UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

ÁREA DE ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

"PROYECTO PILOTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO, EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR PARTE DE LA EERSSA EN LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS ATENDIDOS DESDE LA SUBESTACIÓN SAN CAYETANO EN LA CIUDAD DE LOJA"

Tesis de grado previa a la obtención del
Título de Ingeniero en electromecánica

AUTORES:

Egdo. Luis Govani Montalvo Zúñiga

Egdo. Reinaldo Bolívar Pineda Bailón

TUTOR:

Msc. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay

LOJA – ECUADOR

2011

CERTIFICACIÓN

Msc. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay

DOCENTE DEL ÁREA DE ENERGÍA, INDUSTRIAS Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA.

CERTIFICA:

Haber dirigido, corregido y revisado en todas sus partes, el desarrollo de la Tesis de Ingeniería en Electromecánica, titulada **"PROYECTO PILOTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO, EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR PARTE DE LA EERSSA EN LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS ATENDIDOS DESDE LA SUBESTACIÓN SAN CAYETANO EN LA CIUDAD DE LOJA".** En razón de que la misma reúne a satisfacción los requerimientos de forma y fondo, exigidos para una investigación de este nivel, autorizo su presentación, sustentación y defensa ante el tribunal designado para el efecto.

Msc. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Nosotros Luís G. Montalvo Z. y Reinaldo B. Pineda B. autores intelectuales del presente trabajo de investigación, autorizo a la Universidad Nacional de Loja, de hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Luís Govani Montalvo Zúñiga Reinaldo Bolívar Pineda Bailón

AGRADECIMIENTO

Damos gracias a Dios por sobre todas las cosas y en especial a nuestro director de tesis Msc. Jorge Muñoz y a todas las personas que colaboraron con el desarrollo del presente trabajo así como a las Autoridades de la Empresa Eléctrica de Loja, quienes nos acogieron para poder sacar información detallada de los diferentes archivos requeridos para la ejecución del presente trabajo, a la Universidad Nacional de Loja que nos formo de una manera correcta y como profesionales dignos de la patria.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mis padres, hermanos, a mi esposa Angélica y muy en especial a mi hija María Valentina, quienes supieron guiarme con responsabilidad diaria para lograr una meta más de mi vida.

Reinaldo P.

Este trabajo lo dedico a mi Familia que supieron apoyarme para alcanzar esta meta de mi vida.

Luís G.

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN……..…….I

DECLARACIÓN DE AUTORÍA……...II

AGRADECIMIENTO…….III

DEDICATORIA…….……IV

INDICE……..…….....V

ÍNDICE DE FIGURAS……..……....XII

ÍNDICE DE TABLAS……..……XIII

ÍNDICE DE ABREBIATURAS……..XIV

1. RESUMEN……..…….……...…XV

1.1 SUMARY……..……..…..XVI

2. INTRODUCCIÓN…….……..……1

2.1 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN…….3

2.1.1 Objetivo general……3

2.1.2 Objetivos específicos……3

3. REVISIÓN DE LITERATURA…….……4

CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICRO DE DISTRIBUCIÓN……….....4

3.1 GENERALIDADES…….……4

3.2 ORGANIZACIONES NORMATIVAS INTERNACIONALES RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA…6
3.3 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA……...9
3.3.1 Tendencia mundial…….……..……..9
3.3.2 Actualidad en el ecuador……12
3.3.3 Basamento Legal y normativo que fundamenta los aspectos de Calidad de Servicio Eléctrico de distribución en el Ecuador……..14
3.3.3.1 Introducción……14
3.3.3.2 Basamento legal……20
3.3.3.3 Aspectos teóricos de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución……...25
3.3.3.3.1 Introducción……25
3.3.3.3.2 La calidad de la energía eléctrica……...27
3.4 LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO O SERVICIO TÉCNICO….31
3.5 CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN……..33
3.5.1 Conceptos básicos de confiabilidad……..33
3.5.1.1 Confiabilidad…….…….……..…....33
3.5.1.2 Introducción a métodos de cálculo de confiabilidad……34
3.6 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES……..34
3.6.1 Interrupciones internas……35

3.6.2 Interrupciones externas……36

3.7 INDICADORES DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO O SERVICIO TÉCNICO...……37

3.7.1 Índices a nivel global de distribución……38

3.7.2 Índices a nivel individual del consumidor……..38

3.8 REGULACIÓN 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO..…...39

3.8.1 Control……39

3.8.2 Identificación de interrupciones……..40

3.8.3 Registro y clasificación de las interrupciones..……41

3.8.4 Interrupciones a ser consideradas……43

3.8.5 CONTROL DEL SERVICIO TÉCNICO EN LA SUBETAPA 1 DE LA REGULACIÓN No CONELEC 004/01……44

3.8.5.1 Índices...……..45

3.8.5.2 Registro……...……47

3.8.5.3 Limites……48

3.9 UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LA S/E SAN CAYETANO…….…49

3.9.1 Características técnicas……..……50

3.9.2 Posiciones de 13.8 KV……..……53

3.9.3 Posiciones en 22 KV……...……54

3.10 **PROGRAMA SPARD mp DISTRIBUCIÓN**……..…..…….55

3.10.1 INTRODUCCIÓN……..55

3.10.2 GENERALIDADES……..……56

3.10.3 SISTEMA CALIDAD DE SERVICIO…….……59

3.11 **MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**……60

3.11.1 INTRODUCCIÓN……..……60

3.11.2 MANTENIMIENTO…….……61

3.11.2.1 Mantenimiento predictivo…….……62

3.11.2.2 Mantenimiento preventivo……63

3.11.2.3 Mantenimiento correctivo……....64

3.11.2.4 Mantenimiento detectivo o condicional…..……65

3.11.3 PROCESOS DE MANTENIMINETO…….……65

3.11.4 EQUIPOS DE DISTRIBUCIÓN…….……70

3.11.5 LA ESTRUCTURA DE MANTENIMINETO……..……70

3.11.5.1 Políticas de mantenimiento……..……71

3.11.5.2 Plan de mantenimiento……..…..71

3.11.5.3 Programas de mantenimiento……71

3.11.6 LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO…..……....72

3.11.6.1 Generalidades……72

3.11.6.2 Duración de la tarea de mantenimiento……...73

3.11.6.3 Clasificación de las tareas de mantenimiento.74

3.11.6.3.1 Tareas de mantenimiento predictivo……74

3.11.6.3.2 Tareas de mantenimiento preventivo……75

3.11.6.3.3 Tareas de mantenimiento correctivo……75

3.11.6.3.4 Tareas de mantenimiento detectivo…….76

4. MATERIALES Y METODOS

4.1 Materiales……..…….77

4.2 Métodos……..77

4.2.1 Método descriptivo……..78

4.2.2 Método de recolección de la información……78

4.2.2.1 Recolección de datos……...78

4.2.2.2 Carga instalada……79

4.2.2.3 Código de alimentadores……80

4.2.3 Descripción de la base de datos……81

5 RESULTADOS

5.1 EVALUACIÓN DE LA FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES Y DE LOS INDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO DE LOS 4 ALIMENTADORES DE LA S/E SAN CAYETANO……...…82

5.1.1 Interrupciones del periodo en análisis….……...……...…82

5.1.1.1 Por su duración…….....83

5.1.1.2 Por su origen…….……..…...84

5.1.1.2.1 Externas al sistema de distribución…….84

5.1.1.2.2 Internas al sistema de distribución…….86

5.1.1.3 Por su causa……..……88

5.1.1.3.1 Programadas……..……88

5.1.1.3.2 No programadas……..….89

5.1.1.4 Por el voltaje nominal……90

5.1.2 ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO DE LOS CUATRO ALIMENTADORES DE LA S/E SAN CAYETANO…….90

5.1.2.1 Índices a nivel de la red de media tensión FMIK Y TTIK……91

5.1.2.2 Índices a nivel de alimentadores de media tensión FMIK Y TTIK……....92

5.2 DESARROLLO DE UN PROGRAMA QUE PERMITE CALCULAR LA FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E SAN CAYETANO……...94

5.2.1 Procedimiento…… ……..94

5.2.2 Desarrollo de un diagrama de flujo del programa para el cálculo del FMIK Y TTIK que se muestra a continuación…..94

5.2.3 Manual del usuario del programa para el cálculo de los índices……...….97

5.3 SIMULACIÓN DEL MÓDULO DE CALIDAD DEL SERVICIO EN EL PROGRAMA SPARD……..99

5.4 SUGERENCIAS DE PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN……101

6. DISCUSIÓN……104

7. CONCLUCIONES……...108

8. RECOMENDACIONES……..112

9. BIBLIOGRAFIA……..……...115

10. ANEXOS…….….117

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 3.1: Categoría de las normas técnicas…… ….07

Fig. 3.2: Grafico de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica……..09

Fig. 3.3 Pirámide invertida de Hans Kelsen….……21

Fig. 3.4 Principio de Kelsen aplicado a la calidad del servicio eléctrico de distribución…….22

Fig. 3.5: Etapa de aplicación de la Regulación Nro. CONELEC 004/01de acuerdo al RSRSSE…….24

Fig. 3.6 Etapas de aplicación, Etapa final de acuerdo a la Regulación Nro. CONELEC 004/01…….24

Fig. 3.7 Diagrama unifilar de la S/E San Cayetano…..…….…….51

Fig. 5.1: Número de interrupciones por mes para los 4 años en evaluación……..98

Fig. 5.2: Número de interrupciones por su duración……...99

Fig. 5.3 Número de interrupciones por su origen……..100

Fig. 5.4: Porcentaje de interrupciones internas programadas y no programadas……..101

Fig. 5.5: Porcentaje de interrupciones programadas…….…...103

Fig. 5.6: porcentaje de interrupciones no programadas…….……..104

Fig. 5.7: FMIK de la red…….…...105

Fig. 5.8: TTIK de la red……..…160

Fig. 5.9: FMIK a nivel de alimentadores…….107

Fig. 5.10: TTIK a nivel de alimentadores……177

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Valores límites de la sub etapa 1……49

Tabla 3.2: Valores límites de la sub etapa 2……49

Tabla 4.1: Carga instalada……..80

Tabla 4.2: Código de alimentadores……..…81

Tabla 5.1: Número de interrupciones por mes de los alimentadores primarios….83

Tabla 5.2: Número de interrupciones por su duración…….....84

Tabla 5.3: Número de interrupciones por su origen……86

Tabla 5.4: Número de interrupciones internas programadas y no programadas...87

Tabla 5.5: Resumen de interrupciones programadas…….……88

Tabla 5.6: Interrupciones no programadas…….…..89

Tabla 5.7: Valores numéricos FMIK……..93

Tabla 5.8: Valores numéricos TTIK…….……..94

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía
CONELEC: Consejo Nacional de electricidad
EERSSA: Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A.
S/E: Sub-estación
AT/MT: alta tensión/media tensión
INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación
VAD: valor agregado de distribución
FERUM: fondo de electrificación urbano marginal
CENEL. Corporación Nacional Eléctrica
MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
RSRSSE: Reglamento Sustitutivo del Reglamento de suministro del servicio de Electricidad
MV: medio voltaje
AV: alto voltaje
BV: bajo voltaje
KVA: kilo-volta-amperio
FMIK: frecuencia media de interrupciones por KVA nominal instalado
TTIK: tiempo total de interrupciones por KVA nominal instalado
SCADA: supervisor, control y adquisición de datos
RTU: unidad Terminal remota
DPU: unidad de protección para distribución
SIG: sistema de información geográfica
ED: externa otro distribuidor
ET: externa transmisor
EG: externa generador
EO: externa otras
ER: externa restricción de carga
EF: externa baja frecuencia
IPMTO: por mantenimiento
IPA: por ampliación
IPM: por maniobras
IPO. Otras
IC: climáticas
INT: por terceros
INO: otras

1. RESUMEN

La presente Tesis de Grado está dirigida principalmente a la obtención de los índices de Calidad de Servicio Técnico de los cuatro alimentadores primarios de la S/E San Cayetano de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. de Loja, bajo la regulación No CONELEC 004/01 en lo referente a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, Para lo cual se ha desarrollado un registro informático que permite el cálculo de los índices (Duración y Frecuencia).valido para la subetapa 1, a nivel de alimentadores primarios de media tensión

Con la obtención de dicho registro informático y la ayuda de programas computacionales para el control de alimentadores primarios, tales como el SPARD mp. Distribución, Modulo Calidad de Servicio, nos ha permitido calcular los índices de una manera automática y llevar un histórico de estos indicadores que sirve como punto de referencia para medir, diagnosticar, corregir y predecir dentro de los operadores de red, la calidad del servicio.

La obtención de la calidad del servicio técnico, aplicada en los alimentadores primarios de media tensión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. de la subestación San Cayetano, y la necesidad de mejorar el servicio eléctrico se ha realizado un plan de sugerencias de mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución en media tensión., dirigido a las diferentes áreas relacionadas con el tema de investigación.

SUMMARY

The present Thesis of Grade is directed to the obtaining of the indexes of Quality of Technical Service of the four primary feeders of S/E mainly San Cayetano of the Electric Regional Company of South S.A. of Loja, under the regulation Non CONELEC 004/01 regarding the Quality of the Electric Service of Distribution, For that which a computer registration has been developed that allows the calculation of the indexes (Duration and Frequency).been worth for the subetapa 1, at level of primary feeders of half tension

With the obtaining of computer this registration and the help of computational programs for the control of primary feeders, such as SPARD mp. Distribution, I Modulate Quality of Service, it has allowed us to calculate the indexes in an automatic way and to take a historical of these indicators that is good as reference point to measure, to diagnose, to correct and to predict inside the net operators, the quality of the service.

The obtaining of the quality of the technical service, applied in the primary feeders of half tension of the Electric Regional Company of South S.A. of the substation San Cayetano, and the necessity to improve the electric service has been carried out a plan of suggestions of preventive maintenance and corrective of the distribution net in half tension., directed to the different areas related with the investigation topic.

2. INTRODUCCIÓN

La importancia que tiene el sector eléctrico para el desarrollo de los pueblos ha ocasionado que los entes responsables de regular la energía eléctrica en el país exija una mejor calidad en la prestación del servicio eléctrico. Los problemas que pueden acarrear los cortes del servicio a los clientes pueden variar desde pérdidas económicas, daños de equipos, etc.

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), al ser el Organismo de Regulación y Control del Sector Eléctrico Ecuatoriano, tiene la misión de asegurar que el consumidor reciba un servicio eléctrico eficiente a precios justos, estableciendo los límites aceptables para el suministro eléctrico y que son fácilmente perceptibles por el consumidor, como son las interrupciones de servicio, variaciones de voltaje, así como los diversos servicios comerciales brindados por las distribuidoras de energía eléctrica del país.

La implementación de la regulación expedida por el CONELEC, de acuerdo a los aspectos de la calidad del servicio eléctrico de distribución, se constituye en un referente de urgente aplicación para mejoramiento de los aspectos de dicha calidad.

Para las Empresas Eléctricas Distribuidoras la Calidad del Servicio Eléctrico se medirá de acuerdo a la regulación Nro. CONELEC-004/01 considerando los

siguientes aspectos: Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico y Calidad del Servicio Comercial. El presente trabajo está orientado a determinar la Calidad del Servicio Técnico, evaluando los índices de duración y frecuencia de las interrupciones producidas en los alimentadores primarios y red de distribución de media tensión, alimentadas por la Subestación San Cayetano.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA.), en su afán de cumplir con lo estipulado por el CONELEC, plantea la necesidad de hacer un análisis de sus índices de Calidad de Servicio Técnico, con la finalidad de conocer el comportamiento de su sistema, en lo referente a la frecuencia y duración de las interrupciones, que le permitan hacer las correcciones respectivas en función a las normas establecidas.

El análisis de cada uno de los índices nos permitirá tener una información estadística, para efecto de mejoramiento de sus instalaciones e infraestructura, así como de procedimientos técnicos y comerciales.

2.1 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

2.1.1 Objetivo General.

Determinar los Índices establecidos en la regulación Nro 004/01 emitida por el CONELEC para el Control de la Calidad del Servicio Técnico en los cuatro alimentadores de la S/E “San Cayetano” de la ciudad de Loja.

2.1.2 Objetivos Específicos.

1. Determinar la Calidad del Servicio Técnico para la evaluación de los índices (duración y frecuencia) de interrupciones de acuerdo a la regulación Nro 004/01 emitida por el CONELEC.
2. Desarrollar un registro informático en Excel, para determinar la Duración y Frecuencia de interrupciones del Control de Calidad del Servicio Técnico, emitidos por el CONELEC, Bajo la regulación Nro 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.
3. Simular el Modulo de Calidad del Servicio Técnico del sistema SPARD para obtener los principales indicadores de tiempo de interrupciones y frecuencia.
4. Elaborar un plan de sugerencias para dar un mantenimiento preventivo y correctivo, de la red de distribución primaria AT/MT., transformadores y seccionadores.
5. Socializar los resultados de la Investigación.

3. REVISIÓN DE LITERARURA

CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

3.1 GENERALIDADES

Uno de los mayores sistemas industriales creados por el ser humano, por su tamaño y complejidad, es el sistema de energía eléctrica, el mismo que en la actualidad es parte integrante de las sociedades desarrolladas.

Hoy en día, la electricidad se ha convertido en una forma de energía imprescindible y con una infinidad de usos, debido a que se lo considera un bien de primera necesidad muy particular por su disponibilidad instantánea, versatilidad, controlabilidad y limpieza en el punto de consumo, convirtiéndose la energía eléctrica, en la esencia misma del desarrollo humano.

Los primeros pasos en el proceso de electrificación del país, se dieron en Abril de 1897 en la ciudad de Loja, teniendo el sector privado un papel primordial, pero es la participación del Estado quien lo hace crecer y lo generaliza, y es así que en mayo de 1961, el Gobierno promulga la Ley Básica de Electrificación, creando el estatal Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL, el mismo que era responsable de la planificación, ejecución, supervisión y control de la actividad eléctrica a nivel nacional.

El avance de la tecnología dentro de un mundo globalizado, ha impulsado que el Estado Ecuatoriano reorganice el cumplimiento de sus objetivos de acuerdo a los desafíos que los tiempos modernos han impuesto, promulgando una nueva ley eléctrica para la reestructuración de todo el sector eléctrico ecuatoriano, formando instituciones y organismos especializados que satisfagan las necesidades, operatividades y requerimientos del momento.

Esta transformación en el Ecuador, se inicio a partir de que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el suplemento del Registro Oficial # 43 del 10 de Octubre de 1996, creo las instituciones para tal fin, y es así que en noviembre de 1997, se constituyo por primera vez el **DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC,** como máximo ente rector del sector y organismo regulador y de control del sector Eléctrico Ecuatoriano, que entre sus principales funciones están la regulación del sector a través de normativas y reglamentos, resoluciones e instructivos, la supervisión y control de las actividades del sector, velando por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentos y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional, el otorgamiento de permisos, licencias y concesiones para la instalación de nuevas unidades de generación de energía eléctrica , con lo cual el CONELEC ha facilitado y promovido las actividades del sector privado en la provisión del servicio eléctrico, la fijación de las tarifas al

consumidor final, el cumplimiento de las normas ambiéntales y la regulación de la calidad del servicio eléctrico de distribución.

El CONELEC, tiene como visión ser modelo de los organismos de regulación y supervisión y la misión de asegurar que el usuario reciba un servicio eléctrico eficiente a precios justos, para lo cual uno de los aspectos fundamentales en la regulación y control de la calidad del servicio eléctrico, es el de identificar las diversas violaciones a la norma vigente y aplicar las sanciones que correspondan.

Las actividades realizadas por el ente de regulación y control del sector eléctrico CONELEC, sobre la base de una adecuada aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, como herramienta legal, han constituido un respaldo al Estado Ecuatoriano, para coadyuvar al desarrollo económico y social, a través de que el servicio eléctrico tenga como objetivo el suministro en condiciones de alta calidad, seguridad y confiabilidad.

3.2 ORGANIZACIONES NORMATIVAS INTERNACIONALES RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cabe mencionar que todo proceso de normalización está ligado a las actividades comerciales y que es una característica fundamental de las organizaciones de normalización, la elaboración voluntaria de las normas técnicas, las mismas que

frecuentemente son utilizadas por entidades gubernamentales, luego de lo cual pasan a ser normas de carácter obligatorio para los diferentes países.

Las normas técnicas voluntarias se clasifican en cinco categorías importantes: internacionales, regionales, nacionales, de asociación y de empresa, tal como se muestra en la figura 3.1

Figura 3.1 Categoría de las Normas Técnicas

Fuente: Asociación colombiana de ingenieros ACIEN. Calidad de la energía eléctrica

La normalización es una herramienta dinámica que se desarrolla al tiempo con la tecnología, para propender por la calidad y por la interoperabilidad de productos y servicios.

Se denomina normas internacionales aquellas que han sido elaboradas por los delegados de los países miembros reconocidos por las Naciones Unidas:

1. Organización Internacional de Normalización – ISO.
2. Comisión Electrotécnica Internacional – ICE.
3. Unión Internacional de Telecomunicaciones – UIT, entre otros.

Dentro del ámbito internacional y mundial existen diferentes organizaciones de normalización, las cuales se encargan de emitir las normas técnicas realizadas con la Calidad de la Energía Eléctrica, por lo que a efecto de conocerlas, a continuación se lista las mismas:

1. International Electrotechnical Comisión – IEC.
2. European Committee for Standardization – ECS.
3. International Conference of Large ELECTRIC Networks – CIGRE.
4. Comité Européen de normalization Électrotechnique – CENELEC.
5. Comisión Panamericana de Normas Técnicas – COPANT.
6. Consejo de Armonización de Normas Electrotécnicas Nacionales de América – CANENA.
7. Standards Council of Canada – SCC.
8. Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE.
9. American National Standars Institute – ANSI.

3.3 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

3.3.1 TENDENCIA MUNDIAL

Al establecer las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica, dentro de un proceso de reestructuración y liberación del sector eléctrico, cada una de las actividades debe ser regulada de forma independiente ya que es distinta cada una de las empresas propietarias de los negocios.

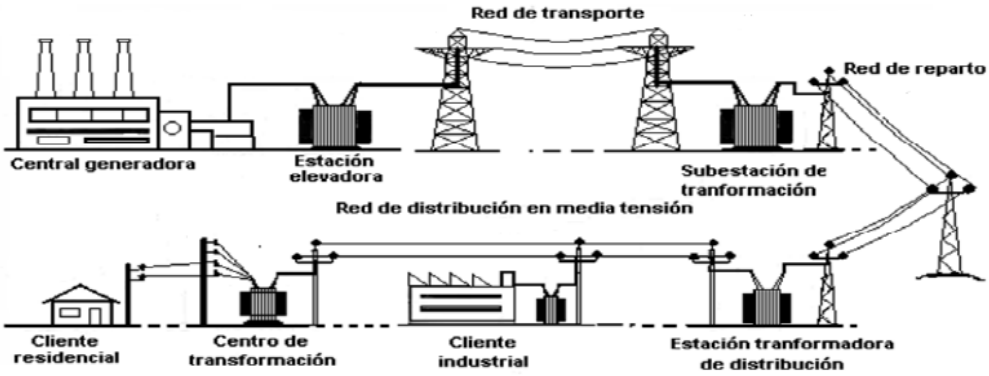


Figura 3.2 Gráfico de generación, transmisión y Distribución de la Energía eléctrica
Fuente: Libro Manual de Ingeniería eléctrica

El negocio de la distribución de la energía eléctrica, en general viene dado por la existencia de varias empresas distribuidoras, cada una de las cuales entregan el servicio a sus consumidores, en especificas áreas, regiones o localidades del país.

En la nueva tendencia a nivel mundial, la distribución de la energía eléctrica se desarrolla separadamente de las otras actividades del negocio eléctrico como lo son la generación y la transmisión.

En los consumidores que compran a la distribuidora la energía eléctrica con tarifa regulada, se tiene que la empresa distribuidora realiza dos funciones claramente identificadas, siendo la primera la de transmitir la energía por su red, y en segundo lugar, la de comercializar y vender la energía eléctrica a sus usuarios, funciones que tendrían una remuneración o retribución.

Una empresa eléctrica de distribución publica, al realizar las funciones de comercializadora de energía eléctrica a los consumidores regulados, por lo general, no debe tener ni perdidas ni ganancias, por lo que la regulación obliga normalmente a la empresa de distribución a que sea el consumidor final regulado, el que asuma a través de la tarifa y de manera íntegra, todos los costos incurridos por la empresa distribuidora al comprar al por mayor la energía eléctrica consumida por dichos usuarios regulados.

En una empresa distribuidora de energía eléctrica, los ingresos anuales son regulados y comprenden los costos operativos, la depreciación y la utilidad con base en una taza de retorno aceptable sobre el capital invertido.

Hoy en día, la regulación en la distribución, se encuentra migrando de la regulación tipo costo del servicio a una regulación por incentivos basada en un esquema de limitación de precios o ingresos.

La distribución de la energía eléctrica, exige ciertas soluciones especificas, y es así que la red de distribución y separada únicamente por su nivel de voltaje, considera los costos medios agregados por dichos niveles de voltaje, distinguiendo las líneas eléctricas de distribución, así como sus consumidores, por el hecho de estar conectados a diferentes niveles de voltaje.

El crecimiento de la infraestructura de las redes de distribución, debe ser evaluados conjuntamente y asociado a los crecimientos de la demanda por niveles de voltaje y zonas geográficas.

Es importante señalar, que uno de los aspectos que más interesa, tanto a las empresas distribuidoras como a los consumidores finales, es la calidad del servicio suministrado por parte de las distribuidoras, para lo cual se obtienen índices agregados de las indisponibilidades, que actualmente se los obtiene tanto a nivel global de la red de todas las empresas distribuidoras, como por alimentador individual de la misma, dentro de las diferentes zonas del área de concesión.

En las empresas distribuidoras, se tienen esquemas de limitación de precios o limitación de ingresos, que desacoplan durante un periodo regulatorio de varios años los ingresos de los costos, por lo que una forma de aumentar los beneficios, es evolucionando de la regulación tradicional, regulación por costo de servicio, hacia una regulación basada en incentivos.

Es importante considerar en las empresas distribuidoras, los aspectos relacionados con las remuneraciones de la empresa, la perdida de energía y la calidad del servicio eléctrico de distribución.

3.3.2 ACTUALIDAD EN EL ECUADOR

En el país, el gobierno actualmente quiere reveer la tendencia anterior hacia una integración horizontal y vertical, en el cual la generación, la transmisión y la distribución tienden a integrarse en una empresa única.

En el Ecuador y en otros países del mundo, la actividad de distribución de energía eléctrica sigue integrada con la de comercialización a clientes con tarifa regulada, principalmente los consumidores residenciales y comerciales. En otros países, en la actualidad, la generación y comercialización de energía han sido desregulados, rigiéndose por las reglas de libre competencia.

La distribución al ser un monopolio natural, el mismo estará regulado debido a esta condición, lo cual debe de permanecer junto al proceso de la regulación de la calidad del servicio eléctrico, en donde principalmente debe de existir competencia en el negocio de generación, así como también se tiene que los consumidores pueden elegir libremente la empresa suministradora del servicio de energía eléctrica, siendo esté último un tema que no se aplica en el país, además de que el Estado Ecuatoriano actualmente está en un proceso de unificación de todas las empresas del sector, sin embargo de esto, el tema de regulación en los aspectos de calidad son necesarios sean estos enfocados al sector privado o estatal, puesto que independientemente de la tendencia de gobierno, el Estado como tal está obligado a entregar al consumidor final un producto de calidad, aspecto que en nuestro medio se torna muy importante, más aún cuando el producto es la energía eléctrica, la cual es usada en todas y cada una de las actividades diarias.

Al respecto, el derecho de los ciudadanos a disponer de bienes y servicios de óptima calidad es en el Ecuador un precepto constitucional, el cual, como cualquier otro producto, está la energía eléctrica, cuya producción, transporte y distribución de los centros de consumo, constituyen un complejo sistema que, en sus diversas etapas, afrontan aspectos técnicos inherentes e inevitables que impiden que este producto energético llegue a su destino final de forma óptima.

En el caso de la distribución de la energía eléctrica, las empresas prestadoras de este servicio, son las responsables de suministrarla dentro de los niveles de calidad establecidos en la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, normativa en la que adicionalmente se establecen los procedimientos de medición y evaluación de los distintos índices de calidad.

3.3.3 BASAMENTO LEGAL Y NORMATIVO QUE FUNDAMENTA LOS ASPECTOS DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN EL ECUADOR.

3.3.3.1 INTRODUCCIÓN.

Hasta el año 1996, la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, estaba basada en la normativa jurídica de la Ley Básica de Electrificación, la cual era de la denominada integración vertical, siendo las empresas eléctricas de distribución un monopolio que estaba a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía a los consumidores y/o usuarios finales que estaban localizados en su zona de concesión.

La tarifa al consumidor final debía cubrir todos los costos de la empresa eléctrica de forma integrada, ya que no existía la separación de las mencionadas actividades. En el país, para tal efecto se tenían empresas de generación, transmisión, distribución y a la Ex-Empresa Eléctrica del Ecuador S.A., algunos

generadores privados y auto-generadores como miembros del Sector Eléctrico, los mismos que estaban a cargo del Ex – Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL.

En este modelo, no existía una clara distinción entre cada uno de los conceptos de los costos asociados con las distintas actividades, teniendo como postulado la entrega de la energía eléctrica como un servicio de utilidad pública de interés nacional, satisfaciendo las necesidades de energía eléctrica a través del EX INECEL.

En el Ecuador, este modelo se fue agotando poco a poco, teniendo que las casuales para ellos, entre las principales, fueron el manejo político de las tarifas por parte del Estado y los gobiernos de turno, lo cual provoco la falta de recursos para la inversión en planes de expansión, se agudizo la cultura del no pago por parte de las empresas distribuidoras, así como la supresión de las regalías del petróleo para el sector eléctrico durante el gobierno del Arq. Sixto Durán Ballén y la reducción de posibilidades de acceder a créditos externos.

Todo lo expresado, tuvo consecuencias graves en el sector eléctrico, logrando su descapitalización, aumentando la politización de las empresas de distribución de energía eléctrica, lo cual hoy en día, sigue afectando el desarrollo de las mismas.

Es así como, la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, entraron en una crisis económica-financiera, ya que disponía de estados financieros con dos o tres años de atraso, la futura capitalización estuvo disminuida debido a las transferencias incompletas del EX-INECEL, ninguna de las empresas distribuidoras disponía de estudios técnicos para la determinación de su Valor Agregado de Distribución – VAD, no existían los correspondientes Contratos de Concesión, y no habían estudios para la escisión de la generación propia.

En la actualidad, las empresas distribuidoras ya cuentan con estudios del VAD, y en algunas empresas distribuidoras todavía no se han implementado los estudios de escisión.

Así también, hoy en día 19 de las 20 empresas suministradoras de energía eléctrica a nivel nacional, tienen ya suscrito su Contrato de Concesión con el Consejo Nacional de electricidad – CONELEC, la actual Unidad Eléctrica de Guayaquil – Ex-CATEG, es la única empresa que todavía no ha suscrito el Contrato de Concesión con el CONELEC y que se encuentra siendo administrada directamente por parte del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER.

A pesar de todos los logros alcanzados, las normas y regulaciones emitidas por el CONELEC, que mantienen el principio de equilibrio entre los justos intereses

individuales y el supremo bien común de todos los habitantes del país, que busca el principio básico que dé estabilidad al desenvolvimiento de la actividad eléctrica en el Ecuador, esto es la seguridad jurídica, no son suficientes para llegar a un proceso de creación de mercados competitivos, ya que el aumento de la injerencia política en la administración de las empresas distribuidoras, la influencia de la dirigencia sindical, entre otros, afectan de manera negativa, frenando de manera significativa el desarrollo del Sector Eléctrico Ecuatoriano, especialmente la actividad de la distribución de la energía eléctrica en el país.

En el país, la Supervisión y Control realizada por el CONELEC, a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, con las que se cubre la atención a todo el territorio nacional, incluida la provincia de Galápagos, se efectúa mediante evaluaciones periódicas a dichas distribuidoras, en procura de que el servicio de electricidad se suministre dentro de las mejores condiciones técnicas como de adecuada atención a los consumidores.

Para tal efecto, se evalúa el cumplimiento de las obligaciones legales y contractuales de la normativa vigente y aspectos relevantes de gestión en las distribuidoras, principalmente la relacionada con el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio Eléctrico de Distribución, en el cual consta, entre otros, el aspecto de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, y cuyo detalle consta en la norma emitida por el Consejo Nacional de Electricidad, la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución,

en donde se determinan los límites o parámetros con los que se entrega este producto para uso residencial, comercial e industrial. Los resultados que ha logrado el CONELEC a partir del 01 de abril de 1999, en que entró en funcionamiento el Nuevo esquema Institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano, si bien no satisfacen a todos los usuarios, han permitido alcanzar mejores condiciones técnicas y de atención a los consumidores finales, de manera especial en lo relacionado con la calidad del servicio eléctrico de distribución.

En la actualidad, en el Ecuador se encuentra en vigencia la nueva Constitución de la República, publicada en el Registro Oficial No. 449 del 20 de octubre de 2008, la cual contiene el esquema de la institucionalidad del país, obligando a todas las dependencias del Estado a efectuar cambios que permitan acoplarse a esta nueva estructura incluida la del sector eléctrico del país.

A este respecto, se han desarrollado varios proyectos y otros se encuentran en marcha, a través de los cuales la entrega del suministro eléctrico por parte de las distribuidoras del país pretende ser mejorada, entre los cuales cabe mencionar los siguientes: los recursos para inversiones en las distribuidoras serán financiados a través del Presupuesto General del Estado, de manera especial los Fondos de Electrificación Urbano Marginal – FERUM, dicho financiamiento ha sido considerado a partir de finales del año 2008; el CONELEC ha efectuado la unificación de tarifas al usuario final, se han aplicado varios Mandatos emitidos por la Ex – Asamblea Constituyente, entre los cuales se encuentran el No. 9 y el

No. 15, los mismos que coadyuvan al mejoramiento de la distribución de energía eléctrica en el Ecuador.

En la actualidad, conforme lo dispuesto a la transitoria tercera del Mandato Constituyente No. 15 del 23 de julio de 2008, se procedió a unificar varias de las empresas distribuidoras, generadoras y el transmisor. Para el caso de las distribuidoras se agruparon 10 de las 20 empresas eléctricas en la denominada Corporación Nacional Eléctrica – CNEL. Las empresas unificadas, actualmente gerencias regionales, son las que se enumeran a continuación:

1. Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A., actual CNEL Guayas Los Ríos.
2. Empresa Eléctrica Los ríos C.A., actual CNEL Los Ríos.
3. Empresa Eléctrica Manabí S.A., actual CNEL Manabí.
4. Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., actual CNEL El Oro.
5. Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A., actual CNEL Esmeraldas.
6. Empresa Eléctrica de Bolívar S.A., actual CNEL Bolívar.
7. Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., actual CNEL Sucumbíos.
8. Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., actual CNEL Santo Domingo.
9. Empresa Eléctrica Milagro C.A., actual CNEL Milagro.

10. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., que actual CNEL Santa Elena.

La actual CNEL, el 10 de marzo de 2009, suscribió con el CONELEC un Contrato de Licencia, por medio del cual se cedió todos los derechos y obligaciones que tenían antes las empresas eléctricas en sus respectivos contratos de concesión, los mismos que se encuentran en plena vigencia. Se estima que la unificación de las empresas mejore la administración y eficiencia de las mismas, en procura de disponer calidad en el suministro de energía eléctrica hacia los centros de consumo.

3.3.3.2 BASAMENTO LEGAL

El basamento legal en el Ecuador, como todo ordenamiento jurídico está basado en la teoría expuesta por el jurista austriaco Hans Kelsen que se refiere a la jerarquía de las leyes en donde se representa la supremacía de una sobre otra en un esquema de una pirámide invertida.

Se inicia con la Constitución Nacional o Política, seguida por los tratados internacionales, las leyes orgánicas y después por leyes ordinarias, y más abajo sigue el resto de la legislación (reglamentos, decretos, contratos, etc.). La figura 3.3 muestra esta pirámide.

Figura 3.3 Pirámide Invertida de Hans Kelsen

Fuente: Kelsen , Hans. Monografias. Com [Online]

Entre los aspectos legales en el Ecuador, que norman la calidad de los servicios y se relacionan con la calidad del servicio eléctrico de distribución, están principalmente aquellos amparados en la Constitución Política del Ecuador, tanto la antigua como la nueva lo estipulan. De igual manera están la Ley de Defensa del Consumidor, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus Reglamentos respectivos, la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución No. CONELEC 004/01 y finalmente los Contratos de Concesión suscritos entre el Consejo Nacional de Electricidad y las empresas eléctricas de distribución, tal y como se observa en la Figura 3.4, la cual contiene las principales normas ecuatorianas bajo el principio de Kelsen.

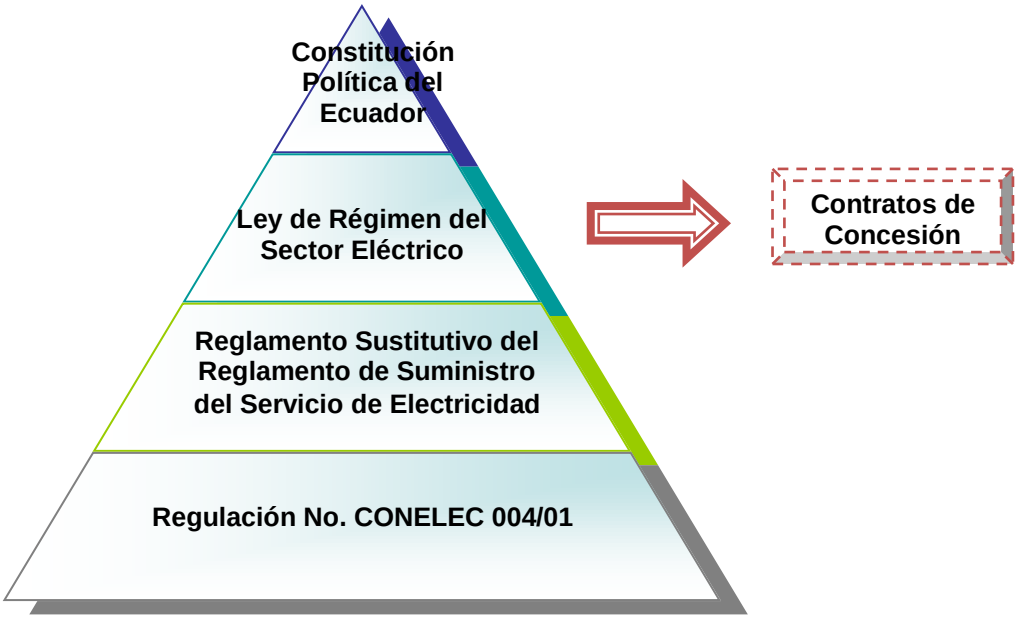


Figura 3.4 Principio de Kelsen aplicado a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución
Fuente: Constitución Política de la Republica del Ecuador. Montecristi: s.n., 2008

A continuación se describe el basamento legal de la regulación referente a la calidad del servicio eléctrico vigente en el Ecuador, como uno de los aspectos principales

Para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico, motivo por el cual el 23 de mayo de 2001, el CONELEC puso en vigencia la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, la misma que se

encuentra especificada para los tres aspectos de calidad: calidad del servicio técnico, calidad del producto y calidad del servicio comercial.

La citada regulación en el numeral 1.3 señala que “Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.”.

Adicionalmente, esta normativa define dos subetapas de aplicación a partir de la etapa final señalada en el RSRSSE, las cuales son la subetapa 1, vigente desde el 22 de noviembre de 2007 hasta el 22 de noviembre de 2009, y la subetapa 2, que tiene una duración indefinida una vez culminada la subetapa 1, es decir, a partir del 23 de noviembre de 2009.

Las Figuras 3.5 y 3.6, muestran un esquema de las etapas de aplicación de la Regulación No. CONELEC 004/01, constantes en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad – RSRSSE y su etapa final.

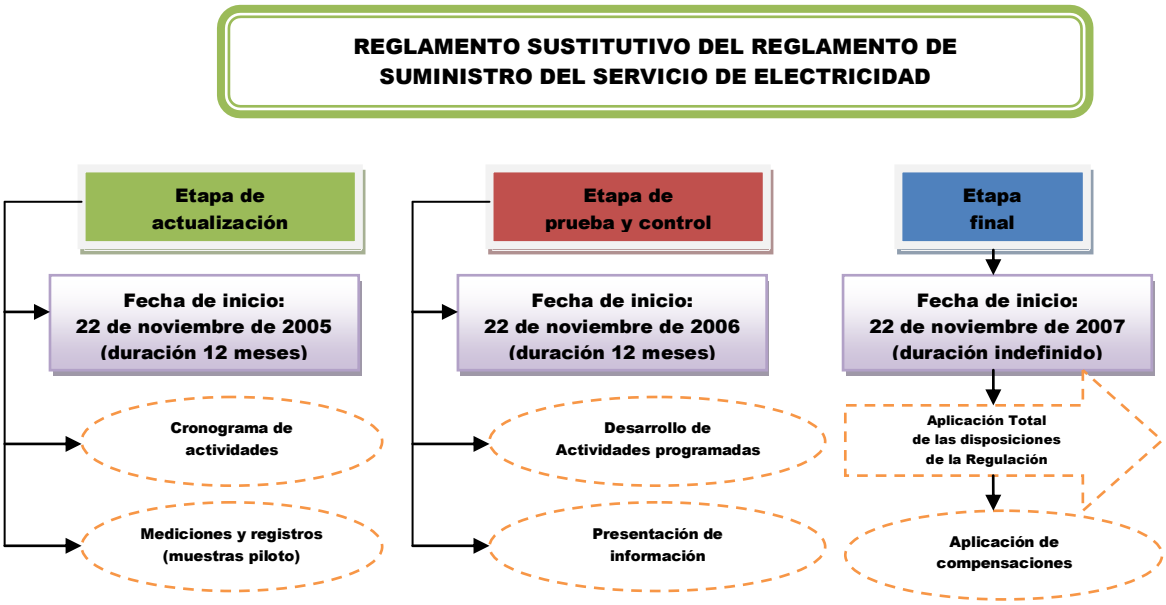


Figura 3.5 Etapa de aplicación de la regulación No CONELEC 004/01 DE ACUERDO AL RSRSSE

Fuente: Constitución Política de la Republica del Ecuador. Montecristi: s.n., 2008

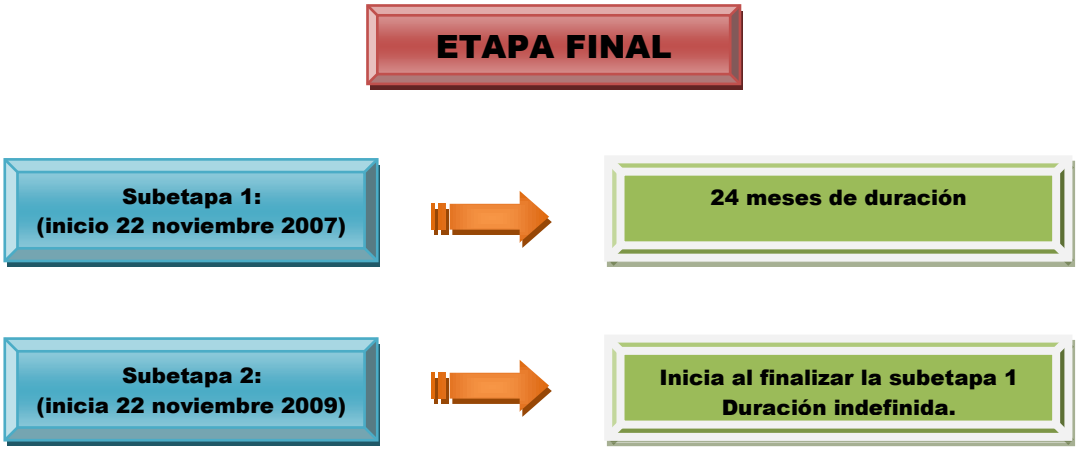


Figura 3.6 Etapas de aplicación, etapa final de acuerdo a la Regulación No CONELEC 004/01

Fuente: Constitución Política de la Republica del Ecuador. Montecristi: s.n., 2008

Con los antecedentes expuestos, y de acuerdo a lo establecido en el RSRSSE, las disposiciones de la Regulación sobre la Calidad del Servicio debieron ser aplicadas en su totalidad a partir del 22 de noviembre de 2007, fecha en la cual

los distribuidores debían tener adecuadas su organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales a fin de dar cumplimiento a lo estipulado en el Reglamento y la Regulación, sin embargo, esto no ha podido ser cumplido a cabalidad, encontrándose que la mayoría de empresas distribuidoras del país no podrían acoplarse a tales disposiciones en el corto plazo.

De la información sobre la calidad del servicio eléctrico que recibe mensualmente el CONELEC, se ha detectado que existen empresas distribuidoras que muestran un avance significativo en su gestión técnica – comercial para adecuarse a los requerimientos de la Regulación de Calidad, no obstante, hay otras que presentan un avance parcial o limitado.

3.3.3.3 ASPECTOS TEÓRICOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

3.3.3.3.1 INTRODUCCIÓN

La calidad del servicio eléctrico de distribución, está caracterizada por un suministro adecuado y controlado de energía eléctrica, una convivencia satisfactoria con otros agentes y el establecimiento de niveles de compatibilidad electromagnética, lo cual desde el punto de vista del suministro eléctrico comprende tres aspectos: la continuidad del suministro o comúnmente llamado servicio técnico, la calidad del producto y la atención o servicio comercial.

Para regular la calidad del servicio eléctrico de distribución, es necesario mencionar los aspectos que intervienen:

1. Agentes: las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, los usuarios de energía eléctrica, el ente de regulación y control, entidades normativas internacionales, fabricantes de dispositivos eléctricos, cada uno de ellos con una responsabilidad asociada y obligaciones que deben cumplir.
2. El costo asociado a la calidad del servicio eléctrico, entre los cuales están los costos de inversión y operación para llegar a un determinado nivel de calidad.
3. El costo de la falta de calidad a los usuarios.
4. La medición de la calidad del servicio debe realizarse de forma confiable y objetiva a través de indicadores o índices.
5. La regulación debe plantear mecanismos que permitan llevar la calidad desde un nivel inicial hasta el nivel objetivo.
6. La regulación existente debe integrarse dentro del marco normativo vigente.
7. Deben existir mecanismos para distribuir los costos en la tarifa de la mejora de la calidad del servicio por parte de las distribuidoras.

En la gran mayoría de los países, el nuevo esquema y la nueva regulación del mercado de la energía eléctrica, han implicado la necesidad de replantear la

filosofía de la prestación del suministro eléctrico, debido a que los consumidores han cambiado sus expectativas de consumo exigiendo cada vez más un producto que satisfaga de mejor manera sus necesidades particulares, incluidas las mejoras en la calidad de la energía eléctrica. Es conveniente que el término "calidad" no sea utilizado aisladamente para expresar un grado de excelencia en un sentido comparativo, sino que debe ser usado en un sentido cuantitativo para evaluaciones técnicas. Para expresar estos significados se debe usar un adjetivo calificativo como alta, media, baja, buena, mala, entre otros.

3.3.3.3.2 LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En el mundo el tema de la calidad no es nuevo, es así que desde finales del siglo XVIII, cuando Thomas Edison montó el primer sistema de alumbrado público de los Estados Unidos, existía la preocupación por la continuidad del suministro por motivos económicos; sin embargo, la diferencia actualmente es la importancia que se le ha dado a la calidad del producto, es decir, la calidad de la onda que se entrega con el servicio eléctrico, el cual se incrementó debido a la utilización de equipos basados en la electrónica y microelectrónica, los cuales hoy en día son más susceptibles y menos inmunes al entorno electromagnético, razón por la cual se ha vuelto de mucho interés el analizar las señales de voltaje y corriente eléctrica, complementado con el desarrollo de equipos de protección y una terminología especial para describir los fenómenos, lo cual en ocasiones no es bien comprendido por el suministrador de energía, así como de manera general

por los consumidores finales, en referencia al motivo por el cual las redes y los aparatos eléctricos, no trabajan de manera satisfactoria.

En la bibliografía norteamericana se menciona el término “Power Quality” que quiere decir calidad de la potencia eléctrica, la cual ha sido aplicada a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos en los sistemas de potencia, por lo que se hace referencia a la calidad de las señales de voltaje y corriente, obviando el concepto de continuidad o confiabilidad del servicio de energía eléctrica.

Sin embargo, la definición del término “Calidad de la Energía Eléctrica” no es única, además que es un concepto entendido de diferente manera por los consumidores y por las propias compañías suministradoras del servicio, por lo que a continuación se toman varias definiciones de instituciones que tratan sobre el tema en diferentes partes del mundo.

1. El “Electric Power Research Institute – EPRI” de los Estados Unidos, define a la calidad de la potencia eléctrica o “Power Quality” como “Cualquier problema de potencia manifestado en la desviación del voltaje, de la corriente o de la frecuencia, de sus valores ideales, que ocasione falla o mala operación del equipo de un usuario.”.
2. La “International Electrotechnical Comisión – IEC” (Norma 61000-2-2/4) y el “Comité Européen de Normalisation Électrotechnique – CENELEC” (50160) definen la calidad de la energía eléctrica como

"Una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones normales, sin producir perturbaciones ni interrupciones en los procesos del mismo". Adicionalmente, la IEC (Norma 61000-1-1) relaciona la calidad de la energía con el concepto de compatibilidad electromagnética.

3. El "Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE" (Norma 11599-1995) cataloga a la calidad de la energía eléctrica como una "Amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan al voltaje y la corriente eléctricas, en un tiempo y en una ubicación dada en el sistema de potencia". De igual manera, la IEEE (Norma 1100 – 1992) señala que "La calidad de potencia es el concepto de alimentación y puesta a tierra de un equipo sensible en la manera apropiada para la operación de aquel equipo.".
4. La "Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG" de Colombia, en el numeral 6.1 de su Resolución 070 de 1998 conceptuó que "El término Calidad de la Potencia Suministrada se refiere a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el Operador de Red. El término Calidad del Servicio Prestado se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio.".

Dentro de este contexto, la Calidad de la Energía Eléctrica, puede definirse de la siguiente manera y, a partir de esto, desarrollar su concepto:

En una primera instancia se puede decir que la Calidad de la Energía Eléctrica es el “grado al cual la distribución y utilización de la energía afecta el funcionamiento de los equipos eléctricos.”.

En una segunda instancia más general y completa, la Calidad de la Energía Eléctrica, puede entenderse como un “conjunto de características físicas de las señales de voltaje y corriente para un tiempo dado y un espacio determinado, que cumplen con los requisitos definidos por cada país, con el objetivo de satisfacer las necesidades explícitas e implícitas de un usuario.”.

Es así que la Calidad de la Energía Eléctrica, se divide en dos grandes temas:

1. La calidad del servicio de energía eléctrica, relacionada directamente con la confiabilidad o continuidad del servicio, y
2. La calidad de la potencia eléctrica, relacionada con las variaciones en la forma de onda, frecuencia y amplitud de las señales de voltaje y corriente.

A estos conceptos dados de calidad de la energía eléctrica y de la potencia eléctrica, en muchos países, se los complementa con la calidad del servicio comercial, asociado con la atención al consumidor.

A continuación se describen los principales aspectos mencionados sobre la calidad del servicio eléctrico de distribución.

3.4 LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO O SERVICIO TÉCNICO

La continuidad del suministro es uno de los aspectos más perceptibles y evidentes, en lo relacionado con la calidad del servicio y que generalmente ha sido el que más impacta a los usuarios, de manera especial en zonas urbanas o que tienen un mayor consumo de energía eléctrica. Está relacionada con lo que comúnmente se denomina calidad del servicio técnico, referente a la duración (tiempo) y frecuencia (número) de interrupciones, y se encuentra asociada a la existencia del voltaje de alimentación en la red eléctrica que se encuentre en análisis, siendo este aspecto el único que en el pasado era considerado como importante, y que es conocido como confiabilidad del suministro.

Se dice que la continuidad del servicio falla, cuando en el punto de conexión, el voltaje de suministro desaparece o está fuera de rangos aceptables normalizados, a esto se conoce como una interrupción del suministro de energía eléctrica. La continuidad toma en consideración solo las interrupciones mayores a tres minutos, denominadas “interrupciones largas de suministro”, las mismas que generalmente requieren de la reparación de elementos defectuosos de la red, o por lo menos, de una inspección en los tramos con problemas y la reposición del voltaje manualmente; en tanto que las interrupciones con tiempo de duración

menores a tres minutos denominadas “interrupciones breves de suministro”, son consideradas como un problema de la calidad del producto (calidad de onda), ya que habitualmente se originan por la actuación de los sistemas de protección de las redes, mismos que requieren tiempo adicional para su operación.

A este respecto, el tiempo y número de interrupciones que representan la continuidad de suministro, están íntimamente relacionados con los programas de inversiones y mantenimientos, los cuales está obligado a realizar una empresa de distribución de energía eléctrica; la tasa de fallas o salida de los equipos estará relacionado con la calidad de los materiales empleados, así como con la oportunidad con la que se efectúan los mantenimientos.

Las interrupciones largas se producen por falta de generación, fallas en transmisión y distribución. La falta de generación, ya sea por un parque generador insuficiente o por la baja disponibilidad de las centrales, puede dejar sin alimentación una parte de la demanda. En la transmisión las interrupciones también pueden ser largas, sin embargo las redes de transporte generalmente son redes malladas diseñadas para soportar sin inconvenientes el fallo de uno o dos elementos de la red, motivo por el cual la confiabilidad de una red de transporte es generalmente alta. En la red de distribución se genera la mayor parte de las interrupciones del suministro que afectan a los usuarios finales entre el 80% y 95% de las mismas, pudiendo llegar inclusive al 99%, en tanto que entre el 5% y el 20% son atribuibles a la generación y la transmisión, (porcentaje

presentado en un informe sobre calidad de suministro del año 1996/1997, realizado por el ente regulador de Inglaterra y Gales llamado “Office of Electricity Regulation”).

3.5 CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

3.5.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD

3.5.1.1 CONFIABILIDAD

1. La confiablidad es la capacidad del sistema de operar o funcionar dentro de los límites de interrupciones, tanto en el tiempo como en la frecuencia. Es la disponibilidad permanente, es decir la capacidad de estar siempre disponible.
2. La confiabilidad es la medida del servicio técnico al consumidor con el mínimo de interrupciones.
3. La confiabilidad de un equipo es la capacidad de operar el máximo de tiempo sin fallas en un periodo determinado.
4. La confiabilidad es el desempeño óptimo de la red en conjunto.
5. La confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, es la capacidad para abastecer de servicio de energía eléctrica en cualquier instante, cuando y donde se lo requiera con calidad de servicio técnico, comercial y producto.

3.5.1.2 INTRODUCCION AL METODO DE CÁLCULO DE CONFIABILIDAD

La calidad de servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, los que relacionan continuidad de servicio, variaciones de voltaje (ej. *flicker*), contenido de armónico de las formas de onda y de corriente y variaciones de frecuencia.

De esto, es posible apreciar que el concepto de calidad de servicio depende de una amplia gama de factores que inciden en su apreciación y "cuantificación". Por ello, es imposible resumirlo en un parámetro o índice.

Los componentes de un sistema eléctrico de distribución se ven sometidos a fallas o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, es decir, sistemas de distribución o transmisión es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.

3.6 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Dentro de la continuidad del servicio se ha considerado importante analizar las diferentes causas u orígenes de las interrupciones, a efecto de realizar una clasificación de las mismas que permita dar las soluciones para mejorar la confiabilidad de suministros.

3.6.1 INTERRUPCIONES INTERNAS

Las interrupciones internas son aquellas que son atribuibles en su totalidad al sistema eléctrico de la empresa suministradora del servicio, y se dividen en programadas y no programadas.

1. **Interrupciones Programadas.-** son aquellas que se encuentran previstas tanto en tiempo como en frecuencia por las distribuidoras y por ende los consumidores son avisados con antelación, a efectos de que se tomen las medidas de prevención respectivas, con el propósito de minimizar su impacto. Estas interrupciones generalmente se producen por mantenimiento o readecuación en las redes de distribución, instalación de nuevos equipos, atención de servicios puntuales a consumidores, entre otros.
2. **Interrupciones No Programadas.**- corresponden al resto de interrupciones que no sean del tipo programado, las cuales son de carácter imprevisto y las distribuidoras no la pueden comunicar con la debida oportunidad a los consumidores; por tal razón, causan más daño al no poder estos últimos tomar alguna medida preventiva. Entre las interrupciones más comunes están las provocadas por falla en los sistemas de protección, error humano en la operación de la red, sobre cargas del sistema eléctrico, malas maniobras y las de origen debido a fenómenos climatológicos como son los rayos, el viento, la contaminación, la humedad, la corrosión salina, etc.

3.6.2 INTERRUPCIONES EXTERNAS

Son aquellas ajenas a la distribuidora y causada por agentes externos a la misma, además de que estas interrupciones son casi siempre de carácter imprevisto. Dentro de las posibles causas que determinan este tipo de interrupciones, se encuentran las siguientes:

1. **Otra Distribuidora.-** cuando se dé por causas atribuibles a otro agente distribuidor.
2. **El Trasmisor.**- cuando se producen fallas en cualquiera de los componentes del trasmisor que afecten a la operación normal de la distribuidora.
3. **Generador.**- cuando la causa es atribuible a una falla en una central de generación, sin que esto implique la actuación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia.
4. **Baja Frecuencia.**- cuando por causa atribuible a condiciones de operación de una central de generación, el sistema eléctrico disminuye su frecuencia fuera de los rangos mínimos aceptables.
5. **Restricción de Carga.**- cuando por causa atribuible a condiciones de operación del sistema eléctrico no seguras o de continuidad del suministro se restringe la carga por déficit de generación, a efecto de conservar la estabilidad en el sistema.

6. **Otras.**- Son aquellas fallas no categorizadas en los parámetros precedentes y entre los cuales se encuentran las de origen desconocido que suelen ser causas transitorias que no dejan evidencia de la causa de la falla y que no han podido ser despejadas por las protecciones, también están las fallas causadas por animales, arboles, vehículos o personas; también pueden considerarse en algunos causas como causa externa la provocada por las instalaciones de la red de un consumidor.

3.7 INDICADORES DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO O SERVICIO TÉCNICO

Los indicadores de la calidad del servicio técnico son aquellos que en forma general miden el número de veces (frecuencia), así como el tiempo (duración) en que se interrumpe el suministro de energía eléctrica.

A continuación se describen los indicadores que, conforme la literatura internacional, son los más utilizados, tanto a nivel global del sistema como a nivel individual de consumidor.

3.7.1 INDICES A NIVEL GLOBAL DE DISTRIBUCIÓN

Los índices de red permiten reflejar un comportamiento medio de la continuidad del suministro de todo el sistema o red de distribución, siendo estos aplicados para una región zona o área de concesión, constituyéndose estos indicadores en una media ponderada de los indicadores individuales aplicados a los usuarios afectados.

3.7.2 INDICES A NIVEL INDIVIDUALES DEL CONSUMIDOR

Estos índices están enfocados a medir la calidad del servicio técnico a nivel de un consumidor individual, es decir, para un suministro de energía eléctrica particular, independiente de la calidad del servicio que reciban otros consumidores. Los indicadores a nivel individual cuantifican como variables principales el número de veces y el tiempo de interrupción que ha sufrido cada uno de los usuarios de energía eléctrica.

A continuación se mencionan los índices que comúnmente se utilizan para evaluar la continuidad del suministro en un consumidor individual dentro de un periodo determinado de tiempo:

1. **Número de interrupciones.-** corresponde al número de veces en el cual no se dispone del suministro eléctrico respecto del periodo en análisis.
2. **Duración media de interrupciones.**- corresponde al tiempo medio de las interrupciones registradas en el periodo de estudio.
3. **Duración total de las interrupciones.**- Es la suma de las duraciones de todas las interrupciones del periodo considerado.
4. **Energía No Suministrada –** ENS.- es la energía que se dejó de entregar al consumidor individual a consecuencia de las interrupciones de servicio ocurridas dentro del periodo en análisis. La ENS debe ser estimada debido a que no es posible medirla.

3.8 REGULACION 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

3.8.1 CONTROL

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupción.

Durante la subetapa 1 se efectuaran controles en función a Índices Globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de MV. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la

cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los consumidores con suministros en MV o en AV, se determinarán índices individuales.

En la Subetapa 2 los indicadores se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

El período de control será anual, por tanto, los Distribuidores presentarán informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

Sin embargo le lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo.

3.8.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.

- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje o bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe de tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitan identificar claramente a todos los consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sector eléctrico.

3.8.3 REGISTRO Y CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.-

El distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado previamente a fin de asegurar su utilización durante la Subetapa 1.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupación y de cálculo:

a) Por su duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

b) Por su origen

- Externas al sistema de distribución.
  * Otro distribuidor.
  * Transmisor.
  * Generador.
  * Restricción de carga.
  * Baja frecuencia.
  * Otras.

c) Por su causa

- Programadas

* Mantenimiento.
* Ampliaciones.
* Maniobras.
* Otras.

- No programadas
  * Climáticas.
  * Ambientales.
  * Terceros.

d) Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje.
- Medio voltaje.
- Alto voltaje.

3.8.4 INTERRUPCIONES A SER CONSIDERADAS.-

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se consideraran todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debido a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se consideraran las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por fallas de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros consumidores.

Tampoco se consideraran para el cálculo de los índices, pero si se registraran, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art.36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estas si serán registradas.

3.8.5 CONTROL DEL SERVICIO TÉCNICO EN LA SUBETAPA 1 DE LA REGULACIÓN No CONELEC 004/01

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computaran las interrupciones originadas en la red de bajo voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquellas que no produzcan la salida de servicio del centro de transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el Terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes B/V del transformador MV/BV.

3.8.5.1 ÍNDICES

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$\mathbf{FMIK}_{\mathbf{Rd}} = \frac{\sum_{i} \mathbf{kVAfs}_{i}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst}}} \qquad [3.1]$$

$$\mathbf{FMIK}_{\mathbf{Aj}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i\,Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst\,Aj}}} \qquad [3.2]$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$\mathbf{TTIK}_{\mathbf{Rd}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i}} * \mathbf{Tfs}_{\mathbf{i}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst}}} \qquad [3.3]$$

$$\mathbf{TTIK}_{\mathbf{Aj}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i\,Aj}} * \mathbf{Tfs}_{\mathbf{i\,Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst\,Aj}}} \qquad [3.4]$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_{\mathbf{i}}$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador “A_j” en el período en análisis.

$kVAfs_{i::}$ Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d: Red de distribución global

A_j: Alimentador primario de medio voltaje "j"

c) Índices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

3.8.5.2 REGISTRO

Será responsabilidad del Distribuidor efectuar el levantamiento y registro de las interrupciones y la determinación de los correspondientes índices.

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios.

El Distribuidor entregará informes anuales al CONELEC con los resultados de su gestión en el año inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes por toda la empresa y por alimentador de MV, y el monto de las Compensaciones en caso de corresponder. El CONELEC podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices, así como exigir informes de los registros de interrupciones, con una periodicidad menor a la anual.

A los efectos del control, el Distribuidor entregará informes mensuales al CONELEC con:

a) los registros de las interrupciones ocurridas.
b) la cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal.
c) el valor de los índices obtenidos.

3.8.5.3 LÍMITES.-

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Tabla 3.1 Valores límites de la subetapa 1
Fuente: Regulación No. CONELEC-004/01

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

Indice	Lim FAIc	Lim DAIc
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

Tabla 3.2 Valores límites de la Subetapa 2
Fuente: Regulación No CONELEC-004/01

3.9 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA S/E SAN CAYETANO.

La Subestación San Cayetano, está ubicada en la Ciudad de Loja. Sus coordenadas geográficas aproximadas son: latitud 3° 59´44.8” sur, longitud 79°11´38.6” oeste. Altura geográfica aproximada 2.162 m.s.n.m

S/E SAN CAYETANO

3.9.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.

Esta subestación recibe alimentación desde la subestación Obrapía por medio de una línea de subtransmisión de 69kV de 2200 metros de largo. Esta subestación también envía a 22 KV, la alimentación de la Central Hidroeléctrica Ingeniero Carlos Mora Carrión es de 2400 KW de capacidad.

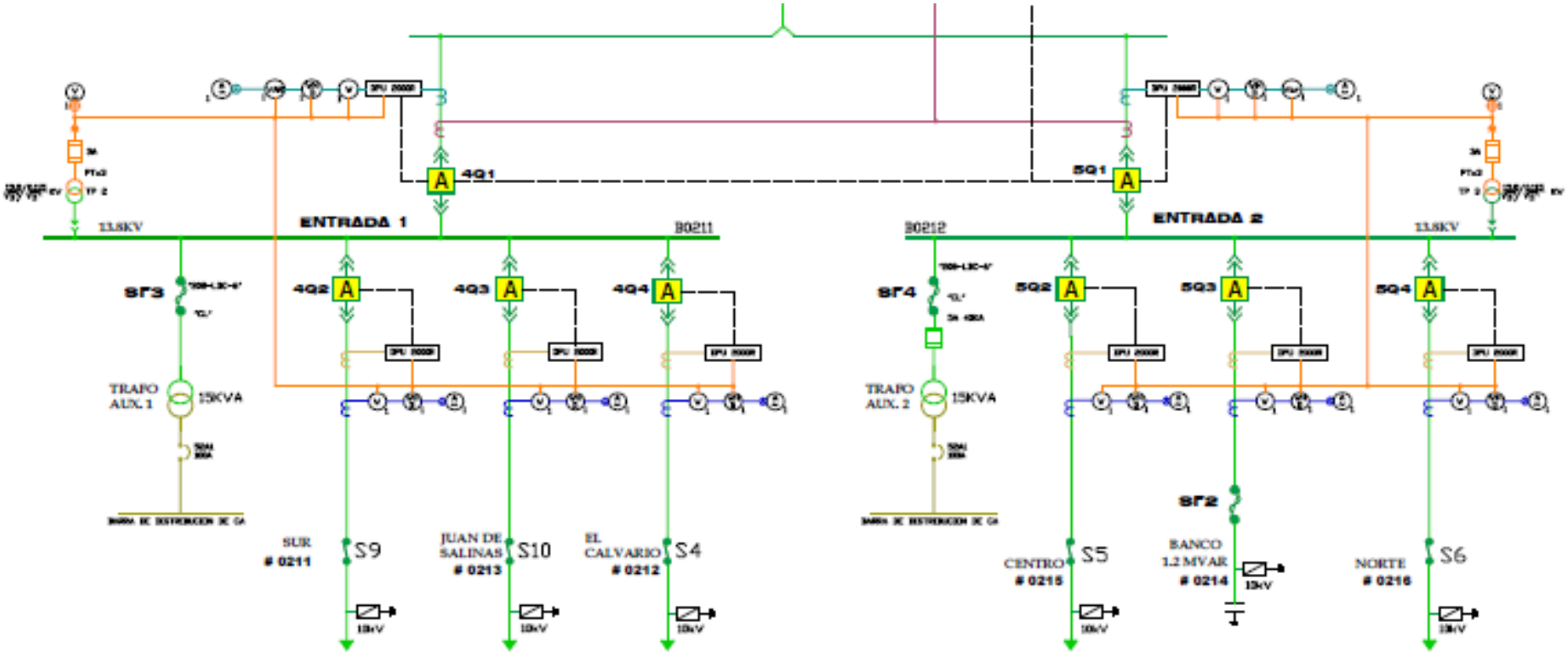


FIGURA 3.7 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S/E SAN CAYETANO

FUENTE: Empresa eléctrica regional del sur S.A.

Dispone de dos transformadores de Potencia: el primero T1 de 10MVA de 69/13.8KV, y por medio de dos salidas de 13.8KV, denominadas Entrada 1 (E1), que da alimentación a los alimentadores: Sur (4Q2), Juan de Salinas (4Q3) y El Calvario (4Q4); y la Entrada 2 (E2), que da alimentación al alimentador Centro (5Q2), Banco de Capacitares trifásico de 0.6 MVAR (5Q3) y al alimentador Norte (5Q4), estos alimentadores salen al sistema de distribución de la Ciudad de Loja.

El otro transformador T2 de 5MVA de 69/22KV, se conecta a la Central Hidroeléctrica Ingeniero Carlos Mora Carrión. Además existe actualmente dos Transformadores el primero de 1.5MVA de capacidad, y el segundo de 2.5MVA de capacidad, no están siendo utilizados, por lo que se considera equipo de reserva.

La subestación dispone de una Sala de Control, donde se encuentran ubicados los interruptores de 13.8 kv y de 22 kv

Actualmente están instalados en el interior de los paneles algunos equipos del sistema SCADA, así como RTU está instalada en un cuarto al final de la Sala de Control.

Para la alimentación del sistema de control de la subestación, se dispone de dos bancos de baterías de 125 Vdc, que es alimentado desde dos transformadores

trifásico de servicios auxiliares de 13.800/240-120 V y con una capacidad de 10 KVA cada uno.

3.9.2 POSICIONES DE 13.8 kV

El transformador T1 a través de un seccionador S1, alimenta a dos barras de 13.8 kV cada una controlada con un interruptor (E1 y E2).

La barra 1 controlada por E1, tiene tres alimentadores de 13.8 kV con interruptores: 4Q2, 4Q3 y 4Q4. Mientras que la barra E2 tiene dos alimentadores con interruptores 5Q2 y 5Q4, también alimenta un banco de capacitores con el interruptor 5Q3. La configuración para todas las salidas de 13.8 kV tiene el mismo equipamiento: un interruptor sin seccionadores. Los alimentadores Norte, y Centro tienen un juego de seccionadores, ubicados en la salida.

Todos los paneles de comando de interruptores de 13.8 kV, están ubicados en la Sala de Control de la Subestación.

Los Sistemas de Protecciones y Mediciones de las salidas de líneas de 13.8 kV, tienen equipos de tipo electromecánico y electrónico. Las protecciones de las salidas tienen relés de sobrecorriente DPU 2000R. Las mediciones tienen

amperímetros, adicionalmente los interruptores E1 y E2 disponen de medidores de potencia activa y reactiva. Todos estos equipos se encuentran ubicados en el interior de cada panel dentro de la Sala de Control.

3.9.3 POSICIONES DE 22 kV

La salida a la Central Carlos Mora Carrión y el transformador T2 tienen un interruptor 2Q1 con tres seccionadores (S7, S8 y S9), uno de los cuales S9 hace la función de by-pass del interruptor. El panel de control de este equipamiento está ubicado en el patio y en la Sala de Control.

Los sistemas de protección y de medición tienen equipos de tipo electromecánicos, electrónicos, ubicados en el panel del interruptor, el mismo que se encuentra en la Sala de Control.

En el sistema de control para cierre y apertura del interruptor, se lo hace desde la Sala de Control como también desde el patio.

3.10 PROGRAMA SPARD mp. DISTRIBUCIÓN

3.10.1 INTRODUCCION

Las empresas de energía eléctrica y en general de servicios públicos a nivel mundial, utilizan cada vez más sistemas georeferenciados para manejar y analizar la información de sus sistemas de distribución. Esto con el fin de lograr una alta eficiencia en costos de inversión, operación y mantenimiento, y de brindar un servicio confiable con mínimas perdidas técnicas.

La atención de las empresas de energía se halla en su área o departamento de distribución, ya que es un área que ofrece enormes posibilidades de mejoría lo cual también aumenta la eficiencia de la empresa. La privatización de las empresas exige herramientas más enfocadas hacia una prestación de servicios eficiente y de alta calidad y confiabilidad.

Con la introducción de los sistemas de información geográfica (SIG), se logro asociar información espacial (geográficas) consignada en mapas, con bases de datos diversos. Estos sistemas de información se han aplicado para estudios en diversos campos como pueden ser yacimientos de carbón, de petróleo, redes municipales de acueducto, redes eléctricas, etc.

En el presente capitulo se enfocara específicamente a la utilización y simulación del SPARD mp. Distribución referente al modulo calidad del servicio, el cual utiliza la información topológica y de vinculo cliente-red en su base de datos, este modulo de calidad permite calcular los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones llevando un histórico de estos indicadores que sirvan de referencia para medir, corregir y predecir la calidad de servicio. El calculo de estos indicadores depende del marco regulatorio de cada país.

3.10.2 GENERALIDADES

Desde 1992 Spard mp Distribución y sus precursores ha sido implementado en más de 40 empresas en Colombia y en varios países de Latinoamérica, como Chile, Argentina Perú, Ecuador, Nicaragua, Honduras, Republica Dominicana, EUA y en la India. Es una solución especialmente diseñada para ser aplicada a problemas específicos de las empresas eléctricas, por ejemplo el alto índice de perdidas técnicas y no técnicas. Recientemente, la evolución de Spard mp Distribución se ha enfocado a ser una herramienta para satisfacer las exigencias de los entes reguladores, enfocados con temas como monitoreo de calidad de suministro de energía, valoración de activos, etc.

El paquete Spard mp Distribución de ENERGY COMPUTER SISTEMS, es un sistema de información geográfica especializado ya que va mas allá de los

sistemas SIG (sistema de información geográfica estándar), Esto se debe a que integra los siguientes múltiples aspectos:

1. Mapeo.- es decir la creación y mantenimiento de planos urbanísticos y de la red eléctrica.
2. Aplicaciones de análisis.- gestión, operación, optimización y simulación de redes.
3. Base de datos de los elementos de red (inventarios).

Con Spard mp Distribución se crean bases de datos de simulación, de tal forma que los análisis y simulaciones no afectan a la información original. Existe por ejemplo la posibilidad de mallar toda la red de distribución de la ciudad. El programa encuentra, a través de análisis de optimización, los cortes óptimos de tal forma, que la red sigue siendo radial pero con mínimas perdidas globales.

Entre las aplicaciones de análisis se destacan, el flujo de carga balanceado y desbalanceado, análisis de corto circuito, manejo de carga de transformadores, localización óptima de condensadores, balance gerencial de potencia, energía y pérdidas, reconfiguración óptima de la red, cálculos de confiabilidad de equipos, **Calidad de Servicio** (frecuencia y duración de interrupciones).

La característica fundamental de Spard mp Distribución es la integración total del sistema geográfico y grafico con la base de datos y los programas de aplicación antes mencionados.

El enfoque de Spard mp Distribución va mucho más allá de una herramienta de análisis eléctrico de redes de distribución, es un sistema abierto que define como una solución corporativa para el manejo del sistema de distribución. El modelo de datos Spard mp Distribución ha sido probado en muchas instalaciones y es expandible tanto con relación al contenido de información como a la adición de nuevas aplicaciones, que pueden ser implementadas inclusive por terceros.

También es sencillo el desarrollo de aplicaciones WEB que accedan la base de datos Spard mp Distribución a través de navegadores de internet. Este caso se puede aprovechar, por ejemplo para crear aplicaciones de consulta a nivel ejecutivo de la compañía.

La utilización de la tecnología de Oracle ® (base de datos) también facilita la conexión y el desarrollo de interfaces como sistemas del mismo estándar para otras áreas de la empresa, como sistema comercial, mantenimiento, activos fijos, área financiera, etc.

3.10.3 SISTEMA CALIDAD DE SERVICIO

El modulo de calidad de servicio es una de las principales herramientas administrativas de la línea de productos Spard mp. Este programa permite manejar restituciones de servicios parciales e incluye un modulo de cálculo de compensación a clientes y de estadísticas de falla por equipo.

Spard mp Calidad de Servicio utiliza la información topológica y de vinculo cliente-red ("Amarre de usuarios") en su base de datos, calcula los indicadores Duración y frecuencia requeridos de manera automática y lleva un histórico de estos indicadores, sirviendo como punto de referencia para medir, corregir y predecir dentro de los operadores de red, la calidad de servicio.

Los módulos de esta aplicación son:

1. Registros de eventos de falla y análisis de circuitos y consumidores afectados. Registro de restituciones SOE (Secuencia Operativa de Eventos).
2. Calculo de Indicadores Des (duración) y Fes (frecuencia) de interrupciones.
3. Calculo de compensación (en términos de duración y frecuencia de fallas) a entregar al sistema comercial.
4. El cálculo de los indicadores Des y Fes depende del marco regulatorio de cada País. Estos indicadores están calculados en el momento para el caso

colombiano. ECS (ENERGY COMPUTER SISTEMS) puede desarrollar las aplicaciones correspondientes a diferentes marcos regulatorios en otros países.

5. ECS ha implementado interfaces de esta aplicación con sistemas comerciales, con el fin de sincronizar las novedades de usuarios, y de entregar información de Des y Fes desde el SPARD al sistema comercial.

3.11 MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

3.11.1 INTRODUCCIÓN

Las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica tienen la responsabilidad de abastecer a todos los usuarios de energía eléctrica en la cantidad requerida, tan económicamente como sea posible y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad.

Desde el punto de vista de mantenimiento de los sistemas eléctricos de distribución la EERSSA no cuenta con un plan especifico para el mantenimiento respectivo de los diferentes equipos de transmisión de la energía eléctrica, por lo tanto en este capitulo se analizaran aspectos básicos del proceso de mantenimiento como serian políticas, programas y planes de mantenimiento para tener una guía de mantenimiento, utilizando los recursos humanos y materiales

existentes en la empresa y así poder garantizar su operatividad y seguridad en su aplicación.

Se observaran los diferentes tipos de mantenimiento existentes para poder realizar el mantenimiento respectivo y oportuno de los equipos de transmisión eléctrica, para que exista una mejor calidad del servicio.

Se realizara un plan de sugerencias para el mantenimiento de las instalaciones eléctricas de media tensión.

3.11.2 MANTENIMIENTO

Es un conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir a un equipo, las condiciones que le permitan realizar una función. Comprende todas las acciones necesarias para que un equipo sea conservado o restaurado de modo de poder permanecer de acuerdo con una condición especifica.

Se establecen básicamente cuatro tipos de mantenimiento:

1. Mantenimiento Predictivo
2. Mantenimiento Preventivo
3. Mantenimiento Correctivo
4. Mantenimiento Detectivo o Condicional

3.11.2.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Es todo aquel que permita garantizar la calidad de servicio deseada, de un equipo, sobre la base de la aplicación sistemática de técnicas de análisis, utilizándose medios de supervisión o de muestreo, para reducir al mínimo el mantenimiento preventivo y disminuir al máximo el mantenimiento correctivo.

En este tipo de mantenimiento no se requiere desarme, el estado del equipo y/o controles de sus parámetros de funcionamiento.

El mantenimiento predictivo puede efectuarse de dos formas:

1. Mantenimiento predictivo en servicio.- no implica interrumpir el servicio normal que el equipo esta prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: Extracción de muestras de aceite para medición de rigidez dieléctrica del mismo, en transformadores.
2. Mantenimiento predictivo fuera de servicio.- implica interrumpir el servicio normal que el equipo esta prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: medir los índices de polarización y absorción en transformadores.

3.11.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Es todo aquel que se realiza sobre un equipo que se encuentra en condiciones normales de operación, con el objetivo de reducir la probabilidad de falla o deficiencia en el funcionamiento, pudiéndose prevenir y programar.

El mantenimiento preventivo puede efectuarse de tres formas:

1. Mantenimiento preventivo periódico programado del equipo fuera de servicio.- mantenimiento efectuado en intervalos predeterminados de tiempo, o de acuerdo a criterios preestablecidos. En general implica desarmes y revisión de sus componentes internos. Ejemplo: revisión de cámaras de extinción de arco en interruptores.
2. Mantenimiento preventivo periódico del equipo en servicio.- mantenimiento efectuado en intervalos predeterminados de tiempo, o de acuerdo a criterios preestablecidos. Ejemplo: limpieza de cámaras de transformación.
3. Mantenimiento preventivo no periódico programado.- mantenimiento normalmente no esperado, que se efectúa aprovechando la oportunidad de una salida fuera de servicio normal del equipo.

3.11.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Mantenimiento efectuado luego de ocurrida una falla y destinado a volver a colocar el equipo en condiciones de ejecutar su función requerida.

El mantenimiento correctivo puede ser de dos formas:

1. Mantenimiento correctivo programable.- es cuando la falla resulta de características tales que permitan mantener en servicio al equipo a pesar de no satisfacer la plenitud de las funciones del mismo o de sus partes integrantes, hasta tanto se pueda programar su salida fuera de servicio. Ejemplo: pequeña perdida de aceite en un transformador.
2. Mantenimiento correctivo no programable.- se puede dividir en dos tipos:
    a. Mantenimiento correctivo de urgencia.- es cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo a la brevedad posible, pues por la gravedad de la falla, peligra la integridad o la prestación del equipo de sus partes integrantes. Ejemplo: detección de alta temperatura en unión metálica de una línea.
    b. Mantenimiento correctivo de emergencia.- cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo en forma inmediata, generalmente surge a causa de una avería.

3.11.2.4 MANTENIMIENTO DETECTIVO O CONDICIONAL

Se denomina a todas aquellas tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas “check-list”, “test operativo” ó pruebas funcionales. Es una técnica utilizada para detectar si algo falla (detección de fallas ocultas). Ejemplo: chequeo del funcionamiento de protecciones.

El tipo de mantenimiento a emplear, así como sus características cualitativas y cuantitativas, a aplicar sobre cada equipo, es conveniente que estén perfectamente determinadas y detalladas en la documentación correspondiente en la política de mantenimiento.

3.11.3 PROCESO DE MANTENIMIENTO

Todos los profesionales envueltos en las áreas operativas de la actividad de distribución de energía eléctrica desean, por razones obvias, que sus equipos instalados se encuentren en estado de disponibilidad durante tanto tiempo como sea posible. Para lograrlo, es necesario “ayudar” a los equipos a mantener ese estado, realizando las tareas de mantenimiento apropiadas. Algunas de estas tareas son exigidas o sugeridas por los fabricantes de los equipos. Sin embargo, la experiencia practica nos indica que, esas tareas, generalmente no basta para garantizar la disponibilidad del equipo, por lo cual, a partir de ahí, es necesario realizar otras tareas adicionales para recuperar la funcionalidad. Esto conduce al

concepto de mantenimiento que incluye todas las tareas que realiza el usuario para conservar los equipos en el estado disponible o para recuperarlo de su estado de indisponibilidad.

En los sistemas eléctricos de distribución hay una multitud de equipos cuya funcionalidad debe de ser conservada por los profesionales a cargo, a lo largo de su vida útil. El proceso por el cual se mantiene la capacidad del equipo para realizar la función requerida es conocido como proceso de mantenimiento.

Cuando se analizan las tareas de mantenimiento durante este proceso, podemos considerar las siguientes:

1. Cambio de estado superficial.- ejemplo típico son: lavado, limpieza, pintura, etc.
2. Aumento de la confiabilidad y la seguridad.- lo que se pretende es reducir la probabilidad de aparición de fallas funcionales. Las tareas más comunes de este tipo son: inspeccionar, controlar, comprobar, verificar, probar, ejecutar pruebas funcionales.
3. Consecución de una tasa optima de consumo.- ejemplo: eliminación de pérdidas de aceites dieléctricos. Lo que contribuye al costo-eficiencia del proceso de mantenimiento y operación.

4. Recuperación de la funcionalidad del equipo.- las tareas más frecuentes realizadas para recuperar la funcionalidad son: revisar, reparar, restaurar, etc.

Es necesario tener en cuenta que se necesitan ciertos recursos para facilitar este proceso. Como el fin principal de estos recursos es facilitar el proceso de mantenimiento, se les designa con el nombre de recursos de mantenimiento (Maintenance Resources, MR).

Los recursos necesarios para la realización con éxito de toda tarea de mantenimiento pueden agruparse en las siguientes categorías:

1. Abastecimiento o aprovisionamiento.- es un nombre genérico que incluye el suministro de todos los repuestos, elementos de reparación, consumibles, suministros especiales y artículos de inventario necesarios para apoyar a los procesos de mantenimiento.
2. Equipos de prueba y apoyo.- incluye todas las herramientas, equipos especiales de vigilancia de la condición, equipos de comprobación y calibración, banco de pruebas para mantenimiento, y equipos auxiliares de servicio, necesarios para apoyar a las tareas de mantenimiento asociadas a los equipos.

3. Personal.- se incluye el necesario para la instalación, comprobación, manejo y realización del mantenimiento del equipo y el instrumento necesario para cada tarea de mantenimiento.
4. Instalaciones.- incluye las instalaciones especiales precisas para la ejecución de las tareas de mantenimiento. Deben considerarse las plantas edilicias, edificaciones portátiles, talleres de mantenimiento, laboratorios de ensayos y otras instalaciones para reparaciones especiales y revisiones generales, relacionadas con cada tarea de mantenimiento.
5. Datos técnicos.- manuales de mantenimiento, procedimientos de comprobación, instrucciones de mantenimiento, procedimientos de inspección y calibración, procedimientos de revisiones generales, instrucciones de modificación, información sobre las instalaciones, planos y especificaciones que son necesarios para realizar las funciones de mantenimiento del equipo. Tales datos no solo se refieren a los equipos, sino también a los aparatos de prueba y apoyo, transporte y manejos de las herramientas, equipo de instrucción e instalación.
6. Recursos informáticos.- comprende las computadoras y sus accesorios, software, base de datos, etc., necesarios para realizar la gestión del mantenimiento.

Los procesos de mantenimiento, como tantos otros, tienen sus propias restricciones. Las más frecuentes en los procesos de mantenimiento son:

1. Presupuesta.
2. Programación, tiempo disponible, horas hombres disponibles.
3. Reglamentaciones de seguridad.
4. Entorno, clima.
5. Documentación técnica en lenguas extranjeras.
6. Cultura/costumbres tradicionales.

Cuando se analiza un proceso de mantenimiento es imperativo considerar tanto los recursos como las restricciones, a fin de conseguir un óptimo control de esta tarea tan compleja que tiene un gran impacto en la seguridad, confiabilidad, costo, prestigio, y otras características decisivas para la conducción competitiva de la actividad dentro y fuera de la empresa de distribución.

Un factor fundamental y característico del mantenimiento de los sistemas eléctricos de distribución son los requerimientos de seguridad tanto para la realización de tareas de mantenimiento sobre instalaciones fuera de servicio, como para aquellas actividades de mantenimiento que se realizan en instalaciones en servicio, ejemplo: trabajo con tensión.

3.11.4 EQUIPOS DE DISTRIBUCIÓN.

Son considerados equipos de distribución, todos aquellos componentes individuales que conectados entre sí constituyen un sistema eléctrico de distribución. Entre otros podemos mencionar:

1. Transformadores.
2. Interruptores.
3. Seccionadores
4. Reconectadores.
5. Seccionalizadores.
6. Líneas aéreas.
7. Cables subterráneos.
8. Sistemas de protección.
9. Sistemas de medición.
10. Sistemas de telecontrol o telesupervisión.

3.11.5 LA ESTRUCTURA DE MANTENIMIENTO.

Conceptualmente el mantenimiento debe estar estructurado de forma tal que esté conformado por los siguientes elementos:

1. Política de mantenimiento.
2. Plan de mantenimiento.
3. Programas de mantenimiento.

3.11.5.1 POLÍTICAS DE MANTENIMIENTO.

La política de mantenimiento establece la estrategia, lineamientos y pautas a seguir en la organización funcional de mantenimiento, conformando las etapas de planificación, programación, preparación ejecución y evaluación de resultados.

3.11.5.2 PLAN DE MANTENIMIENTO.

El plan de mantenimiento es aquel que, elaborado conforme a la política de mantenimiento, define los programas de mantenimiento a realizar en un periodo de tiempo determinado, se refiere a los intervalos entre tareas de mantenimiento de características predictivas o preventivas.

3.11.5.3 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO.

Los programas de mantenimiento son aquellos en los cuales se definen básicamente: tareas y fechas de ejecución.

Tanto la política, como el plan y los programas de mantenimiento deben estar perfectamente determinados y documentados a los efectos de llevar a cabo una exitosa gestión.

3.11.6 LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

3.11.6.1 GENERALIDADES

Una tarea de mantenimiento es el conjunto de actividades que se deben realizar y que forman parte de una orden de trabajo o de un programa de trabajo.

Ya se ha mencionado que cada tarea requiere recursos específicos para su finalización, llamados recursos de mantenimiento. También es importante recordar que cada tarea se realiza en un entorno específico, por ejemplo bajo lluvia, radiación solar, humedad, temperatura y situaciones similares, que pueden tener un impacto significativo en la seguridad, precisión y calidad en la realización de esa tarea.

El número de tareas, su ordenamiento, así como el número, tipo y calidad de recursos requeridos, depende principalmente de las decisiones adoptadas durante la base de elaboración del plan y los programas de mantenimiento. En cierto modo, el orden de magnitud del tiempo requerido

para la recuperación de la disponibilidad de un equipo, sólo se puede decidir en esa etapa, teniéndose en cuenta la complejidad de la tarea de mantenimiento, la accesibilidad a los distintos componentes, la seguridad, la capacidad de prueba, la localización física del equipo; etc. Lo mismo ocurre con las decisiones relacionadas con los requerimientos de los recursos de apoyo al mantenimiento (instalaciones, herramientas, personal, etc.).

Las características de los equipos que reflejan los conceptos anteriores están dadas por lo que se denomina mantenibilidad que es la capacidad de un equipo de ser sometido a mantenimiento.

3.11.6.2 **DURACIÓN DE LA TAREA DE MANTENIMIENTO**

Los profesionales de mantenimiento generalmente concuerdan que tareas de mantenimiento supuestamente idénticas, realizadas bajo similar condiciones, requieren diferentes lapsos de tiempo. Las razones principales para estas variaciones se pueden clasificar en tres grupos:

1. Factor personal.- que representan la influencia de la habilidad, motivación experiencia, actitud, capacidad física, vista, autodisciplina, formación, responsabilidad y otras características similares con el personal implicado.

2. Factores condicionales.- que representan la influencia del entorno operativo respecto a la condición física, forma, geometría y características similares del equipo sometido a mantenimiento.
3. Factor de entorno.- que refleja la influencia de aspectos como temperatura, humedad, ruido, iluminación, vibración, momento del día, época del año, viento, etc. En el personal de mantenimiento durante la ejecución de la tarea.

3.11.6.3 CLASIFICACION DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

Siguiendo el mismo criterio de clasificación para los tipos de mantenimiento, tenemos aquí que las tareas, a su vez pueden clasificarse en:

3.11.6.3.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Generalmente consta de las siguientes actividades:

- Inspección.
- Ensayos o medición de parámetros característicos.

3.11.6.3.2 TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Generalmente costa de las siguientes actividades:

- Desmontaje.
- Reacondicionamiento, reparación o reemplazo.
- Montaje.
- Comprobaciones y/o mediciones.
- Pruebas funcionales.

3.11.6.3.3 TAREAS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Generalmente consta de las siguientes actividades:

- Detección o localización de la falla.
- Desmontaje.
- Reacondicionamiento, reparación o reemplazo.
- Montaje.
- Comprobación y/o mediciones.
- Pruebas funcionales.

3.11.6.3.4TAREAS DE MANTENIMIENTO DETECTIVO O CONDICIONAL

Generalmente consta de las siguientes actividades:

- Inspección.
- Ensayos, exámenes o medición de parámetros característicos.
- Pruebas funcionales.

La tarea de examinar un equipo mediante operaciones de desarme, inspección, reparación, en caso de ser necesario y armado; suelen englobarse en el término: Revisión.

4. MATERIALES Y METODOS

4.1 MATERIALES

Los materiales que se han utilizado en la presente tesis son:

1. Computadora.
2. Cámara fotográfica.
3. Materiales de oficina.
4. Memorias USB.
5. Impresora.
6. Servicio de Internet.
7. CD's.
8. Software Spard mp Distribución.

4.2 METODOS

Para la elaboración de la presente tesis de grado hemos utilizado los siguientes métodos de investigación.

4.2.1 METODO DESCRIPTIVO

Este método permitió describir de forma real las diferentes circunstancias y situaciones que preceden a la evaluación y control de la Calidad del Servicio técnico, ya que nos permitió clasificar los indicadores cuantitativos y también organizar la información mediante tablas y gráficos.

4.2.2 METODO DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Con la finalidad de realizar la evaluación y cálculo de los índices Duración y Frecuencia, se procedió mediante este método a la recopilación de la información necesaria en el siguiente orden:

1. Recolección de datos.
2. Carga instalada.
3. Código del alimentador.

4.2.2.1 RECOLECCIÓN DE DATOS.

Se procedió a revisar los libros de bitácoras que reposan en la S/E San Cayetano de los años 2007, 2008, 2009 y 2010, desconexiones que se encuentran detalladas por los siguientes parámetros:

1. Fecha de desconexión.
2. Nombre del alimentador desconectado.
3. Corrientes de las tres líneas.
4. Voltaje en 13.8 KV.
5. Potencia desconectada MW.
6. Operación de relees de protección.
7. Hora de apertura.
8. Hora de reconexión.
9. Duración de la desconexión.
10. Causa de la desconexión.

En Anexo # 1 consta la hoja de registro de interrupciones en la que los tableristas registran cada una de las desconexiones.

4.2.2.2 CARGA INSTALADA.

La carga instalada en cada uno de los alimentadores es proporcionada por el Sistema Computarizado para el Análisis de Alimentadores Primarios (SICAP), este programa realiza un diagnostico de operación de la red, por ejemplo estudio de transferencia de carga entre diferentes alimentadores, proyección de carga, etc.

La información que dispone este programa nos permite conocer: longitud de los tramos, número de fases, calibre de conductor, potencia instalada, entre otros datos, dicho programa está disponible en el Departamento de Planificación y el Departamento de Operación y Mantenimiento. A continuación en la siguiente tabla (4.1) se detalla la carga instalada de los alimentadores del periodo en análisis.

NUMERO	ALIMENTADOR	CARGA INSTALADA KVA			
		AÑO 2007	AÑO 2008	AÑO 2009	AÑO 2010
1	Norte	8029	9057	7395	6658
2	Sur	4802	7045	7045	5829
3	Centro	2440	2541	2912	2897
4	J. de Salinas	6155	5658	5658	4855

Tabla 4.1 Carga instalada
FUENTE: Los autores

4.2.2.3 CODIGO DE LOS ALIMENTADORES.

El código que se maneja para cada uno de los alimentadores de media tensión es numérico único y está formado por cuatro digititos, empezando de izquierda a derecha, cada digito tiene el siguiente significado:

1. Los dos primeros números indica la S/E al que pertenece dicho alimentador.
2. El tercer digito indica el nivel de tención del alimentador.
3. El cuarto digito indica el nombre del alimentador.

Tal como se muestra en la tabla (4.2)

NOMBRE DEL ALIMENTADOR	CODIGO
SUR	0211
NORTE	0212
J. de SALINAS	0213
CENTRO	0215

Tabla 4.2 Código de alimentadores
FUENTE: Los autores

4.2.3 DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS.

De acuerdo a la Regulación del CONELEC se debe de llevar un registro histórico de las interrupciones mediante un sistema informático, por lo tanto se realizo la hoja de registro en el programa EXCEL, el cual nos permitirá clasificar de acuerdo a los parámetros que indican la regulación valido para la utilización durante la subetapa 1.

5. RESULTADOS

5.1 EVALUACIÓN DE LA FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES Y DE LOS INDICES DE CALIDAD DEL SERVICO TÉCNICO DE LOS CUATRO ALIMENTADORES DE LA S/E SAN CAYETANO.

En base a los registros obtenidos en los archivos que reposan en la S/E de las interrupciones de los alimentadores para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 se ha procedido al cálculo de los índices de calidad del servicio técnico valido para la subetapa 1, tal como lo establece la Regulación Nro. CONELEC 004/01.

5.1.1 INTERRUPCIONES DEL PERIODO EN ANALISIS

Tomando en cuenta todas las interrupciones ocurridas, menores y mayores a 3 minutos, en los alimentadores primarios de la S/E San Cayetano, durante los 4 años de evaluación, se ha observado que durante el año 2007 se han producido 92 desconexiones, durante el 2008 se han producido 95 desconexiones, en el año 2009 se han producido 72 desconexiones y durante el año 2010 ha existido 46 desconexiones. Como se puede apreciar en la siguiente tabla (5.1).

MES	2007	2008	2009	2010
Enero	19	12	0	3
Febrero	6	8	4	6
Marzo	4	17	2	1
Abril	6	15	8	4
Mayo	7	3	11	10
Junio	2	4	9	1
Julio	6	6	2	3
Agosto	4	5	9	11
Septiembre	4	7	12	1
Octubre	12	9	7	1
Noviembre	10	3	0	4
Diciembre	12	6	8	1
Total	**92**	**95**	**72**	**46**

Tabla 5.1 Numero de interrupciones por mes de los alimentadores primarios
FUENTE: Los autores

En la figura 5.1 se muestran los valores numéricos en forma de barras de las desconexiones ocurridas durante los cuatro años de evaluación.

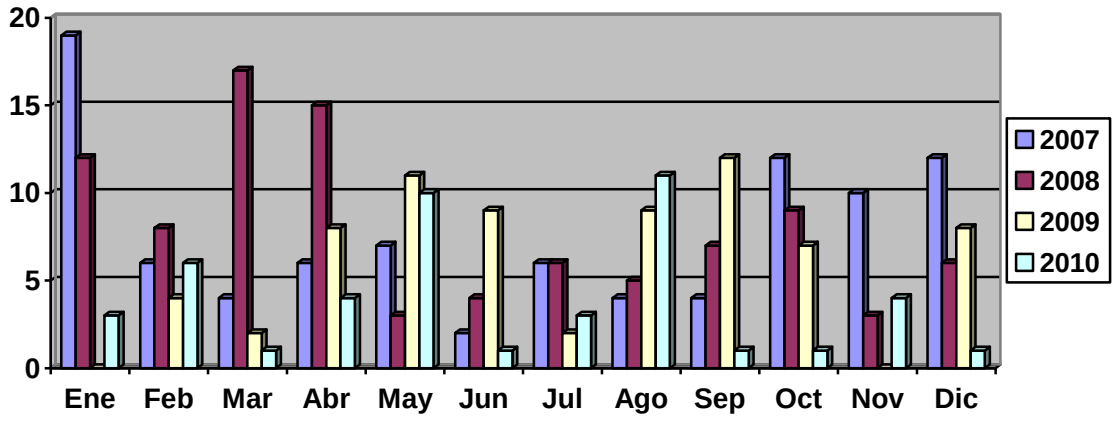


Figura 5.1 Número de interrupciones por mes para los cuatro años en evaluación
FUENTE: Los autores

5.1.1.1 POR SU DURACIÓN

De acuerdo a la regulación del CONELEC las interrupciones por su duración se clasifican en dos grupos, menores e iguales a tres minutos y mayores a tres minutos, por tanto a continuación en la tabla 5.2 se puede resumir el número de interrupciones según su duración para los años 2007, 2008, 2009 y 2010.

AÑO	Menores e igual a 3 minutos		Mayores a 3 minutos		Total de desconexión
	# de desconexión	Porcentaje	# de desconexión	Porcentaje	
2007	38	41.30%	54	58.70%	92
2008	47	49.47%	48	50.53%	95
2009	37	51.39%	35	48.61%	72
2010	29	63.04%	17	36.96%	46

Tabla 5.2 Número de interrupciones por su duración
FUENTE: Los autores

En la figura 5.2 se muestra los valores en forma de barra de las interrupciones de los cuatro años en evaluación por su duración.

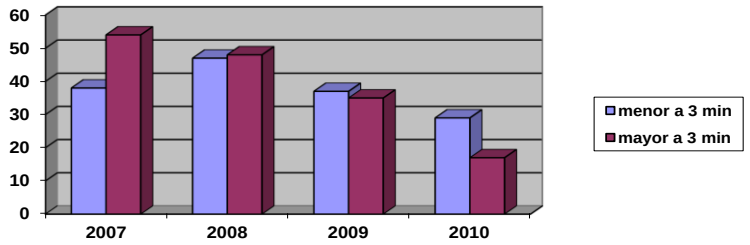


Figura 5.2 Número de interrupciones por su duración
FUENTE: Los autores

5.1.1.2 POR SU ORIGEN.

5.1.1.2.1 EXTERNAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Para este tipo de interrupciones la empresa maneja la siguiente codificación: externa otro distribuidor (ED), externa trasmisor (ET), externa generador (EG), otras (EO), externa restricción de carga (ER) y externa baja frecuencia (EF); estas dos últimas desconexiones no serán tomadas para el cálculo de los índices de acuerdo a lo establecido por el CENACE que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme a lo establecido en el Art. 36 del Reglamento del Suministro del Servicio de Electricidad. En la tabla 5.3 se encuentra resumido los valores en número y porcentaje de este tipo de interrupciones y así mismo en la figura 5.3 se muestra los valores en forma grafica.

Año	ED		ET		EG		EO		ER		EF		Total
	#	%	#	%	#	%	#	%	#	%	#	%	
2007	0	0	4	50	0	0	4	50	0	0	0	0	8
2008	0	0	0	0	0	0	12	100	0	0	0	0	12
2009	0	0	0	0	0	0	24	100	0	0	0	0	24
2010	0	0	8	100	0	0	0	0	0	0	0	0	8

Tabla 5.3 Número de interrupciones por su origen
FUENTE: Los autores

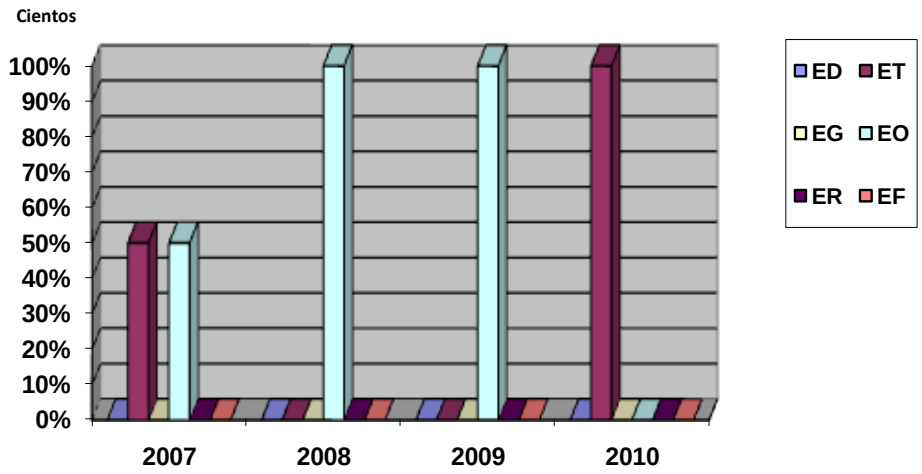


Figura 5.3 Número de interrupciones por su origen
FUENTE: Los autores

5.1.1.2.2 INTERNAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

De acuerdo a la regulación las interrupciones internas al sistema de distribución se clasifican en programadas y no programadas. En la tabla 5.4 se encuentra resumido los valores en número y porcentaje de este tipo de interrupciones.

AÑO	Internas programadas		Internas no programadas		Total
	# de desconexión	%	# de desconexión	%	
2007	41	48.81	43	51.19	84
2008	42	50.60	41	49.40	83
2009	23	47.93	25	52.08	48
2010	14	36.84	24	63.16	38

Tabla 5.4 Número de interrupciones internas programadas y no programadas
FUENTE: Los autores

En la figura 5.4 se muestran en porcentaje las interrupciones internas programadas y no programadas.

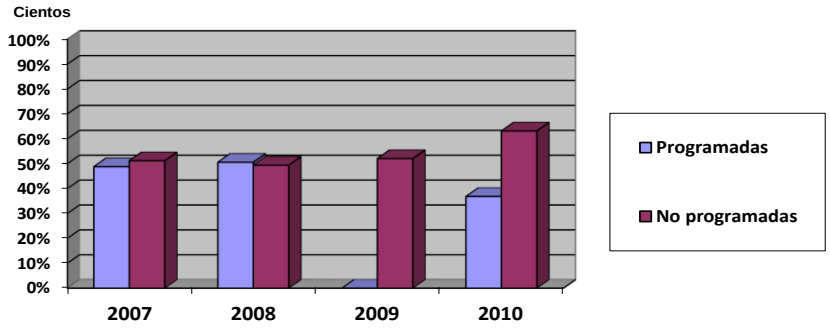


Figura 5.4 Porcentaje de interrupciones internas programadas y no programadas
FUENTE: Los autores

5.1.1.3 POR SU CAUSA

5.1.1.3.1 PROGRAMADAS

De acuerdo a la codificación que maneja la EERSSA., para las interrupciones programadas es la siguiente: por mantenimiento (IPMTO), por ampliaciones (IPA), por maniobras (IPM) y por otras causas (IPO). En la tabla 5.5 se encuentra resumido los valores en número y porcentaje de este tipo de interrupciones.

Año	IPMTO		IPA		IPM		IPO		Total
	#	%	#	%	#	%	#	%	
2007	9	21.95	2	4.88	29	70.73	1	2.44	41
2008	15	35.71	1	2.33	25	59.52	1	2.33	42
2009	5	21.74	0	0	18	78.26	0	0	23
2010	3	21.43	0	0	11	78.57	0	0	14

Tabla 5.5 Resumen de interrupciones programadas
FUENTE: Los autores

En la figura 5.5 se muestra en forma grafica los datos obtenidos de las interrupciones programadas

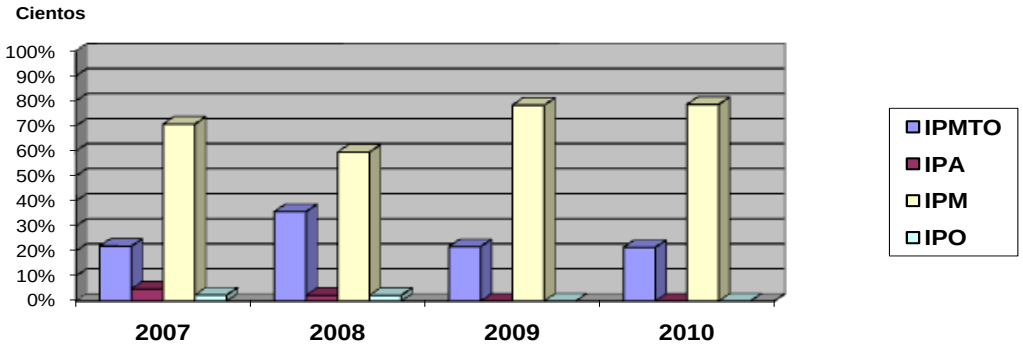


Figura 5.5 Porcentaje de interrupciones programadas
FUENTE: Los autores

5.1.1.3.2 NO PROGRAMADAS.

La clasificación de estas interrupciones tiene la siguiente codificación: climáticas (IC), por terceros (INT) y otras (INO). En la tabla 5.6 se encuentra resumido los valores en número y porcentaje de este tipo de interrupciones.

Año	IC		INT		INO		Total
	#	%	#	%	#	%	
2007	3	6.98	1	2.33	39	90.69	43
2008	1	2.44	1	2.44	39	95.12	41
2009	0	0	0	0	25	100	25
2010	1	4.16	3	12.51	20	83.33	24

Tabla 5.6 Interrupciones no programadas
FUENTE: Los autores

En la figura 5.6 se muestran los datos obtenidos de las interrupciones no programadas en forma grafica.

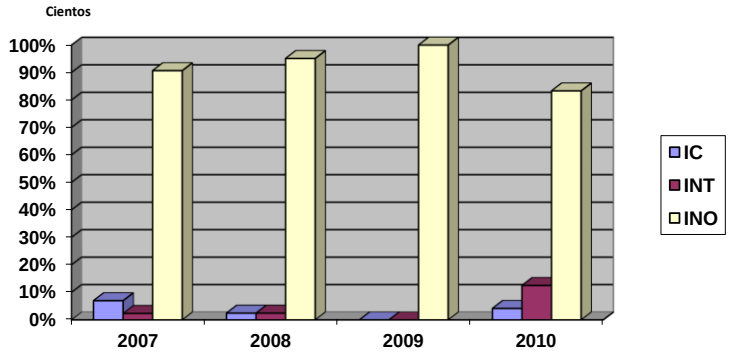


Figura 5.6 Porcentaje de interrupciones no programadas
FUENTE: Los autores

5.1.1.4 POR EL VOLTAJE NOMINAL.

De acuerdo a la clasificación de las interrupciones no se encontraron desconexiones para el análisis de las mismas como son: bajo voltaje, medio voltaje y alto voltaje.

5.1.2 INDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO DE LOS CUATRO ALIMENTADORES DE LA S/E SAN CAYETANO.

De acuerdo a la regulación del CONELEC, el cálculo de los índices validos para la subetapa 1, se hará en base a la frecuencia y duración de las interrupciones que

quedan sin servicio, para la red de distribución y para cada alimentador primario de media tensión.

5.1.2.1 INDICES A NIVEL DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN FMIK Y TTIK

En la figura (5.7) se muestra los valores obtenidos para el FMIK, usando la formula [3.1] a nivel de la red de distribución, en el periodo de análisis (2007, 2008, 2009 y 2010). En anexo 3 se encuentra los resultados numéricos para este índice

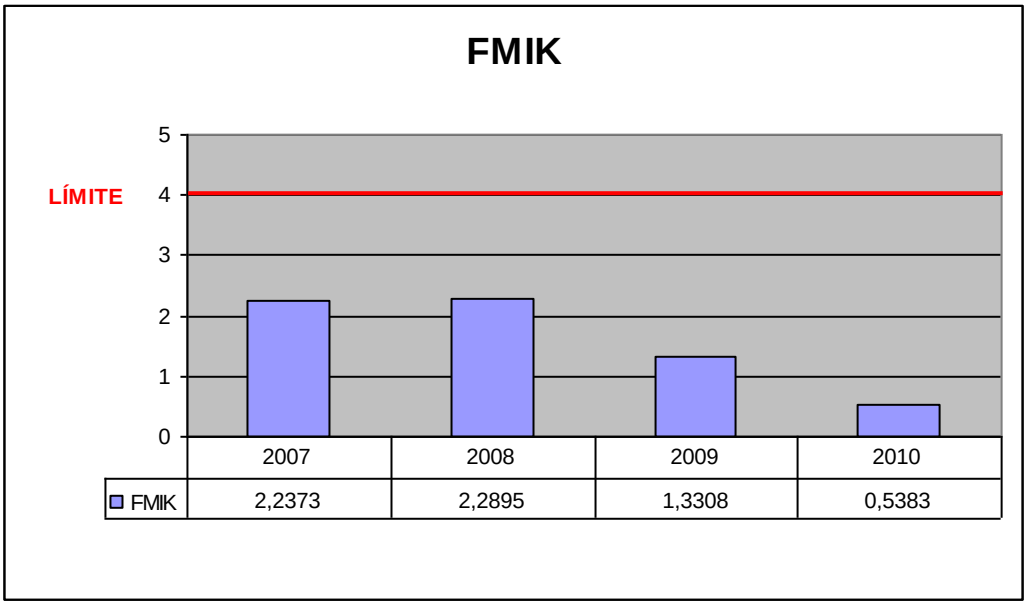


Figura 5.7 FMIK de la Red
FUENTE: Los autores

En la figura (5.8) se detallan los valores obtenidos para el TTIK, usando la formula [3.3] a nivel de la red de media tensión, del periodo en análisis. De igual manera en anexo 4 Se encuentran los resultados numéricos para este índice.

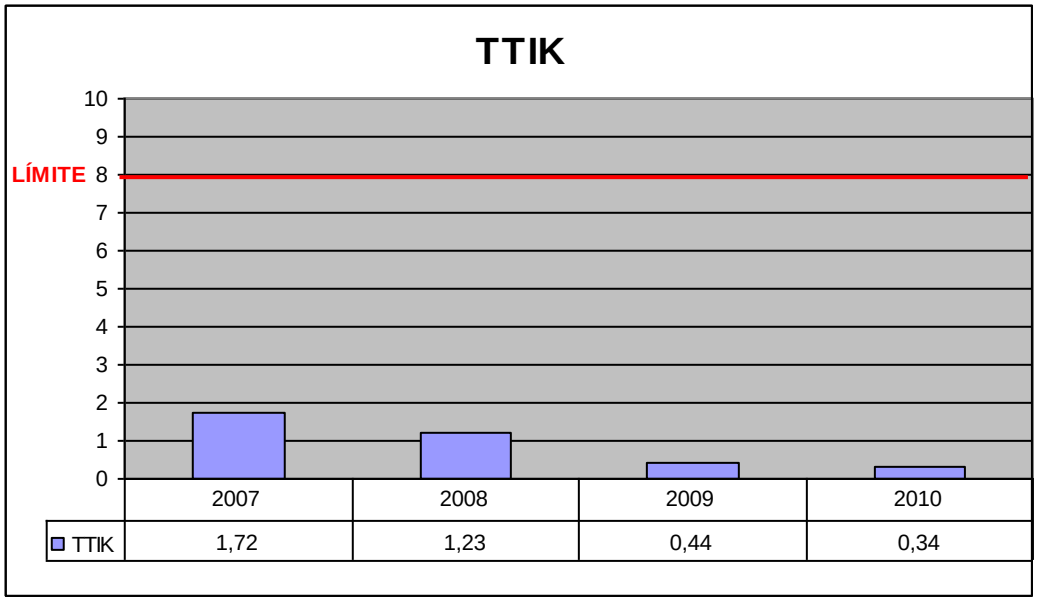


Figura 5.8 TTIK de la Red
FUENTE: Los autores

5.1.2.2 INDICES A NIVEL DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN FMIK Y TTIK

Para el cálculo de los índices en los alimentadores se lo realizo con las formulas [3.2] para el FMIK y [3.4] para el TTIK, en la figura (5.9) y en la tabla (5.7) se pueden observar los resultados de los cálculos realizados para el FMIK.

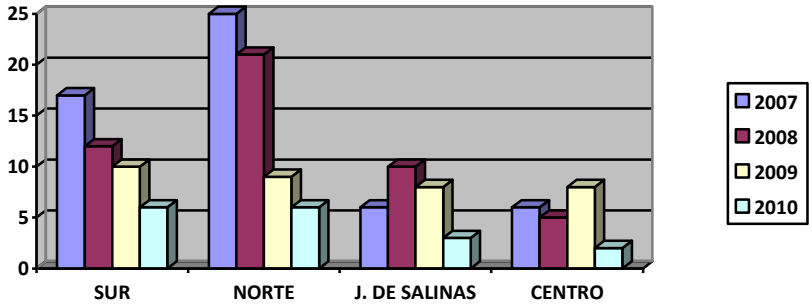


Figura 5.9 FMIK a nivel de alimentadores
FUENTE: Los autores

ALIMENTADOR	TIPO	FMIK			
		2007	**2008**	**2009**	**2010**
Sur	Urbano	17	12	10	6
Norte	Urbano	25	21	9	6
Centro	Urbano	6	5	8	2
J. de Salinas	Urbano	6	10	8	3

Tabla 5.7 Valores numéricos FMIK
FUENTE: Los autores

En la figura (5.10) se puede observar los resultados del TTIK para los cuatro alimentadores urbanos de la S/E San Cayetano, así como también en la tabla 5.8 se encuentran los valores en forma numérica.

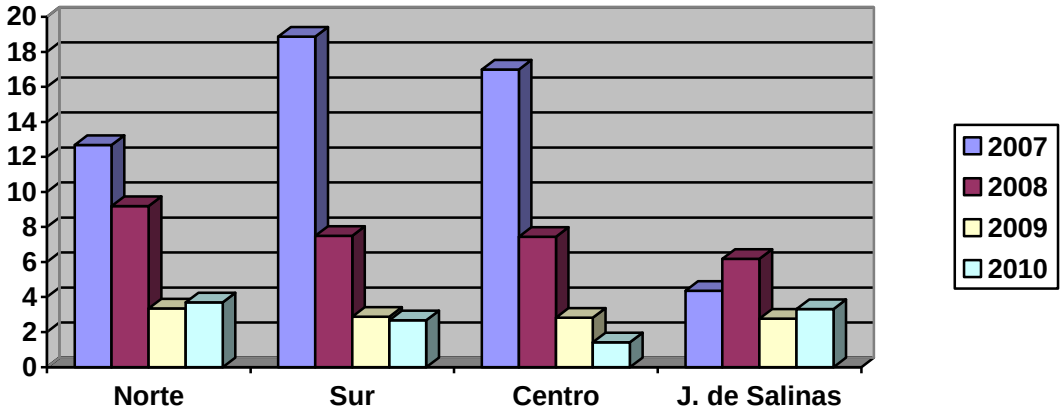


Figura 5.10 TTIK a nivel de alimentadores
FUENTE: Los autores

ALIMENTADOR	TIPO	TTIK			
		2007	**2008**	**2009**	**2010**
Sur	Urbano	12.68	9.20	3.36	3.70
Norte	Urbano	18.88	7.50	2.88	2.68
Centro	Urbano	17.10	7.45	2.83	1.41
J. de Salinas	Urbano	4.35	6.18	2.76	3.31

Tabla 5.8 Valores numéricos TTIK
FUENTE: Los autores

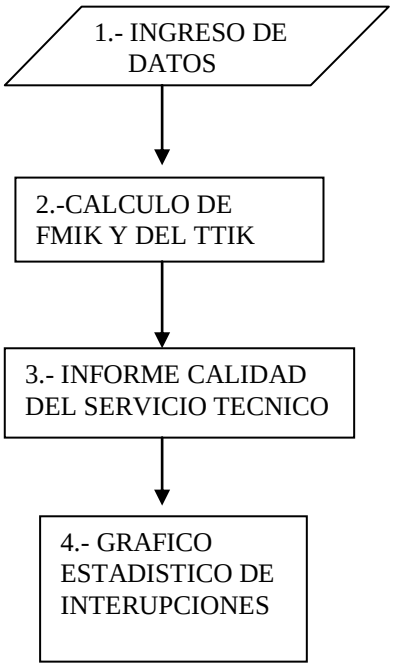
5.2 DESARROLLO DE UN PROGRAMA QUE PERMITE CALCULAR LA FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E SAN CAYETANO

5.2.1 PROCEDIMIENTO

En esta aplicación se desarrollo un programa que permite calcular el FMIK (frecuencia media de interrupción en un alimentador primario), y el TTIK (tiempo total de interrupción de un alimentador primario).

Este programa informático se desarrollo en el lenguaje EXCEL.

5.2.2 DESARROLLO DE UN DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA PARA EL CALCULO DEL FMIK Y TTIK QUE SE MUESTRA A CONTINUACIÓN



El detalle de lo indicado en el diagrama de flujo es el siguiente:

1. Ingreso de datos: Numero de interrupción, fecha de inicio, fecha final, nombre del alimentador, carga instalada, hora de inicio, hora final, voltaje del alimentador en 13.8, código del alimentador, carga cien, abonados afectados, causa y comentario.

2. Calculo del FMIK y TTIK:

$$\mathbf{FMIK}_{\mathbf{Aj}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i\,Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst\,Aj}}} \quad \text{y} \quad \mathbf{TTIK}_{\mathbf{Aj}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i\,Aj}} * \mathbf{Tfs}_{\mathbf{i\,Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst\,Aj}}}$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_{\mathbf{i}}$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador “A_j” en el período en análisis.

$kVAfs_{i::}$ Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

A_j: Alimentador primario de medio voltaje "j"

3. Informe anual de la Calidad del Servicio Técnico.

4. Grafico estadístico de interrupciones.

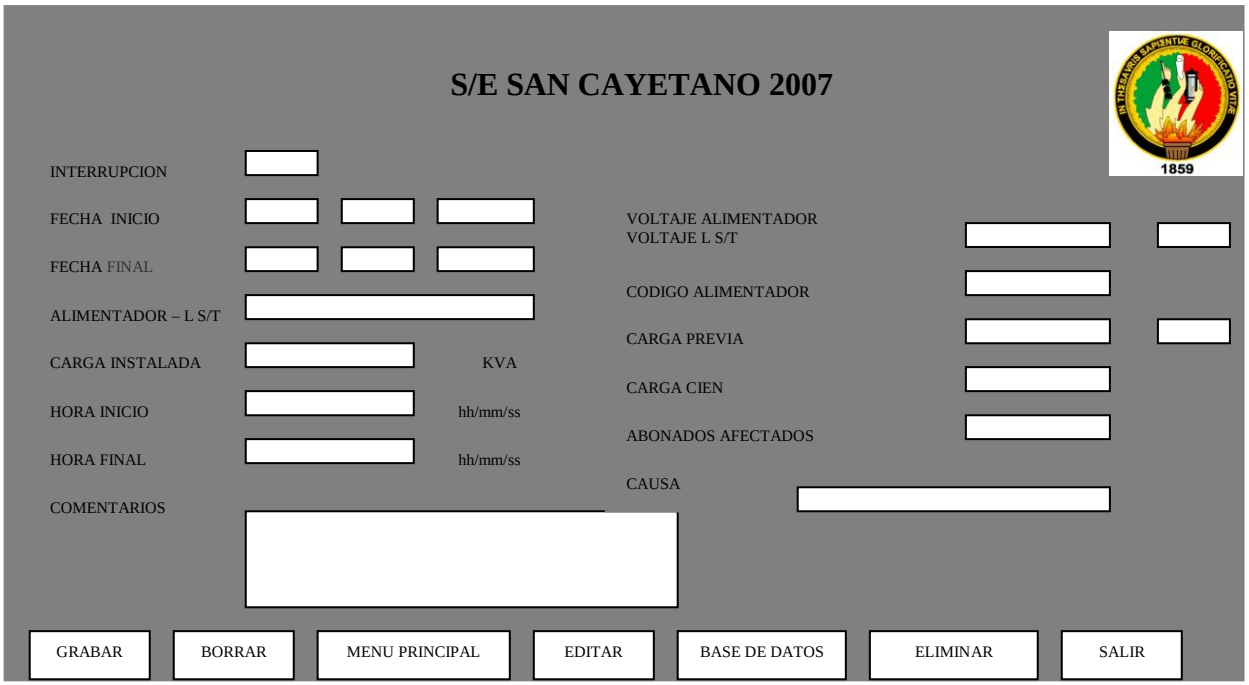
5.2.3 MANUAL DEL USUARIO DEL PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE LOS INDICES

Para ejecutar el programa se debe de seguir el siguiente procedimiento:

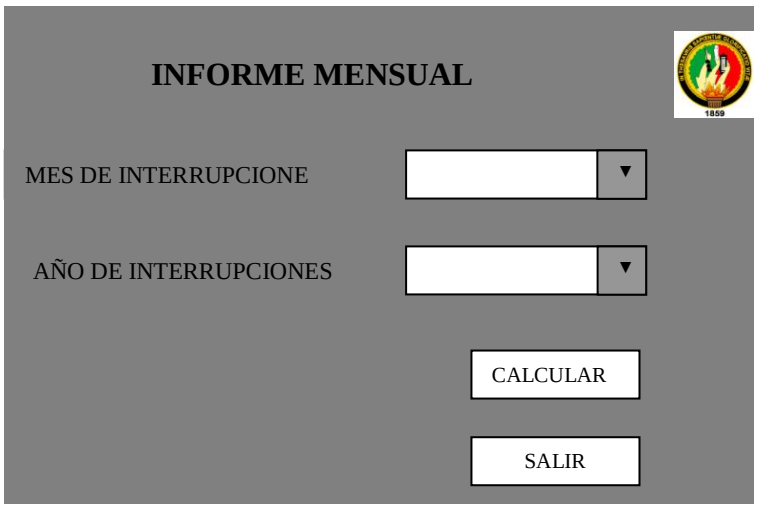
1. Ingresar al programa Calidad del Servicio Técnico

2. Ingresar en la opción "INGRESAR DATOS" y se selecciona al año ha evaluar.

3. Ingresar las interrupciones con su respectiva causa para ser clasificada y calculada



4. Se ingresa en opción INFORME, se selecciona el mes y un intervalo de tiempo y el año, y el programa calcula en forma automática los índices FMIK y TTIK



5. Para ver resultados de informes se seleccionan las opciones: informe, grafico de interrupciones y base general de datos.

5.3 SIMULACIÓN DEL MODULO DE CALIDAD DEL SERVICO EN EL PROGRAMA SPARD mp. DISTRIBUCIÓN.

Realizadas las respectivas prácticas con el profesional encargado de la EERSSA del programa SPARD, se tuvo como resultado la simulación de los diferentes tipos de desconexiones como son: la apertura manual y automática de un alimentador, mallado de alimentadores, etc. Y a su vez el respectivo cálculo de los índices de Calidad del Servicio Técnico, FMIK Y TTIK de cada una de las simulaciones realizadas, como son el de duración y frecuencia, de acuerdo a la regulación del CONELEC.

Detalle de una de las desconexiones realizadas en el Spard Distribución con el respectivo cálculo de los índices Duración y Frecuencia de dicha maniobra:

HOJA DE MANIOBRAS

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR
PLAN DE MANIOBRAS

Gerencia de Operación y Mantenimiento
Orden de Maniobras **Nro: 045-2009-GEOPE**

Descripción del trabajo: **Maniobras para revisión de un juego de seccionadores ubicados en La calle Juan José Peña y Catacocha – Loja**

Domingo día	23 fecha	08 mes	2009 año
Hora de inicio 6:00	Hora final 7:40		
Preparado por: Realizado por:	Ing. Eduardo Samaniego Ing. Teobaldo Jaramillo		

Secuencia de maniobras

Nro	Descripción del Movimiento	Ejecución	Hora proa.
1	Cerrar los seccionadores ubicados en la Juan José Peña entre Azuay y Mercadillo para anillar los alimentadores Sur y Juan de Salinas	Alfredo Delgado	6:00
2	Abrir los seccionadores ubicados en la Juan José Peña y Lourdes para desanillar los alimentadores Sur y Juan de Salinas	Alfredo Delgado	6:02
3	Cerrar los seccionadores ubicados en la calle Bolívar y Catacocha para anillar los alimentadores Sur y Yaguarcuna	Alfredo Delgado	6:08
4	Abrir los seccionadotes ubicados en la calle Catacocha entre Bernardo Valdivieso y Olmedo	Alfredo Delgado	6:11
5	Abrir el recloser del alimentador Sur en la S/E San Cayetano	Operador Centro de Control	6:16
6	Abrir los seccionadores ubicados en la calle Leopoldo Palacios y Juan José Peña	Alfredo Delgado	6:17
7	Cerrar el recloser del alimentador Sur en la S/E San Cayetano	Operador Centro de Control	6:19
8	Detectar tensión, colocar equipo de puesta a tierra y comenzar los trabajos	Alfredo Delgado	6:20
9	Finalización de los trabajos quitar equipos de puesta a tierra y comunicar al Ing. de turno que puede normalizar el servicio	Alfredo Delgado	7:20
10	Abrir el recloser del alimentador Sur en la S/E San Cayetano	Operador Centro de Control	7:21
11	Cerrar los seccionadores ubicados en la calle Leopoldo Palacios y Juan José Peña	Alfredo Delgado	7:22
12	Cerrar el recloser del alimentador Sur en la S/E San Cayetano	Operador Centro de Control	7:24
13	Cerrar los seccionadotes ubicados en la calle Catacocha entre Bernardo Valdivieso y Olmedo	Alfredo Delgado	7:29
14	Abrir los seccionadores ubicados en la calle Bolívar y Catacocha para desanillar los alimentadores Sur y Yaguarcuna	Alfredo Delgado	7:32
15	Cerrar los seccionadores ubicados en la Juan José Peña y Lourdes para anillar los Alimentadores Sur y Juan de Salinas	Alfredo Delgado	7:38
16	Abrir los seccionadores ubicados en la Juan José Peña entre Azuay y Mercadillo para desanillar los alimentadores Sur y Juan de Salinas	Alfredo Delgado	7:40

Operación de interruptores durante la maniobra

Número de interruptor: Nombre del alimentador: Lectura al final de la maniobra: Lectura al inicio de la maniobra: Número de operaciones					

Observaciones: TODAS LAS MANIOBRAS ESTARAN COMANDADAS POR EL INGENIERO DE TURNO

Aprobación y fecha:

Datos del programa:

Carga desconectada: 1487.5 KVA

Carga instalada: 5826.5

Tiempo de desconexión: 0.98 horas

Calculo del FMIK

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{i\,Aj}}{kVA_{inst\,Aj}}$$

= 1487.5

5826.5

= 0.26 KVA

Calculo del TTIK

$$\mathbf{TTIK}_{\mathbf{Aj}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i\,Aj}} * \mathbf{Tfs}_{\mathbf{i\,Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst\,Aj}}}$$

= 1487.5

5826.5

= 0.26KVA-h

5.4 SUGERENCIAS DE PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a nuestra investigación acerca de mantenimiento de sistemas de distribución de energía eléctrica, hemos creído conveniente desarrollar un plan de sugerencias que permitan a la EERSSA, tener un conocimiento de los principios, elementos y modelos de mantenimiento aplicados al sector. Partiendo de una visión general de las características particulares de mantenimiento e instalaciones eléctricas de distribución, para poder mejorar la disponibilidad y operatividad de los equipos instalados en su red de distribución.

Para dar un mantenimiento hemos sugerido los siguientes aspectos:

1. Diseñar una estructura de mantenimiento, basada en políticas, programas y planes de mantenimiento en forma anual.

2. Elaborar mediante un sistema informático un registro histórico que permita administrar la información y las acciones relevantes de actividades y procesos de mantenimiento para la toma de decisiones.

3. Elaborar una guía de tareas para poder estructurar las acciones de mantenimiento con el fin de realizar las actividades más adecuadas para cada equipo.

4. Plantear estrategias de mantenimiento para la adecuada utilización de recursos humanos para conceptuar la organización, la estructura, las relaciones y el conjunto de elementos esenciales del mantenimiento.

5. Estructurar tácticas de mantenimiento, mediante el uso de un conjunto lógico de acciones de mantenimiento con el fin de poder realizar las tareas y actividades inherentes al servicio, a partir de casos concretos dados; siguiendo las reglas y normas establecidas para esas tácticas.

6. Se debe tomar en cuenta las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, su vida útil, placa de datos y su mantenimiento respectivo.

7. Intercambio de experiencias con otras empresas eléctricas.

8. Dentro de un programa de mantenimiento que se realice se debe tener en cuenta los recursos que sean necesarios y el tiempo a utilizarse el menor posible. Ya que existen aspectos que deben de ser considerados dentro de las actividades de mantenimiento, como son tiempo utilizado, gasto de materiales y repuestos, costo de mano de obra, utilización de equipos, herramientas y trasporte.

9. Se debe considerar que las actividades de mantenimiento deben de ser programadas y realizadas, causando el menor efecto hacia el cliente interno y externo, minimizando costos y molestias.

10. Las actividades de mantenimiento deben programarse en forma adecuada para que los resultados obtenidos justifiquen la ejecución de los mismos, para ello es necesario mantener un archivo con toda la información necesaria que facilite la planificación y programación de dichas actividades.

6. DISCUSIÓN

En la presente investigación se efectúa la evaluación estadística de la Calidad del Servicio Técnico y el cálculo de los principales indicadores en base a la Regulación CONELEC 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, aplicada a la Empresa Eléctrica Regional del Sur, en anexo 5 se encuentra la hoja de resultados que se presenta al CONELEC.

Calidad del Servicio Técnico

La Regulación CONELEC 004/01 establece que la Calidad del Servicio Técnico para la Sub-etapa 1 debe de ser evaluada a partir de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio eléctrico, ocurridas en la red de distribución y que los índices para medir esta calidad son, el FMIK (frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado) y TTIK (tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado), los mismos que deben ser calculados tanto para la red global de distribución como para cada alimentador de media tensión.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el periodo en análisis 2007/2010 se puede observar que el índice del FMIK a nivel de la red, no supera el límite admisible de la red en los cuatro años en análisis, cuyo valor es (4.0), se ve que en el año 2007 tiene un valor de 2.23, en el 2008 un valor de 2.28, en el 2009 de

1.33 y en el 2010 un valor de 0.53, viéndose que existe una tendencia a la baja en los cuatro años en evaluación.

Con los resultados obtenidos de nuestra investigación se observa que los valores para el TTIK a nivel de la red no sobrepasan el límite admisible de acuerdo a la regulación del CONELEC cuyo valor es (8.0), se ve que en el año 2007 tiene un valor de 1.72, en el 2008 un valor de 1.23, en el 2009 de 0.44 y en el 2010 un valor de 0.34, cumpliendo con lo establecido por la regulación, existiendo una tendencia a la baja en todo el periodo de evaluación. En el capítulo de resultados se pueden apreciar los valores en forma grafica ver figuras (5.7 y 5.8) respectivamente.

En el periodo de análisis para los cuatro alimentadores urbanos de la S/E San Cayetano se puede apreciar que los valores del FMIK superan el límite cuyo valor es (5), mientras que el TTIK por alimentadores para el año 2007 supera el límite admisible, no así para los años 2008, 2009 y 2010 que están dentro del límite establecidos por la regulación del CONELEC, cuyo valor es (10.0), valido para la sub-etapa 1.

En el capítulo de resultados se pueden apreciar los valores en forma grafica y numérica de dichos resultados ver figurar (5.9 y 5.10) y tablas (5.7 y 5.8) respectivamente.

Programa informático para el cálculo de los índices

De acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, las empresas distribuidoras de energía eléctrica, tienen la obligación de proporcionar el servicio eléctrico a sus consumidores dentro de los niveles de calidad exigidos en la regulación No. CONELEC 004/01, para lo cual deberán realizar la medición, registro, tabulación de los parámetros, y adecuar una base de datos suficiente que permita recopilar la información necesaria para el cálculo de los índices correspondientes.

El distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años, por lo tanto se desarrollo un programa informático en leguaje EXECEL, el cual nos permite ingresar, clasificar las interrupciones de acuerdo a los parámetros que se indican en la regulación para efecto de agrupación y de calculo de los índices de la calidad del servicio técnico validos para la sub.-etapa 1.

Programa SPARD mp. Distribución

El uso de herramientas y programas informáticos tales como el SPARD mp. Distribución, facilita a la EERSSA el manejo de los elementos instalados en toda su red de distribución, mediante las practicas que se realizó en el programa se puedo comprobar que es una herramienta muy necesaria en el cual se pueden efectuar varias funciones como la simulación de una apertura de un alimentador,

el cálculo de los índices, etc., así como lleva un histórico de todas las aperturas realizadas o simuladas.

Mantenimiento de Sistemas de Distribución

Para que exista una buena calidad de servicio dentro de una distribuidora de energía eléctrica se debe tener presente que el mantenimiento de su sistema de distribución debe de estar dentro de un nivel confiable y aceptable.

Al momento la EERSSA cuenta con un departamento de mantenimiento conformado por seis profesionales distribuidos en el siguiente orden: 2 superintendentes, dos ingenieros uno, dos ayudantes de ingeniería y dos cuadrillas de cuarto personas, cada una para los respectivos trabajos de mantenimiento, cuyo departamento nos informa que en la realidad solo efectúan un mantenimiento correctivo por diferentes factores como: lo económico, falta de personal, infra estructura para el laboratorio de pruebas de transformadores, etc.

7. CONCLUSIONES

1. De acuerdo a la regulación del CONELEC, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, se realizo el cálculo de los índices duración y frecuencia valido para la sub etapa 1.

2. Las interrupciones por su duración para el periodo en evaluación se ha observado que: para el año 2007 las interrupciones menores e iguales a 3 min., tienen un porcentaje menor a las mayores a tres min., a diferencia del año 2008 que ocurre todo lo contrario las mayores a 3 min., tiene un porcentaje menor a las interrupciones menores o iguales a 3 min., no así para el año 2009 que tienen un porcentaje igual de desconexiones., mientras que para el año 2010 las interrupciones menores o iguales a 3 min., tienen un porcentaje mayor a las interrupciones mayores a 3 min.

3. Las interrupciones por su origen, ¨ Externas al sistema de distribución¨, dentro de esta clasificación se puede apreciar que el tipo de interrupción más frecuente es la externa otras (EO), con un porcentaje máximo.

4. Las interrupciones por su origen ¨Internas al sistema de distribución, de acuerdo a su clasificación, en programadas y no programadas se puede apreciar que estos porcentajes no varían sustancialmente a través de los años en evaluación.

5. Las interrupciones por su causa ¨Programadas¨, como se puede apreciar en la figura 5.5 de la página 89, se observa que el tipo de interrupción que predomina es la interrupción por maniobras (IPM), siguiéndole con un porcentaje menor las interrupciones por mantenimiento (IPMTO).

6. Las interrupciones por su causa ¨No programadas¨, dentro de su clasificación la mas predominante es la no programada otros (INO), obteniendo porcentajes altos tal es así que para el 2007 tiene un valor del 90.91%, para el 2008 un valor de 95.12%, llegando al valor máximo del 100% en el año 2009 y para el año 2010 se ve una tendencia a la baja con un valor de 83.33% como se puede apreciar en la figura 5.6 pagina 90.

7. Durante los 4 años de evaluación (2007, 2008, 2009, 2010), para el índice de frecuencia (FMIK) de la red de media tención, fueron analizados los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano, y de acuerdo a los resultados obtenidos se llego a la conclusión de que si cumple con el limite establecido por el CONELEC, apreciándose una tendencia a la baja de año en año de este índice, ver figura 5.7 FMIK de la Red, pag. 91.

8. Para el TTIK de la red de media tensión de la S/E San Cayetano, cumple con el límite establecido por la regulación del CONELEC, existiendo una tendencia a la baja de año en año de todo el periodo en análisis. Ver figura 5.8, pag.92.

9. De acuerdo a la regulación del CONELEC, los índices del FMIK y del TTIK, a nivel de alimentadores de media tensión, cuyos valores límites son de 5 para el FMIK y 10 para el TTIK, demostrando que los alimentadores Juan de Salinas y Centro son los únicos que cumplen con él límite establecido por la regulación para el FMIK en el año 2007., ver figura 5.9; mientras que para el TTIK, los alimentadores Norte, Sur y Centro sobrepasan el límite establecido en el año 2007 ver figura 5.10, pag. 93.

10. En la actualidad la EERSSA, no cuenta con la información estadística, del número de consumidores conectados a la red de distribución global, o al alimentador primario considerado, para poder realizar el cálculo de la ENS; valido para la subetapa1.

11. Con la implementación que ha realizado la EERSSA de equipos y programas para el mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico, tal como son los DPU, ESCADA, etc., que dan un mejor control de estadísticas de interrupciones y un restablecimiento más eficiente del servicio eléctrico, permitiendo minimizar costos en diferentes aspectos económicos referente a dicho servicio tanto para la empresa distribuidora de energía como para los consumidores.

12. El programa SPARD mp. Distribución, adquirido por la EERSSA, contiene un modulo denominado calidad de servicio, el cual nos permite realizar en forma virtual, la simulación de: las interrupciones de los alimentadores,

mallado de alimentadores con otras sub-estaciones, el cálculo de los KVAS desconectados, y restitución del servicio eléctrico de dicha simulación.

13. El modulo calidad de servicio, permite calcular los indicadores duración y frecuencia requeridos por la regulación del CONELEC en forma automática de cada una de las desconexiones, llevando un historial de estos indicadores que permiten medir, corregir y predecir dentro de los operadores de red, la calidad del servicio eléctrico.

14. En la actualidad la EERSSA, solo se practica el mantenimiento correctivo de los diferentes equipos utilizados en la distribución del servicio eléctrico existiendo una falencia en la calidad del mantenimiento.

15. La EERSSA, en el área de mantenimiento no cuenta con una estructura de Gestión definida de Políticas, Planes y Programas de mantenimiento, de los diferentes equipos instalados en su red de media tensión que permitan el trabajo eficiente de su vida útil, para alcanzar un nivel satisfactorio del suministro eléctrico.

16. El departamento de mantenimiento no cuenta con un programa informático o manual en el que conste un historial de los trabajos realizados de los diferentes equipos de su red de distribución.

8. RECOMENDACIONES

1. La EERSSA, debería implementar un sistema de gestión de las interrupciones ocurridas en su red de distribución, de acuerdo a las exigencias de la Regulación del CONELEC, de manera que refleje el comportamiento real de su red de distribución.

2. Se recomienda que se capacite al personal que labora en las subestaciones el cómo llenar un registro de interrupciones, de acuerdo a la clasificación y parámetros establecidos por la regulación del CONELEC.

3. Actualizar mensualmente la información referente a la carga instalada a los diferentes alimentadores de distribución, ya que hubo falencias para la adquisición de datos.

4. Se recomienda que el departamento de operación y mantenimiento de la EERSSA, pase informes detallados al personal encargado de la calidad del servicio eléctrico, de las diferentes maniobras realizadas en la red de media tensión, para efecto de mantenimiento, para el respectivo cálculo de los índice de los KVA que quedan desconectados.

5. Utilizar un programa informático el cual nos permita registrar y calcular los índices de duración y frecuencia llevando un historial informático y

estadístico de las diferentes interrupciones para cumplir con la ley de régimen del sector eléctrico y sus reformas.

6. Se recomienda actualizar permanentemente la base de datos del número de consumidores conectados a la red de distribución, para el cálculo de la ENS, para cumplir con lo establecido en la Regulación No. CONELEC 004/01.

7. Adiestramiento al personal encargado del programa SPARD referente al funcionamiento del mismo ya que este programa abarca múltiples funciones para registrar toda la información geo-referenciada y de mapeo del sistema eléctrico de la ciudad de Loja.

8. Poner en funcionamiento el programa SPARD, ya que en la actualidad no se aprovecha de los beneficios prestados por el mismo como es el cálculo de los índices y otras aplicaciones que el programa brinda para un mejor servicio eléctrico.

9. Actualmente la EERSSA en su área de mantenimiento nos informaron que realizan un mantenimiento correctivo, por lo que sugerimos que el departamento de mantenimiento debe analizar aspectos básicos de la estructura de mantenimiento, tales como la necesidad de la existencia de una política, planes y programas de mantenimiento, para dar una estructura formal del mantenimiento del sistema eléctrico de distribución.

10. Capacitar al personal calificado de la EERSSA, dando cursos, teórico-prácticos de mantenimiento sobre el funcionamiento y precauciones acerca de los trabajos que deben realizar de acuerdo a las tareas planificadas.

11. Llevar un histórico detallado de cada una de las ejecuciones de mantenimiento que se realice en cada uno de los equipos instalados en su red de distribución.

12. La EERSSA, a través de sus diferentes departamentos, debería concienciar a todo su personal del alcance de la Regulación No CONELEC 004/01, a través de cursos, entrevistas, talleres, etc.

13. La EERSSA, a través de su departamento de GEOPE, debería mostrar por medio de estafetas, los resultados de los índices de la Calidad del Servicio Técnico, calculados en el año anterior para que su personal y los diferentes departamentos puedan calificar como buena o mala, la prestación del servicio, y así efectuar evaluaciones técnicas para mejoramiento de la continuidad del suministro.

9. BIBLIOGRAFÍA

LIBROS:

[1] BALCELLS, Joseph. “Calidad y uso racional de la energía eléctrica”.

[2] Básico de Construcción de Líneas y redes de Distribución, Fundación CICE.

[3] Comisión de Integración Energética Regional, CIER, Mantenimiento de sistema de distribución.

[4] Constitución Política de la Republica del Ecuador. Monte Cristi: s.n., 2008

[5] CONELEC. “Regulación Nro. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Quito: s.n., 2001

[6] Energy Computer Sistems Ltda., SPARD mp OMS, Manual de operación y calidad de servicio.

[7] Energy Computer Sistems Ltda., SPARD mp OMS, Descripción funcional manual de operación y calidad de servicio.

[8] Especificación Técnica del SPARD mp Distribución, Calidad del Servicio.

[9] FINK, Donal.2003. “Manual de Ingeniería Eléctrica”, decimotercera edición.

[10] Ley Régimen del Sector Eléctrico. Reglamentos.

SITIOS WEB:

[1] http://www.conelec.gov.ec

[Consulta: 14 de julio 2010]

[2] http://www.conelec.gov.ec "Consejo Nacional de Electricidad: Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución.

[Consulta: 05 de agosto 2010]

[3] http://www.monografias.com "Calidad del Servicio Técnico"

[Consulta: 03 de agosto 2010]

[4] http://www.monografias.com.Hans_Kelsen

[Consulta: 15 de agosto de 20010]

10. ANEXOS

Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

GERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

SUPERINTENDENCIA DE SUBESTACIONES Y COMUNICACIONES

REGISTRO DE DESCONEXIONES

SUBESTACIÓN: San Cayetano AÑO: 2007 MES: Enero

DIA	INTERRUPTOR							OPERACIÓN DE RELÉS								DURACIÓN DE LA DESCONEXIÓN			OBSERVACIONES	PERS DE TURN
	NOMBRE	Corrientes				Voltaje	P.Dec.	A		B		C		N		HORA DE APERTURA (horas - min)	HORA DE RECONEXIÓN (horas - min)	DURACIÓN DE LA DESCONEXIÓN (horas - min)	Breve descripción de la causa de la desconexión	
		A	B	C	N	KV.	MW.	I	T	I	T	I	T	I	T					
10	NORTE.	48	48	48		13,7	1,2									6:35	6:39.	00:04.	Se abre manualmente para abrir seccionadores	
10	NORTE	60	60	60		13,4	1,35									11:07	11:08	00:01	Se abre manualmente para cerrar seccionadores	
15	NORTE.	75	75	75		13,7.	1,5									17:46	17:59.		Apagón General.	
16	NORTE	87	96	87		13,3	1,98.									20:43	21:33.		Apagón de S/E por falla línea a Cumbaratza	
26	NORTE	72	72	72		13,6	1,44.									15:32	18:06		Apagón General. (situación climática)	

Notas complementarias: .....

ANEXO 2 CÁLCULO DEL FMIK Y TTIK

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: **EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A**

MES: **DICIEMBRE**

AÑO: **2009**

CONTROL DEL SERVICO TÉCNICO														NÚMERO DE INTERRUPCIONES							
														Internas		Externas					
No.	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	ENS (kWh)	Indice Acumulado		Límite permitido anual		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Programadas	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk								
1	SAN CAYETANO	SUR	U	7.045,00		10,0000	3,3667	5,00	10,00	NO	SI	100,00	-	2,00	2,00	-	-	-	-	-	6,00
2	SAN CAYETANO	NORTE	U	7.395,00		9,0000	2,8833	5,00	10,00	NO	SI	80,00	-	2,00	1,00	-	-	-	-	-	6,00
3	SAN CAYETANO	JUAN DE SALINAS	U	5.658,00		8,0000	2,7667	5,00	10,00	NO	SI	60,00	-	2,00	-	-	-	-	-	-	6,00
4	SAN CAYETANO	CENTRO	U	2.912,00		8,0000	2,8333	5,00	10,00	NO	SI	60,00	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	6,00
TOTAL RED				23.010,00		35,0000	11,8500														35

ANEXO 3: CALCULO DEL INDICE FMIK

CALCULO DEL FMIK

AÑO 2007

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{inst\ Aj}}$$

= (17 x 4802) + (25 x 8029) + (6 x 6155) + (6 x 2440)

149255

= 333929

149255

= 2.2373 KVA

AÑO 2008

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{inst\ Aj}}$$

= (12 x 7045) + (21 x 9057) + (10 x 5658) + (5 x 2541)

150255

= 344022

150255

= 2.2895 KVA

AÑO 2009

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{inst\ Aj}}$$

= (10 x 7045) + (9 x 7395) + (8 x 5658) + (8 x 2912)

154457.5

= 205565

154457

= 1.3308 KVA

AÑO 2010

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{inst\ Aj}}$$

= (6 x 5829) + (6 x 6658) + (3 x 4855) + (2 x 2897)

177003

= 95281 = 0.5383 KVA

177003

ANEXO4: CALCULO DEL INDICE TTIK

CALCULO DEL TTIK

AÑO 2007

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_{i}^{A_j} kVAfs_{i\,Aj} * Tfs_{i\,Aj}}{kVA_{inst\,Aj}}$$

$$= \frac{(4802 \times 12.81) + (8029 \times 18.8) + (6155 \times 4.45) + (2440 \times 7.1)}{149255}$$

$$= \frac{257172.57}{149255}$$

$$= 1.72$$

AÑO 2008

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_{i}^{A_j} kVAfs_{i\,Aj} * Tfs_{i\,Aj}}{kVA_{inst\,Aj}}$$

$$= \frac{(7045 \times 9.2) + (9057 \times 7.33) + (5658 \times 6.18) + (2541 \times 7.46)}{150255}$$

$$= \frac{185124.06}{149255}$$

$$= 1.23$$

AÑO 2009

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_{i}^{A_j} kVAfs_{i\,Aj} * Tfs_{i\,Aj}}{kVA_{inst\,Aj}}$$

$$= \frac{(7045 \times 3.36) + (7395 \times 2.88) + (5658 \times 2.76) + (2912 \times 2.83)}{154457.5}$$

$$= \frac{18815.84}{154457.5}$$

$$= 0.44$$

AÑO 2010

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_{i}^{A_j} kVAfs_{i\,Aj} * Tfs_{i\,Aj}}{kVA_{inst\,Aj}}$$

$$= \frac{(5829 \times 3.7) + (6658 \times 2.68) + (4855 \times 3.31) + (2897 \times 1.41)}{177003}$$

$$= \frac{61147.42}{177003} = 0.34$$

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CONELEC -
SISDAT Sistematización de Datos del Sector Eléctrico
AGENTE: SUR
Formulario CAL-060*

CONELEC

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO — Validar — Generar XML — Actualizar Listas — http://sisdat.conelec.gov.ec

Año: 2011 — Mes: Feb

Fila	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite permitido anual		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento		NÚMERO DE INTERRUPCIONES — Internas		NÚMERO DE INTERRUPCIONES — Externas						DESGLOSE DE LOS INDICADORES — Internos — Programadas		Internos — No Programadas		Externos — Transmisor	
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk (%)	TTIk (%)	Programadas	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk
(0)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
1	01	0111 (Chontacruz)	U (Urbano)	4170,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1								1,0	1,5	-	-	-	-
2	01	0112 (IV Centenario)	U (Urbano)	2810,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	1,0	0,2	-	-
3	01	0113 (Hospital)	U (Urbano)	7460,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
4	01	0114 (Celi Román)	U (Urbano)	5110,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
5	01	0115 (Consacola)	U (Urbano)	4860,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
6	01	0116 (Villonaco)	R (Rural)	940,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
7	02	0211 (Sur)	U (Urbano)	5830,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
8	02	0212 (Norte)	U (Urbano)	6670,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	3	2							0,1	0,2	1,0	0,1	-	-
9	02	0213 (Juan de Salinas)	U (Urbano)	4860,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
10	02	0216 (El Calvario)	U (Urbano)	2050,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	2								0,1	0,3	-	-	-	-
11	02	0215 (Centro)	U (Urbano)	2900,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
12	04	0421 (Zamora 1)	R (Rural)	6860,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
13	05	0511 (Catamayo)	U (Urbano)	4000,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		2							-	-	0,0	0,0	-	-
14	05	0512 (Malca - San Pedro)	R (Rural)	3350,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	6							1,0	0,1	0,3	0,4	-	-
15	05	0513 (El Tambo)	R (Rural)	4530,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		3							-	-	0,0	0,1	-	-
16	06	0611 (Velacruz)	R (Rural)	2000,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		7							-	-	0,4	1,5	-	-
17	07	0711 (Catacocha)	R (Rural)	2650,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	3							1,0	0,5	1,0	0,5	-	-
18	08	0811 (Playas)	R (Rural)	2060,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	1							1,0	2,3	0,0	0,1	-	-
19	09	0911 (San Lucas)	R (Rural)	5030,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
20	09	0912 (Saraguro)	R (Rural)	1540,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	0,2	0,6	-	-
21	09	0913 (Manú)	R (Rural)	1130,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
22	10	1011 (Cruzpamba)	R (Rural)	2710,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		3							-	-	1,1	0,6	-	-
23	10	1012 (Mercadillo)	R (Rural)	660,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		2							-	-	0,7	1,9	-	-
24	10	1013 (Guachanamá)	R (Rural)	350,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	1,0	4,8	-	-
25	10	1014 (Celica)	U (Urbano)	820,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
26	10	1015 (El Empalme)	R (Rural)	290,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
27	11	1111 (Macará 1)	U (Urbano)	2880,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	1							1,0	2,0	0,0	0,1	-	-
28	11	1112 (Macará 2)	U (Urbano)	950,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	0,1	0,4	-	-
29	11	1113 (Sozoranga)	R (Rural)	2270,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	3							0,3	0,2	0,1	0,5	-	-
30	11	1114 (La Guatara)	R (Rural)	1930,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1								0,0	0,0	-	-	-	-
31	13	1311 (Gonzanamá)	R (Rural)	1370,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	1,0	0,1	-	-
32	13	1312 (Quilanga)	R (Rural)	1190,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	3							0,6	2,9	1,5	3,9	-	-
33	13	1313 (Changaimina)	R (Rural)	1780,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	1							0,0	0,0	1,0	0,1	-	-
34	14	1411 (Cariamanga 1)	U (Urbano)	3350,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
35	14	1412 (Utuana)	R (Rural)	1110,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
36	14	1413 (Amaluza)	R (Rural)	3860,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1								0,0	0,1	-	-	-	-
37	14	1414 (Santa Teresita)	R (Rural)	420,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	1							0,5	1,0	0,1	0,0	-	-
38	14	1415 (Cariamanga 2)	U (Urbano)	537,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
39	15	1511 (Chaguarpamba)	R (Rural)	1140,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		9							-	-	0,5	1,6	-	-
40	18	1811 (Pózul)	R (Rural)	480,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
41	18	1812 (Pindal)	R (Rural)	1400,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		8							-	-	0,4	1,6	-	-
42	18	1813 (Zapotillo)	R (Rural)	2540,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		2							-	-	1,0	0,3	-	-
43	18	1814 (Alamor)	R (Rural)	2790,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		7							-	-	0,7	0,9	-	-
44	18	1815 (Sabanilla)	R (Rural)	2283,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		3							-	-	1,0	2,3	-	-
45	19	1911 (Chequirlbamba)	R (Rural)	3740,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
46	19	1912 (Parque Industrial)	U (Urbano)	2300,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	3	1							0,0	0,1	0,0	0,0	-	-
47	19	1913 (Motupe)	U (Urbano)	6500,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	0,0	0,0	-	-
48	19	1914 (Carigan)	R (Rural)	1670,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
49	20	2011 (Cajanuma)	R (Rural)	4670,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
50	20	2012 (Pío Jaramillo)	U (Urbano)	4520,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	1							1,0	0,3	1,0	0,2	-	-
51	20	2013 (Yaguarcuna)	U (Urbano)	7130,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
52	21	2111 (Vilcabamba)	R (Rural)	4400,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	4							0,0	0,0	0,1	0,3	-	-
53	21	2112 (Malacatos)	R (Rural)	1600,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	2	7							2,0	0,3	0,4	1,4	-	-
54	21	2113 (Rumishitana)	R (Rural)	630,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1								1,0	0,5	-	-	-	-
55	22	2221 (Palanda)	R (Rural)	1130,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
56	22	2222 (Valladolid)	R (Rural)	450,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%									-	-	-	-	-	-
57	22	2223 (Zumba)	R (Rural)	1070,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		7							-	-	2,2	0,7	-	-
58	23	2321 (Zamora 2)	R (Rural)	2193,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	1	12							0,0	0,2	0,3	0,6	-	-
59	23	2322 (Nambija)	R (Rural)	850,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	0,5	0,9	-	-
60	23	2323 (Yanzatza)	R (Rural)	7760,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		9							-	-	0,8	0,3	-	-
61	23	2324 (Yacuambi)	R (Rural)	470,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		1							-	-	0,3	0,4	-	-
62	24	2421 (El Pangui)	R (Rural)	1150,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%		11							-	-	0,6	1,3	-	-
63	24	2422 (Gualaquiza)	U (Urbano)	4150,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	2	5							1,0	1,0	0,0	0,2	-	-
64	24	2423 (Los Encuentros)	R (Rural)	2020,0		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,00%	0,00%	3	16							0,3	1,2	0,7	1,9	-	-
65												0,00%	0,00%														
66												0,00%	0,00%														
67												0,00%	0,00%														
68												0,00%	0,00%														
69												0,00%	0,00%														
70												0,00%	0,00%														
71												0,00%	0,00%														
72												0,00%	0,00%														
73												0,00%	0,00%														
74												0,00%	0,00%														
75												0,00%	0,00%														
76												0,00%	0,00%														
77												0,00%	0,00%														
78												0,00%	0,00%														
79												0,00%	0,00%														
80												0,00%	0,00%														
81												0,00%	0,00%														
82												0,00%	0,00%														
83												0,00%	0,00%														
84												0,00%	0,00%														
85												0,00%	0,00%														

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

ÁREA DE ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS NATURALES

NO RENOVABLES

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

DISEÑO DEL PROYECTO DE TESIS

TÍTULO:

"PROYECTO PILOTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO, EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR PARTE DE LA EERSSA EN LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS ATENDIDOS DESDE LA SUBESTACIÓN SAN CAYETANO EN LA CIUDAD DE LOJA"

AUTORES:

Egdo. Luis Geovani Montalvo Zúñiga

Egdo. Reinaldo Bolívar Pineda Bailón

TUTOR:

Msc. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay

LOJA – ECUADOR

2008

DISEÑO DEL PROYECTO DE TESIS

1. Título

“PROYECTO PILOTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO, EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR PARTE DE LA EERSSA EN LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS ATENDIDOS DESDE LA SUBESTACIÓN SAN CAYETANO EN LA CIUDAD DE LOJA”

2. Problemática

2.1 Situación Problémica

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), instituida el 19 de marzo de 1973, cuya función social es suministrar Potencia y Energía Eléctrica a las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza de la provincia de Morona Santiago de la región sur del Ecuador; es decir llegar con el servicio eléctrico a la mayor parte de consumidores, sean estos de tipo residencial, comercial, industrial o de otra naturaleza.

La Empresa Eléctrica está orientada a buscar mecanismos a través de herramientas computacionales que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico.

El cumplimiento de los niveles de Calidad del Servicio Eléctrico, emitidos por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), a las que las empresas distribuidoras deben someterse y para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, dispone que la calidad de servicio eléctrico será considerada en los siguientes aspectos: Calidad del Producto, la Calidad del Servicio Técnico y la Calidad del Servicio Comercial.

Actualmente de acuerdo a los aspectos de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, la EERSSA realiza mediciones de la Calidad del Producto que determina las variaciones, perturbaciones, factor de potencia, armónicos, etc., pero no cuenta con un control de Calidad de Servicio Técnico a nivel de alimentadores, derivaciones y transformadores de distribución, para medir tanto la duración como la frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico, ocasionadas en la red primaria[ANEXO 10.4;3] de los cuatro alimentadores [ANEXO 10.4;3-7] de la Sub-estación San Cayetano de la ciudad de Loja. [ANEXO10.4;2]

Al momento no cuenta con un registro informático para detectar las fallas producidas en transformadores y seccionadores en las líneas de media tensión para lo cual será necesario ver la frecuencia de interrupciones para sugerir un

procedimiento de mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas de distribución.

Por lo tanto nuestro accionar, esta orientado a establecer una mejor adquisición de registros informáticos que garanticen un control eficiente de la duración y frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico, llevando así un historial que sirva de referencia para dar un mantenimiento de la Calidad del Servicio Técnico.

2.2 Problema General de Investigación

"Falta de un control de Calidad del Servicio Técnico sobre la base de índices que reflejen la duración y frecuencia de interrupciones ocasionadas en la red primaria de distribución, en los cuatro alimentadores de la Subestación "San Cayetano" de la ciudad de Loja."

2.3 Delimitación

2.3.1 Problemas Específicos de Investigación

- "Desconocimiento de los Índices de Calidad del Servicio Técnico (duración y frecuencia) de interrupciones, en la prestación del Servicio de Energía Eléctrica conforme a la regulación (Nº 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución) emitidas por el CONELEC".

- “Falta de un registro mediante un sistema informático, para el control de los Índices de Duración y Frecuencia de Interrupciones de la red primaria, asociada a los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano”.
- “Falta de adiestramiento del Sistema SPARD mp. Distribución Módulo de Calidad del Servicio para el control de los indicadores (Duración y Frecuencia) de interrupciones”.
- “Falta de un registro clasificado de interrupciones para la ejecución de un mantenimiento preventivo y correctivo en la red primaria”.
- “Falta de socialización del proyecto de investigación que se realiza, en los departamentos técnicos de la EERSSA”.

2.3.2 Espacio

Nuestra investigación será aplicada en las instalaciones de la EERSSA., en las redes primarias atendida desde la subestación San Cayetano, estos alimentadores cubren la parte oriental de la ciudad de Loja.

2.3.3 Tiempo

El tiempo para realizar la investigación está estimado es de doce meses.

2.3.4 Unidades de Observación

- Empresa Eléctrica Regional del Sur (Archivos de la Gerencia de Operación y Mantenimiento para el control de interrupciones).
- Sub-Estación San Cayetano (cuatro alimentadores), redes primarias.
- Regulación 004/01 emitida por el CONELEC: Calidad del Servicio Técnico.
- Software como: Excel, SPARD.mp Distribución, Módulo - Calidad de Servicio.
- Procedimiento para mantenimiento preventivo de sistemas de distribución.
- Medios de información: Libros, Guías, Tesis e Internet.

3. Justificación

3.1 Justificación

Uno de los requerimientos mas importantes de la EERSSA y para sus consumidores es el de elevar los estándares de calidad del servicio eléctrico, por eso nosotros como egresados de la carrera de Ingeniería Electromecánica nos hemos propuesto realizar este proyecto de investigación con un compromiso fundamental y serio de coadyuvar a la solución de una de las necesidades requeridas que tiene la institución antes mencionada.

La implementación de la regulación expedida por el CONELEC, de acuerdo a los aspectos de la calidad del servicio eléctrico de distribución en la EERSSA, se constituye en un referente de urgente aplicación para mejoramiento de cada uno de los aspectos de dicha calidad.

Uno de los aspectos es la calidad del servicio técnico, que corresponde a la evaluación de los índices (frecuencia y duración) de interrupción del servicio eléctrico, cuya aplicación nos proporcionará un mejor control y un registro detallado y preciso para objeto de llegar a establecer una clasificación de los diferentes parámetros, para efecto de agrupamiento tales como: duración, origen, causa y voltaje nominal; y así poder aplicar un mantenimiento preventivo – correctivo para el mejoramiento de la prestación del servicio eléctrico de la empresa distribuidora.

3.2 Viabilidad

La EERSSA, en cumplimiento con la ley del régimen del sector eléctrico ha creído conveniente mediante nuestra capacidad como egresados de la carrera de ingeniería electromecánica poder realizar esta propuesta investigativa, planteada en base a los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico.

Los recursos económicos serán fondos propios de los autores de la investigación, así también contamos con el apoyo de los superintendentes de las diferentes

áreas de la EERSSA, para lo cual se gestionará la suscripción de un convenio con la Empresa Eléctrica y lograr obtener la información de los diferentes registros y programas computacionales para la realización del tema de investigación.

4. OBJETIVOS

4.1 GENERAL

Determinar los Índices establecidos en la regulación Nº 004/01 emitida por el CONELEC para el Control de la Calidad del Servicio Técnico en los cuatro alimentadores de la S/E “San Cayetano” de la ciudad de Loja.

4.2 ESPECIFICOS

- ✓ Determinar la Calidad del Servicio Técnico para la evaluación de los índices (duración y frecuencia) de interrupciones de acuerdo a la regulación Nro. 004/01 emitida por el CONELEC.
- ✓ Desarrollar un programa de registro informático, para determinar la Duración y Frecuencia de interrupciones del Control de Calidad del Servicio Técnico, emitidos por el CONELEC, Bajo la regulación Nro. 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.
- ✓ Simular el Módulo Calidad del Servicio Técnico del Sistema SPARD para obtener los principales indicadores de tiempo de interrupción y frecuencias.

- ✓ Elaborar un plan de sugerencias para dar un mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución primaria AT-MT transformadores y seccionadores.
- ✓ Socializar los resultados de la Investigación.

5. MARCO TEÓRICO

CAPITULO 1

1.1 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE ACUERDO A LA REGULACIÓN Nro. CONELEC-004/01

1.1.1 Calidad de Energía.-

Definición

Se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobre voltajes, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario además le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico.

La calidad de servicio eléctrico se medirá considerando los siguientes aspectos:

1.1.2 Calidad del Producto.-

Los índices de calidad del producto técnico que se controlarán son: el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia.

1.1.3 Calidad del Servicio Técnico.-

La calidad del servicio técnico se evaluará sobre la base de los índices: de la frecuencia y duración total de interrupción.

1.1.4 Calidad del Servicio Comercial.-

Se considerarán como índices de calidad del servicio comercial a los siguientes puntos: atención de solicitudes, atención de reclamos y errores de medición y facturación.

1.2 Calidad del Servicio Técnico.-

1.2.1 Control.-

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupción.

Durante la subetapa 1 se efectuarán controles en función a Índices Globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de MV. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores.

El período de control será anual, por tanto, los Distribuidores presentarán informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

Sin embargo de lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo.

1.2.2 Identificación de las Interrupciones.-

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje o bajo voltaje (MV/BV), circuito de

medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).

- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitan identificar claramente a todos los consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sector eléctrico.

1.2.3 Registro y Clasificación de las Interrupciones.-

El distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres ultimo años.

El registro de las interrupciones se deberán efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado previamente a fin de asegurar su utilización durante la Subetapa 1.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupación y de cálculo:

c) Por su duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

d) Por su origen

- Externas al sistema de distribución.
  * Otro distribuidor.
  * Transmisor.
  * Generador.
  * Restricción de carga.
  * Baja frecuencia.
  * Otras.

c) Por su causa

- Programadas
  * Mantenimiento.
  * Ampliaciones.
  * Maniobras.
  * Otras.

- No programadas
    * Climáticas.
    * Ambientales.
    * Terceros.

d) Por el voltaje nominal
- Bajo voltaje.
- Medio voltaje.
- Alto voltaje.

1.2.4 Interrupciones a ser Consideradas.-

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalles más adelante, se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debido a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por fallas de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero si se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del

servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art.36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

1.3 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1.-

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computaran las interrupciones originadas en la red de bajo voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquellas que no produzcan la salida de servicio del centro de transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los limites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el Terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes B/V del transformador MV/BV.

1.3.1 Índices.-

Los índices de calidad se calculan para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

d) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$\mathbf{TTIK}_{\mathbf{Rd}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i}} * \mathbf{Tfs}_{\mathbf{i}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst}}} \qquad [1.1]$$

$$\mathbf{TTIK}_{\mathbf{Aj}} = \frac{\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}} \mathbf{kVAfs}_{\mathbf{i\,Aj}} * \mathbf{Tfs}_{\mathbf{i\,Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\mathbf{inst\,Aj}}} \qquad [1.2]$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_{\mathbf{i}}$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_{\mathbf{i}}^{\mathbf{A_j}}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.

$kVAfs_i$: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d : Red de distribución global
A_j : Alimentador primario de medio voltaje "j"

e) Índices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

1.3.2 Registro.-

Será responsabilidad del Distribuidor efectuar el levantamiento y registro de las interrupciones y la determinación de los correspondientes índices.
Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios.

El Distribuidor entregará informes anuales al CONELEC con los resultados de su gestión en el año inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes por toda la empresa

y por alimentador de MV, y el monto de las Compensaciones en caso de corresponder. El CONELEC podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices, así como exigir informes de los registros de interrupciones, con una periodicidad menor a la anual.

A los efectos del control, el Distribuidor entregará informes mensuales al CONELEC con:

d) Los registros de las interrupciones ocurridas.

e) La cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal.

f) El valor de los índices obtenidos.

1.3.3 Límites.-

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Tabla 1.1: valores límites

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

1.3.4 Cálculo de la Energía No Suministrada.-

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Indices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 1, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: FMIK > LímFMIK y TTIK < LímTTIK

$$\mathbf{ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}} \qquad [1\text{-}3]$$

b) Si: FMIK < LímFMIK y TTIK > LímTTIK

$$\mathbf{ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}} \qquad [1\text{-}4]$$

c) Si: FMIK > LímFMIK y TTIK > LímTTIK; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$\mathbf{ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}} \qquad [1\text{-}5]$$

d) Si: FMIK> LímFMIK y TTIK> LímTTIK; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$\mathbf{ENS} = (\mathbf{TTIK} - \mathbf{LimTTIK}) * \frac{\mathbf{ETF}}{\mathbf{THPA}} \qquad [1\text{-}6]$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: Indice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Indice de Tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: Límite Admisible de FMIK.

LimTTIK: Límite Admisible de TTIK
La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

CAPITULO 2

2.1 DESCRICION GENERAL DEL SPARD mp. Distribución

2.1.1 Descripción General del SPARD mp. Distribución.-

Las empresas de energía eléctrica y en general de servicios públicos a nivel mundial, utilizan cada vez más sistemas georeferenciados para manejar y analizar la información de sus sistemas de distribución. Esto con el fin de lograr una alta eficiencia en costos de inversión, operación y mantenimiento, y de brindar un servicio confiable con mínimas pérdidas técnicas.

2.1.2 Modelo de la Red.-

La red eléctrica de distribución es modelada en SPARD mp Distribución, iniciándose en el punto de alimentación de la subestación para alimentadores (circuitos) primarios (Media tensión – cualquier nivel de Voltaje 11.4KV, 13.8KV, 334.5KV, etc.) hasta llegar a los Transformadores de Distribución.

La Red de Baja tensión o Secundaria (de cualquier nivel de voltaje, como 220V, 110V, etc.) se modela desde los transformadores de distribución hasta los

medidores de los clientes. Se incluye el alumbrado público. La subestación no es modelada internamente, sólo a través de algunos parámetros, como capacidades de corto circuito de las barras, voltaje, capacidad nominal, lectura de alimentadores, KW, KVAR, energía, etc. Se modelan también cargas trifásicas y monofásicas en cualquier punto de la red de media tensión, por ejemplo para conectar cargas industriales o para simular la carga de un circuito rural.

SPARD mp Distribución también puede simular la inyección de potencia en cualquier punto de la red de media tensión, adicional a los puntos donde se encuentran subestaciones y/o generadores.

La base de datos de redes en SPARD mp Distribución es independiente de la topología. El programa Configurador-Simulador se encarga de detectar la configuración actual de la red (primaria y secundaria) en forma dinámica. En Spard mp Distribución no es necesario codificar manualmente la topología.

Se permiten modelar circuitos paralelos que recorren la misma posteria, o circuitos de alta o baja tensión que comparten postes.

Al mismo tiempo se puede utilizar Spard mp Distribución como sistemas de gestión de redes, dado que abarca todo el inventario de elementos del sistema e incluye módulos de gestión como **Calidad de Servicio**, confiabilidad y datos para

funciones de mantenimiento. Igualmente se puede usar Spard mp Distribución para proyectos de valoración de activos.

2.1.3 Sistema Calidad de Servicio.-

El programa de Calidad de Servicio es una de las principales herramientas administrativas en la de productos Spard mp. Este programa permite manejar restituciones de servicio parciales e incluye un módulo de cálculo de compensación a clientes y de estadísticas de falla por equipo.

El programa, aunque es independiente de Spard mp Distribución, trabaja sobre la misma base de datos.

Spard mp OMS Operación y Calidad de servicio utiliza la información topológica y de vínculo cliente-red ("amarre de usuarios") en su base de datos, calcula los indicadores DES (duración) y FES (frecuencia) requeridos de manera automática y lleva un histórico de estos indicadores, sirviendo como punto de referencia para medir, corregir y predecir dentro de los operadores de red, la calidad de servicio.

Los módulos de esta aplicación son:

- Registro de eventos de falla y análisis de circuitos y consumidores afectados. Registro de restituciones SOE (Secuencia Operativa de Eventos).
- Cálculo de indicadores DES y FES (duración y frecuencia de interrupciones).
- Cálculo de compensación (en términos de duración y frecuencia de fallas) a entregar al sistema Comercial.
- El cálculo de los indicadores DES y FES depende del marco regulatorio en cada país.
- ECS ha implementado interfases de esta aplicación con sistemas comerciales, con el fin de sincronizar las novedades se usuarios, y de entregar información de DES y FES desde Spard mp OMS al Sistema Comercial.

Aparte de Spard mp OMS Operación y Calidad de Servicio, se ofrece una aplicación totalmente integrada en el mismo “cliente” Spard mp Distribución, con menos capacidad y funcionalidad existentes en las aplicaciones separadas, que requiere de una implementación corporativa.

CAPÍTULO 3

3.1 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.1.1 CONCEPTO

Mantenimiento es el conjunto de actividades que debe desarrollarse coordinada y secuencialmente, para aplicarse en los equipos e instalaciones de diversa índole, de tal forma de procurar el funcionamiento adecuado y la operación continua de los mismos, con el objeto de brindar un servicio confiable, de buena calidad, normal y continuo para los usuarios.

3.1.2 CRITERIOS SOBRE EL MANTENIMIENTO

Se puede considerar los siguientes parámetros:

a) Recomendación de los fabricantes: vida útil, placa de datos, mantenimiento.
b) Experiencia del personal de mantenimiento.
c) Normas y procedimientos establecidos en la empresa.
d) Intercambio de experiencias y conocimientos con otras Empresas Eléctricas.

3.1.3 CLASES DE MANTENIMIENTO

- Mantenimiento Preventivo.
- Mantenimiento Correctivo.
- Mantenimiento Predictivo.

3.1.3.1 Mantenimiento Preventivo.

Es el resultado del Mantenimiento Predictivo, que prevé más fallas mediante el análisis de fallas ocurridas anteriormente.

Actividades del Mantenimiento Preventivo.

a. Inspección de los equipos en forma individual y de las Instalaciones Eléctricas en general.
b. Ajuste de conexiones.
c. Revisión, limpieza, lubricación y reemplazo, de ser el caso, de piezas o elementos desgastados por operación o vida útil.

Actividades que deben cumplirse en forma periódica y permanente, de tal forma de mantener los equipos e instalaciones eléctricas en perfectas condiciones de funcionamiento y operación.

Se debe levantar un registro manual o magnético de cada uno de los equipos y componentes del sistema de distribución que contenga: fecha, hora, placa de datos y otras características técnicas, así como las recomendadas de los fabricantes.

Este tipo de mantenimiento se lo realiza con las instalaciones Energizadas, en mayor porcentaje que Des energizado las Instalaciones.

En el caso de trabajos sin tensión, estos exigen una adecuada coordinación con otras áreas, para que la suspensión sea superada en un 100%, caso contrario se debe procurar que la suspensión sea en magnitud y tiempo, la más corta posible.

3.1.3.2 Mantenimiento Correctivo

Son actividades que implican un cambio total o parcial de ciertos elementos de los equipos, estructuras y en algunos de los casos las instalaciones.

Estos cambios o reemplazos se deben a desgastes excesivos de piezas, por daños, roturas y aún por cambio de diseño.

Este mantenimiento se lo realiza normalmente sin tensión, por lo que se debe coordinar con otras áreas, aplicar normas de seguridad para la instalación o los equipos a ser intervenidos, queden libres de tensión, la suspensión de servicio deber ser corto, de tal manera de causar el menor daño posible a los usuarios.

3.1.3.2.1 Clasificación del Mantenimiento Correctivo

a. Mantenimiento Correctivo Programado.- Son actividades estudiadas y analizadas que permiten una ejecución debidamente coordinada de las acciones y de los efectos hacia otros.
b. Mantenimiento Correctivo de Emergencia.- Son eventos que se presentan en cualquier momento y la atención requiere la ejecución de actividades programadas en tiempos relativamente cortos, aquí se hace presente la experiencia del personal de mantenimiento, para resolver las emergencias de la mejor forma con una reparación total u definitiva del daño: solo en ciertos casos se realizará una reparación provisional debido a la falta de presupuesto, materiales y otros.

De acuerdo a la magnitud del daño, requiere atención de mayor o menor envergadura en tiempo y recursos procurando la menor afección y el tiempo más corto posible.

Este tipo de mantenimiento, requiere, en muchas ocasiones, la utilización de equipos especiales y los gastos son mayores, pero que se justifican dadas las condiciones.

Una vez más la experiencia del personal hará que estos valores y gastos no sean una carga económica a la actividad desarrollada, en la solución del problema presentado.

6. METODOLOGÍA

6.1 MATRIZ DE CONSISTENCIA GENERAL

PROBLEMA GENERAL DE INVESTIGACION: Falta de un control de Calidad del Servicio Técnico sobre la base de índices que reflejen la Duración y Frecuencia de Interrupciones ocasionadas en la red primaria de Distribución, en los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano de la Ciudad de Loja.			
TEMA	OBJETO DE INVESTIGACIÓN	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN
"PROYECTO PILOTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO, POR PARTE DE LA EERSSA EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS ATENDIDOS DESDE LA SUBESTACIÓN SAN CAYETANO EN LA CIUDAD DE LOJA"	"Calidad de Servicio Técnico, de los cuatro alimentadores de la red primaria de la S/E San Cayetano".	O. G. ✓ Determinar los Índices establecidos en la regulación Nro. 004/01 emitida por el CONELEC para el Control de la Calidad del Servicio Técnico en los cuatro alimentadores de la S/E "San Cayetano" de la ciudad de Loja.	Al realizar el proyecto piloto para el Control de Calidad del Servicio Técnico, en la prestación del Servicio de Energía Eléctrica por parte de la EERSSA, se controlará los índices: Duración y Frecuencia de Interrupciones de Energía Eléctrica de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano en la ciudad de Loja.

6.2 Materiales, métodos y técnicas de trabajo.

6.2.1 Materiales

- Computadora.
- Cámara fotográfica.
- Materiales de oficina.
- Memorias USB.
- Impresora.
- Software Spard mp Distribución.

6.2.2 Métodos.-

Nuestro proyecto de investigación se enmarcará dentro del método investigativo-descriptivo.

6.2.3 Técnicas de trabajo.-

Para llevar a cabo la investigación se pondrá en práctica las técnicas de: observación, entrevistas con profesionales conocedores del tema “Calidad del Servicio Eléctrico”.

7. CRONOGRAMA

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE				ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO			
2009	2009				2009				2009				2009				2009				2010				2010				2010				2010				2010				2010				2010			
ACTIVIDADES	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Buscar información de internet	X	X	X	X																																												
Solicitar el permiso correspondiente a las autoridades competentes de la EERSSA.					X																																											
Obtener la información necesaria de los archivos de la EERSSA.						X	X	X	X																																							
Extraer información de la regulación Nro. 004/01 emitida por el CONELEC.										X	X																																					
Buscar información en los archivos de la EERSSA.												X	X																																			
Obtener registros de la duración y frecuencia de las interrupciones de la red primaria de los 4 alimentadores de la S/E San Cayetano.														X	X	X	X																															
Clasificación de los registros del control de la Calidad del Servicio Técnico, sobre la duración y frecuencia de interrupciones de la red primaria de los 4 alimentadores S/E San Cayetano.																		X	X	X	X																											
Desarrollar un software en Excel de acuerdo a la base de datos obtenida del SPARD mp. Distribución para el registro de interrupciones.																						X	X	X	X																							
Solicitar el permiso correspondiente al súper-intendente de la EERSSA para el uso del programa SPARD mp.																										X																						

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE			
2010	2009				2009				2009				2009				2009				2010				2010				2010				2010				2010			
ACTIVIDADES	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Por vía internet solicitar asesoramiento del programa SPARD mp., correspondiente a catálogos, guías y todo lo referente a la aplicación del software.							X	X	X	X	X																													
Solicitar la ayuda y el adiestramiento necesario a los profesionales de la EERSSA involucrados con el programa SPARD mp.												X	X	X	X																									
Aplicación de la simulación del Módulo de Calidad del Servicio Técnico del Sistema SPARD mp. para determinar los indicadores (duración y frecuencia) de interrupciones.																X	X	X																						
Buscar información en internet, libros y folletos acerca del mantenimiento de líneas de distribución.																			X	X	X																			
Mediante oficio solicitar el permiso correspondiente a las autoridades de la EERSSA para obtener información de fallas de la red.																						X	X																	
Extraer información de los registros de fallas de la red primaria.																								X	X	X														
Analizar mediante la clasificación de fallas lo ocurrido en la red y ver que tipo de mantenimiento se puede aplicar según su falla																											X	X	X	X										
Documento final de tesis para su presentación y exposición.																															X	X	X	X	X					
Elaborar las diapositivas																																			X					
Exponer a los presentes sobre la investigación.																																				X				
Contestar a las preguntas que realice el jurado pertinente.																																				X				
Presentar el trabajo final.																																				X				

8. PRESUPUESTO Y FINANCIAMIENTO

8.1 Presupuesto.-

Capacitación con profesionales referente a la calidad de energía.	400.00
Adquisición de folletos, libros documentos.	150.00
Elaboración de un programa informático para el control de registro de interrupciones.	1000.00
Materiales de oficina	300.00
Consultas bibliográficas en Internet	200.00
Gastos por impresiones	50.00
Impresión del documento final	300.00
Compra de una cámara digital	180.00
Imprevistos	100.00
Total	**2680.00**

8.2 Financiamiento.-

El financiamiento del proyecto será cubierto en su totalidad por los investigadores.

9. BIBLIOGRAFIA

LIBROS:

- BALCELLS, Josep. “Calidad y uso racional de la energía eléctrica.

- Básico de Construcción de Líneas y redes de Distribución, Fundación CICE.
- CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, “Regulación Nro CONELEC 004/01: Calidad de servicio eléctrico de distribución.
- FINK, Donal. “Manual de Ingeniería Eléctrica, decimotercera edición.
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Reglamentos.

SITIOS WEB:

- www.conelec.gov.ec “Consejo Nacional de Electricidad: Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución.
- www.google.com
- www.monografias.com “Calidad del Servicio Técnico”

10. ANEXOS

10.1 MATRIZ DE CONSISTENCIA ESPECÍFICA

PROBLEMA ESPECÍFICO 1: "Desconocimiento de los Índices de Calidad del Servicio Técnico (Duración y Frecuencia) de interrupciones, en la prestación del Servicio de Energía Eléctrica conforme a la regulación (Nº 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución) emitidas por el CONELEC".			
OBJETIVO ESPECIFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICA	UNIDAD DE OBSERVACIÓN	SISTEMA CATEGORIAL
Determinar la Calidad del Servicio Técnico para la evaluación de los índices (duración y frecuencia) de interrupciones de acuerdo a la regulación Nro004/01 emitida por el CONELEC	• Con la información recopilada se tendrá un mayor conocimiento sobre los Índices de Calidad del Servicio Técnico, en lo referente a la Duración y Frecuencia de Interrupciones.	• Fuente de archivos (EERSSA) • Libros • Tesis • Páginas Web • S/E San Cayetano • Otros	• Redes de distribución, alimentadores primarios y transformadores. • Instrumentos de medición • S/E San Cayetano (cuatro alimentadores) • Regulación aprobada por el CONELEC (N° 004/01 Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución).

PROBLEMA ESPECÍFICO 2: “Falta de un registro mediante un sistema informático, para el control de los Índices de Duración y Frecuencia de Interrupciones de la red primaria, asociada a los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano”.			
OBJETIVO ESPECÍFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICA	UNIDAD DE OBSERVACIÓN	SISTEMA CATEGORIAL
Desarrollar un programa de registro informático, para determinar la Duración y Frecuencia de Interrupciones del Control de Calidad del Servicio Técnico, emitidos por el CONELEC, bajo la Regulación Nª 004/01 (Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución).	• Mediante esta aplicación informática se pretende identificar la clasificación y el registro de interrupciones, bajo los Índices de Duración y Frecuencia de Interrupciones en los cuatro alimentadores primarios atendidos desde la S/E San Cayetano.	• Archivos de las interrupciones correspondientes de los dos últimos años que reposan en la EERSSA. • Red primaria de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano. • Software como: Excel, SPARD.mp (Distribución - Módulo de Calidad de Servicio).	• Regulación aprobada por el CONELEC (Nº 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución) • Software SPARD.mp (Distribución - Módulo de Calidad de Servicio).

PROBLEMA ESPECÍFICO 3: “Falta de adiestramiento del Sistema SPARD mp. Distribución Módulo de Calidad del Servicio para el control de los indicadores (Duración y Frecuencia) de Interrupciones.			
OBJETIVO ESPECIFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICA	UNIDAD DE OBSERVACIÓN	SISTEMA CATEGORIAL
Simular el Módulo de Calidad del Servicio Técnico del Sistema SPARD para obtener los principales indicadores de tiempo de interrupción y frecuencias	• Con las prácticas de simulación se podrá controlar los índices Duración y Frecuencia de interrupciones de la red primaria y sus respectivos alimentadores de la Sub Estación San Cayetano.	• Programa SPARD mp. Distribución. • Registro informático de interrupciones.	• Programa SPARD mp. Distribución Módulo de Calidad del Servicio. • Especificación Técnica del SPARD mp. Distribución. • Regulación Aprobada por el CONELEC Nro. 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

PROBLEMA ESPECÍFICO 4: “Falta de un registro clasificado de interrupciones para la ejecución de un mantenimiento preventivo y correctivo en la red primaria”.			
OBJETIVO ESPECIFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICA	UNIDAD DE OBSERVACIÓN	SISTEMA CATEGORIAL
Elaborar un plan de sugerencias para dar un mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución primaria: AT/MT, transformadores y seccionadores.	• Con la elaboración del plan de sugerencias será factible dar un mantenimiento preventivo y correctivo de la red primaria.	• Fuente de archivos (EERSSA). • Libros. • Tesis. • Páginas WEB. • S/E San Cayetano. • Otros.	• Redes de distribución, alimentadores primarios y transformadores. • Instrumentos de medición. • S/E San Cayetano (cuatro alimentadores). • Procedimiento para mantenimiento preventivo de sistemas de distribución.

PROBLEMA ESPECÍFICO 5: “Falta de socialización del proyecto de investigación que se realiza, para el departamento técnico de la EERSSA”.			
OBJETIVO ESPECIFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICA	UNIDAD DE OBSERVACIÓN	SISTEMA CATEGORIAL
Socializar los resultados de la Investigación.	• Al socializar los resultados de la investigación, habrá un mayor conocimiento por parte del grupo investigativo, la EERSSA y las personas interesadas.	• Diapositivas, informes de la investigación	• Medios de Transmisión • Técnicas de difusión

10.2 MATRIZ DE OPERATIVIDAD DE OBJETIVOS ESPECÍFICOS

OBJETIVO ESPECIFICO 1: Determinar la Calidad del Servicio Técnico para la evaluación de los índices (duración y frecuencia) de interrupciones de acuerdo a la regulación Nro 004/01 emitida por el CONELEC						
ACTIVIDAD O TAREA:	**METODOLOGÍA:**	**FECHA:**		**RESPONSABLES:**	**PRESUPUESTO:**	**RESULTADOS ESPERADOS:**
		INICIO:	**FINAL:**			
Buscar información en Internet	Uso de páginas Web	01-08-09	31-08-09	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 100.00	Documentación técnica.
Solicitar el permiso correspondiente a las autoridades competentes de la EERSSA para adquirir información de los centros de archivo	Por medio de un oficio dirigido al Ing. Wilson Vivanco solicitando la gestión para poder acceder al centro de archivo de la EERSSA.	01-09-09	04-09-09	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 10.00	Documento que señale el permiso correspondiente para acceder a los archivos de la EERSSA
Obtener la información necesaria de los archivos de la EERSSA y visita técnica a la S/E San Cayetano.	Información por medio de archivos, planos de las redes de distribución de los cuatro alimentadores	07-09-09	02-10-09	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 200.00	Conocimiento de los registros y de la infraestructura de la red de distribución primaria de la S/E San Cayetano.

OBJETIVO ESPECIFICO 1: Determinar la Calidad del Servicio Técnico para la evaluación de los índices (duración y frecuencia) de interrupciones de acuerdo a la regulación Nro 004/01 emitida por el CONELEC						
ACTIVIDAD O TAREA:	**METODOLOGÍA:**	**FECHA:**		**RESPONSABLES:**	**PRESUPUESTO:**	**RESULTADOS ESPERADOS:**
		INICIO:	**FINAL:**			
Extraer la información de la regulación nro 004/01 emitida por el CONELEC referente a la Calidad de Servicio Técnico	Uso del Internet y archivos de la EERSSA	05-10-09	16-10-09	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 20.00	Obtención de la información de la regulación del CONELEC.

OBJETIVO ESPECIFICO 2: Desarrollar un programa de registro informático, para determinar la Duración y Frecuencia de Interrupciones del Control de Calidad del Servicio Técnico, emitidos por el CONELEC, bajo la Regulación Nro. 004/01 Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución.						
ACTIVIDAD O TAREA:	**METODOLOGÍA:**	**FECHA:**		**RESPONSABLES:**	**PRESUPUESTO:**	**RESULTADOS ESPERADOS:**
		INICIO:	**FINAL:**			
Buscar información en los archivos que reposan en la EERSSA.	Mediante prévio oficio entregado a la EERSSA	19-10-09	06-11-08	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 15.00	Registro de informes de interrupciones del Servicio Eléctrico
Obtener registros de la Duración y Frecuencia de Interrupciones de la red primaria asociada a los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano en la ciudad de Loja.		09-11-09	04-12-09	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 15.00	Obtención de informes de interrupciones de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano
Clasificación de los registros del Control de la Calidad del Servicio Técnico, sobre la duración y Frecuencia de Interrupciones de la red primaria de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano.	Identificación de cada registro para su evaluación.	07-12-09	08-01-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$600.00	Informe detallado de los reportes de Índices del Control de Interrupciones (Duración y Frecuencia) de la red primaria de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano.

Desarrollar un software de acuerdo a la base de datos obtenidos del SPARD.mp Distribución para el registro de interrupciones (Duración y Frecuencia) mediante la utilización del Módulo de Calidad de Servicio del SPARD.	Mediante los programas como: Excel, SPARD (Calidad de Servicio).	11-01-10	05-02-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 900.00	Programa de registro con los Índices de la Duración y Frecuencia de Interrupciones del Control de la Calidad del Servicio Técnico.

OBJETIVO ESPECIFICO 3: Simular el Módulo de Calidad del Servicio Técnico del Sistema SPARD para obtener los principales indicadores de tiempo de interrupción y frecuencias.						
ACTIVIDAD O TAREA:	**METODOLOGÍA:**	**FECHA:**		**RESPONSABLES:**	**PRESUPUESTO:**	**RESULTADOS ESPERADOS:**
		INICIO:	**FINAL:**			
Solicitar el permiso correspondiente al Superintendente del área para el uso del programa SPARD.	Mediante previo oficio entregado al Superintendente del Área.	08-02-10	12-02-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 10.00	Autorización correspondiente al uso del programa
Por vía internet solicitar asesoramiento del programa SPARD correspondiente a los catálogos: guías y todo lo referente a la aplicación del Software.	Uso del internet y páginas WEB	15-02-10	20-03-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 100.00	Obtención de documentación detallada.
Solicitar la ayuda y el adiestramiento necesario a los profesionales de la EERSSA conocedores del programa.	Por medio de petición verbal.	22-03-10	24-04-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 50.00	Conocimiento del funcionamiento del programa SPARD.

Aplicación de la simulación del Módulo de Calidad del Servicio Técnico del Sistema SPARD para determinar los índices Duración y Frecuencia de interrupciones.	Prácticas interactivas por medio del computador usando el programa SPARD.	26-04-10	14-05-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 60.00	Determinación y simulación de los índices Duración y Frecuencia de interrupciones.

OBJETIVO ESPECIFICO 4: Elaborar un Plan de Sugerencias para dar un mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución primaria: AT/MT, transformadores y seccionadores.						
ACTIVIDAD O TAREA:	**METODOLOGÍA:**	**FECHA:**		**RESPONSABLES:**	**PRESUPUESTO:**	**RESULTADOS ESPERADOS:**
		INICIO:	**FINAL:**			
Buscar información en internet, libros y folletos acerca de mantenimiento de líneas de distribución.	Uso de página WEB y bibliotecas.	17-05-10	04-06-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 100.00	Documentación técnica.
Mediante oficio solicitar el permiso correspondiente a las autoridades de la EERSSA para adquirir información referente a fallas de la red primaria: transformadores y seccionadores.	Por medio de un oficio dirigido al Ing. Wilson Vivanco, solicitando la gestión para poder acceder al centro de archivo de la EERSSA.	07-06-10	11-06-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 10.00	Autorización correspondiente para el acceso a los archivos.
Extraer información de los registros de fallas producidas en la red primaria.	Por medio de observación de registros de fallas de la red.	21-06-10	09-07-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 50.00	Registros para clasificación de fallas ocurridas en la red primaria.

Analizar mediante la clasificación de fallas lo ocurrido en la red y ver qué tipo de mantenimiento se puede aplicar según su falla.	Observación de los registros de fallas de la EERSSA.	12-07-10	06-08-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 100.00	Plan de sugerencias de mantenimiento preventivo y correctivo.

OBJETIVO ESPECIFICO 5: Socializar los resultados de la Investigación						
ACTIVIDAD O TAREA:	**METODOLOGÍA:**	**FECHA:**		**RESPONSABLES:**	**PRESUPUESTO:**	**RESULTADOS ESPERADOS:**
		INICIO:	**FINAL:**			
Documento final de Tesis para su presentación y exposición	Digitación y corrección en programas OFFICE.	09-08-10	10-09-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 150.00	Documento impreso del Proyecto de Tesis
Elaborar las diapositivas	Utilizando el programa Power Point.	06-09-10	10-09-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 80.00	Las diapositivas.
Exponer a los presentes sobre la investigación.	Utilizando diapositivas para la exposición.	27-09-10	01-10-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 50.00	Exposición de la investigación.
Contestar a las preguntas que realice el jurado pertinente.	Los integrantes del grupo responderá de forma alternada.	27-09-10	01-10-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 10.00	Los presentes y el jurado quedan conformes con la información compartida.

Presentar el trabajo final.	Utilizando un modelo para la tesis.	27-09-10	01-10-10	Luis Montalvo Reinaldo Pineda	$ 250.00	Tesis. de Grado

10.3 MATRIZ DE CONTROL DE RESULTADOS

No.	RESULTADOS	FECHA	FIRMA DIRECTOR DE TESIS
1	Documentación Técnica	31-08-09	
2	Documento que señale el permiso correspondiente para acceder a los archivos de la EERSSA.	04-09-09	
3	Conocimiento de los registros y de la infraestructura de la red de distribución primaria de la S/E San Cayetano.	02-10-09	
4	Obtención de la información de la regulación del CONELEC.	16-10-09	
5	Registro de informes de interrupciones del servicio eléctrico.	06-11-09	
6	Obtención de informes de interrupciones de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano.	04-12-09	
7	Informe detallado de los reportes de índices del control de interrupciones duración y frecuencia de la red primaria de los cuatro alimentadores de la S/E San Cayetano.	08-01-10	
8	Programa de registro con los índices de la duración y frecuencia de las interrupciones del Control de Calidad del Servicio Técnico.	05-02-10	
9	Autorización correspondiente al uso del programa.	12-02-10	
10	Obtención de documentación detallada.	20-03-10	
11	Conocimiento del funcionamiento del programa SPARD.	23-04-10	
12	Determinación y simulación de los índices Duración y Frecuencia de interrupciones.	14-05-10	
13	Documentación Técnica.	04-06-10	
14	Autorización correspondiente para el acceso a los archivos.	11-06-10	
15	Registro para clasificación de fallas ocurridas en la red primaria	09-07-10	
16	Plan de sugerencias de mantenimiento preventivo y correctivo.	06-08-10	
17	Documento impreso del proyecto de tesis.	10-09-10	
18	Las diapositivas	10-09-10	
19	Exposición de la investigación.	01-10-10	
20	Los presentes y el jurado quedan conforme con la información compartida.	01-10-10	
21	Tesis de grado.	01-10-10	

10.4 Esquemas, diagramas de proceso, planos, fotos etc.

Foto 1 **EERSSA**

Foto 2 **S/E San Cayetano**

Foto 4 **Alimentador primario J. Salinas**

Foto 5 **Alimentador primario Sur**

Foto 6 **Alimentador primario Norte**

Foto 7 **Alimentador primario Centro**

Foto 8 **Redes de Distribución**

Foto 9 **Distribución de Energía**