carga.

Uno de los puntos importantes en la operación del sistema fue el observar que se cumpla con el valor de la potencia contratada en sus dos períodos anuales. Además, con la puesta en marcha del CECON se han automatizado 6 (seis) S/Es teniendo que adaptarse a nuevos procedimientos; siendo necesario crear un procedimiento base para operar el sistema con el nuevo equipamiento.

- Suministro de Potencia y Energía

El suministro de potencia y energía, tal como ocurre todos los años, en su mayor parte ha estado entregado por el S.N.I. y en pequeños porcentajes por la generación propia tanto hidráulica como térmica.

En cuanto a potencia y energía del S.N.I, ésta estuvo controlada sobre la base del contrato de suministro; ésta actividad debido a los egresos que representa para la Empresa, es quizá la actividad técnico-administrativa más importante.

- Parámetros Eléctricos del Sistema

En un sistema eléctrico de potencia, es importante controlar los diferentes parámetros eléctricos que se presentan, básicamente se consideran los niveles de voltaje, factor de potencia, consumo de energía, interrupciones de energía, factores de carga, demandas, pérdidas de energía, registros de operación de disyuntores y reconectores, entre los parámetros más importantes.

Parte Estadística

Los puntos más importantes que se realizan son:

- Resumen mensual de generación y suministros
- Consumo y costo de energía
- Curvas de carga
- Factor de potencia de S/Es
- Registro de operación de disyuntores (Alimentadores)
- Interrupciones por causa física de líneas o alimentadores
- Niveles de voltaje

4.10.2.- Informe de Labores Mensuales

Por medio del presente informe se pone en conocimiento las actividades más importantes desarrolladas durante el mes; entre las que se mencionan:

- Se realiza liquidación de Ordenes de Trabajo
- Se realiza el seguimiento de contratos
- Se elabora el presupuesto y la orden de trabajo para la puesta en operación de obras

Actividades Varias

- Se realizan estudios de instalación de relés
- Se da atención a memorandos
- Asistencia a charlas
- Asistencia a cursos
- Se realizan trámites para la adquisición de equipos
- Participación del personal de jefatura en actividades como el desbroce
- Coordinación con personal de otras empresas (Andinatel) para comunicaciones

4.10.3.- Informe Diario de Labores (Rutina)

En éste informe se llevan los registros de actividades diarias desarrolladas por el personal de mantenimiento de la Empresa Eléctrica. Además, constará el tipo de jornada de trabajo realizada como también la persona que ordenó dicha actividad.

4.10.4.- Informe Técnico

La realización del informe técnico se da cuando la Empresa Eléctrica realiza trabajos de mantenimiento que están fuera de la rutina, como por ejemplo: cambiar estructuras en un mantenimiento correctivo, mantenimiento de una subestación que se la realiza en periodos de 2 a 3 años, modificar las trayectorias de las estructuras, estudios de vulnerabilidad del suelo, etc.

Entonces los ingenieros realizan éste informe tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Haber encontrado puntos calientes
- Reposición de chicotes en puntos específicos
- Planos
- Estudio Previo de Factibilidad

4.10.5.- Informe Mensual de Actividades

Este informe lo realiza el Ing. Jefe de la Sección de Subestaciones para transferirlo al Ing. Director del DOM.

Aquí, deben constar todas las actividades realizadas en cuanto a mantenimiento de Líneas y Subestaciones se refiere. Además, de detallar las actividades cumplidas por el personal de la sección especialmente del grupo 09 (mantenimiento) y oficina, mencionando algunas actividades relevantes a cargo del personal del CECON.

Especificar las actividades ejecutadas a través de Ordenes de Trabajo, así como también indicar los cursos de capacitación que el personal ha tenido.

En cuanto al sistema también se considera hacer mantenimiento preventivo a los disyuntores en la parte de conectores, y cableado al tiempo de realizar una calibración a los equipos de medida.

Reorganizar actividades del personal del CECON, y reuniones de trabajo para ver las necesidades que se requieran y con relación a la Estadística se debe adjuntar los formularios mensuales de las diferentes S/Es en lo que tiene relación a: voltajes máximos y mínimos tanto a 69 Kv. como a 13.8 Kv.; factor de potencia máximo y mínimo, factor de carga, potencia máxima (Kw) y porcentaje de carga.

Incluido en éste informe se encuentra el Informe de Labores mensuales, el mismo que es realizado por el Ing. Jefe de Area de Subestaciones para dirigirlo al Ing. Jefe de Sección del DOM

4.10.6.- Informe de Interrupciones Mayores en el Sistema

En este informe constan todas las fallas que se presentan en el Sistema de la Empresa, tanto en Líneas como en Alimentadores. Así como también consta la causa Física, Origen y tipo de falla que se ha dado.

El personal de **CECON** es el encargado de tomar nota durante las 24 horas (en sus turnos respectivos) de todas las maniobras que se han ejecutado.

CAPITULO V

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1.- IMPORTANCIA

En la etapa de diseño de sistemas de distribución, el estudio de costos es la etapa más importante a considerarse. La Empresa Eléctrica Ambato tiene su mira puesta únicamente en minimizar los costos de inversión, sin tomar en consideración los gastos o las pérdidas que podría ocasionar a los usuarios la interrupción de servicio en un momento dado.

Las interrupciones de servicio medidos en términos de consumidores-horas o KVA-minutos son probablemente las más importantes medidas de funcionamiento del sistema y las pérdidas producidas. Del total de salidas, a los sistemas de distribución se les atribuye cerca del 80%; por esta razón el diseño y operación de los sistemas de distribución asegurando la calidad y continuidad del abastecimiento al abonado, es de vital importancia para el normal funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.

LA NECESIDAD DE UN PRECIO ECONÓMICO

La necesidad de un criterio económico al estudiar la confiabilidad de un sistema surge como resultado de las siguientes interrogantes: Hasta que punto se puede mejorar un sistema? ; Cuánto cuesta el suministro de Energía en éstas condiciones? ; Cuánto pierde un determinado tipo de usuario por la falta de energía eléctrica?. Inmediatamente a esto debe seguir la pregunta, pueden las empresas eléctricas y todas los usuarios cubrir éstos gastos?

Por ésta razón es necesario establecer una relación entre los niveles de confiabilidad y precios. En el ámbito mundial se acepta que la confiabilidad de un sistema puede ser mejorada incrementando la inversión, ya que al mismo tiempo los costos de interrupción decrecerán, pero hasta que punto?. Esto lleva al concepto de que un adecuado nivel de confiabilidad se logra cuando la suma de los costos de inversión más los costos de interrupción es mínima.

Los costos de salida pueden ser estimados asumiendo que toda la electricidad es utilizada con propósitos productivos, es decir que la electricidad es combinada con otras entradas y productos intermedios.

El Costo de las Interrupciones de Energía

Es un gran problema el determinar los costos verdaderos y totales de las interrupciones de energía. Dos aproximaciones aparecen como posibles: La primera, el costo de las interrupciones se ha hecho desde el punto de vista del consumidor de energía. Aquí, el costo de la interrupción puede variar inmensamente dependiendo del tipo de consumidor que sea. Un consumidor industrial puede sufrir pérdidas debidas a la pérdida de producción o daños en sus productos, daños en sus equipos, el cese de las facilidades de producción y trabajo, etc. Los consumidores domésticos pueden sufrir actuales pérdidas económicas sólo cuando la interrupción de energía es muy larga, pero también sufren

otras pérdidas incalculables asociadas con su confort y conveniencia. Además, de éstas pérdidas la sociedad en general pueden sufrir pérdidas intangibles asociadas con el orden público y con la seguridad individual y colectiva.

5.2.- RECURSOS HUMANOS Y MATERIALES

Recursos Humanos

Buena parte de los recursos económicos de los que dispone la Empresa son destinados para el mantenimiento de líneas y Subestaciones como se muestra a continuación:

EJECUTORES	PERSONAL	MATERIALES
Oficina	3 Ingenieros Eléctricos	
Grupo de Operación y Mantenimiento	3 Electricistas y 1 Chofer	Camioneta
Grupo de Líneas	5 Electricistas y 1 Chofer	Grúa y camioneta
Contratistas		

Recursos Materiales

La EEASA dispone al 100 % de los materiales que tienen relación con el mantenimiento de líneas; y los más importantes son:

CODIGO	MATERIAL	CANTIDAD
PSTHM00878	Poste hormigón 12.50 mts. 575 Kgs.H-II-1	150
ASLPR10135	Aislador porcelana tipo suspensión NEMA 52-3	500
CNCTR00093	Conector terminal Cu-Al 350 MCM	1200
CBLGL30366	Cable glands	3.000 mts.
CRCFE30160	Cruceta FE. Ángulo 60x60x6mm.X1.2 MTS.	40
GRPRT30298	Grapa retención terminal conductor 3/8 a 4/8	388
PRNM000979	Perno máquina 5/8x10	1.200

Costos Referenciales de Mano de Obra para 1998

1.- MANO DE OBRA PROPIA DE LA EMPRESA	
Los valores referenciales del costo horario de mano de obra son los siguientes:	
Trabajadores en general (escala 5 y 6)	\$ 23.486/hora
Electricistas	\$ 29.066/hora
Maquinistas, tableristas, Choferes y Jefes de grupo	\$ 31.346/hora
Jefes de Unidad	\$ 35.905/hora
Jefes de Area	\$ 37.530/hora
Jefes de Sección	\$ 40.782/hora
2.- TRANSPORTE	
El costo del transporte, se calculará en función del número de horas que el vehículo está destinado al proyecto, con los siguientes valores horarios:	
Vehículo liviano	\$ 10.204/hora
Vehículo pesado	\$ 19.400/hora
3.- DISEÑO	
El costo del diseño será calculado para cada proyecto, en función del tiempo utilizado por el profesional y personal de apoyo encargados, así como por los costos de los equipos usados.	
En caso de que esto no sea posible detallar, se calculará como el 5% de la sumatoria del valor de los materiales, mano de obra y transporte.	
4.- COSTOS INDIRECTOS (supervisión, dirección técnica y administración)	
Para proyectos cuya cuantía en materiales, mano de obra y transporte no superen los \$ 8'000.000, los costos indirectos se calcularán globalmente como el 15% de aquellos.	
Para presupuestos cuyo costo en materiales, mano de obra y transporte sea mayor a \$ 8'000.000, los costos indirectos se calcularán con los siguientes detalles e índices:	
- Supervisión y dirección técnica: 12% (mano de obra + transporte)	
- Administración del proyecto: 5% (materiales) + 11% (mano de obra)	

5.- CONTRATOS DE MANO DE OBRA

Para los contratos de mano de obra, los precios referenciales, por rubros, se detallan en el cuadro anexo.

Los costos indirectos para la administración de estos contratos de mano de obra, y los de construcción de partes y/o piezas de las instalaciones, se establecen en el 14% del monto total.

Los costos indirectos para la administración de contratos de provisión (adquisición de suministros o equipos especiales, se establecen en el 6% de su valor total)

Costo de administración para presupuestos de 1998

COSTO SUPERVISIÓN, DIRECCIÓN TÉCNICA Y ADMINISTRATIVOS

- El 15% del costo total del proyecto para presupuestos de hasta \$ 8'000.000
- Para presupuestos mayores al anterior:
 - El 7% del costo de materiales de bodega y de materiales reingresados
 - El 18 % del costo de mano de obra, personal empresa
 - El 14% del monto de contratos de mano de obra o construcción de piezas
 - El 6% del monto de contratos de suministros

5.3.- ÍNDICES DE COSTOS DE LA CONFIABILIDAD

En la Fig. N: 5.1 se pone de manifiesto el concepto de un nivel óptimo de confiabilidad punto en el cual se minimiza el costo total al equilibrarse los costos de Inversión con los costos de Interrupción.

Se asume como **COSTO TOTAL DEL SISTEMA** a la suma de los costos anuales de inversión más los costos de interrupción de servicio.

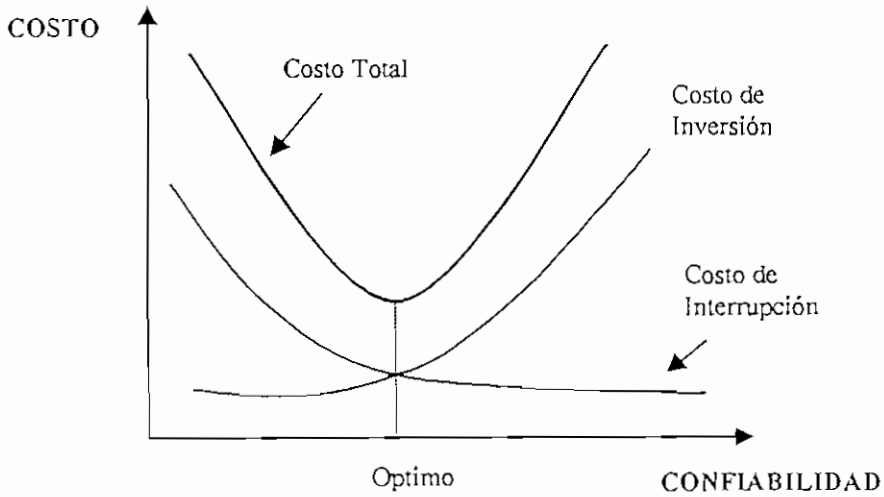


Fig. N:5.1 (Nivel Óptimo de Confiabilidad)

La frecuencia de falla (duración media de la interrupción) y el costo total del sistema por consumidor o por KVA de carga son los dos parámetros básicos para desarrollar un criterio para la evaluación del diseño de un sistema de distribución.

Índice de Costo de Confiabilidad (CRI)

Se lo define como el inverso del producto del costo total de la inversión anual del sistema por consumidor c (Costo de inversión más costo por mantenimiento anual) y el Índice de duración media de la interrupción del sistema SAIDI (System Average Interruption Duration Index) [Ref. 13].

$$CRI = \frac{1}{(c \times SAIDI)}$$

Esta es una medida del mérito del diseño de un sistema de distribución en términos de confiabilidad y costos combinados. Mientras mejor este el diseño de un sistema de subtransmisión, será más grande su índice de costo de confiabilidad o CRI

Indice de Costo Efectivo (CER)

Este es un índice usado para la evaluación del diseño de un sistema y costos combinados, el cual es igual a la relación de la variación del costo por consumidor Δc a la variación en el índice de duración media de la Interrupción $\Delta SAIDI$, [Ref. 13].

$$CER = \frac{\Delta c}{\Delta SAIDI}$$

Esta es una medida de los sures gastados en reducir la duración de la Interrupción a los consumidores. Mientras más pequeño sea el índice de costo efectivo CER, más eficiente en costo es el diseño de un sistema con la finalidad de mejorar su confiabilidad.

Se puede mencionar entonces que un diseño con el mejor CRI no puede necesariamente tener un pequeño CER. En tal caso, el índice CER puede ser usado como una guía para determinar prioridades de confiabilidad en el diseño de un sistema de subtransmisión.

El Índice CRI puede ser expresado en por unidad de un valor base conveniente para una más fácil comparación, de la siguiente manera:

$$CRI (pu) = \frac{(c \times SAIDI) \text{ base}}{c \times SAIDI}$$

Costo Total Anual

El costo total anual se define como la suma del Costo Anual de Inversión más el costo Anual de Interrupción de servicio mas los costos por mantenimiento y pérdidas eléctricas producidas. Esto es:

$$CT = CAINV + CAINTSER + CM + CS$$

Donde :

- CT = Costo total Anual
- CAINV = Costo Anual de Inversiones
- CAINTSER = Costo Anual de Interrupción del servicio
- CM = Costo de Mantenimiento
- CS = Costo de Pérdidas en las Líneas

Los costos por pérdidas en las líneas (CS) no se los toma en cuenta por ser de valores pequeños.

Costo Anual de Inversiones (CAINV)

Se lo puede calcular tomando en consideración los siguientes aspectos:

- 1.- Costo de adquisición de equipos
- 2.- Costo por equipos auxiliares y partes de repuestos para bodega
- 3.- Costos por supervisión y montaje
- 4.- Costos por administración e Ingeniería

Previamente el costo de implementación de las diversas alternativas debe ser transformado en anualidades iguales para recuperar la inversión durante el período de vida útil del sistema de distribución y poder ejecutar la comparación.

El costo anual uniforme equivalente de inversiones **CAINV** es calculado aplicando el factor de recuperación **FRC** conforme se indica a continuación:

$$\text{CAINV} = P * \text{FRC}$$

$$\text{FRC} = \frac{(I) (1+I)^N}{(1+I)^N - 1}$$

Donde:

- CAINV** = Costo Anual Uniforme Equivalente
- P** = Inversión Inicial
- N** = Vida Util del Sistema de Distribución
- I** = Tasa de intereses

En la Tabla (N:5.2) se puede apreciar las Inversiones anuales que ha venido realizando la EEASA. Sólo para el caso de líneas de subtransmisión:

AÑOS	LINEAS EXISTENTES		
	PRESUPUESTO AÑO	COSTO PARA AÑO PRESUPUESTAL	
		MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRAN.
1994	173,000	165,950	22,050
1995	160,000	144,400	15,600
1996	2,474,000	2,232,785	241,215
1997	3,874,000	3,467,230	406,770
1998	350,000	325,500	24,500

TABLA N: 5.2

AÑOS	LINEAS NUEVAS			COSTO TOTAL
	PRESUPUESTO AÑO	COSTO PARA AÑO PRESUPUESTAL		
		MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRAN.	
1994	20,000	20,000	0,000	193,000
1995	200,000	200,000	0,000	360,000
1996	30,000	30,000	0,000	2,504,000
1997	285,000	285,000	0,000	4,159,000
1998	749,000	555,000	193,991	1,099,000

Moneda Local: en miles de sucres
Moneda Extranjera: En dólares

TABLA N: 5.2

Costo Anual de la Interrupción del Servicio (CAINTSER)

El costo de Interrupciones de servicio tiene dos partes, aquel visto por las empresas eléctricas, y aquel sentido por la sociedad.

Los datos de interrupción vistos por las empresas eléctricas incluyen:

- Pérdidas por ventas a los consumidores no servidos
- Pérdida de prestigio
- Pérdida de ventas potenciales
- Incremento del costo debido al mantenimiento y reparación

Los costos de interrupción sentidos por el consumidor incluyen:

- Costos impuestos en la industria debido a la pérdida por mano de obra, productos dañados, mantenimiento extra, etc.
- Costos impuestos a los consumidores residenciales, debido a daños en alimentos congelados, costos alternos por calefacción o ventilación, daños de electrodomésticos, etc.
- Costos difíciles de cuantificar tales como los producidos por saqueos, disturbios, fallas en el servicio de hospitales, etc.

El comité de la IEEE para sistemas de potencia industriales y comerciales ha determinado los costos promedios de salida de energía en plantas industriales y establecimientos comerciales, que obviamente son datos de países industrializados pero a modo de ejemplo se presenta a continuación: [Ref. 21]

ARGENTINA.....	9.4 US\$ / Kwh
CHILE.....	3.73 US\$ / Kwh
VENEZUELA.....	2.22 US\$ / Kwh
PERU.....	1.51 US\$ / Kwh

Para la EEQSA con base en un análisis detallado del costo social de restricción de energía eléctrica se tiene: [Ref. 21]

SECTOR	Costo [USD \$/KWh]
Residencial	0.75
Comercial	6.02
Industrial	2.86
GLOBAL	1.99

Una fórmula para calcular los costos de interrupciones de Energía sentidos por los usuarios y según la [Ref. 22] es la siguiente:

$$CAINTSER = CLi \times \sum_{i=1}^n \lambda_i Li + Ce_i \times \sum_{i=1}^n E_i + Ce_u \times \sum_{i=1}^n E_i$$

Donde:

- i = Punto de carga iésimo
- λ_i = Frecuencia de falla del punto de carga i
- CLi = Costo por KW de potencia interrumpida al consumidor
- Ce_i = Costo por KWH de energía no servida al consumidor
- Ce_u = Costo de pérdidas de ingreso por Kwh no suministrado
- Li = Potencia no cubierta
- E_i = Li x Ui = Energía no servida
- Ui = Tiempo de interrupción

COSTO POR KWH.- Es un promedio del valor correspondiente a los tipos de usuarios clasificados de acuerdo a las normas de las Empresas Eléctricas, relacionando la potencia consumida por estos tipos de usuarios, es decir:

- Potencia consumidor: **Tipo C** = KVAc
- Tipo I** = KVAi
- Tipo R** = KVAr

$$KVAt = KVAr + KVAc + KVAi$$

$$\text{Costo/Kwh} = \frac{KVAr}{KVAt} * 0.75 + \frac{KVAc}{KVAt} * 6.02 + \frac{KVAi}{KVAt} * 2.86 \quad (\text{Dólar/Kwh})$$

COSTO POR KW.- Similar al caso anterior

$$\text{Costo/Kw} = \frac{\text{KVA}_i}{\text{KVA}_t} * 1.8 \text{ (Dólar/KW)}$$

TARIFA POR KWH.- Similar a los dos casos anteriores de acuerdo a las tarifas vigentes de las empresas eléctricas.

Del proyecto del “Cálculo del costo social de la restricción de Energía Eléctrica en el sistema de la EEQSA” se obtuvo:

SECTOR	USD/KWH	USD/KW	TARIFA USD/KWH
Residencial	0.75	0.00	0.052
Comercial	6.02	0.00	0.075
Industrial	2.86	1.80	0.068

Calcular éstos valores para la Empresa Eléctrica Ambato, es un trabajo de otra tesis de grado debido a que no existen datos reales en cuanto a pérdidas de energía sean en el ámbito de usuario como de vendedor (EEASA), en sus diferentes categorías.

A manera de ejemplo se han mencionado los datos anteriores, quedando como inquietud la forma de obtener dichos valores como también su aplicación hacia áreas específicas.

5.3.1.- Cálculo de Índices de Costos

Para realizar éstos cálculos se tiene que detallar las cotizaciones del Dólar a través de los diferentes años:

AÑO	FECHA DE COTIZACION	COMPRA	VENTA
1994	15/Junio	2.160	2.225
1995	15/Junio	2.465	2.570
1996	15/Junio	3.080	3.090
1997	15/Junio	3.975	4.045
1998	15/Junio	6.320	6.550

AÑO	COSTO ANUAL DE INVERSIONES (USD)	COSTO POR MANTENIML (USD)	C	SAIDI
1994	29.465,65	16.366,17	45.831,82	2.09820
1995	54.961,65	18.903,85	73.865,50	8.15748
1996	382.290,07	22.728,75	405.018,82	2.38918
1997	634.961,83	29.753,34	664.715,17	4.06181
1998	167.786,26	48.179,08	215.965,34	0.428479(*)

(*) Sólo se calculó para los primeros seis meses

Siendo: $c = \text{Costo Anual Inversiones} + \text{Costo Anual Mantenimiento}$

AÑOS	Δc	ΔSAIDI	CRI	CER (Dólar)
1994	--		10.3×10^{-6}	
1995	28.033,68	6,05928	1.6×10^{-6}	4.626,56
1996	331.153,32	5,76830	1.0×10^{-6}	57.409,17
1997	259.696,35	1,67263	0.3×10^{-6}	155.262,28
1998	448.749,83	3,63333	10.8×10^{-6}	123.509,24

Analizando los resultados anteriores, se ve que el Índice CRI a través de los años ha ido disminuyendo, lo que implica que el sistema de subtransmisión de la EEASA. presenta un diseño pobre; dando como resultado que se inviertan más sueres en mejorar la confiabilidad del mismo, como se puede apreciar en el Índice CER.

5.4.- CONTROL DE COSTOS

Para que un sistema funcione adecuadamente se deben considerar los siguientes factores:

- Costos Directos
- Un adecuado código de Cuenta
- Definición Centro de Costos de Mantenimiento
- Informes adecuados

Entre los costos directos más significativos se mencionan:

- Mano de Obra
- Materiales y Repuestos
- Contratos de Servicio

Las estructuras contables establecidas en el Manual de cuentas de la Empresa, permitirán una adecuada distribución, acumulación total de gastos y su identificación con las partidas presupuestarias correspondientes, para los efectos del control de la Ejecución presupuestaria.

Los costos a considerar son: Instalaciones, Equipos, Auxiliares., y según esto los Centros de Costos de mantenimiento, se los podría efectuar de la siguiente manera:

- . A través del sistema contable
- . A través de la Acumulación de costos por Ordenes de trabajo

Si se realizan los costos a través de un sistema contable, se podrán cargar los costos directos a los Centros de costos de mantenimiento con precisión contable. Este nivel de precisión, aunque deseable, no es necesario para los efectos de mantenimiento.

Mediante la acumulación de Ordenes de Trabajo, se calculará los costos de las ordenes de trabajo a través de mano de obra, equipos, costos reales de materiales, presupuestos y contratos. Este punto nos permitirá calcular el costo de cada orden de trabajo y cargar directamente a:

- . Los centros de costos de mantenimiento
- . Equipo o instalación, incluido en el sistema de control Equipos o Instalaciones

El encargado de cada centro de costos, deberá ser informado periódicamente, de los costos de mantenimiento, los cuales serían:

- . Costo total de Ordenes de Trabajo
- . Costo de Mano de Obra
- . Costo de Materiales y Repuestos
- . Costos de contratos
- . Otros costos
- . Número de Ordenes de Trabajo realizadas
- . Costos cargados a Ordenes de trabajo abiertas
- . Costo total cargados a cada equipo o instalación, cubierta por el centro de costos

En el momento que se dispone de la información de los costos de mantenimiento se podrá:

- . Conocer los costos precisos de mantenimiento de equipos e instalaciones
- . Estimar adecuadamente los costos para períodos futuros, en partidas para mantenimiento
- . Determinar la distribución de la mano de obra del personal de mantenimiento por centros de costos o responsabilidad
- . Determinar y estimar la magnitud y estructura de la mano de obra, materiales y repuestos de mantenimiento

La acumulación de costos de ordenes de trabajo provendrán de:

- . Informe diario del control de mano de obra
- . Solicitud de materiales
- . Pagos de materiales
- . Pagos de otros conceptos

A través del Informe diario de labores, el Ingeniero de mantenimiento conformará periódicamente sobre las horas trabajadas.

5.5.- CÁLCULO DE ÍNDICES DE MANTENIMIENTO

- Indisponibilidad por Falla (IF)

Es el porcentaje relativo de energía no disponible, debido a la salida de una o más líneas por falla:

$$IF = \frac{HFSFA}{HP} \times 100$$

Donde :

HFSFA: Horas fuera de servicio por falla para una línea por ocurrirle algún incidente que haga que se dispare

HP : Son la horas de un período, y en este caso es un año (8760 horas)

- Indisponibilidad por Mantenimiento Programado (IMP)

Es el porcentaje relativo de energía no disponible, debido al tiempo que una o más líneas permanecen fuera de servicio con permiso para trabajos de mantenimiento programado.

$$IMP = \frac{HFSMP}{HP} \times 100$$

Donde:

HFSMP: Son las Horas fuera de servicio para mantenimiento programado

HP: 8760 Horas

- Disponibilidad

Es el porcentaje relativo de energía del cual puede disponer el sistema, independiente de que éste sea o no, requerida

$$D = \frac{HP - (HFSFA + HFSMP + HEFSD)}{HP}$$

Donde:

HEFSD: Son las horas en que una línea en operación presenta insuficiencia en su capacidad de transporte

- Régimen de Salida por Falla (RSF)

Es la relación que existe entre el número de salidas por falla al número de salidas totales (por falla más mantenimiento).

$$RSF = \frac{SF}{SF + SMP} \times 100$$

En la Tabla (5.3) se calculan los Indices de mantenimiento:

**INDICES DE MANTENIMIENTO
AÑO: 1997**

CODIGO	LINEA	IF (%)	IMP (%)	D	RSF (%)
100	Totoras-Oriente	0.01	0.00	0.999942922	2.7027027
101	Oriente-Loreto (69 Kv)	0.01	0.00	0.999946347	2.7027027
102	Int. Oriente-Loreto (13.8)	0.00	0.00	0.999984018	5.4054054
103	Int. Oriente-Lligua (13.8)	0.05	0.03	0.999154110	21.6216216
104	Int. Loreto-Batán (13.8)	0.01	0.00	0.999851598	13.5135135
105	Oriente-Ambato	0.00	0.00	1.000000000	0.0000000
106	Ambato-Samanga	0.00	0.00	1.000000000	0.0000000
107	Samanga-Atocha	0.01	0.00	0.999897260	5.4054054
108	Atocha-Huachi	0.00	0.37	0.996323059	0.0000000
109	Totoras-Pelileo	0.02	0.02	0.999558219	8.1081081
113	Totoras-Montalvo	0.02	0.00	0.999771689	5.4054054
114	Montalvo-Huachi	0.01	0.00	0.999917808	2.7027027
110	Pelileo-Baños	0.27	0.00	0.997317352	2.7027027
111	Baños-Puyo	0.05	0.33	0.996259132	10.8108108
112	Puyo-Tena	0.00	0.00	1.000000000	0.0000000

TABLA 5.3

5.5.1.- Costos de Mantenimiento

ZONA I

Mantenimiento Preventivo

Este mantenimiento se lo realiza durante 4 meses de la siguiente forma; dos meses durante el primer semestre y dos meses durante el segundo semestre, para lo cual se necesitan los siguientes recursos:

- Recursos Humanos

Grupo encargado de operación y mantenimiento de líneas el mismo que se compone de:

Tiempo de trabajo: 640 horas/año

COSTOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

CANTIDAD	PERSONAL	COSTO sucres/hora	COSTO Dólar/hora	COSTO TOTAL ANUAL (\$/año)
1	Jefe de Grupo	35905	5,481679	3.508,27
2	Electricistas	29066	4,437557	2.840,03
1	Chofer	31346	4,785648	3.062,81
TOTAL:				9.411,11

Costo de Mano de Obra (MP) = 9.411,11 dólar/año

Los valores están calculados considerando la remuneración total en un año.

- Recursos Materiales

Se utiliza lo siguiente:

CANTIDAD	EQUIPO	COSTO Sucres/hora	COSTO dólar/hora	COSTO TOTAL ANUAL (\$/año)
1	Vehículo Liviano	10204	1,557862	997,03
	Varios			1343,51
TOTAL:				2.340,54

Costo de Materiales (MP) = 2.340,54 dólar/año

Para el desglose del equipo (varios) hay que considerar:

CANTIDAD	VARIOS	COSTO Suces/año	GRUPO EXTRA
1	Largavistas	2'000000.00	Hachas
1	Tirfor	4'000000.00	Machetes
1	Tecla (1 Tonela)	2'000000.00	Cabos
1	Motosierra	4'000000.00	Limas
1	Equipo (subir árbol)	2'000000.00	Combustible
1	Pértiga (+ elem. Auxili)	3'000000.00	
1	Grupo extra	5'000000.00	
TOTAL:		22'000000.00	

$$\begin{aligned} \text{Costo de Varios: } & 22'000000 \times 1.40 = 30'800,000 \\ & = 30'800,000 - 22'000,000 \\ & = 8'800,000 \text{ suces/año} = 1,343,51 \text{ dólar/año} \end{aligned}$$

Donde 1.4 representa la depreciación anual (con un 40% de interés)

$$\text{Costo Total (MP) Z1} = 2.340,54 + 9.411,11 = \underline{11.751,65} \text{ Dólar/año}$$

Mantenimiento Correctivo

Para el caso de un Mantenimiento Correctivo de características simples, de acuerdo a las estadísticas de la Empresa se utiliza con una periodicidad de **cuatro jornadas anuales**, utilizando el siguiente personal:

Tiempo de trabajo: 32 horas/año

CANTIDAD	PERSONAL	COSTO suces/hora	COSTO Dólar/hora	COSTO TOTAL ANUAL(Dólar/año)
1	Jefe de Grupo	31346	4,7856489	153,14
4	Electricistas	29066	4,4375573	142,00
1	Chofer	31346	4,7856489	153,14
1	Ingeniero	40782	6,2262595	199,24
TOTAL:				647,52

$$\text{Costo de Mano de Obra (MC)} = 647,52 \text{ dólar/año}$$

CANTIDAD	EQUIPO	COSTO suces/hora	COSTO Dólar/hora	COSTO TOTAL ANUAL(Dólar/año)
1	Vehículo Liviano	10204	1,5578626	49,85
1	Vehículo Pesado	19400	2,9618321	94,77
	Varios (Herramientas)			15.267,17
TOTAL:				15.411,79

Costo de Materiales (MC) = 15.411,79 dólar/año

A éstos costos se deben agregar los **Costos Indirectos**, los que consideran la supervisión, dirección técnica y administración. Se calcula el 15% del monto total cuando la cuantía en materiales, mano de obra y transporte no superan los 8 millones de sucres; caso contrario los costos indirectos se obtienen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\text{Supervisión y dirección técnica} &= 12\% (\text{mano de obra} + \text{transporte}) \\ &= 12\% (647,52 + 144,62) \text{ dólar/año} \\ &= 0,12 * 792,14 \\ &= 95,05 \text{ dólar/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Administración del proyecto} &= 5\% (\text{materiales}) + 11\% (\text{mano de Obra}) \\ &= 5\% (15.411,79) + 11\% (647,52) \\ &= 0,05 (15.411,79) + 0,11 (647,52) \\ &= 841,81 \text{ dólar/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Costos Indirectos (MC)} &= 95,05 + 841,81 \\ &= 936,86 \text{ dólar/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Costo Total del (MC) Z1} &= \text{Costo(personal)} + \text{Costo(materiales)} + \text{Costo (Indire)} \\ &= 647,52 + 15.411,79 + 936,86 \text{ (dólar/año)} \\ &= \underline{16.996,17} \text{ dólar/año}\end{aligned}$$

ZONA 2 (Oriente): Líneas Baños-Puyo y Puyo-Tena

Mantenimiento Preventivo

El presente mantenimiento se ejecuta, desde la puesta en servicio la línea, mediante la contratación de los servicios. Para ello se realiza un concurso de precios de mano de obra calificando a la más apta para lo que se considera los siguientes puntos.

- a) Experiencia en trabajos similares
- b) Valor ofertado
- c) Personal y herramientas a utilizar

Durante el presente año el valor real utilizado en el pago al contratista más los gastos administrativos llegó a los 26'000.000,00 de sucres. Dentro de los rubros contemplados se consideraron los siguientes:

- 1.- Desbroce y limpieza de la faja de servidumbre en un ancho de 16 mts
- 2.- Limpieza de cunetas
- 3.- Limpieza de caminos de acceso

Este presupuesto concierne sólo a la línea Baños-Puyo que tiene un aislamiento de 138 Kv, pero funciona a 69 Kv

Adicionalmente debemos considerar un costo por la revisión de los taludes, bases de las torres, estabilidad del suelo, etc. , actividad que la realiza un Ing. Civil perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato, por cuyo trabajo se tiene un costo de 37.530 sucres/hora y se lo realiza en un período de dos meses. En caso de requerirse estudios adicionales en ciertos sitios, se hacen contrataciones particulares

$$\text{Tiempo de Trabajo} = 2 \text{ meses (40 días)} * 8 \text{ Horas/día} = 320 \text{ Horas/año}$$

$$\begin{array}{l} \text{Personal} \quad 320 \text{ Hrs.} * 37530 \text{ sucres/hora} = 1.833,52 \text{ dólar/año} \\ \text{Transporte} \quad 320 \text{ Hrs} * 10204 \text{ sucres/hora} = 498,51 \text{ dólar/año} \end{array}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo Total (MP) (Zona 2)} &= 26'000.000 + \text{Costo (personal)} + \text{Costo (transporte)} \\ &= 3.969,46 + 1.833,52 + 498,51 \text{ dólar/año} \\ &= 6.301,49 \text{ dólar/año} \end{aligned}$$

Mantenimiento Correctivo

Dependiendo del tipo de correctivo a realizar a la línea se encuentran los costos, pero mediante un análisis estadístico de éstos podemos mencionar que se ha gastado:

AÑO	Costo Moneda Local	Costo Moneda Extranj.
1996	78'000.000,00	11.908,39
1997	82'000.000,00	12.519,08
1998	86'000.000,00	13.129,77

Durante el año 1996 se realizaron trabajos de reubicación de una torre, para lo que consideró trabajos en los vanos adelante y atrás de la estructura.

En el año 1997 se vuelve a condiciones normales la línea, ubicando la estructura retirada y adicionalmente se realizan trabajos de cambio de una de las patas de otra estructura doblada por falla del suelo; lo que complementó con la construcción de cimientos para evitar que los efectos de las hormigas desestabilicen el suelo de ésta estructura.

REGION	Manteni.	Costo (Mano obra) dólar/año	Costo (Materiales) dólar/año	Costos Indirectos Dólar/año	COSTO TOTAL Dólar/año
ZONA 1	MP	9.411,11	2.340,54	-	11.751,65
	MC	647,52	15.411,79	936,86	16.996,17
ZONA 2	MP	1833,52	498,51	3.969,46	6.301,49
	MC	-	-	13.129,72	13.301,72
TOTAL:					48.179,08

COSTO TOTAL (Mant.) (Subtransmisión) = Costo (Mant.) Z1 + Costo (Mant.) Z2
 = 28.747,82 + 19.431,26 dólar/año
 = 48.179,08 dólar/año

COMPARACION DE COSTOS : (Zona Oriental)

Costo del Mantenimiento Preventivo (Zona 2) (Por Contrato): 22'000.000 (sucres)

Costo del Mantenimiento Preventivo (Zona 2) (Con personal de la Empresa):

Tiempo estimado de trabajo: 5 semanas

Personal estimado de trabajo: 10 personas + 1 Ing. (Dirección Técnica)

	C O S T O S						SUBTOTAL
	S/Hora	S/Día	\$/Semana.	10 TRABA. POR SEMANA	10 TRABA. POR 4 SEMANAS	10 TRABA. POR 5 SEMANAS	
TRABAJADOR EN GENERAL	23,486	187.888	939,440	9'394,440	37'577.600		37'577.600
VIATICOS		49.364	345.548	3'455.480	-	17'277.400	17'277.400
VEHICULO LIVIANO	10.204	81.600	408.000	408.000	-	2'040.000	2'040.000
DIRECCION TECNICA	40,782	326.256	1'631.280		6'525.120		6'525.120
HERRAMIENTAS	Valor Aprox : 2'000.000						2'000.000

COSTO TOTAL : 65'420.120

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, los costos por mantenimiento para la Zona Oriental en el caso de utilizar personal de la EEASA, están en una relación de 3 a 1 con respecto a los costos provenientes bajo contratado.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- Se ha cumplido con los objetivos planteados para ésta Tesis como son: desarrollo de la metodología guía de los procedimientos, que se deberán tomar en cuenta para organizar, programar, administrar, controlar y evaluar el mantenimiento preventivo y correctivo de Líneas de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato.
- Es la primera vez que la Empresa Eléctrica Ambato tiene un Análisis Estadístico Real de salidas de las Líneas tanto Forzadas como Programadas durante un período de cinco años. Mediante los cuales se han definido Indices que dan la pauta del comportamiento del sistema de subtransmisión de la Empresa.
- Como se puede apreciar, el realizar mantenimiento preventivo es una tarea que no se lo puede pasar por alto ya que éstos mantenimientos se encuentran relacionados íntimamente con los costos. Es decir que un costo de mantenimiento preventivo es mucho menor que un costo de mantenimiento correctivo, y éste a su vez depende de que tipo de correctivo se presente.
- En el quinto capítulo, en el análisis de costos; existe un tema que no se lo ha profundizado como es El Costo de la Interrupción de Energía. Por cuanto el realizar un análisis detallado del costo de la interrupción del servicio desde el punto de vista del consumidor llegaría a ser el trabajo de una Tesis de grado, porque necesita realizar análisis exactos de potencia instalada en los diferentes sectores como son el residencial, el industrial, y el comercial.

Esto traería como consecuencia realizar un censo en el ámbito de los sectores mencionados, mediante la capacidad anual productiva; para tener un costo real de sus pérdidas al no percibir energía eléctrica por parte de la Empresa Eléctrica Ambato; así como a nivel de vendedor, para saber el costo real de sus pérdidas.

- El sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato consta de dos subsistemas definidos, siendo el primero un anillo a 69 Kv. que sirve para la ciudad de Ambato y sus alrededores; sin embargo que no opera en anillo presenta una confiabilidad mayor que el sistema radial conformado por una línea a 69 Kv que va desde la S/E Totoras hasta las subestación Tena, ésta línea tiene como única fuente la Subestación Totoras y además, se encuentra entre Baños y Puyo, siendo vulnerable por los constantes deslizamientos; haciéndose necesario la Instalación de Generación en las S/Es Puyo o Tena, éste punto podría ser atractivo para la Empresas Generadores considerando el rendimiento de las máquinas en la Zona Oriental y tomando en cuenta la apertura del Mercado Eléctrico Mayorista.

- Los Índices obtenidos en el Sistema de Subtransmisión serán utilizados para diagnosticar las condiciones del sistema mediante índices de calidad, para poder dar cumplimiento a las políticas del **CONELEC** sobre el mejoramiento del sistema. Por lo tanto éstos valores serán un punto de partida para el análisis
- Comparar los Índices de interrupciones de la Empresa Eléctrica Ambato con otras Empresas es muy difícil, por cuanto cada Institución presentan sistemas de potencia totalmente diferentes aún cuando se las compare con Empresas de nuestro país, peor aún con Empresas de otros países.

Esto nos lleva a concluir que sobre la base de los Índices obtenidos ahora, se debe mejorar la calidad del mantenimiento preventivo que es primordial para la Empresa; para obtener mejores resultados en cuanto a confiabilidad del sistema.

- La Empresa deberá preocuparse de realizar todo tipo de mantenimiento que se presente en el sistema de subtransmisión; y para ello tendrá que contar con todos los recursos sean éstos humanos y materiales. Para lo cual tendrá que dejar aquel viejo sistema de contratación privada para mantenimientos preventivos y correctivos cuando éstos sean de gran magnitud. Esto traerá como consecuencia el ahorro de grandes cantidades de dinero.

La inversión inicial será alta si la Empresa quiere proponerse éstas metas a mediano y largo plazo, pero al final se obtendrán resultados que se reflejarán en la rapidez de una reparación así como también en su calidad.

- Con los Índices de Confiabilidad encontrados y mediante un análisis exhaustivo, la Empresa Eléctrica Ambato podrá conocer como se comportará el Sistema de subtransmisión después de otros cinco años a través de proyecciones de los mismos. De esta forma se podrá tener mayor visión sobre cuáles líneas necesitan mayor atención con orden de prioridad.
- Los Índices encontrados sean de la IEEE o de la CIER reflejan de manera precisa el comportamiento real del Sistema de Subtransmisión de la Empresa. Aunque sus valores no son tan iguales entre sí, se puede concluir que son parecidos; incluso mediante un análisis comparativo que se ha realizado, el Índice Tiempo de Interrupción Tc (CIER) es igual al Índice Tiempo de reposición medio por abonado por año (SAIDI) de la IEEE.
- Sea que se calculen los Índices por KVA instalados o por Número de consumidores se deberá llegar a obtener resultados similares; como se muestra en la Fig. N: 2.25. Allí, se presentan resultados de Fc, Dc y Tc sólo para el primer semestre de 1998; y esto se debe a la ausencia total de datos para calcular los índices por KVA de años anteriores.

- La veracidad de los Índices encontrados en esta Tesis, permitirá al Ingeniero de mantenimiento tener éxito en la planeación del mantenimiento de Líneas de Subtransmisión. Además, deberá precisar que metodología se ajusta más a los requerimientos de la Empresa, así como formular políticas, procedimientos, estrategias para que conduzcan a un ejercicio eficiente.
- Se presentan a manera de Flujogramas la Administración y Control del mantenimiento (Preventivo y Correctivo), que son la base para la automatización del Sistema.

El disponer de un Software para mantenimiento de Líneas está íntimamente relacionado con los recursos de la Empresa; a pesar de que se puede iniciar dicha actividad con personal que trabaja en Programación y Control, elaborando subrutinas pequeñas para luego concatenarlas, con la ventaja de obtener un trabajo que se ajusta de manera más real a los requerimientos propios de la Empresa.

- La EEASA, seguirá realizando el Mantenimiento Preventivo de la Línea Baños-Puyo (Zona 2) a través de contratos particulares, debido a que utilizar personal propio de la Institución traerá como consecuencia un elevado costo del mantenimiento, en una proporción de 3 a 1; como se lo ha demostrado en el análisis de costos realizado.

RECOMENDACIONES:

- En vista del crecimiento poblacional de la Provincia del Tungurahua, se recomienda considerar la reubicación de algunas Líneas de Subtransmisión como se puede mencionar: Atocha-Huachi, Ambato-Samanga, Interconexión Oriente-Loreto.
- El personal que se encuentra en el área de mantenimiento de Subestaciones y Líneas técnicamente es el adecuado pero numéricamente no lo es, por cuanto el grupo de mantenimiento tiene que realizar aparte de sus propias labores, coordinar con otros grupos en labores que no son de su incumbencia.
- Se recomienda ir verificando mediante la prueba de escritorio el programa “**Indices de Interrupciones**”, por cuanto en el desarrollo de ésta tesis al ir analizando los resultados se han encontrado errores, que podrían ser: del personal que se encuentra a cargo del manejo de ésta programa o podría ser error en la programación misma. A pesar que éste programa se lo ha ido modificando durante los últimos años de acuerdo a las necesidades presentadas, actualmente se lo ha corregido para obtener resultados los más reales, pero no está por demás tomar en cuenta lo mencionado.
- En ésta tesis sólo ha dado las pautas de como se debería hacer un programa de mantenimiento de líneas a través de diagramas de flujo. Esto implica que en un tiempo no muy largo la Empresa se verá en la necesidad de contratar personal especializado en el desarrollo de softwares, con la finalidad de automatizar las labores referentes a la programación del mantenimiento. A pesar que el Departamento de Operación y Mantenimiento tiene a su disposición una persona para realizar la programación de actividades, no cumple a cabalidad éstos objetivos con el área de Operación y Mantenimiento; con lo que se hace necesario contratar un tecnólogo o Ing. en sistemas para cumplir todos los requerimientos.
- Sobre la base de un análisis minucioso de los materiales requeridos para mantenimiento preventivo de las Líneas de Subtransmisión, se puede decir que el personal que trabaja en ésta sección dispone de materiales al máximo en cantidad, necesitando mejorar la calidad de las labores por ellos desempeñada. Cabe mencionar que para hacer los trabajos de mantenimiento más eficaces, se recomienda capacitar al personal en aspectos técnicos, como también en normas de seguridad. Debido a que en los últimos años se han tenido que afrontar problemas de calamidad doméstica por la irresponsabilidad o exceso de confianza de los trabajadores.
- El personal que realiza mantenimiento de Líneas sólo las realiza cuando la línea se encuentra desenergizada, ya que no se ha tomado en cuenta el realizar mantenimiento preventivo y/o correctivo con líneas energizadas. Es necesario determinar un grupo de personas (previamente seleccionadas) para adiestrarlas mediante cursos, seminarios, etc. , en realizar labores de mantenimiento con líneas energizadas.
- Nunca se ha llevado un análisis de costos versus beneficio en el tema relacionado al mantenimiento de líneas, por lo que se recomienda que la Empresa incluya en sus programaciones del mantenimiento éste punto. Para ello se necesitarán los datos de

las respectivas órdenes de trabajo anuales tanto correctivas como preventivas, sean de la zona 1 o 2.

- Actualmente la Empresa se ha implementado de un Software para la administración de las Bodegas; en donde se simplifican trabajos como: solicitud a bodega, egreso de bodega, transferencias, etc. Pero junto a esto se han presentado problemas en cuanto al uso mismo del programa porque todo el sistema de la Empresa se encuentra en red; lo que hace que la tramitación tenga problemas de: rapidez, fuera de red, errores internos del programa; en definitiva adecuar éste programa a las verdaderas exigencias de la Empresa.
- Se recomienda crear o actualizar los mapas de la Provincia del Tungurahua, donde se presenten las diferentes cargas (KW) puntuales que se vayan adecuando. Esto permitirá en un futuro el obtener Indices de confiabilidad de acuerdo a la Potencia Instalada.

REFERENCIAS

- 1.- MENA, A. "Confiabilidad de Sistemas de Potencia, EPN, Quito, 1983
- 2.- BAJAÑA, Wilson, "Curso de Mantenimiento de Subestaciones y Líneas", Empresa Eléctrica Quito. Julio de 1997.
- 3.- EEASA, , "Contribuciones técnicas presentadas para el III seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica", Cier, Enero 18-20/84.
- 4.- CIER, "Subcomité de Distribución de Energía Eléctrica" (PERU). Estadísticas de Fallas y Equipos Eléctricos. Año: 1993
- 5.- CEVALLOS A. Y PAZ H. "Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos". Implementación del Mantenimiento en el Sistema Nacional, Año: 1990,
- 6.- LAPUERTA N. , "Mantenimiento de Líneas de Transmisión", INECEL, Unidad Operativa Zona Norte.
- 7.- ELECTROBRAS, "Mantenimiento y Operación de Sistemas de Distribución" (Volumen 4). Electrobras., Elaborado a partir de trabajos del Comité de Distribución
- 8.- OREJUELA, V. "Confiabilidad de Líneas de Subtransmisión, INECEL, Conferencias en Brasil, Año: 1982
- 9.- SECD., "Manual de Estadística CIER para Distribución, Comisión de Integración Eléctrica Regional". Subcomité de Distribución de Energía Eléctrica., Interrupciones de Suministro 1987.
- 10.- INECEL. "Estructuras Tipo para Líneas de Subtransmisión a 69 KV"
- 11.-EEASA. RCN. "Guías de Diseño Parte III B, Redes Aéreas, Estructuras Tipo".
- 12.-NARANJO. P. ,"Planejamento Integrado de recursos na Empresa Eléctrica Ambato S.A.RCN. – Equador", Sao Paulo (Brasil) 1998.
- 13.-IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-96, no. 5, September/October 1977.

"Evaluate Distribution System by Cost Reliability Indices"
- 14.- CIER. "Interrupciones de Suministro 1987", Comisión de Integración Eléctrica Regional. Subcomité de Distribución de Energía Eléctrica.

" Manual Sistema de Estadísticas CIER para Distribución SECD"

- 15.- EEASA., "Informes anuales de Subestaciones y Líneas", Años: 1994,1995,1996 y 1997.
- 16.- TRUJILLO, Oscar. "Programa Interactivo para el Diseño de Sistemas de Distribución mediante Índices de Confiabilidad y Costos", Tesis EPN, Quito Nov. 1992.
- 17.- INECEL, "Informe del Estudio de Vulnerabilidad de la L/T Baños-Puyo", EEASA, Marzo de 1994.
- 18.- SUMA I-1.1 INECEL, "Instructivo para registro de Equipos", Superintendencia de Producción y Transporte. Comisión de Administración de Mantenimiento, Octubre de 1991.
- 19.- SUMA I-4.2 INECEL, "Instructivo para la elaboración de una Orden de Trabajo", Superintendencia de Producción y Transporte. Comisión de Administración de Mantenimiento, Febrero de 1992
- 20.- SUMA I-4.1 INECEL, "Instructivo para la elaboración de la Solicitud de Trabajo", Superintendencia de Producción y Transporte. Comisión de Administración de Mantenimiento, Febrero de 1992.
- 21.- EPN-EEQSA, "Costo social de la restricción de Energía Eléctrica en la ciudad de Quito COSRELECQ", Noviembre de 1991.
- 22.- VELEZ, D. "Evaluación del Seccionamiento en Redes de Distribución mediante Índices de Confiabilidad y Costos", Tesis EPN, Quito, 1990.

A N E X O S

ANEXO 1

DETALLE DE LAS CLASES DE CAUSAS FISICAS

CODIGO

0	CONDICIONES CLIMATICAS
1	DESCARGA ATMOSFERICA (RAYOS)
2	LLUVIA, GRANIZO, HIELO
3	VIENTO FUERTE
4	CALOR SOLAR (LINEAS SE EXPANDEN)
1	MEDIO AMBIENTE
10	CONTAMINACION INDUSTRIAL
11	CORROSION
12	VIBRACION O CHOQUE MECANICO (NO VEHICULOS)
13	INCENDIO NO OCASIONADO POR FALLAS
14	DESLIZAMIENTO DE TIERRA O EXCAVACION
15	INUNDACION
16	TERREMOTO
17	ARBOLES (SIN INCLUIR PODAS)
18	MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO
2	ANIMALES
20	PAJAROS
21	INSECTOS
22	OTROS ANIMALES
3	TERCEROS
30	DAÑOS O INTERFERENCIA INTENCIONAL
31	DAÑOS O INTERFERENCIA ACCIDENTAL DE PARTICULARES (EXCEPTO CHOQUE VEHICULOS)
32	DAÑO O INTERFERENCIA ACCIDENTAL POR TRABAJOS DE OTRAS EMPRESAS SE SERVICIO PUBLICO O SUS CONTRATISTAS
33	FALLA EN EQUIPO Y/O INSTALACIONES DE USUARIOS
34	ERROR DE OPERACIÓN, INSTALACIONES USUARIOS
35	CHOQUE DE VEHICULOS
36	DAÑO O INTERFERENCIA ACCIDENTAL POR TERCEROS NO IDENTIFICADOS
4	PROPIAS DE LA RED
40	PROBLEMAS EN TRABAJOS DE LINEAS ENERGIZADAS
41	INTERFERENCIA ACCIDENTAL (CONTACTOS, DAÑOS) POR PERSONAL DE LA EMPRESA O CONTRATISTAS, DE LA MISMA (INCLUYENDO CAUSA 40)
42	ERRORES DE OPERACIÓN EN DISTRIBUCION O EN EL SISTEMA DE POTENCIA (MANIOBRAS INDEBIDAS, CIERRE FUERA DE CINCRONISMO ERRORES DE CALCULO DE AJUSTES, ETC., INCLUYENDO OPERACIONES PARA ATENDER MANTENIMIENTO.)
43	CIRCUITO INCORRECTAMENTE IDENTIFICADO

CODIGO

44	INSTALACION O COSNTRUCCION DEFICIENTE
45	DISEÑO O PROYECTO INADECUADO
46	DETERIORO DE EQUIPOS, MATERIALES O ACCESORIOS POR ENVEJECIMIENTO; DESGASTE O EXCESO DE USO, DEFECTOS, EXPLOSIONES ROTURAS, CAIDAS, ETC.
47	DEFECTOS, FALLAS O AJUSTE INADECUADO DE PROTECCIONES (ERRORES Y/O CONEXIÓN, ERRORES DE AJUSTE Y DIRECCIONALIDAD DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y/O PROTECCION, ERRORES DE RELACION, ERRORES DE CALIBRACION Y APLICACIÓN DE AJUSTES, ETC.)
48	MANIOBRAS O TRABAJOS SIN TENSION POR SEGURIDAD O CARACTERISTICAS RESTRICTIVAS DE LA RED
49	MANIOBRAS PARA LOCALIZACION DE FALLAS Y/O TENTATIVAS DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO
6	FABRICACION
60	FALLA DE MATERIALES
61	FALLA EN MONTAJE EN FABRICA
7	OTROS SISTEMAS
70	FALLA EN EL SISTEMA DE ALIMENTACION EXTERNA A LA EMPRESA
71	FALLA EN LA GENERACION DE OTRO SISTEMA
72	DESCONEXION AUTOMATICA POR BAJA FRECUENCIA
73	FALLA EN OTROS SISTEMAS (DIFERENTE DEL QUE ESTA SIENDO CONSIDERADO)
8	OTRAS CAUSAS
80	NO CLASIFICADAS
81	NO DETERMINADAS, CAUSA DESCONOCIDA
82	INCIDENTES POS CAUSA FUGAZ (DESCONEXIONES FUGACES QUE CAUSAN INTERRUPCIONES SUPERIORES A 3 MINUTOS
9	PROGRMADAS (PROPIAS)
90	PROGRAMADA POR ALIMENTADORES O MEJORAS
91	PROGRAMADA PARA REPARACIONES (MANTENIMIENTO CORRECTIVO)
92	PROGRAMADAS PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO
93	PROGRAMADAS PROPIAS NO CLASIFICADAS
9	PROGRAMADAS (EXTERNAS)
94	PROGRAMADAS POR EL S.N.Y
95	PROGRAMADAS EN OTRO SUBSISTEMA DE LA EMPRESA
96	PROGRAMADA EXTERNA NO CLASIFICADA

A N E X O 2

La EEASA a través de un programa instalado llamado "INDICES DE INTERRUPCIONES" viene realizando a lo largo de algunos años, la estadística de interrupciones de las líneas e interconexiones, con sus respectivas causas e índices de interrupciones (F_c y T_c). Sobre la base de éstos reportes se ha realizado un análisis general de cómo las líneas se han comportado durante el año y los mayores problemas que se han encontrado.

El programa Indices de Interrupciones consta de los siguientes archivos y registros:

ARCHIVOS



REGISTROS



ALIMENTADOR	CODIGO DESCRIP. TOTALIZA ABONADOS	Código del alimentador Descripción general del alimentador Descripción del totalizador Número de abonados afectados
LINEAS	CODOGO DESCRIP.	Código general de líneas e interconex. Descripción general de la línea
SUBES.	CODIGO DESCRIP.	Código de la Subestación Descripción general de la S/E
INFORME	NUMINF REFER FEC-INTER D-HORA D-MIN FEC-HASTA H-HORA H-MIN TIEMPO CODINST ZONA-AFEC ENERGIA- NS COD-CAU COD-ORIG OBSERV.	Número de Informe que corresponda Datos del realizador del Informe Fecha actual de la interrupción Duración en horas Duración en minutos Tiempo final de la falla Tiempo en horas de inicio de falla Tiempo en minutos de inicio de falla Tiempo total de la falla Código del instrumento de protección Detalla zona que está afectada Energía no suministrada Código de causas físicas Código de origen y tipo de falla Datos adicionales al respecto

LINSUB.	CODLIN CODSUB	Código de línea de Subtransmisión Código de Subestación
INTERCONEXI.	CODIGO DESCRIP. SUB-1 SUB-2	Código de la interconexión Descripción general de la Interco. Subestación de salida Subestación de llegada
TOTALIZADOR	CODIGO DESCRIP. SUBES.	Código del totalizador Descripción general Subestación a la cual pertenece

MENU PRINCIPAL DEL PROGRAMA INDICES DE INTERRUPCIONES

- | |
|--|
| <p>1.- INFORMES DE INTERRUPCIONES
2.- PROCESO DE FIN DE MES
3.- REPORTES
4.- MANTENIMIENTO DE ARCHIVOS
5.- UTILITARIOS
0.- SALIR</p> |
|--|

Seleccione opción del Menú

Al escoger la opción (1) la pantalla nos presenta el archivo **INFORMES**, que será llenado por un operador del CECON en forma diaria. El formato de ésta hoja de reporte es la mencionada en el capítulo 4.

Escoger la opción (2) la pantalla nos pregunta por la clave de acceso del fin de mes

Escoger la opción (3) **REPORTES** la pantalla nos despliega lo siguiente:

MENU REPORTES – INDICES DE INTERRUPCIONES

- | |
|---|
| <p>1.- POR SUBESTACIONES
2.- POR ALIMENTADORES
0.- REGRESO AL MENU ANTERIOR</p> |
|---|

Al escoger la opción (1) por Substaciones del menú reportes la pantalla despliega lo siguiente:

MENU REPORTES – INDICES DE INTERRUPCIONES
POR SUBESTACIONES

- 1.- LISTA DE INTERRUPCIONES (Fc, Tc)
- 2.- INDICES GENERALES DE FALLAS POR S/Es
- 3.- NUMERO DE INTERRUP. Y TIMEPO FUERA DE SERVICIO
- 0.- REGRESAR AL MENU ANTERIOR

Al escoger la opción (2) por Alimentadores del menú reportes la pantalla nos despliega las siguientes opciones:

MENU REPORTES – INDICES DE INTERRUPCIONES
POR ALIMENTADORES

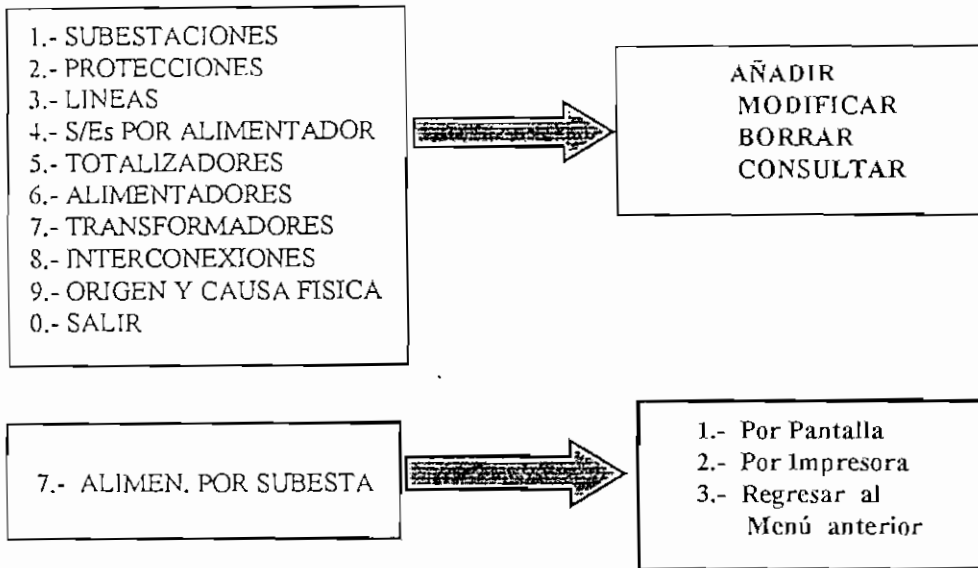
- 1.- LISTA DE INTERRUPCIONES (Fc, Tc)
- 2.- INDICES GENERALES DE FALLAS POR ALIMENTADORES
- 3.- NUMERO DE INTERRUPCIONES Y TIEMPO FUERA DE SERVICIO
- 4.- INTERRUPCIONES POR CAUSA FISICA
- 0.- REGRESO AL MENU ANTERIOR

Al escoger la opción (4) del Menú principal (Mantenimiento de Archivos) la pantalla despliega lo siguiente:

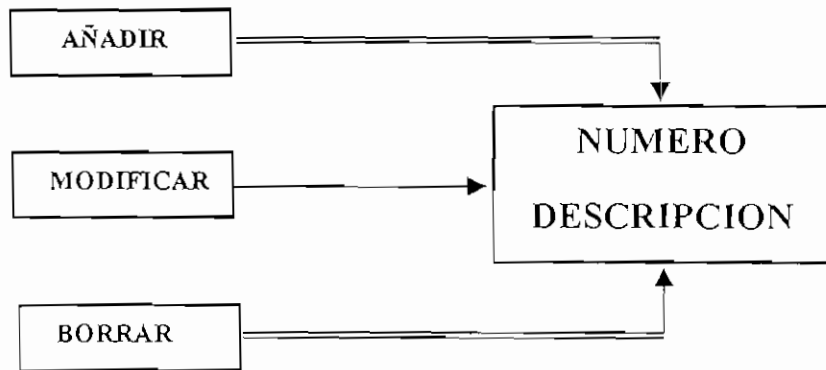
MENU PRINCIPAL – MANTENIMIENTO ARCHIVOS

- 1.- SUBESTACIONES
- 2.- PROTECCIONES
- 3.- LINEAS
- 4.- SUBESTACIONES POR LINEAS
- 5.- TOTALIZADORES
- 6.- ALIMENTADORES
- 7.- ALIMENTA. POR SUBESTACION
- 8.- INTERCONEXIONES
- 9.- ORIGEN Y CAUSA FISICA
- 0.- SALIR

Al escoger las opciones respectivas la pantalla nos presenta lo siguiente:



Al escoger cualquiera de las opciones Añadir, Modificar o Borrar, la pantalla despliega las siguientes opciones:

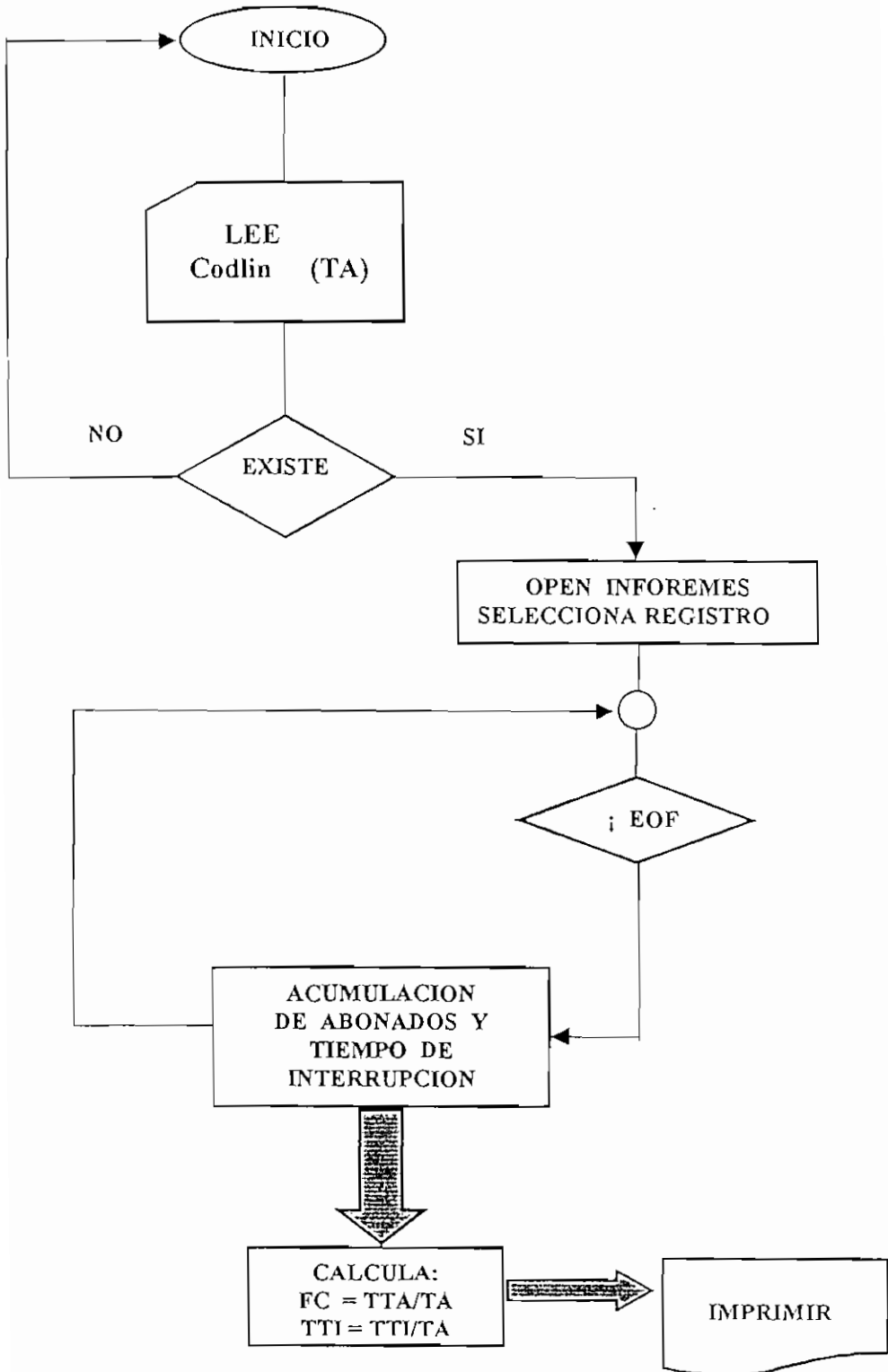


Con la opción (5) Utilitarios del Menú principal tenemos las siguientes opciones.

MENU PRINCIPAL – UTILITARIOS

- 1.- CALCULO DE ABONADOS
- 2.- REGENERACION DE INDICES
- 0.- REGRESO AL MENU ANTERIOR

ALGORITMO DE CALCULO DE F_c Y T_c



Palabras Claves:

TA: Total de Abonados
Codlin: Código de la línea
; EOF: Mientras no sea fin de archivo
TTI: Total tiempo de Interrupción
FC: Frecuencia de interrupción

ANEXO 3

INDICES DE CONFIABILIDAD (CIER)

MES: ENERO-DICIEMBRE /94				
	FORZADAS		PROGRAMADAS	
	FC	TC	FC	TC
EEASA-OTROS	8.163	5.0397	2.924	3.527
EEASA-69 KV	0.814	1.1061	0.403	0.788
S.N.I.	3.554	3.3367	0.000	0.000
TOTAL SISTEMA	12.532	9.482	3.328	4.315
LÍNEAS	FC	TC	FC	TC
TOTORAS-ORIENTE	1.018	0.672	0.000	0.000
ORIENTE-LORETO	1.380	1.846	0.197	0.020
LORETO-BATAN	0.099	0.020	0.000	0.000
ORIENTE-LLIGUA	0.222	0.120	0.015	0.008
ALIMENTADOR HOSPIT.	0.000	0.000	0.000	0.000
AMBATO-SAMANGA	0.753	0.464	0.000	0.000
SAMANGA-ATOCHA	0.709	0.580	0.000	0.000
AV. DE LAS AMERICAS	0.000	0.000	0.000	0.000
ATOCHA-BATAN	0.197	0.613	0.000	0.000
TOTORAS-PELILEO	0.632	0.527	0.000	0.000
PELILEO-BAÑOS	0.000	0.000	0.133	0.365
BAÑOS-PUYO	0.225	0.437	0.300	1.479
TOTORAS-MONTALVO	0.398	0.372	0.000	0.000
MONTALVO-HUACHI	0.136	0.147	0.000	0.000
PUYO-TENA	0.000	0.000	0.000	0.000

MES: ENERO-DICIEMBRE /95				
	FORZADAS		PROGRAMADAS	
	FC	TC	FC	TC
EEASA-OTROS	11.561	6.5869	2.057	4.371
EEASA-69 KV	1.930	2.0948	0.000	0.000
S.N.I.	3.626	12.4813	0.000	0.000
TOTAL SISTEMA	17.117	21.4813	2.057	4.371
LÍNEAS	FC	TC	FC	TC
TOTORAS-ORIENTE	0.734	3.486	0.000	0.000
ORIENTE-LORETO	2.015	4.376	0.000	0.000
LORETO-BATAN	0.291	0.182	0.000	0.000
ORIENTE-LLIGUA	0.224	0.203	0.000	0.000
ALIMENTADOR HOSPIT.	0.000	0.000	0.000	0.000
AMBATO-SAMANGA	0.690	2.347	0.000	0.000
SAMANGA-ATOCHA	0.237	0.024	0.000	0.000
AV. DE LAS AMERICAS	0.000	0.000	0.000	0.000
ATOCHA-BATAN	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTORAS-PELILEO	0.000	0.000	0.000	0.000
PELILEO-BAÑOS	0.000	0.000	0.000	0.000
BAÑOS-PUYO	0.151	0.039	0.000	0.000
TOTORAS-MONTALVO	0.381	0.196	0.000	0.000
MONTALVO-HUACHI	0.000	0.000	0.000	0.000
PUYO-TENA	0.000	0.000	0.000	0.000

PROGRAMA DE LA EEASA
 "INDICES DE INTERRUPCIONES"

INDICES DE CONFIABILIDAD (CIER)

	MES: ENERO-DICIEMBRE 96			
	FORZADAS		PROGRAMADAS	
	FC	TC	FC	TC
EEASA-OTROS	3.539	2.176	2.9	13.842
EEASA-69 KV	4.510	2.7723	2.229	2.447
S.N.I	0.723	0.1106	0.265	1.490
TOTAL SISTEMA	8.773	5.0590	5.393	17.778
LINEAS	FC	TC	FC	TC
TOTORAS-ORIENTE	0.339	0.068	0.000	0.000
ORIENTE-LORETO 13 KV	0.646	0.275	0.000	0.000
LORETO-BATAN	0.092	0.083	0.000	0.000
ORIENTE-LLIGUA	0.030	0.019	0.000	0.000
AMBATO-SAMANGA	0.000	0.000	0.000	0.000
SAMANGA-ATOCHA	0.503	0.126	0.000	0.000
ATOCHA-BATAN	0.000	0.000	0.092	0.081
TOTORAS-PELILEO	0.352	0.118	0.000	0.000
PELILEO-BAÑOS	0.000	0.000	0.000	0.000
BAÑOS-PUYO	0.292	0.584	0.209	1.871
TOTORAS-MONTALVO	0.971	-0.760	0.000	0.000
MONTALVO-HUACHI	0.000	0.000	0.000	0.000
PUYO-TENA	0.000	0.000	0.000	0.000

	MES: ENERO-DICIEMBRE/97			
	FORZADAS		PROGRAMADAS	
	FC	TC	FC	TC
EEASA-OTROS	5.270	-0.3851	0.982	0.742
EEASA-69 KV	1.600	0.2230	0.296	2.038
S.N.I	0.000	0.0000	0.000	0.000
TOTAL SISTEMA	6.871	-0.1620	1.278	2.780
LINEAS	FC	TC	FC	TC
TOTORAS-ORIENTE	0.237	0.119	0.000	0.000
ORIENTE-LORETO 13.KV	0.000	0.000	0.000	0.000
LORETO-BATAN	0.092	0.083	0.000	0.000
ORIENTE-LLIGUA	0.030	0.019	0.000	0.000
AMBATO-SAMANGA	0.000	0.000	0.000	0.000
SAMANGA-ATOCHA	0.503	0.126	0.000	0.000
ATOCHA-BATAN	0.000	0.000	0.092	0.081
TOTORAS-PELILEO	0.352	0.118	0.000	0.000
PELILEO-BAÑOS	0.000	0.000	0.000	0.000
BAÑOS-PUYO	0.292	0.584	0.209	1.871
TOTORAS-MONTALVO	0.971	-0.760	0.000	0.000
MONTALVO-HUACHI	0.000	0.000	0.000	0.000
PUYO-TENA	0.000	0.000	0.000	0.000

PROGRAMA DE LA EEASA
"INDICES DE INTERRUPCIONES"

INDICES GENERALES DE INTERRUPCIONES

SDEE.

CIER:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO-REGIONAL CENTRO NORTE
PAIS: ECUADOR

SIGLA: EEASA
AÑO: 1991

ORIGEN	FRECUENCIA			TIEMPO TOTAL (HRS)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
DISTRIBUCION SECUNDARIA (BT)						
DISTRIBUCION PRIMARIA (MT) S/E.	9,53	3,37	12,900	7,39	4,13	11,52
SUBTRANSMISION (ST- 22 Y 69 KV)	1,46	0,24	1,7	0,73	1,47	2,2
DISTRIBUCION (BT+MT+ST)						
TRANSMISION- 138KV, GENER. Y EXTER.	0,87	0,000	0,87	0,8	0,000	0,8
TOTAL:(DISTRIBUC+TRANSMIS,GEN,YEXT)						

BASE DE CALCULO: CONSUMIDORES X TOTAL CONSUMIDORES
 KVA INSTALADOS TOTAL KVA INSTALADOS
 OTRAS: RED AEREA: 98 % SUBTERRANEA: 0.2 %
 TENSION MAX. DISTRIBUCION : 13,8 KV

SDEE:

CIER:

EMPRESA REGIONAL CENTRO SUR
PAIS: ECUADOR

SIGLA. EERCS C A
AÑO: 1992

ORIGEN	FRECUENCIA			TIEMPO TOTAL (HRS)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
DISTRIBUCION SECUNDARIA (BT)	0,047	0,43	0,477	0,064	0,575	0,639
DISTRIBUCION PRIMARIA (MT)	12,84	17,73	30,570	14,08	22,81	36,89
SUBTRANSMISION (ST- 22 Y 69 KV)	2,216	3,57	5,786	1,298	15,09	16,39
DISTRIBUCION (BT+MT+ST)	15,1	21,73	36,83	15,44	38,47	53,91
TRANSMISION- 138KV, GENER. Y EXTER.	0,305	0,000	0,305	0,221	0,000	0,221
TOTAL:(DISTRIBUC+TRANSMIS,GEN,YEXT)	15,410	21,73	37,14	15,66	38,47	54,14

BASE DE CALCULO: CONSUMIDORES TOTAL CONSUMIDORES
 KVA INSTALADOS X TOTAL KVA INSTALADOS
 OTRAS: RED AEREA: 93,69 % SUBTERRANEA: 6,31 %
 TENSION MAX. DISTRIBUCION : 69 KV

Observaciones: El sistema de media tensión (MT) y subtransmisión (ST), podrían mejorar sus índices en un 30% (aprox.) de no existir racionamiento (externo) de energía los dos primeros mese del año, debido a la adversidad de las condiciones climáticas

PROGRAMA DE LA EEASA
"INDICES DE INTERRUPCIONES"

INDICES GENERALES DE INTERRUPCIONES

SDEE:
CIER.

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
PAIS: ECUADOR

SIGLA: EEASA
AÑO: 1994

ORIGEN	FRECUENCIA			TIEMPO TOTAL (HRS)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
DISTRIBUCION SECUNDARIA (BT)						
DISTRIBUCION PRIMARIA (MT)	8,534	3,057	11,590	5,268	3,687	8,955
SUBTRANSMISION	0,851	0,422	1,273	1,156	0,824	1,98
DISTRIBUCION (BT+MT+ST)	9,385	3,478	12,863	6,424	4,511	10,935
TRANSMISION, GENERACION Y EXTERNA	3,715	0,000	3,715	3,488	0,000	3,488
TOTAL:(DISTRIBUC-TRANSMIS,GEN.YEXT)	13,100	3,478	16,578	9,912	4,511	14,423

BASE DE CALCULO CONSUMIDORES TOTAL CONSUMIDORES 99581
 KVA INSTALADOS TOTAL KVA INSTALADOS 0.0000
 OTRAS: RED AEREA: 97% SUBTERRANEA 3%
 TENSION MAXIMA DISTRIBUCION 13,8 KV

SDEE:
CIER:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
PAIS: ECUADOR

SIGLA: EEASA
AÑO: 1995

ORIGEN	FRECUENCIA			TIEMPO TOTAL (HRS)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
DISTRIBUCION SECUNDARIA (BT)						
DISTRIBUCION PRIMARIA (MT)	9,729	2,191	11,92	5,656	4,437	10,093
SUBTRANSMISION	0,759	0,103	0,862	0,431	0,527	0,958
DISTRIBUCION (BT+MT+ST)	10,488	2,294	12,782	6,087	4,963	11,05
TRANSMISION, GENERACION Y EXTERNA	2,184	0,000	2,184	4,425	0,000	4,425
TOTAL:(DISTRIBUC-TRANSMIS,GEN.YEXT)	12,672	2,294	14,966	10,512	4,963	15,475

BASE DE CALCULO: CONSUMIDORES TOTAL CONSUMIDORES 103278
 KVA INSTALADOS TOTAL KVA INSTALADOS 0.0000
 OTRAS: RED AEREA: 97% SUBTERRANEA 3%
 TENSION MAXIMA DISTRIBUCION 13,8 KV

PROGRAMA DE LA EEASA
"INDICES DE INTERRUPCIONES"

INDICES GENERALES DE INTERRUPCIONES

SDEE:

CIER:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
PAIS: ECUADOR

SIGLA: EEASA
AÑO: 1996

ORIGEN	FRECUENCIA			TIEMPO TOTAL (HRS)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
DISTRIBUCION SECUNDARIA (BT)						
DISTRIBUCION PRIMARIA (MT)	3.109	2.678	5.787	2.116	13.583	15.698
SUBTRANSMISION	2.684	2.002	4.686	1.954	1.522	3.476
DISTRIBUCION (BT+MT+ST)	5.793	4.681	10.474	4.07	15.105	19.175
TRANSMISION, GENERACION Y EXTERNA	0.312	0.000	0.312	0.037	0.000	0.037
TOTAL:(DISTRIBUC-TRANSMIS,GEN.YEXT)	6.105	4.681	10.786	4.107	15.105	19.212

BASE DE CALCULO: CONSUMIDORES TOTAL CONSUMIDORES 114306
 KVA INSTALADOS TOTAL KVA INSTALADOS 0.0000
 OTRAS: RED AEREA: 97% SUBTERRANEA 3%
 TENSION MAXIMA DISTRIBUCION 13.8 KV

SDEE:

CIER:

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
PAIS: ECUADOR

SIGLA: EEASA
AÑO: 1997

ORIGEN	FRECUENCIA			TIEMPO TOTAL (HRS)		
	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL	FORZADA	PROGRAMADA	TOTAL
DISTRIBUCION SECUNDARIA (BT)						
DISTRIBUCION PRIMARIA (MT)	3.846	0.898	4.745	0.256	0.666	0.922
SUBTRANSMISION	0.480	0.088	0.568	-0.725	0.168	-0.556
DISTRIBUCION (BT+MT+ST)	4.327	0.986	5.313	-0.469	0.835	0.366
TRANSMISION, GENERACION Y EXTERNA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL:(DISTRIBUC-TRANSMIS,GEN.YEXT)	4.327	0.986	5.313	-0.469	0.835	0.366

BASE DE CALCULO: CONSUMIDORES TOTAL CONSUMIDORES 115099
 KVA INSTALADOS TOTAL KVA INSTALADOS 0.0000
 OTRAS: RED AEREA: 97% SUBTERRANEA 3%
 TENSION MAXIMA DISTRIBUCION 13.8 KV