



**Universidad
Técnica de
Cotopaxi**

**UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE INGENIERÍA Y
APLICADAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA**

TESIS DE GRADO

TEMA:

**“ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL
CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE
SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA
PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015”**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Postulantes:

León Rivera Edison Fernando

Tenelema Ramirez Paúl Abel

Director:

Ing. Quispe Toapanta Vicente Javier

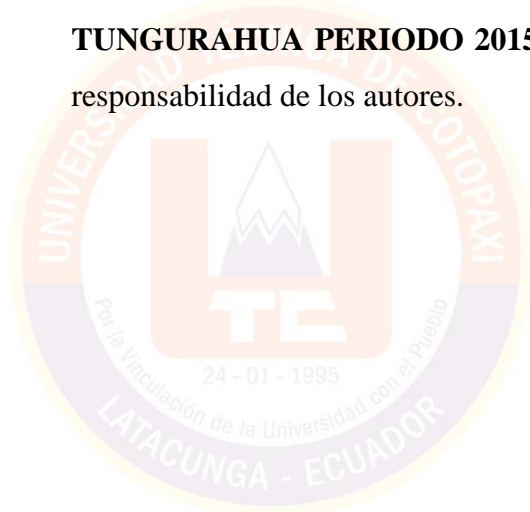
LATACUNGA – ECUADOR

2016



AUTORÍA

Nosotros, **Edison Fernando León Rivera** portador de la cedula de identidad N° 172370368-0 y **Paul Abel Tenelema Ramirez** portador de la cedula de identidad N° 172013760-1 declaramos bajo juramento que los criterios emitidos en el presente trabajo de investigación **“ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015”**, al igual que el contenido, son de exclusiva responsabilidad de los autores.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

León Rivera Edison Fernando

C.I. 172370368-0

Tenelema Ramírez Paúl Abel

C.I. 172013760-1



AVAL DE DIRECTOR DE TESIS

En calidad de Director de trabajo de investigación sobre el tema: “**ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015**” bajo la autoría De los señores; Edison León y Paúl Tenelema, postulantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

CERTIFICO QUE:

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos - técnicos necesarios para ser sometidos a la Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 29 de Febrero del 2016

.....
Ing. Vicente Quispe

C.I.: 050291801-4

DIRECTOR DE TESIS



AVAL DEL ASESOR METODOLÓGICO

En calidad de Asesor Metodológico del trabajo de investigación sobre el tema: “ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015” bajo la autoría De los señores; Edison León y Paúl Tenelema, postulantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

CERTIFICO QUE:

Una vez revisado el documento entregado a mi persona, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos - técnicos necesarios para ser sometidos a la Evaluación del Tribunal de Validación de Tesis que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 29 de Febrero del 2016

.....
Lic. MSc. Pallasco Venegas Mirian Susana

C.I: 050186287-4

ASESOR METODOLÓGICO

CERTIFICADO DE IMPLEMENTACIÓN

En calidad de ingeniero eléctrico de la EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE (EEASA) y una vez revisado el tema de tesis: **“ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015”**, me permito indicar que el mismo fue desarrollado y concluido por los señores León Rivera Edison Fernando, Tenelema Ramirez Paúl Abel, egresados de la Carrera de ingeniería eléctrica en sistemas eléctricos de potencia CIYA – UTC.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los señores antes mencionados hacer uso del presente documento, en la forma que estime conveniente.

Latacunga, 29 de Febrero del 2016

.....
Ing. Eléc. Franklin Melo

JEFE DE ÁREA REPARACIONES Y A.P EEAS.A

AGRADECIMIENTO

A mi Dios, Mi Virgencita y Mi Niño por brindarme la oportunidad de cumplir mis sueños, dándome salud y vida con cada una de sus bendiciones guiándome siempre por el camino del bien.

De la misma forma a la Empresa Eléctrica Ambato, y a sus ingenieros, por brindarnos esa ayuda incondicional junto con la apertura y la guía necesaria para cumplir con nuestra investigación.

Así también a nuestra querida Universidad Técnica de Cotopaxi, y a cada uno de los docentes que impartieron sus conocimientos, durante toda nuestra carrera universitaria compartiendo tristezas y alegrías, ayudándonos siempre a no darnos por vencidos, enfocándonos en la única meta de ser buenos profesionales.

De manera especial a nuestro docente y amigo, Ingeniero Xavier Proaño, por ser una guía indispensable durante nuestro trabajo de investigación, brindándonos cada una de las pautas necesarias para lograr nuestro objetivo.

Hacia nuestro director, Ingeniero Vicente Quispe, por brindarnos las firmas necesarias para culminar esta investigación.

Fernando

AGRADECIMIENTO

De una manera esencial le agradezco a Dios por darme la oportunidad de permitir culminar mi carrera universitaria.

Para nuestra Universidad Técnica de Cotopaxi por permitir educarnos y formarnos como personas y profesionales de excelente calidad humana.

Agradezco también a mi gran amigo y compañero Edison, que a pesar de diversas dificultades logramos cumplir nuestro propósito.

A nuestro Asesor de tesis Ingeniero Cristian Erazo, por compartir sus conocimientos, experiencia profesional y confianza como una mano amiga para poder desempeñar el proyecto de tesis en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte.

Paúl

DEDICATORIA

Principalmente a mis padres Edgar y Beatriz por ser ejes fundamentales ya que siempre estuvieron a mi lado apoyándome en las buenas y en las malas, poniendo en mí, el ejemplo de superación.

En segundo lugar a mis Hermanos, Santy, Javier, Kathy, Andrés, por ser un ejemplo y una inspiración que día a día me ayuda a salir en adelante sin importar las distancias y dificultades ustedes siempre están en mi corazón.

Para toda mi familia, en especial a mis tíos Luis y Fabián por brindarme su confianza y por mostrarme ese claro ejemplo de responsabilidad y sencillez, que sin importar el cargo que ocupe ni el país donde te encuentres, nosotros siempre seguimos siendo los mismos con educación, respeto y humildad.

Fernando

DEDICATORIA

El presente proyecto, es dedicado incondicionalmente a mi madre Manuela Ramirez por su comprensión, paciencia y constante apoyo en cada etapa de mi vida.

Para mi Hermano Rigoberto Tenelema y familia quienes me apoyaron económicamente y me impulsaron moralmente con palabras de aliento para poder culminar con mi meta.

A todas las personas quienes intervinieron y aportaron en toda mi carrera universitaria, para que se haga posible la culminación del presente trabajo de tesis con una formación sublime como profesional.

Paúl

ÍNDICE GENERAL

Portada.....	i
Autoría.....	ii
Aval de director de tesis	iii
Aval del asesor metodológico	iv
Certificado de implementación	v
Agradecimiento	vi
Dedicatoria	ix
Índice general	x
Índice	xi
Índice de cuadros.....	xiii
Índice de tablas.....	xiv
Índice de ecuaciones	xvi
Resumen.....	xvii
Summary	xviii
Aval de la traducción del idioma ingles	xix
Introducción	xx

ÍNDICE

CAPÍTULO I.....	1
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	1
1.1 Aspectos Generales	1
1.1.2 Evolución de la Demanda	1
1.1.3 Antecedentes de la investigación	2
1.2 Sistema de Subtransmisión	3
1.2.1 Líneas de Subtransmisión	4
1.2.2 Barras de subtransmisión	5
1.2.3 Protecciones eléctricas	5
1.2.3.1 Características fundamentales de un sistema de protección	5
1.2.3.1.1 Sensibilidad	6
1.2.3.1.2 Selectividad	6
1.2.3.1.3 Rapidez.....	7
1.2.3.1.4 Fiabilidad	7
1.2.3.2 Protecciones para líneas de subtransmisión (L/ST)	7
1.2.3.2.1 Relé	8
1.2.4 Mantenimiento eléctrico.....	8
1.2.4.1 Tipos de mantenimiento	9
1.2.4.1.1 Mantenimiento predictivo	9
1.2.4.1.2 Mantenimiento preventivo	9
1.2.4.1.3 Mantenimiento correctivo	10
1.2.5 Estadística	10
1.2.5.1 Media estadística.....	10
1.2.5.1.1 Media aritmética.....	11
1.2.6 Eventos	11
1.2.6.1 Información de eventos a 69 kV	11
1.2.6.1.2 Bitácora	12
1.3 Calidad de servicio	12
1.3.1 objetivos de la calidad de servicio	13
1.3.2 Calidad de servicio de transmisión y conexión.....	13
1.3.2.1 Duración de las interrupciones	13
1.3.2.2 Número de desconexiones (NIT)	14
1.3.2.3 Factor de Calidad de Servicio	14
1.3.2.4 Energía no suministrada (ENS).....	14

1.4 Dig-Silent	15
1.5 Marco legal.....	17
CAPÍTULO II	19
2. PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.	19
2.1 Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte (EEASA).....	19
2.1.1 Filosofía institucional.....	20
2.1.1.1 Misión	20
2.1.1.2 Visión	20
2.1.2 Área de concesión	20
2.2. Metodología de investigación aplicada.....	20
2.2.1 Métodos aplicados.....	21
2.2.2 Técnicas de Investigación aplicadas	21
2.3 Análisis estadístico.....	22
2.3.1 Aplicación de la media aritmética.....	22
2.3.2 Límites obtenidos para determinar los índices de calidad de servicio	22
2.3.3 Parámetros de evaluación.....	24
2.3.3.1 Análisis de interrupciones de servicio en L/ST.....	24
2.3.3.2 Análisis de interrupciones en barras de subtransmisión EEASA	26
2.3.3.3 Análisis del tiempo de indisponibilidad semestral en barras de 69kV.....	27
2.3.3.4 Análisis del tiempo de indisponibilidad semestral en L/ST.....	28
2.3.3.5 Análisis de la energía no suministrada (ENS) semestral.	29
2.3.3.5 Costo de energía no suministrada para la empresa.	30
2.4 Verificación de la hipótesis	31
2.5 Decisión	34
CAPÍTULO III.....	35
PROPUESTA.....	35
3.1 Presentación	35
3.2 Tema:.....	36
3.3 Justificación.....	36
3.4 Objetivos	37
3.4.1 Objetivo General	37
3.4.2 Objetivos Específicos.....	37

3.5 Factibilidad del diagnóstico de los Índices de Calidad de Energía.....	37
3.6 Impacto.....	38
3.7 Análisis Estadístico de Fallas y Mantenimientos.....	38
3.7.1 Horas de indisponibilidad por semestre.	38
3.7.2.1 Desconexiones en líneas de subtransmisión (L/ST).....	39
3.7.2.2 Desconexiones en barras de subtransmisión.....	40
3.8 Calidad de servicio de conexión y transmisión.....	42
3.8.1 Número y duración de las interrupciones de servicio.....	42
3.8.1.1 Barras de subtransmisión.	43
3.8.1.2 Líneas de subtransmisión (L/ST).....	50
3.8.1.3 Energía no suministrada (ENS).....	55
3.9 Resumen y análisis de eventos considerados críticos.....	56
3.10 Simulación evento considerado más crítico.....	58
3.10.1 Modelación del sistema subtransmisión EEASA.....	58
3.10.2 Modelación de eventos del sistema de subtransmisión.....	59
3.10.3 Estado de funcionamiento normal del sistema.....	60
3.10.4 Análisis de los efectos de la fallas.....	62
3.11 Planes de mantenimiento para el sistema de subtransmisión.....	66
3.11.1 Criterios utilizados.....	66
3.11.2 Acciones.....	66
3.12 Conclusiones y Recomendaciones.....	69
3.9.1. Conclusiones.....	69
3.9.2. Recomendaciones.....	70
3.10. Bibliografía.....	71
Anexos.....	73

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO 11.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	4
CUADRO 21.2 DIAGRAMA PASOS A DESARROLLAR EN DIGSILENT.....	16
CUADRO 32.1 EDIFICIO EEASA MATRIZ AMBATO.....	19
CUADRO 43.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA JULIO – DICIEMBRE 2012.....	58
CUADRO 53.2 SISTEMA SUBTRANSISIÓN DE LA EEASA MODELADO EN DIGSILEN.....	59

CUADRO 63.2 MODELACIÓN DE EVENTOS	60
CUADRO 73.3 TABLA DE RESULTADOS DEL SISTEMA EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	61
CUADRO 83.4 SISTEMA ESTABLE L/ST TOTORAS/PELILEO	62
CUADRO 93.4 FALLA EN LA SUBESTACION BAÑOS BARRA DE 69kV	62
CUADRO 103.5 TABLA DE RESULTADOS DEL SISTEMA CON UNA FALLA EN LA L/ST TOTORAS/PELILEO	63
CUADRO 113.4 SISTEMA ESTABLE L/ST PILLARO/SAMANGA.....	64
CUADRO 123.6 FALLA EN LA L/ST PILLARO/SAMANGA	64
CUADRO 3.7 TABLA DE RESULTADOS DEL SISTEMA CON UNA FALLA EN LA L/ST PILLARO/SAMANGA.....	65

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 12.1 LIMITES CONSIDERADOS PARA LOS ELEMENTOS Y EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	23
TABLA 22.2 LÍMITES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE DESCONEXIONES SEMESTRALES SEGÚN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08	23
TABLA 32.3 EVENTOS DE FALLA SEMESTRALES EN L/ST EEASA	25
TABLA 42.4 EVENTOS DE FALA SEMESTRALES EN BARRAS DE 69kV	26
TABLA 52.5 INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO SEMESTRALES EN BARRAS DE 69kV.....	27
TABLA 62.6 INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO SEMESTRALES EN L/ST.....	28
TABLA 72.7 ENERGÍA NO SUMINISTRADA SEMESTRAL EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.....	29
TABLA 82.8 COSTO DE LA ENS PARA LA EEASA.	30
TABLA 92.9 RESULTADO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL SUBESTACIONES (S/E).....	32
TABLA 102.10 RESULTADO DEL SISTEMA DURANTE UNA FALLA.....	32
TABLA 112.11 RESULTADO DEL SISTEMA DURANTE LA FALLA EN CONDICIONES NORMALES	33
TABLA 123.1 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA BARRAS Y L/ST DE SUBTRANSMISIÓN EEASA.....	39

TABLA 133.2 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA EVENTOS EN L/ST DE LA EEASA	40
TABLA 143.3 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA EVENTOS EN L/ST DE LA EEASA	41
TABLA 153.4 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA EVENTOS EN L/ST DE LA EEASA	41
TABLA 163.5 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER SEMESTRE 2012	43
TABLA 173.6 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL SEGUNDO SEMESTRE 2012	44
TABLA 183.7 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER SEMESTRE 2013	45
TABLA 193.8 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL SEGUNDO SEMESTRE 2013	46
TABLA 203.9 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER SEMESTRE 2014	47
TABLA 213.10 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL SEGUNDO SEMESTRE 2014	48
TABLA 223.11 EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER SEMESTRE 2015	49
TABLA 233.12 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2012	50
TABLA 243.13 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL SEGUNDO SEMESTRE DEL 2012	50
TABLA 253.14 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2013	51
TABLA 263.15 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL SEGUNDO SEMESTRE DEL 2013	52
TABLA 273.16 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2014	53
TABLA 283.17 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL SEGUNDO SEMESTRE DEL 2014	53
TABLA 293.18 EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2015	54
TABLA 303.19 ENERGÍA NO SUMINISTRADA SEMESTRAL	55
TABLA 313.20 EVENTOS CONSIDERADOS CRITICOS	56
TABLA 323.21 TABLA DE RESULTADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	61

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1 MEDIA ARITMÉTICA.....	11
ECUACIÓN 2 DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES	13
ECUACIÓN 3 FACTOR DE CALIDAD DE SERVICIO.....	14



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

Latacunga – Ecuador

TEMA: “ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015”.

Autores: León Rivera Edison F. - Tenelema Ramirez Paúl A.

RESUMEN

La presente investigación describe un diagnóstico, fundamentado en el análisis de la estadística de eventos (acontecimientos por los cuales se produce una interrupción de servicio), del estado de calidad de servicio eléctrico a nivel de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, área de concesión Tungurahua, orientado por la regulación No. ARCONEL 003/08. Para lo cual se ha analizado específicamente los aspectos considerados en el ítem referido a la Calidad del servicio de Transmisión y Conexión, basadas en información proporcionada por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte y los aspectos que la regulación así lo solicita, como son: Duración de las interrupciones y Frecuencia de las interrupciones, para su desarrollo se utilizó estos datos así como también programas de computación como DigSILENT que presenta las características de la red y su aproximación más real, la misma que es utilizada para indicar el comportamiento que tuvo el sistema de subtransmisión y compararlo con el indicado en la regulación ya mencionada, identificando así las posibles falencias que se presentaron y brindando sugerencias mediante planes de mantenimiento o procedimientos de operación, tomados como acciones preventivas para que estos eventos no se vuelvan a suscitar y elevar la calidad de servicio eléctrico a nivel de subtransmisión.

Palabras Claves: calidad, eventos, subtransmisión, diagnóstico, regulación, Empresa Eléctrica Ambato.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

Latacunga – Ecuador

TOPIC: “STATISTICAL ANALYSIS OF EVENTS SUB-TRAMISSIO

N SYSTEM, AMBATO ELECTRIC COMPANY NORTH CENTRAL REGIONAL INDICES FOR DETERMINING QUALITY OF SERVICE INDICATED IN THE ARCONEL 003/08 REGULATION IN THE PERIOD 2015, TUNGURAGUA PROVINCE .”

Authors: Leon F. Rivera Edison, - Paul A. Ramirez Tenelema

SUMMARY

This paper describes a diagnosis, based on the statistical analysis of events (events for which a service interruption occurs), the state of electrical service quality level sub transmission Electric Company Ambato Regional Centro Norte are a Tungurahua concession, guided by the regulation No. 003/08 ARCONEL. For which it has specifically analyzed the aspects considered in the item referring to the Quality of Service Transmission and Connection, based on information provided by the Regional Electric Company Ambato North Central and aspects that regulation so requests, such as: Duration interruptions and frequency of interruptions for their development these data as well as computer programs DIGSILENT having the characteristics of the network and its actual approach was used, the same which is used to indicate the behavior that had sub transmission system and compare it to the one indicated in the aforementioned regulation, identifying possible failures that occurred and providing suggestions by maintenance plans and operating procedures, taken as preventive actions for these events cannot raise and raise again the quality of electric service sub transmission level.

Keywords: Quality, Events, Sub–transmission, Diagnosis and Regulation, Ambato Electric Company.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Trabajo de
Grado
CIYA

COORDINACIÓN
TRABAJO DE GRADO

AVAL DE LA TRADUCCIÓN DEL IDIOMA INGLES

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que: La traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de Eléctrica de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas: **EDISON FERNANDO LEÓN RIVERA y PAÚL ABEL TENELEMA RAMIREZ**, cuyo título versa “ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN CONELEC 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015”, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, 29 de febrero del 2016

Atentamente,

.....
Msc. Cevallos Viscaino Pablo Santiago

DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS

C.I:050259237-1

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte (EEASA) es fundamental para brindar un servicio confiable a todos los usuarios, es por ello que cada parte del sistema es de vital importancia para que su funcionamiento sea el más adecuado. El sistema de subtransmisión de la EEASA es una de las partes importantes, por lo que se pretende analizar la calidad de servicio eléctrico en la actualidad, basándonos en eventos suscitados en el sistema de subtransmisión y mediante límites estadísticos, estos análisis serán importantes ya que el cumplimiento de índices de calidad de energía en muchos proyectos se los menciona con respecto al sistema de distribución, generación y transmisión pero no se realiza un análisis de lleno al sistema de subtransmisión, luego de los análisis, los resultados nos demostrarán las consideraciones que se deberán realizar en el sistema.

A nivel nacional no se cuenta con una metodología para evaluar la calidad de servicio eléctrico a niveles de subtransmisión, es así que se usaran los criterios de la regulación ARCONEL 003/08, referida a la calidad del servicio de transmisión y conexión, y se aplicaran los eventos suscitados en el sistema de subtransmisión, siendo esta una metodología sugerida para este estudio que podría ser aplicada en análisis posteriores. La metodología consiste en realizar un análisis de los eventos de falla de manera semestral, con el objetivo de obtener una estadística de eventos con criterios técnicos acordes a esta investigación, las mismas que nos ayudaran a identificar las posibles falencias que el sistema de subtransmisión de la EEASA, concesión Tungurahua presente.

Se enfoca en las zonas con menor calidad de servicio, correspondiente a las interrupciones provocadas por algún evento no programado, en este punto se revisa la información dirigida a lo que corresponde a duración de las interrupciones, con cada uno de los parámetros que amerita un evento de este tipo,

así como también la frecuencia de interrupción de servicio y las consecuencias que acarrearán, ya sea por inconformidad de los consumidores o por las multas económicas que conlleven estas interrupciones.

La elaboración de esta investigación está dividida en tres capítulos:

El capítulo uno está dirigido al marco teórico que nos da a conocer los conceptos manejados en la regulación ARCONEL 003/08, los parámetros que se impusieron, como la frecuencia de fallas y el tiempo de indisponibilidad al igual que la energía no suministrada además del conocimiento histórico que un estudio de este tipo implica.

En el capítulo dos se describen los métodos y procedimientos para el análisis e interpretación de resultados, lo que permitió establecer la factibilidad del trabajo de investigación, dando así la aprobación para poder ejecutar el proyecto y posteriormente realizar la verificación de la hipótesis.

Para el capítulo tres se expone la propuesta mediante la metodología de análisis sugerida, y los planes de mantenimiento establecidos para subtransmisión, además de una simulación en DigSILENT demostrando las distintas condiciones del sistema durante un evento de falla.

Los lineamientos y condiciones a los que se logró llegar, se indican mediante conclusiones obtenidas durante el transcurso de la investigación, de la misma manera se presentan recomendaciones, las cuales buscan afianzar estudios futuros para un mejor desenvolvimiento y aporte general según el investigador así lo requiera, además se afianza el análisis mediante anexos documentales como la regulación ARCONEL 003/08 y multimedia en los cuales constan eventos de falla la EEASA al igual que las simulaciones en el programa.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

1.1 Aspectos Generales

En las últimas décadas, la energía eléctrica ha sido el eje primordial para el desarrollo tanto personal, laboral y sobre todo industrial, este progreso llevó consigo un aumento de su demanda, con mayores exigencias de calidad en el servicio eléctrico, siendo esta última, fundamental y necesaria para el rendimiento y perfeccionamiento técnico-eléctrico de este avance.

Este aspecto de la energía eléctrica se convirtió en un factor determinante para el desarrollo sustentable de los sectores industriales, debido al significativo aumento de la sensibilidad de los equipos asociados a sus técnicas propias de su progreso.

La falta de calidad genera un creciente número de problemas, que se traducen en pérdidas económicas significativas.

En la actualidad la calidad de energía eléctrica es un tema de suma importancia dentro de la ingeniería y la industria por esta razón, a nivel mundial cada país ha definido y/o adoptado normas que permitan disponer de un sistema eléctrico con calidad, en Ecuador la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), es el organismo encargado de regular y controlar el sector eléctrico.

1.1.2 Evolución de la Demanda

Desde el principio de los tiempos la electricidad siempre ha estado presente en el planeta, pero no es sino hasta fines del siglo XIX en donde inicia de la revolución de la electricidad cuando a partir del descubrimiento de la bombilla

eléctrica por parte de Tomas Edison (Científico e inventor autodidacta estadounidense que patento más de mil inventos entre ellos; las industrias eléctricas, teléfono, el fonógrafo, etc.) se cambió la forma de iluminar, al dejar de usar carbón y gas para el alumbrado en los hogares por la bombilla eléctrica. Debido a esto la electricidad comenzó a tener una demanda como fuente de iluminación.

La producción de energía eléctrica fue entonces la prioridad para muchos países sobre todo para las grandes potencias, ya que al aumentar las industrias y la población, aumenta la demanda de energía eléctrica, es por eso que muchos países optaron por construir centrales de tipo hidroeléctricas, térmicas y nucleares para satisfacer la demanda de energía eléctrica y poder hacer frente a las diferentes necesidades que surgían para el desarrollo de los mismos.

La transmisión de energía eléctrica fue uno de los puntos más críticos en ese entonces, debido a las pérdidas que esta generaba y a la calidad de producto que se entregaba, estos problemas fueron enfrentados a lo largo de los años creando nuevos métodos y sistemas para transportar la energía generada, con menos pérdidas y con una calidad cada vez mejor según las exigencias que los consumidores requerían.

1.1.3 Antecedentes de la investigación

Según: LLUMIQUINGA CISNEROS, R. (2011) *Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtrasmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent*. Estudio de confiabilidad. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Concluye: “Un análisis por contingencias permite observar la capacidad de respuesta que presenta el sistema para garantizar la continuidad, seguridad y calidad de suministro eléctrico, y poder establecer cambios que consideren el mejoramiento de los índices de confiabilidad, como el caso presentado para los transformadores de la S/E Santa Rosa y S/E Selva Alegre”

Según: MARTINEZ RODAS, M. (2014) *Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la Empresa eléctrica regional centro sur, frente al Impacto masivo de las cocinas de inducción*. Tesis. Cuenca, Universidad de Cuenca. Concluye: “La proyección que se realiza para un periodo de 15 años sin el uso de cocinas de inducción, nos demuestra que se deben realizar cambios en el sistema ya sea a corto y largo plazo, en medio plazo no es necesario ya que la cargabilidad en los elementos que conforman el Sistema de Subtransmisión no es tan severa como es el caso de la proyección que se realizó con el uso de las cocinas, en dicho análisis la demanda se incrementa con mayor intensidad y para ellos se estableció los periodos de cambio de corto, mediano y largo plazo.”

Aunque no se tiene un antecedente de investigación específico para este estudio, se toman conceptos de análisis similares entre los cuales se encuentran: características de sistemas de subtransmisión, capacidad de respuesta frente a una contingencia, periodos de estudio adecuados, aspectos de calidad de servicio entre otros los mismos que al momento de sintetizar el análisis serán una guía para encaminarlo en un desarrollo óptimo y adecuado.

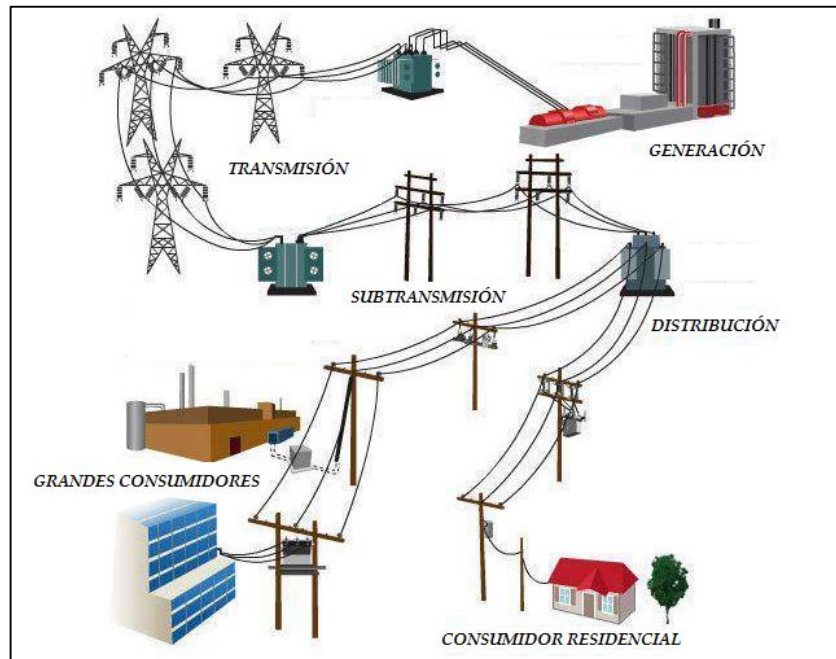
1.2 Sistema de Subtransmisión

Según, MATÍNEZ Marlon, MOROCHO Carlos (Operación del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, 2014), expresa que: “Un sistema de subtransmisión es un conglomerado integrado por líneas, subestaciones y grandes consumidores de energía eléctrica, los cuales manejan voltajes superiores a 34.5 kV y menores a 220 kV”

En un sistema eléctrico de potencia, la etapa de subtransmisión puede considerarse entonces como un punto intermedio entre las etapas de transmisión y distribución, punto en el cual es de importante necesidad como la transmisión debido al nivel de voltaje al que trabaja, en Ecuador oscila entre 46kV y 69kV, y

por lo tanto es de vital importancia, sin embargo no se cuenta con una regulación que ayude a controlar los índices de calidad de servicio para subtransmisión.

CUADRO N° 1.1:
SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA



FUENTE: <http://www.sectorelectricidad.com>
MODIFICADO POR: LOS POSTULANTES

1.2.1 Líneas de Subtransmisión

Según: Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP (Glosario de términos sistema eléctrico ecuatoriano, 2010) indica: “Son líneas que no pertenecen al sistema nacional de transmisión (SNT), generalmente son propiedad de las empresas de distribución, operan a un voltaje comprendido entre 46kV y 69kV, permite transportar energía desde las subestación del sistema nacional de transmisión (SNT) a una de las subestaciones de distribución”.

Según: Empresa eléctrica Quito – EEQSA (Inauguración subestación y línea de subtransmisión en Cascales y Gonzalo Pizarro, 2014) indica que: “Una línea de

subtransmisión es una estructura material utilizada para dirigir la transmisión de la energía eléctrica, mientras que las subestaciones permiten elevar o disminuir la electricidad para que pueda ser transportada por los sistemas de distribución.”

Las líneas de subtransmisión son diseñadas y construidas por las empresas distribuidoras con el afán de mejorar la confiabilidad y la calidad el servicio eléctrico, las mismas se encargan de acercar la energía eléctrica a los centros de consumo ya dentro de las ciudades, conectando el sistema de transmisión con la distribución, cumpliendo así con su importante función.

1.2.2 Barras de subtransmisión

Las barras constituyen al elemento físico de un patio de conexiones que representa el nodo del sistema, es decir, el punto de conexión en donde se unen eléctricamente todos los circuitos que hacen parte de un determinado punto de conexiones

1.2.3 Protecciones eléctricas

Según: CASTAÑO Samuel (Protecciones para sistemas de potencia 2013),indica: “Las protecciones de los sistemas de potencia son una parte integral para evitar la destrucción de un conjunto de equipos o dispositivos interconectados en una tarea común, por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red de subtransmisión, transmisión o distribución según el evento que se produzca.”

1.2.3.1 Características fundamentales de un sistema de protección

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo conforman deben satisfacer las siguientes características funcionales:

1.2.3.1.1 Sensibilidad

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no son. Para dotar a un sistema de protecciones de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permitan distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separen las situaciones normales de operación

1.2.3.1.2 Selectividad

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para una vez detectada la existencia de falla discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y en consecuencia, dar la orden de disparar los interruptores automáticos que controla cuando así sea necesario para despejar la falla.

Según MARGIL Alanis, (Protección de sistemas eléctricos de potencia, 2005), manifiesta: “Tan importante es que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido dentro de su área vigilada por la protección esta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslan el circuito en falla. Si por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y consecuentemente implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.”

1.2.3.1.3 Rapidez

Luego de haber sido detectada, una falla debe ser despejada en el menor tiempo posible. Cuanto más rápido se logre aislar la falla, menos serán sus efectos, daños y alteraciones de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello genera en una disminución de los cortes y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos averiados, y por tanto, en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por el evento de falla, lo que posibilita un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el sistema eléctrico de potencia (SEP)

1.2.3.1.4 Fiabilidad

Según MARGIL Alanis, (Protección de sistemas eléctricos de potencia, 2005), manifiesta: “Una protección es fiable cuando responde siempre correctamente. Esto quiere decir que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier evento o situación que se produzca. No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección está vigilando continuamente lo que pasa en el sistema y, por tanto, está respondiendo en cada instante en función de las condiciones que en el se producen. En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser de actuación como de no actuación. Seguridad significa que no deben producirse actuaciones innecesarias ni omitirse actuaciones necesarias.”

1.2.3.2 Protecciones para líneas de subtransmisión (L/ST)

Existen varios tipos de relés de protección cada uno con funciones diferentes y utilizadas de acuerdo a las exigencias que el sistema presente. El sistema de subtransmisión de la EEASA, específicamente sus líneas de subtransmisión cuentan con el relevador: protección de sobrecorriente direccional (67N)

1.2.3.2.1 Relé

Los relés de protección también conocidos como relevadores, son dispositivos que en si forman la parte principal del sistema de protección, ordenando disparos automáticos en caso de falla. Contienen la lógica que deben seguir los interruptores los cuales se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, reconectadore u otros.

Según: ENRIQUEZ Gilberto (Protecciones de instalaciones eléctricas industriales y comerciales – segunda edición, 2003), indica: “Protección de sobrecorriente direccional (67N): Cuando la coordinación de las protecciones de sobrecorrientes se hace complicada y en ocasiones imposible en líneas de transmisión con fuente de alimentación en ambos extremos, se pueden emplear relevadores de sobrecorriente supervisadas por una unidad direccional. La direccionalidad simplifica el problema de selectividad y seguridad. Este relevador se aplica a líneas como respaldo para proteger equipos de la subestación, es otra forma de protección de respaldo de la propia línea. El relevador direccional de sobrecorriente de tierra (67n) es alimentado de los secundarios de los Transformadores de potencial instalados en el bus.”

1.2.4 Mantenimiento eléctrico

Según, ORDOÑEZ Jorge, NIETO Leonardo (Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, 2010), manifiesta: “el mantenimiento es una acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de un sistema o establecimiento tales como funcionabilidad, seguridad, productividad, confort, imagen corporativa, salubridad e higiene. Otorga la posibilidad de racionalizar costos de operación. El mantenimiento debe ser tanto periódico como permanente, preventivo y correctivo.

1.2.4.1 Tipos de mantenimiento

Existen 3 tipos de mantenimiento que usualmente se usan para realizar mantenimientos los cuales son aplicados en la mayoría de las empresas que trabajan con maquinaria y equipos, ya sean estos mecánicos eléctricos, hidráulicos etc. A continuación se indican los tipos de mantenimiento.

1.2.4.1.1 Mantenimiento predictivo

Según, ORDOÑEZ Jorge, NIETO Leonardo (Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, 2010), manifiesta: “Consiste en el análisis de parámetros de funcionamiento cuya evolución permite detectar un fallo antes de que esta tenga consecuencias más graves”

En este caso lo utilizaremos para estudiar la evolución de los eventos mediante una estadística, atendiéndolos de una manera ordenada dando prioridad a los eventos más graves de tal manera que esa falla no tenga consecuencias graves.

1.2.4.1.2 Mantenimiento preventivo

Según, ORDOÑEZ Jorge, NIETO Leonardo (Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, 2010), indica: “Es una actividad programada de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que debe llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido. El propósito es prever averías o desperfectos en su estado inicial y corregirlas para mantener la instalación en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

El mantenimiento preventivo permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas aumentar la vida útil de equipos, disminuir costos de

reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.”

1.2.4.1.3 Mantenimiento correctivo

Conocido también como mantenimiento de rotura fue el diseño de lo que hoy día es el mantenimiento. Esta fase del mantenimiento va precedida del mantenimiento planificado

1.2.5 Estadística

Según: Murray R. Spiegel (Estadística – segunda edición), indica: “La estadística estudia métodos científicos para recoger, organizar, resumir y analizar datos, así como para sacar conclusiones válidas y tomar decisiones razonables basadas en tal análisis”

1.2.5.1 Media estadística

La media de una variable aleatoria es una medida de tendencia central. Es el indicador más comúnmente utilizado en estadística, nos permiten identificar y ubicar el punto alrededor del cual se tienden a reunir los datos.

Existen diversos tipos de media, que nos serán útiles dependiendo de la situación a analizar:

- La media aritmética
- La media aritmética ponderada
- La media geométrica
- La media armónica

Para este tema de investigación se aplicara la media aritmética, a base de datos cuantitativos los cuales producen respuestas numéricas o miden cantidades.

1.2.5.1.1 Media aritmética

La media aritmética es el método más antiguo empleado para caracterizar un conjunto de datos e identificar una tendencia central, el procedimiento que se toma en este método es: realizar una sumatoria de las observaciones tomadas para el análisis y dividirlo por el número de las mismas:

Ecuación 1 Media aritmética

$$x = \frac{\sum_{j=1}^n x_i}{n} \quad \text{Ecu. 1}$$

Para esta consideración se toma al promedio de las observaciones de grupo, como media de tendencia central más común que se puede elegir, este proceso se realiza mediante la división de la sumatoria de las observaciones para el número de observaciones que hay en el grupo.

1.2.6 Eventos

Según la regulación No. ARCONEL-003/08 (Anexo 1.1), se considera como un evento al suceso imprevisto que causa en el sistema la salida de servicio o la disponibilidad con capacidad reducida de las instalaciones de transmisión o de campos de conexión.

1.2.6.1 Información de eventos a 69 kV

La EEASA realiza reportes diarios de las diferentes anomalías o eventos que se presentan tanto en las S/E como en alimentadores y líneas (Anexo digital 1). Los eventos suscitados son recopilados en reportes diarios de fallas y mantenimientos, en un sistema de bitácora, el cual es un tipo de libro manual elaborado con forme los eventos que el sistema de la EEASA presente, este control lo realiza el departamento de operación y mantenimiento (DOM).

1.2.6.1.2 Bitácora

Según: Raúl Alva, “la bitácora es el diario de trabajo y su elaboración es un paso imprescindible en el transcurso de un proyecto de investigación”

La bitácora es un tipo de cuaderno en el que se reportan los eventos sucedidos diariamente en el sistema de la EEASA (Anexo digital 1). En él se incluyen con detalle, entre otras cosas, las observaciones y datos, de las acciones que se llevan a cabo.

1.3 Calidad de servicio

Según: ABADI Miguel, (La calidad de servicio, 2004), expresa: “Para entender el concepto de calidad de servicio se deben conocer primero los conceptos de calidad, servicio y cliente por separado.

Se define calidad como la totalidad de funciones, características o comportamientos de un bien o servicio. No hay calidad que se pueda medir por su apreciación o el análisis de las partes constitutivas de un servicio recibido. Por tanto, la clasificación se hace con carácter integral, es decir, evaluando todas las características, funciones o comportamientos.

Se entiende por servicio a cualquier actividad o beneficio que una parte ofrece a otra; son esencialmente intangibles y no dan lugar a la propiedad de ninguna cosa. En otras palabras, el servicio es una actividad realizada para brindar un beneficio o satisfacer una necesidad. Su producción puede estar vinculada o no con un producto físico.”

1.3.1 objetivos de la calidad de servicio

Los objetivos que pueden surgir en relación a la calidad de servicio pueden ser:

- La satisfacción del cliente.
- Mejoramiento continuo del servicio.
- Eficiencia en la prestación del servicio.

1.3.2 Calidad de servicio de transmisión y conexión

Establece pautas en parámetros eléctricos para poder entregar energía de buena calidad.

Según la regulación No. ARCONEL-003/08 (Anexo1.1), la Calidad de servicio de transmisión y conexión comprenden los siguientes aspectos:

- Duración de las interrupciones
- Frecuencia de interrupciones

1.3.2.1 Duración de las interrupciones

La Regulación No. ARCONEL-003/08 determina la duración de las interrupciones sobre la base del tiempo de duración de las salidas de servicio o desconexiones y mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 2 Duración de las interrupciones

$$IT = \sum_{j=1}^n T_i \quad \text{Ecu. 2}$$

Dónde:

IT: Horas reales acumuladas de indisponibilidad total de la instalación.

i: Evento i-ésimo de indisponibilidad total.

j: Número de indisponibilidades totales en el período considerado.

Ti: Horas de indisponibilidad total de la instalación en el evento i-ésimo.

1.3.2.2 Número de desconexiones (NIT)

El número de desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales en el semestre.

1.3.2.3 Factor de Calidad de Servicio

El Factor de Calidad de Servicio (FCS) considera las desconexiones totales (NIT) y las horas de indisponibilidad semestrales (IP), de cada una de las instalaciones de transmisión. El FCS se calcula con la siguiente expresión:

Ecuación 3 Factor de Calidad de Servicio

$$FCS = 1 + \frac{IP - LHI}{LHI} + \frac{NIT - NPD}{NPD} \quad Ecu. 3$$

1.3.2.4 Energía no suministrada (ENS)

Según: Agencia andaluza de energía (Calidad de la red de transporte de energía eléctrica, 2013), indica: “La ENS mide la energía cortada al sistema (MWh) a lo largo del año por interrupciones del servicio acaecidas en la red. A estos efectos se contabilizarán sólo las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.”

La Regulación No. ARCONEL-003/08 determina: Para el cálculo de la ENS y efectos exclusivos de aplicación de esta regulación, en cada una de las indisponibilidades de instalaciones de transmisión y puntos de conexión que causen suspensión de la entrega de energía a los Agentes, el Operador Nacional de electricidad (CENACE) evaluará la cantidad de ENS sobre la base de la curva de demanda registrada por el punto de conexión, del día similar más próximo de las semanas anteriores y que no presentó desconexiones de carga. Para el cálculo de

la ENS el tiempo se considerará, desde el momento en que se produce el evento hasta cuando la ENS sea cero, o el CENACE determine que existen condiciones operativas en el SNI, para reiniciar de inmediato el servicio a través de la instalación de transmisión desconectada.

Para este estudio se toma la demanda desconectada en el evento suscitado y el tiempo transcurrido desde el momento en que se produce la falla hasta cuando la ENS sea cero demás se considera los eventos superiores a tres minutos

La energía no suministrada es un factor que implica muchas dificultades al momento de brindar una buena calidad de servicio, por ende las empresas distribuidoras buscan tener un nivel mínimo de este índice, realizando para ello mantenimientos y precauciones que ayuden a cumplir con los niveles establecidos.

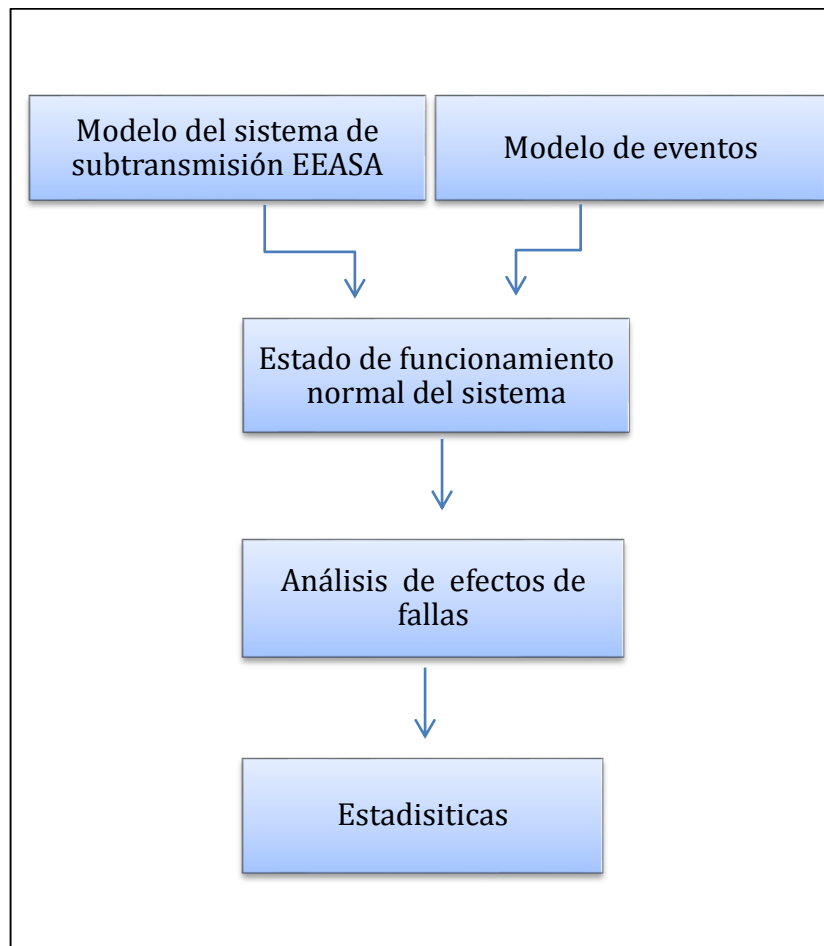
1.4 Dig-Silent

Según: Power factory, (DigSILENT, 1990) señala: Es un software especializado para realizar análisis de sistemas eléctricos de potencia, orientados alcanzar diversos tipos de estudios del sector eléctrico, el mismo permite introducir información de redes eléctricas para evaluarlas mediante una simulación obteniendo información técnica necesaria para llevar a cabo sus funciones.

El análisis se realiza para un escenario con los eventos más críticos, en busca de mejores alternativas de operación del sistema e inversión de recursos a muy corto plazo. Esta inversión de recursos se traduce prácticamente en la disminución de la tasa de falla, energía no suministrada; factores que tienen relación directa con los índices de calidad del servicio eléctrico. Para realizar un análisis de calidad en el software DIGSILENT, se realiza los siguientes pasos fundamentales:

- Modelación del sistema de subtransmisión EEASA
- Modelo de fallas o eventos.
- Estado de funcionamiento normal del sistema.
- Análisis de efecto de las fallas en sistema.
- Análisis estadístico.
- Reporte de resultados.

CUADRO N° 1.2:
DIAGRAMA PASOS A DESARROLLAR EN DIGSILENT



ELABORADO POR: LOS POSTULANTES

1.5 Marco legal

CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Artículos considerados:

Artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece como uno de los objetivos fundamentales de la política nacional en materia de electricidad, el proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social, y el de asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;

Artículo 65 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico determina que, la compañía única de transmisión será responsable por la operación del Sistema Nacional de Transmisión en coordinación con el CENACE, así como también del mantenimiento programado y correctivo de sus instalaciones, para lo cual se sujetará a lo dispuesto en las normas pertinentes;

Artículo 15 del Reglamento de Despacho y Operación establece la obligación del Transmisor de operar sus instalaciones en coordinación con el CENACE acatando las disposiciones que éste imparta. Adicionalmente, la referida norma, responsabiliza al Transmisor del cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, así como lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación, preservando la integridad de las personas y de las instalaciones;

Artículo 59 del Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, señala que la calidad del producto y del servicio técnico que corresponde a un usuario del servicio público de transporte, conectado al Sistema Nacional Interconectado mediante una línea de interconexión dedicada y que actúa en el Mercado Eléctrico Mayorista, no podrá ser inferior a aquella con que el transmisor o el distribuidor de la zona donde se sitúen las instalaciones con las cuales se realiza la prestación, según corresponda, prestan el servicio a sus usuarios del servicio de transporte, respectivamente; y, En ejercicio de las facultades otorgadas por el literal e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico,

CAPÍTULO II

2. PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

2.1 Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte (EEASA)

La EEASA, es una empresa eléctrica ecuatoriana ubicada en la zona centro del país, en la provincia de Tungurahua, cantón Ambato. De acuerdo a la Ley del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano (LRSE), se encarga de la distribución y comercialización de la energía eléctrica.

CUADRO N° 2.1:

EDIFICIO EEASA MATRIZ AMBATO



FUENTE: <http://www.eeasa.com.ec/galeria/67.jpg> / 21/12/205

2.1.1 Filosofía institucional

2.1.1.1 Misión

“Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social”

2.1.1.2 Visión

"Constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país".

2.1.2 Área de concesión

La empresa eléctrica Ambato regional centro norte, tiene su área de concesión (reconocida por los organismos de regulación) comprendida por las provincias de Tungurahua, Pastaza; Morona Santiago y Napo con 230.000 clientes aproximadamente y más de 40.805 Km² hasta el año 2012.

La delimitación de este estudio está dada exclusivamente a la EEASA y su concesión de la provincia de Tungurahua con su sistema de subtransmisión.

2.2. Metodología de investigación aplicada

Investigación explicativa.- Este tipo de investigación ayudo a fundamentar las relaciones causa y efecto que produjeron los eventos de falla en el sistema de subtransmisión de la EEAS.A, concesión Tungurahua, brindando una visión más profunda de los parámetros requeridos para determinar los índices de calidad.

Investigación Expostfacto.- Para nuestro caso se escogieron acontecimientos ya realizados que nos fue dable observar y se regresa en el tiempo en busca de posibles causas que produjeron estos acontecimientos por lo tanto nuestros datos tienen un fundamento en las causas y hechos cumplidos.

Investigación Documental.- Para este proyecto de grado, la investigación documental consistió en la elección y compilación de información mediante lectura y crítica de datos técnicos obtenidos mediante bitácoras proporcionadas por el Centro de Operación y Mantenimiento (CECOM) de la EEASA.

2.2.1 Métodos aplicados

Analítico.- Método utilizado para analizar información teórica, lo cual representa un punto fundamental al momento de buscar una metodología de evaluación internacional para aplicarlo a nuestro sistema de subtransmisión.

Científico.- Método dispuesto a utilizar en nuestro estudio ya que su objetivo es: explicar acontecimientos, crear relaciones entre los hechos y establecer las causas que los produzcan.

Histórico – comparado.- Utilizado en nuestra investigación ya que este toma datos del pasado, los compara con el presente y los proyecta a futuro con el objetivo de solucionar un problema.

2.2.2 Técnicas de Investigación aplicadas

La observación.- Para nuestro caso se utilizó la observación directa, ya que se basa en el reconocimiento de un fenómeno sin entrar en contacto con el sino tratándolo mediante métodos específicos, los mismos que permitieron hacer las observaciones pertinentes, de sus características y comportamientos.

Lectura científica.- La lectura científica es una técnica que implica la recolección de información, lo cual es necesario para realizar el marco teórico con cada uno de los aspectos que nuestra investigación así lo requirió.

2.3 Análisis estadístico

2.3.1 Aplicación de la media aritmética

Aplicando esta metodología se obtiene un límite de operación por elemento en el caso de líneas de subtransmisión (L/ST) y barras de 69kV como también del sistema con respecto a energía no suministrada (ENS), basándose en la estadística de eventos suscitados en cuatro años y se los compara con los indicados en la regulación ARCONEL 003/08.

Con la obtención de este límite se puede clasificar los eventos de falla como críticos o graves a los eventos que sobrepasen estos parámetros de evaluación recomendados y como leves a los eventos que se encuentren dentro de este rango, lo cual es necesario para verificar el comportamiento del sistema y las acciones correctivas que los planes de mantenimiento deben contener.

2.3.2 Límites obtenidos para determinar los índices de calidad de servicio

En la siguiente tabla, se muestra un resumen de los límites semestrales tomados para evaluar la calidad de servicio del sistema de subtransmisión de la EEASA.

Estos datos son obtenidos de las bitácoras que la empresa posee (Anexo digital 1), se basan en un análisis estadístico de los eventos transitorios de falla producidos en la EEASA durante los últimos cuatro años, analizados mediante la técnica media aritmética, que es, una medida de tendencia central y el indicador más comúnmente utilizado en estadística, el detalle del cálculo realizado se expone a detalle en el numeral 3.7

TABLA N° 2.1.
LÍMITES CONSIDERADOS PARA LOS ELEMENTOS Y EL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN

Límites de horas de indisponibilidad y desconexiones semestrales		
Elemento	Horas de indisponibilidad (LHI)	Número desconexiones (NDP)
L/ST	1,2	1
Barra 69kV	1,2	1
Límite energía no suministrada semestralmente		
Tipo sistema	Energía [MWh]	
Sistema subtransmisión 69 Kv	12,27	

REALIZADO POR: Los postulantes

FUENTE: Análisis Estadístico (2.3)

TABLA N° 2.2.
LÍMITES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE
DESCONEXIONES SEMESTRALES SEGÚN LA REGULACIÓN
ARCONEL 003/08

LÍMITES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE DESCONEXIONES SEMESTRALES		
TIPO DE INSTALACIÓN	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN	2	1
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV	4	2
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV	4	2
CAPACITOR Y REACTOR	2	1
TRANSFORMADOR	4	1

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 2.1 se tienen los índices estadísticos referidos a subtransmisión tomando los mismos parámetros de evaluación que presenta la regulación de transmisión ARCONEL 003/08 (Anexo 1.1) referida a índices de transmisión y conexión que se muestra en la tabla 2.2, pero con un parámetro extra que se refiere a la energía no suministrada tomada de la estadística de eventos y aplicada a la misma metodología de evaluación.

La tabla 2.2 es expedida por el ARCONEL en su regulación ARCONEL 003/08 (Anexo 1.1) para transmisión y conexión, el cual indica los límites de horas de indisponibilidad y número de desconexiones semestrales que el transmisor debe tener en sus distintos campos de operación.

2.3.3 Parámetros de evaluación

Los parámetros de evaluación considerados son:

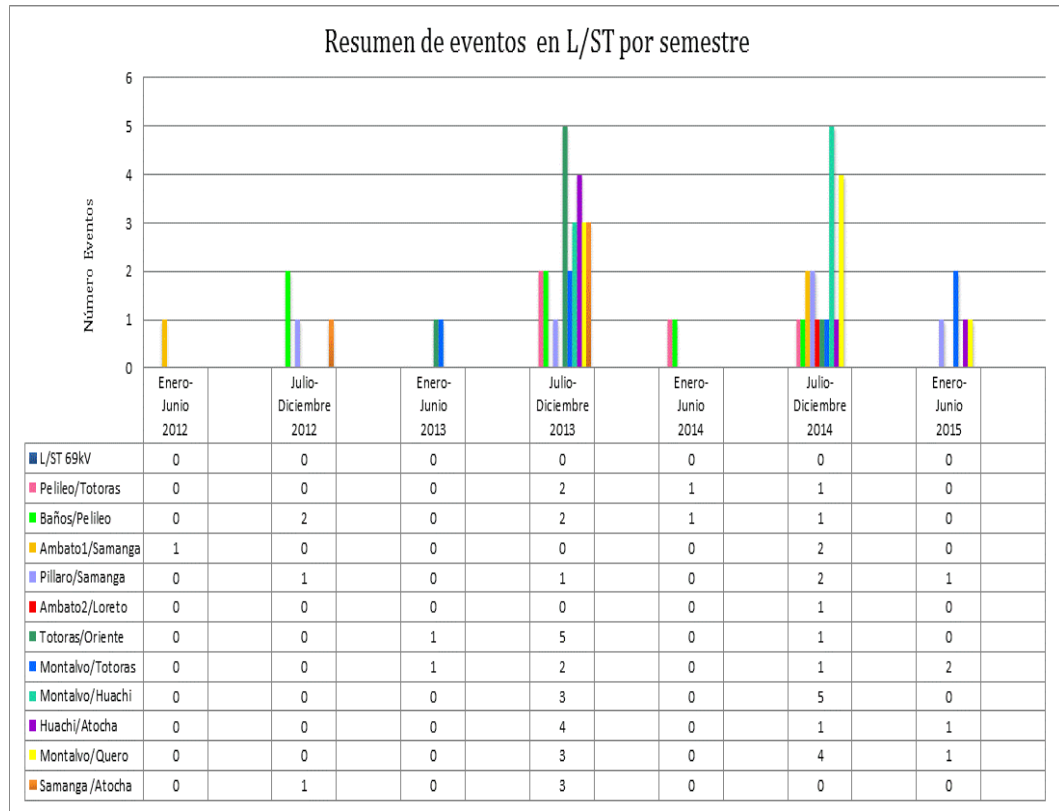
- Frecuencia de interrupciones de servicio
- Horas de indisponibilidad de servicio
- Energía no suministrada (ENS)
- Costo de energía no suministrada para la empresa.

A continuación se muestra un resumen de los eventos ocurridos de forma semestral de los parámetros que se toman en cuenta para evaluar los índices de calidad de servicio que presenta el sistema de subtransmisión de la EEASA.

2.3.3.1 Análisis de interrupciones de servicio en L/ST

Para este análisis se toman todos los eventos ocurridos en líneas de subtransmisión (L/ST) (Anexo digital 1.1) para lo cual se requiere; las causas que lo produjeron, la hora y fecha exacta en la que ocurrió el evento, al igual que el tiempo de duración y la demanda desconectada, interpretando los eventos de falla transitorios y clasificándolos como críticos o leves

TABLA N° 2.3.
EVENTOS DE FALLA SEMESTRALES EN L/ST EEASA

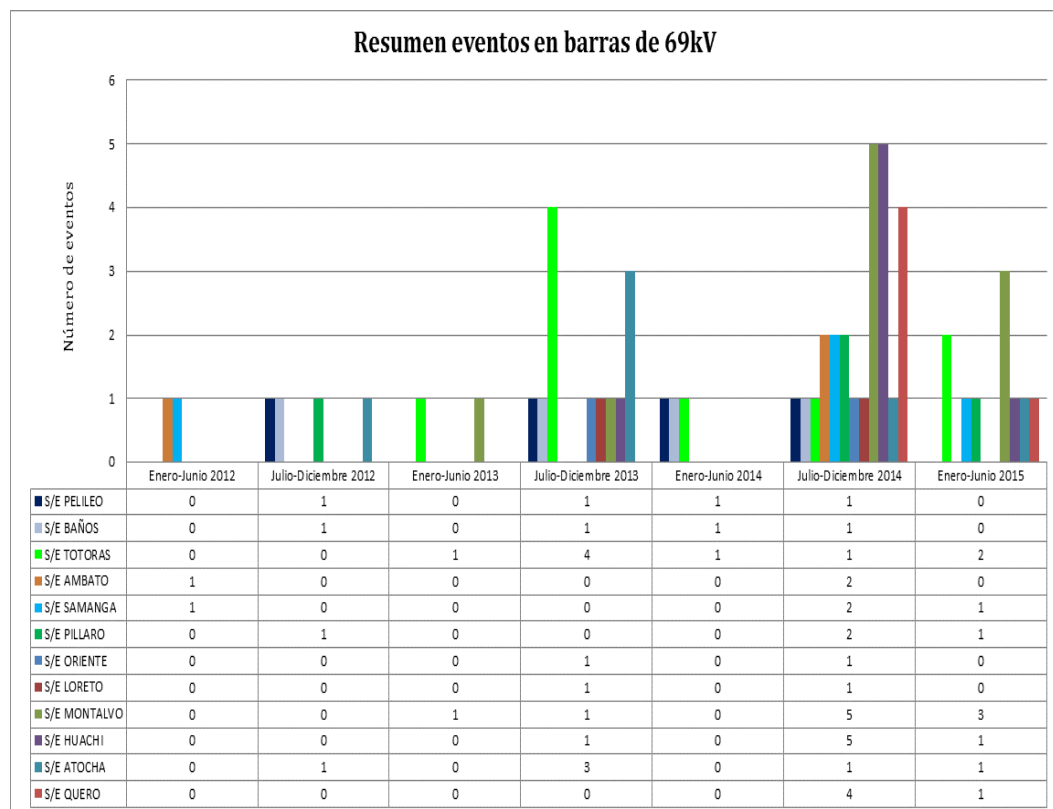


REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 2.3 se muestra el número de eventos ocurridos en las L/ST durante el período de estudio, mostrado en siete escenarios diferentes cada uno con un lapso de tiempo de seis meses, comprendidos entre los meses de enero – junio y julio – diciembre, teniendo dos semestres de estudio en cada año, se puede observar los períodos en los que se tiene mayor frecuencia de falla en líneas de subtransmisión, los cuales se los considera, como eventos críticos.

2.3.3.2 Análisis de interrupciones en barras de subtransmisión EEASA

TABLA N° 2.4.
EVENTOS DE FALA SEMESTRALES EN BARRAS DE 69kV



REALIZADO POR: Los postulantes

Al igual que las L/ST, en las barras de este sistema se presentan eventos de falla transitoria, los mismos que se muestran en la tabla 2.4 en la que se detalla el número de eventos ocurridos en las barras de 69kV durante el período de estudio (Anexo digital 1.2), mostrado en siete escenarios diferentes cada uno con un lapso de tiempo de seis meses, comprendidos entre los meses de enero – junio y julio – diciembre, teniendo dos semestres de estudio en cada año, se puede observar los períodos en los que se tiene mayor frecuencia de falla al igual que la barra afectada, eventos que son considerados, como críticos.

2.3.3.3 Análisis del tiempo de indisponibilidad semestral en barras de 69kV

TABLA N° 2.5.
INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO SEMESTRALES EN
BARRAS DE 69kV



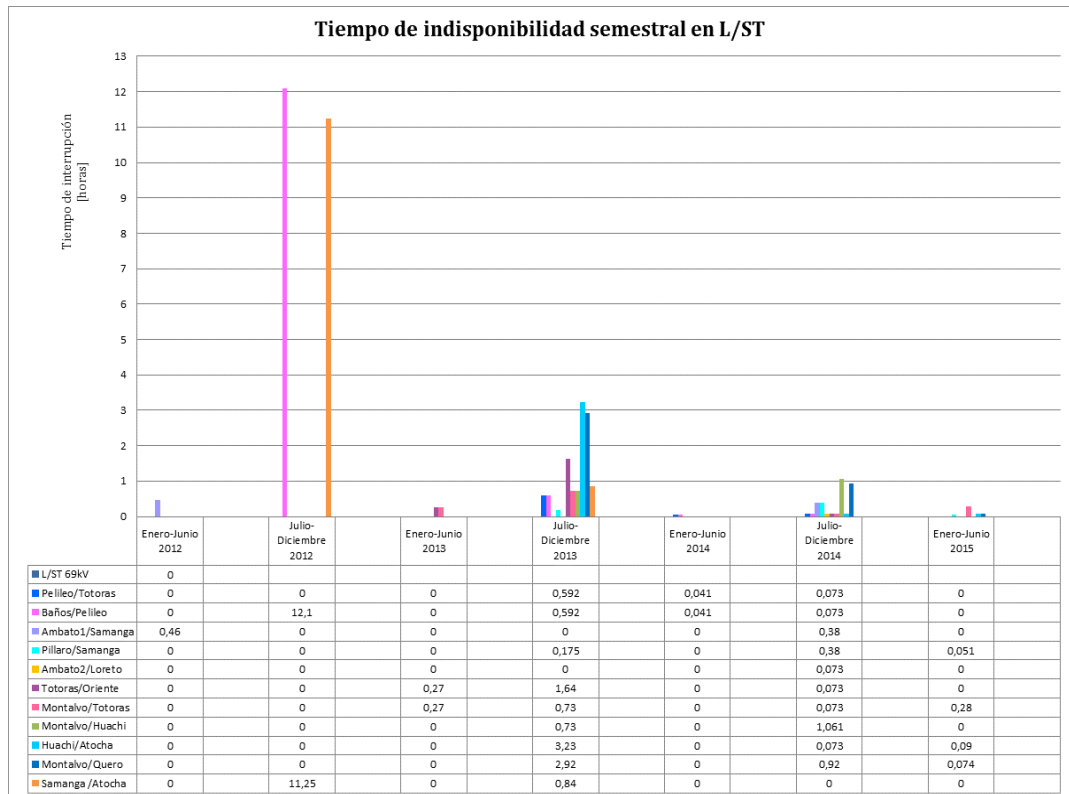
REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 2.5 se muestra el tiempo de indisponibilidad de las barras de 69kV suscitado durante el período de estudio (Anexo digital 1.2), mostrado en siete escenarios diferentes cada uno con un lapso de tiempo de seis meses, comprendidos entre los meses de enero – junio y julio – diciembre, teniendo dos semestres de estudio en cada año, se puede observar los períodos en los que se tiene mayores valores de indisponibilidad de servicio, eventos a los cuales se los considera como críticos.

2.3.3.4 Análisis del tiempo de indisponibilidad semestral en L/ST

TABLA N° 2.6.

INTERRUPCIONES DE SERVICIO ELÉCTRICO SEMESTRALES EN L/ST

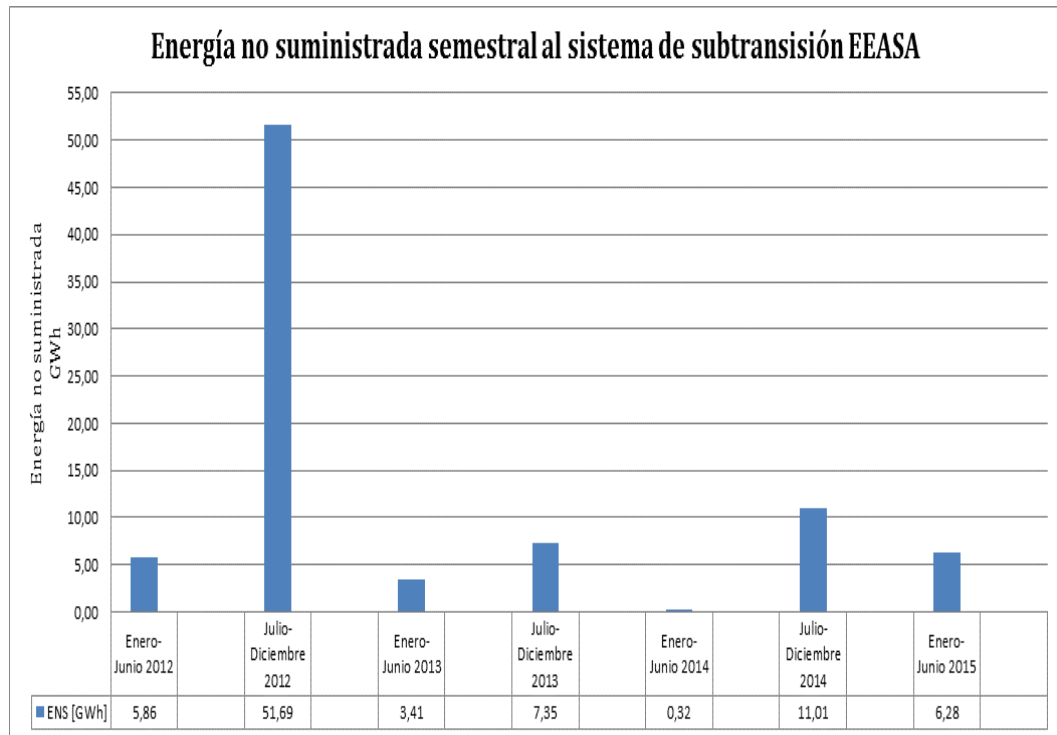


REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 2.4 se detalla el tiempo de indisponibilidad de servicio ocurrido en líneas de subtransmisión durante el período de estudio (Anexo digital 1.1), mostrado en siete escenarios diferentes cada uno con un lapso de tiempo de seis meses, comprendidos entre los meses de enero – junio y julio – diciembre, teniendo dos semestres de estudio en cada año, se puede observar los períodos en los que se tiene valores más elevados y se considera a estos eventos como críticos.

2.3.3.5 Análisis de la energía no suministrada (ENS) semestral.

TABLA N° 2.7.
ENERGÍA NO SUMINISTRADA SEMESTRAL EN EL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.



REALIZADO POR: Los postulante

En la figura 2.7 se muestra un resumen de la ENS parte del sistema de subtransmisión de la EEASA (Anexo digital 1.3), durante el período de estudio, mostrado en siete escenarios diferentes cada uno con un lapso de tiempo de seis meses, comprendidos entre los meses de enero – junio y julio – diciembre, se identifica el semestre con mayores valores de energía no suministrada, (julio – diciembre 2012) considerándolo como crítico.

2.3.3.5 Costo de energía no suministrada para la empresa.

TABLA N° 2.8.

COSTO DE LA ENS PARA LA EEASA.

Semestre	ENS [MWh]	ENS [KWh]	Costo ENS [USD]
Enero-Junio 2012	5,86	5864,69	301,45
Julio-Diciembre 2012	51,69	51687,33	2656,73
Enero-Junio 2013	3,41	3409,51	175,25
Julio-Diciembre 2013	7,35	7353,89	377,99
Enero-Junio 2014	0,32	322,3851	16,57
Julio-Diciembre 2014	11,01	11006,9	565,75
Enero-Junio 2015	6,28	6279,09	322,75

REALIZADO POR: Los postulante

En la tabla 2.8 podemos observar el costo de la ENS para la empresa, tomando como base el valor de 5.14 ctv./KWh, costo indicado por el CECON (Centro de control de carga), de la EEASA, este valor es única y exclusivamente aplicado para verificar valores de la empresa, ya que si se quisiera tener un costo de la ENS para los usuarios se debe realizar un análisis muy diferente al planteado en esta investigación.

Para este cuadro se puede observar un valor de 2656.73 USD de energía no suministrada por parte de la EEASA, en el mes de julio – diciembre 2012, período en el cual se presentaron los valores más críticos con respecto a calidad de servicio de conexión y transmisión.

2.4 Verificación de la hipótesis

Para verificar la hipótesis se plantea dos hipótesis (H_0) y (H_1) por consiguiente tenemos:

H_0 : ¿El análisis de la estadística de eventos del sistema de subtransmisión de la EEASA, permitirá determinar los índices de calidad de servicio en la provincia de Tungurahua?

H_1 : ¿El análisis de la estadística de eventos del sistema de subtransmisión de la EEASA, no permitirá determinar los índices de calidad de servicio en la provincia de Tungurahua?

Presentación de H_0 : Para realizar esta verificación se toman los datos del evento más crítico considerado en el análisis de la estadística de eventos del sistema de subtransmisión de la EEASA, y lo denominamos “FALLA”, con la ayuda del programa de simulación, se puede apreciar las consecuencias que este tiene.

Presentación de H_1 : Al no tener las condiciones de operación que nos muestra un análisis de la estadística de eventos, solo se puede contar con los datos de operación normal del sistema, que para este caso lo denominamos “ESTABLE”

TABLA N° 2.9.
 RESULTADO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN
 NORMAL SUBESTACIONES (S/E)

S/E	SISTEMA	HORAS	MW	MVAR
PELILEO	FALLA	01/11/2012 0:45	4,6754541	1,47615588
BAÑOS	FALLA	01/11/2012 0:45	0,01286724	0,02995659
ATOCHA 1	FALLA	01/11/2012 0:45	2,62906494	0,78317364
ATOCHA 2			3,20814942	1,03831421
SAMANGA	FALLA	01/11/2012 0:45	5,10912354	0,89255292
PILLARO	FALLA	00:45 - 01:00	0,00	0,00
HUACHI	FALLA	01/11/2012 0:45	1,17212476	0,47163412
MONTALVO	FALLA	01/11/2012 0:45	2,76585596	0,0228691
LORETO	FALLA	00:45 - 01:00	4,13	1,38

REALIZADO POR: Los postulantes

TABLA N° 2.10.
 RESULTADO DEL SISTEMA DURANTE UNA FALLA

S/E	SISTEMA	HORAS	MW	MVAR
PELILEO	FALLA	17/10/2012 1:30	4,2282397	1,2789247
BAÑOS	FALLA	17/10/2012 1:30	0	0
ATOCHA 1	FALLA	17/10/2012 1:30	2,4202422	0,7388856
ATOCHA 2		17/10/2012 1:30	2,9507195	0,9761602
SAMANGA	FALLA	17/10/2012 1:30	5,2487793	0,9058819
PILLARO	FALLA	17/10/2012 01:30 - 01:45	2,75	0,04
HUACHI	FALLA	17/10/2012 1:30	0,9759532	0,4326744
MONTALVO	FALLA	17/10/2012 1:30	2,6401365	0,0556465
LORETO	FALLA	17/10/2012 01:30 - 01:45	3,45	1,27

REALIZADO POR: Los postulantes

TABLA N° 2.11.
 RESULTADO DEL SISTEMA DURANTE LA FALLA EN CONDICIONES
 NORMALES

S/E	SISTEMA	HORAS	MW	MVAR
PELILEO	ESTABLE	17/10/2012 1:15	4,27	1,30
	FALLA	17/10/2012 1:30	4,23	1,28
BAÑOS	ESTABLE	17/10/2012 1:15	0,85	0,25
	FALLA	17/10/2012 1:30	0,00	0,00
ATOCHA 1	ESTABLE	17/10/2012 1:15	2,45	0,75
	FALLA	17/10/2012 1:30	2,42	0,74
ATOCHA 2	ESTABLE	17/10/2012 1:15	2,99	0,99
	FALLA	17/10/2012 1:30	2,95	0,98
SAMANGA	ESTABLE	17/10/2012 1:15	5,28	0,90
	FALLA	17/10/2012 1:30	5,25	0,91
PILLARO	ESTABLE	17/10/2012 01:15 - 01:30	2,76	0,04
	FALLA	17/10/2012 01:30 - 01:45	2,75	0,04
HUACHI	ESTABLE	17/10/2012 1:15	0,98	0,44
	FALLA	17/10/2012 1:30	0,98	0,43
MONTALVO	ESTABLE	17/10/2012 1:15	2,65	0,05
	FALLA	17/10/2012 1:30	2,64	0,06
LORETO	ESTABLE	17/10/2012 01:15 - 01:30	3,48	1,27
	FALLA	17/10/2012 01:30 - 01:45	3,45	1,27

REALIZADO POR: Los postulantes

Con un análisis estadístico de eventos se tienen los valores que el sistema presentó durante una falla y se los puede utilizar para verificar los índices de calidad de servicio, para este caso se tiene un evento suscitado el 17 de octubre del 2012 con una reducción de la potencia activa de un 3% al igual que la potencia reactiva, en este caso se tiene un valor de energía no suministrada de 22.67MWh, factor que al igual que la frecuencia de falla y la interrupción de servicio son necesarios para verificar los índices de calidad que presenta un sistema.

Para el análisis H_1 los parámetros para encontrar los índices de calidad de servicio son los mismos, con la diferencia de que; al no poseer un análisis estadístico del sistema de subtransmisión, solo se tienen los valores de ese momento, lo cual impide saber las condiciones en las que se encontró el sistema o los escenarios durante un evento pasado ni la forma en la que se comportó el sistema y mucho menos los índices de calidad de servicio.

2.5 Decisión

La hipótesis de trabajo (H_0) se verifica, por tanto es necesario la implementación de la propuesta. Es decir se concluye que ¿El análisis de la estadística de eventos del sistema de subtransmisión de la EEAS.A, permitirá determinar los índices de calidad de servicio en la provincia de Tungurahua? (H_0) Es viable para su ejecución porque se está verificando la hipótesis al completar los criterios de los objetivos planteados.

CAPÍTULO III

PROPUESTA PARA EVALUAR Y CORREGIR LOS FACTORES QUE AFECTAN DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE CONCESIÓN TUNGURAHUA EN EL PERÍODO 2015.

3.1 Presentación

En la actualidad la energía eléctrica es uno de los factores primordiales tanto para la vida laboral como para el entorno familiar, así que el brindar una calidad de servicio optima es el compromiso de toda empresa distribuidora, de aquí la necesidad de realizar un estudio a nivel de subtransmisión, ya que hasta la actualidad existen estudios de este tipo para niveles de transmisión y distribución pero no para subtransmisión además de no contar con una regulación específica a nivel nacional que permita identificar y evaluar los índices de calidad a este nivel de servicio, para lo cual se sugiere una metodología estadística de evaluación semestral, basada en la regulación ARCONEL 003/08 (Anexo1.1), para evaluar la calidad de servicio de transmisión y conexión, en la cual se incluye la energía no suministrada, frecuencia de fallas y el tiempo de indisponibilidad de servicio, además se propone planes de mantenimiento que contengan acciones correctivas para aplicarlos en posteriores eventos de falla que se produzcan en este sistema.

Para realizar el proceso descrito, se realizó un levantamiento de información estadística de los eventos de falla de los últimos cuatro años, la misma que fue clasificada semestralmente con el fin de obtener siete escenarios diferentes de investigación, ubicando los eventos más críticos y sometiéndolos a una

simulación en el programa DigSILENT con el fin de evaluar el sistema y las consecuencias que produjo dicho evento en el momento de la falla y las que produciría de no tomar acciones correctivas.

3.2 Tema:

“Análisis de la Estadística de eventos del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte para determinar los índices de calidad de servicio indicados en la regulación ARCONEL 003/08 en la provincia de Tungurahua periodo 2015”

3.3 Justificación

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, con la modernización en el sector eléctrico está obligada a brindar en su sistema un buen nivel de calidad de servicio eléctrico, en cada una de sus etapas ya sea en subtransmisión o en distribución, acatando las disposiciones que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) indique, aunque este organismo de control únicamente emita regulaciones que son relacionadas con los estándares mínimos de calidad aceptables, para evaluar índices de calidad de servicio del sistema de distribución.

En la EEASA se cuenta con información adecuada para este trabajo de investigación, esta información descansa en las bitácoras operativas, y se establece continuamente mediante los eventos que se presenten, datos en los que se encuentran; demanda desconectada, tiempo de duración de fallas, fecha y hora de desconexión, fecha y hora de conexión, protecciones actuadas, tipo de falla, entre otras, y que a su vez son de vital importancia al momento de comparar los rangos y características que dicta la regulación vigente del ARCONEL 003/08. Estos parámetros eléctricos servirán para sugerir planes de mantenimiento o

procedimientos de operación, con el propósito de actuar de la mejor manera frente algún evento producido.

3.4 Objetivos

3.4.1 Objetivo General

- Recomendar una metodología de mantenimiento con planes de operación correctivos y preventivos basados en una estadística de eventos, para indicar la calidad de suministro eléctrico que está brindando la empresa a nivel de subtransmisión, basándonos en el cálculo de los índices de la frecuencia y duración de las interrupciones así como la energía no suministrada.

3.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar un análisis estadístico del sistema de subtransmisión para obtener una referencia de evaluación de la calidad de servicio, mediante la aplicación de la media aritmética.
- Identificar los eventos considerados críticos, basándose específicamente en el análisis estadístico y mediante una simulación obtener las consecuencias que estos eventos de falla tienen en el sistema.
- Elaborar planes de mantenimiento a nivel de subtransmisión, utilizando los índices de calidad que determinen los eventos más críticos del sistema para sugerir alternativas que me permitan corregirlos y mejorar la operación del sistema frente algún evento de falla.

3.5 Factibilidad del diagnóstico de los Índices de Calidad de Energía.

La presente propuesta reúne los requisitos suficientes para poderlos aplicar como un estudio en la EEAS.A, el cual servirá como un punto de partida para

determinar las condiciones actuales de la calidad de servicio que presenta el sistema de Subtransmisión a 69 kV.

El departamento de operación y mantenimiento (DOM), al igual que el centro de control de carga (CECON) de la EEASA, están conscientes de la necesidad de realizar un estudio de estas características por las diferentes ventajas y facilidades que el mismo acarrearía.

En el aspecto técnico los arreglos técnicos que se recomienden, estarán basados en simulaciones computacionales en el programa DIGSILENT teniendo así un respaldo en el funcionamiento que busca cada una de las recomendaciones.

3.6 Impacto

El análisis estadístico de eventos de falla para determinar los índices de calidad de servicio a nivel de subtransmisión causo gran acogida tanto en los distintos departamentos de la EEAS.A, y docentes universitarios, como a en funcionarios del ARCONEL, ya que es un tema que no se ha implementad hasta la fecha y busca como resultado implementar acciones que puedan garantizar el correcto funcionamiento del sistema de subtransmisión.

3.7 Análisis Estadístico de Fallas y Mantenimientos

3.7.1 Horas de indisponibilidad por semestre.

En la tabla 3.1 se muestra el tiempo total de los eventos de falla producidos en líneas de subtransmisión (L/ST), y barras de 69kV en cuatro años (Anexo digital 1), para obtener un límite semestral se distribuye en siete semestres de estudio, dando como resultado un tiempo promedio por semestre (TPS), luego de una sumatoria se tiene un tiempo total por semestre (TTPS) el cual aplicando la Ecu.1, se divide para el número de observaciones obteniendo un tiempo límite de

interrupciones de servicio semestral, el cual busca tener una buena calidad de servicio de conexión y transmisión.

TABLA N° 3.1.
 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA BARRAS Y L/ST DE
 SUBTRANSMISIÓN EEASA

BARRA 69kV - L/ST	Horas Indisponibilidad		Total 4 años	TPS		
	2012-2013	2014-2015				
S/E PELILEO	18,36	0,114	18,47	2,64		
S/E BAÑOS	17,77	0,114	17,88	2,55		
S/E TOTORAS	2,57	16,804	19,37	2,77		
S/E AMBATO	0,455	0,24	0,695	0,10	TTPS	14,26
S/E SAMANGA	6,57	0,432	7,002	1,00		
S/E PILLARO	16,03	0,432	16,46	2,35	Observaciones	12
S/E ORIENTE	1,39	0,073	1,463	0,21	Limite (horas) por semestre	1,2
S/E LORETO	0	0,073	0,073	0,01		
S/E MONTALVO	3,87	1,413	5,28	0,75		
S/E HUACHI	6,45	1,146	7,60	1,09		
S/E ATOCHA	4,31	0,158	4,47	0,64		
S/E QUERO	0,05	0,993	1,04	0,15		

REALIZADO POR: Los postulantes

3.7.2 Número de desconexiones permitidas por semestre.

Las desconexiones se producen de acuerdo al evento que las produzca afectando a la L/ST o a la barra de 69 kV (Anexo digital 1) según la configuración y las protecciones que presenten, es así que se tiene una diferencia de eventos entre estos elementos.

3.7.2.1 Desconexiones en líneas de subtransmisión (L/ST)

En la tabla 3.2 se indican los eventos suscitados en L/ST (Anexo digital 1.1) durante 4 años y distribuidos en siete semestres de estudio, teniendo un número de eventos promedio por semestre (EPS), se realiza la sumatoria de estos eventos

teniendo total de eventos por semestre (TEPS), con el cual se aplica la Ecu.1 para poder obtener un límite de desconexiones por semestre en líneas de subtransmisión.

TABLA N° 3.2.
 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA EVENTOS EN L/ST DE
 LA EEASA

L/ST	Eventos		Total 4 años	EPS		
	2014-2015	2012-2013				
Pelileo/Totoras	2	2	4	0,57		
Baños/Pelileo	2	4	6	0,86		
Ambato1/Samanga	2	3	5	0,71	TEPS	9,14
Pillaro/Samanga	3	4	7	1,00		
Ambato2/Loreto	1	1	2	0,29	Observaciones	11
Totoras/Oriente	1	6	7	1,00	Límite	1
Montalvo/Totoras	3	2	5	0,71		
Montalvo/Huachi	5	4	9	1,29		
Huachi/Atocha	2	5	7	1,00		
Montalvo/Quero	5	3	8	1,14		
Samanga /Atocha		4	4	0,57		

REALIZADO POR: Los postulantes

3.7.2.2 Desconexiones en barras de subtransmisión

En la tabla 3.3 se muestra el número total de los eventos de falla producidos en barras de 69kV (Anexo digital 1.2) en cuatro años, para obtener un límite semestral se distribuye en siete semestres de estudio, dando como resultado un número de eventos en barras promedio por semestre (EBS), luego de una sumatoria se tiene un número total de eventos por semestre (TEBS) el cual aplicando la Ecu.1, se divide para el número de observaciones obteniendo un número máximo de interrupciones de servicio semestral.

TABLA N° 3.3.
 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA EVENTOS EN L/ST DE
 LA EEASA

Barras 69kV	Eventos		Total 4 años	EBS		
	2014-2015	2012-2013				
S/E PELILEO	2	3	5	0,71		
S/E BAÑOS	2	2	4	0,57		
S/E TOTORAS	3	1	4	0,57	TEBS	10,57
S/E AMBATO	4	1	5	0,71		
S/E SAMANGA	3	4	7	1,00	Observaciones	12
S/E PILLARO	2	2	4	0,57	Límite	1
S/E ORIENTE	1	6	7	1,00		
S/E LORETO	1	1	2	0,29		
S/E MONTALVO	7	3	10	1,43		
S/E HUACHI	6	5	11	1,57		
S/E ATOCHA	2	5	7	1,00		
S/E QUERO	5	3	8	1,14		

REALIZADO POR: Los postulantes

TABLA N° 3.4.
 APLICACIÓN DE LA MEDIA ARITMÉTICA PARA EVENTOS EN L/ST DE
 LA EEASA

Semestres	ENS [GWh]	ENS [kWh]		
Enero-Junio 2014	0,3223851	322,39		
Julio-Diciembre 2014	11,00692	11006,92		
Enero-Junio 2015	6,2790943	6279,09	TENS [GWh]	85,92
Enero-Junio 2012	5,86469	5864,69	Observaciones	7
Julio-Diciembre 2012	51,68733	51687,33	Límite [GWh]	12,27
Enero-Junio 2013	3,40951	3409,51		
Julio-Diciembre 2013	7,35389	7353,89		

REALIZADO POR: Los postulantes

3.8 Calidad de servicio de conexión y transmisión

Análisis de la situación actual del sistema de subtransmisión

La evaluación de la calidad de servicio de conexión y transmisión, según lo establece la regulación, se evaluará considerando la frecuencia y duración de las interrupciones además de la energía no suministrada. El análisis se realizará semestralmente mediante información estadística de los eventos de falla suscitados en el sistema

3.8.1 Número y duración de las interrupciones de servicio

Límite: 1 (evento)

Límite: 1,2 (horas)

Según la regulación el número de desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales en el semestre. En lo referente al tiempo de indisponibilidad según la regulación del ARCONEL se considerará, desde el momento de ocurrencia del evento hasta que: el CENACE autorice su energización y el transmisor lo cumpla.

Aplicando la Ecu. 2 podemos obtener las horas de indisponibilidad semestrales por elemento, tanto para líneas de subtransmisión (L/ST), como para las barras de 69kV de las subestaciones de subtransmisión (S/E), indicando que elemento está por fuera de los límites obtenidos mediante la estadística de eventos.

3.8.1.1 Barras de subtransmisión.

TABLA N° 3.5.

EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER SEMESTRE 2012

Barras 69kV	Enero-Junio 2012	
	Número de Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	0	0
S/E BAÑOS	0	0
S/E TOTORAS	0	0
S/E AMBATO	1	0,46
S/E SAMANGA	1	0,46
S/E PILLARO	0	0
S/E ORIENTE	0	0
S/E LORETO	0	0
S/E MONTALVO	0	0
S/E HUACHI	0	0
S/E ATOCHA	0	0
S/E QUERO	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.5 podemos observar el número de eventos que ocurrieron en barras de subtransmisión en el primer semestre del 2012(Anexo digital 1.2) comprendido entre los meses enero-junio, con un solo evento que afecto a las barras de subtransmisión de la subestación Samanga y la subestación Ambato, con una duración de 0.46 horas, si bien cumple con el máximo de eventos recomendado, se tienen también un tiempo de interrupción dentro del rango sugerido de 1.2 horas, se considera como un evento de falla leve que no necesita mayor atención, en general el primer semestre del 2012 tiene un bajo índice de fallas ocurridas en el sistema de subtransmisión.

TABLA N° 3.6.
EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL SEGUNDO
SEMESTRE 2012

Barras 69kV	Julio-Diciembre 2012	
	Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	1	0,09
S/E BAÑOS	1	12,1
S/E TOTORAS	0	0
S/E AMBATO	0	0
S/E SAMANGA	0	0
S/E PILLARO	1	11,01
S/E ORIENTE	0	0
S/E LORETO	0	0
S/E MONTALVO	0	0
S/E HUACHI	0	0
S/E ATOCHA	1	0,24
S/E QUERO	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.6 podemos observar el número de eventos que ocurrieron en barras de subtransmisión en el segundo semestre del 2012 (Anexo digital 1.2) comprendido entre los meses julio – diciembre, con un evento de falla en las barras de subtransmisión de las subestaciones (S/E): S/E Pelileo con una duración de 0.09 horas, la S/E Atocha con una duración de 0.24 horas y en la barra de la S/E Baños con una duración de 12.1 horas, al igual que la S/E Pillaro con una duración de 11.01 horas, los mismos que son considerados eventos críticos los cuales deberán ser sometidos a un análisis, para realizar acciones correctivas.

TABLA N° 3.7.
EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER
SEMESTRE 2013

Barras 69kV	Enero-Junio 2013	
	Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	0	0
S/E BAÑOS	0	0
S/E TOTORAS	1	0,27
S/E AMBATO	0	0
S/E SAMANGA	0	0
S/E PILLARO	0	0
S/E ORIENTE	0	0
S/E LORETO	0	0
S/E MONTALVO	1	0,27
S/E HUACHI	0	0
S/E ATOCHA	0	0
S/E QUERO	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.7 se tienen los valores obtenidos en el primer período del 2013, obteniendo un solo evento de falla (Anexo digital 1.2) con una duración de interrupción corta (leve), de 0.27 horas en la barra de subtransmisión de la subestación Totoras al igual que la barra de subtransmisión de la subestación Montalvo, lo cual demuestra el cumplimiento de este semestre con los parámetros de evaluación recomendados.

TABLA N° 3.8.
EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL SEGUNDO
SEMESTRE 2013

Barras 69kV	Julio-Diciembre 2013	
	Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	1	0,29
S/E BAÑOS	1	0,3
S/E TOTORAS	4	0,34
S/E AMBATO	0	0
S/E SAMANGA	0	0
S/E PILLARO	0	0
S/E ORIENTE	1	0,47
S/E LORETO	1	0,28
S/E MONTALVO	1	2,19
S/E HUACHI	1	0,3
S/E ATOCHA	3	0,18
S/E QUERO	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.8 se observa un número considerable de fallas de las cuales las que superan los límites recomendados y consideradas como críticas son: la barra de la subestación Totoras con cuatro eventos de falla y un tiempo de interrupción de 0.34 horas, y la barra de la subestación Atocha con tres eventos de falla y una interrupción de servicio de 0.18 horas, son las barras en las que se consideran como eventos de falla críticos en este semestre de estudio.

TABLA N° 3.9.
EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER
SEMESTRE 2014

Barras 69kV	Enero-Junio 2014	
	Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	1	0,041
S/E BAÑOS	1	0,041
S/E TOTORAS	1	0
S/E AMBATO	0	0
S/E SAMANGA	0	0
S/E PILLARO	0	0
S/E ORIENTE	0	0
S/E LORETO	0	0
S/E MONTALVO	0	0
S/E HUACHI	0	0
S/E ATOCHA	0	0
S/E QUERO	0	0

REALIZADO POR: *Los postulantes*

En la tabla 3.9 se observan los eventos suscitados en el primer semestre del 2014(Anexo digital 1.2) junto con el tiempo de interrupción de servicio en cada uno, se tiene un evento con un tiempo de interrupción de servicio de 0.041 horas, parámetros que se encuentran dentro de los estándares de calidad recomendados, considerándolo como evento de falla leve y poniéndolo como un semestre consecuente, sin eventos de falla críticos.

TABLA N° 3.10.
EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL SEGUNDO
SEMESTRE 2014

Barras 69kV	Julio-Diciembre 2014	
	Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	1	0,073
S/E BAÑOS	1	0,073
S/E TOTORAS	1	0
S/E AMBATO	2	0,45
S/E SAMANGA	2	0,38
S/E PILLARO	2	0,38
S/E ORIENTE	1	0,073
S/E LORETO	1	0,073
S/E MONTALVO	5	1,06
S/E HUACHI	5	1,06
S/E ATOCHA	1	0,073
S/E QUERO	4	0,92

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.10 se observa los eventos de falla producidos en barras de subtransmisión en el segundo semestre del 2014 (Anexo digital 1.2), en este semestre se tiene un incremento de eventos de los cuales se considerara como leves a los que estén dentro de los rangos recomendados de evaluación, como son las barras de 69kV de las siguientes subestaciones: S/E Pelileo con un evento y una duración de 0.073 horas, la S/E Ambato con dos eventos y un tiempo de interrupción de 0.45 horas, la S/E Pillaro y la S/E Samanga con dos eventos y una duración de 0.38 horas cada una, la S/E Baños con un evento y una duración de 0.073 horas, la S/E Oriente con un evento y un tiempo de interrupción de 0.073 horas, al igual que la S/E Atocha y Loreto, con un evento y una duración de 0.073 horas cada una.

Considerando como eventos graves a los ocasionados en las barras de las siguientes subestaciones: S/E Quero con cuatro eventos y una interrupción de servicio de 0.92 horas, la S/E Huachi con cinco eventos y una duración de 1.06 horas, y la S/E Montalvo con cinco eventos de falla y una interrupción de servicio de 1.06 horas.

TABLA N° 3.11.
EVENTOS SUSCITADOS EN BARRAS DE 69kV EN EL PRIMER
SEMESTRE 2015

Barras 69kV	Enero-Junio 2015	
	Eventos	Tiempo (horas)
S/E PELILEO	0	0
S/E BAÑOS	0	0
S/E TOTORAS	2	0,28
S/E AMBATO	0	0
S/E SAMANGA	1	0,051
S/E PILLARO	1	0,051
S/E ORIENTE	0	0
S/E LORETO	0	0
S/E MONTALVO	3	0,35
S/E HUACHI	1	0,09
S/E ATOCHA	1	0,09
S/E QUERO	1	0,74

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.11 muestran los eventos de falla ocurridos en barras de subtransmisión de la EEASA en el periodo enero junio 2015 (Anexo digital 1.2), además se consideran como eventos de falla leves, ya que sus valores de frecuencia y duración de las interrupciones están dentro de los rangos de calidad de servicio recomendados.

3.8.1.2 Líneas de subtransmisión (L/ST)

TABLA N° 3.12.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2012

L/ST 69kV	Enero-Junio 2012	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	0	0
Baños/Pelileo	0	0
Ambato1/Samanga	1	0,46
Pillaro/Samanga	0	0
Ambato2/Loreto	0	0
Totoras/Oriente	0	0
Montalvo/Totoras	0	0
Montalvo/Huachi	0	0
Huachi/Atocha	0	0
Montalvo/Quero	0	0
Samanga /Atocha	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.12 se muestran los eventos producidos en L/ST para el primer período 2012(Anexo digital 1.1), considerando el único en la línea Ambato1/Samanga con un duración de 0.46 horas como un evento leve por las características que presenta.

TABLA N° 3.13.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL SEGUNDO SEMESTRE DEL 2012

L/ST 69Kv	Julio-Diciembre 2012	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	0	0
Baños/Pelileo	2	12,1
Ambato1/Samanga	0	0
Pillaro/Samanga	1	11,01
Ambato2/Loreto	0	0
Totoras/Oriente	0	0
Montalvo/Totoras	0	0
Montalvo/Huachi	0	0
Huachi/Atocha	0	0
Montalvo/Quero	0	0
Samanga /Atocha	1	0,24

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.13 se muestran los valores estadísticos para frecuencia y duración de interrupciones que se tuvieron en el segundo período del año 2012(Anexo digital 1.1) además se tienen dos L/ST con valores de falla críticos y estas como son: L/ST Baños/Pelileo con dos eventos de falla y una interrupción de servicio de 12.1 horas y la L/ST Pillaro/Samanga con un evento y una duración de 11.01 horas.

TABLA N° 3.14.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2013

L/ST 69kV	Enero-Junio 2013	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	0	0
Baños/Pelileo	0	0
Ambato1/Samanga	0	0
Pillaro/Samanga	0	0
Ambato2/Loreto	0	0
Totoras/Oriente	1	0,27
Montalvo/Totoras	1	0,27
Montalvo/Huachi	0	0
Huachi/Atocha	0	0
Montalvo/Quero	0	0
Samanga /Atocha	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.14 se observa los valores de frecuencia y duración de interrupciones suscitados en el primer semestre del año 2013(Anexo digital 1.1), con lo cual se observa dos eventos presentados en las L/ST Totoras/Oriente con una duración de 0.27 horas y la L/ST Montalvo/Totoras con una duración de 0.27 horas, considerados eventos de falla leves.

TABLA N° 3.15.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL SEGUNDO SEMESTRE DEL 2013

L/ST 69kV	Julio-Diciembre 2013	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	2	0,59
Baños/Pelileo	2	0,59
Ambato1/Samanga	0	0
Pillaro/Samanga	1	0,175
Ambato2/Loreto	0	0
Totoras/Oriente	5	1,64
Montalvo/Totoras	2	0,73
Montalvo/Huachi	3	0,73
Huachi/Atocha	4	3,23
Montalvo/Quero	3	2,92
Samanga /Atocha	3	0,84

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.15 se muestran los valores estadísticos para frecuencia y duración de interrupciones que se tuvieron en el segundo período del año 2013(Anexo digital 1.1), además se tienen L/ST con valores de falla críticos y son las siguientes: L/ST Totoras/Oriente con cinco eventos de falla y una interrupción de servicio de 1.64 horas, la L/ST Huachi/Atocha con cuatro eventos y una duración de 3.23 horas, la L/ST Montalvo/Quero con tres eventos de falla y una interrupción de 2.92, L/ST Montalvo/Huachi con tres eventos de falla y una interrupción de 0.73

TABLA N° 3.16.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2014

L/ST 69kV	Enero-Junio 2014	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	1	0,041
Baños/Pelileo	1	0,041
Ambato1/Samanga	0	0
Pillaro/Samanga	0	0
Ambato2/Loreto	0	0
Totoras/Oriente	0	0
Montalvo/Totoras	0	0
Montalvo/Huachi	0	0
Huachi/Atocha	0	0
Montalvo/Quero	0	0
Samanga /Atocha	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.16 se observa los valores de frecuencia y duración de interrupciones suscitados en el primer semestre del año 2013(Anexo digital 1.1), con lo cual se observa dos eventos presentados en las L/ST Pelileo/Totoras con una duración de 0.041 horas y la L/ST Baños/Pelileo con una duración de 0.041 horas, considerados eventos de falla leves.

TABLA N° 3.17.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL SEGUNDO SEMESTRE DEL 2014

L/ST 69kV	Julio-Diciembre 2014	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	1	0,073
Baños/Pelileo	1	0,073
Ambato1/Samanga	2	0,38
Pillaro/Samanga	2	0,38
Ambato2/Loreto	1	0,073
Totoras/Oriente	1	0,073
Montalvo/Totoras	1	0,073
Montalvo/Huachi	5	1,061
Huachi/Atocha	1	0,073
Montalvo/Quero	4	0,92
Samanga /Atocha	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.17 se muestran los valores estadísticos para frecuencia y duración de interrupciones que se tuvieron en el segundo semestre del año 2014(Anexo digital 1.1) además se tienen dos L/ST con valores de falla críticos y estas como son: L/ST Montalvo/Huachi con cinco eventos de falla y una interrupción de servicio de 1.061 horas y la L/ST Montalvo/Quero con cuatro eventos y una duración de 0.92 horas

TABLA N° 3.18.

EVENTOS SUSCITADOS EN L/ST EN EL PRIMER SEMESTRE DEL 2015

L/ST 69kV	Enero-Junio 2015	
	Eventos	Tiempo (horas)
Pelileo/Totoras	0	0
Baños/Pelileo	0	0
Ambato1/Samanga	0	0
Pillaro/Samanga	1	0,051
Ambato2/Loreto	0	0
Totoras/Oriente	0	0
Montalvo/Totoras	2	0,28
Montalvo/Huachi	0	0
Huachi/Atocha	1	0,09
Montalvo/Quero	1	0,074
Samanga /Atocha	0	0

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.18 se observa los valores de frecuencia y duración de interrupciones suscitados en el primer semestre del año 2015(Anexo digital 1.1), con lo cual se observa los siguientes eventos: L/ST Pillaro/Samanga un evento con una duración de 0.041 horas, L/ST Montalvo/Totoras dos eventos con una duración de 0.28 horas, L/ST Huachi/Atocha un evento con una duración de 0.09 horas y L/ST Montalvo/Quero un evento con una duración de 0.074, considerados eventos de falla leves.

3.8.1.3 Energía no suministrada (ENS)

Límite: 12,27 [MWh]

TABLA N° 3.19.
ENERGÍA NO SUMINISTRADA SEMESTRAL

Semestres	ENS [MWh]
Enero-Junio 2012	5,86
Julio-Diciembre 2012	51,69
Enero-Junio 2013	3,41
Julio-Diciembre 2013	7,35
Enero-Junio 2014	0,32
Julio-Diciembre 2014	11,01
Enero-Junio 2015	6,28

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla 3.19 observamos los valores de energía no suministrada por parte del sistema de subtransmisión de la EEASA de manera semestral, se puede observar que en el segundo semestre del 2012(Anexo digital 1.3) se tiene una ENS de valores que salen del límite sugerido, motivo por el cual se lo toma como parámetro crítico que se evalúa para determinar los planes de mantenimiento que debemos realizar.

3.9 Resumen y análisis de eventos considerados críticos

TABLA N° 3.20.
EVENTOS CONSIDERADOS CRITICOS

Barras 69kV	Julio-Diciembre 2012			
	Eventos	Tiempo (horas)		
S/E BAÑOS	1	12,1		
S/E PILLARO	1	11,01		
Barras 69kV	Julio-Diciembre 2013			
	Eventos	Tiempo (horas)		
S/E TOTORAS	4	0,34		
S/E ATOCHA	3	0,18		
Barras 69kV	Julio-Diciembre 2014			
	Eventos	Tiempo (horas)		
S/E MONTALVO	5	1,06		
S/E HUACHI	5	1,06		
S/E QUERO	4	0,92		
			Semestres	ENS [MWh]
			Julio-Diciembre 2012	51,69
			Julio-Diciembre 2014	11,01
L/ST 69kV	Julio-Diciembre 2012			
	Eventos	Tiempo (horas)		
Totoras/Pelileo	2	12,1		
Pillaro/Samanga	1	11,01		
L/ST 69kV	Julio-Diciembre 2013			
	Eventos	Tiempo (horas)		
Totoras/Oriente	5	1,64		
Huachi/Atocha	4	3,23		
L/ST 69kV	Julio-Diciembre 2014			
	Eventos	Tiempo (horas)		
Montalvo/Huachi	5	1,061		
Montalvo/Quero	4	0,92		

REALIZADO POR: Los postulantes

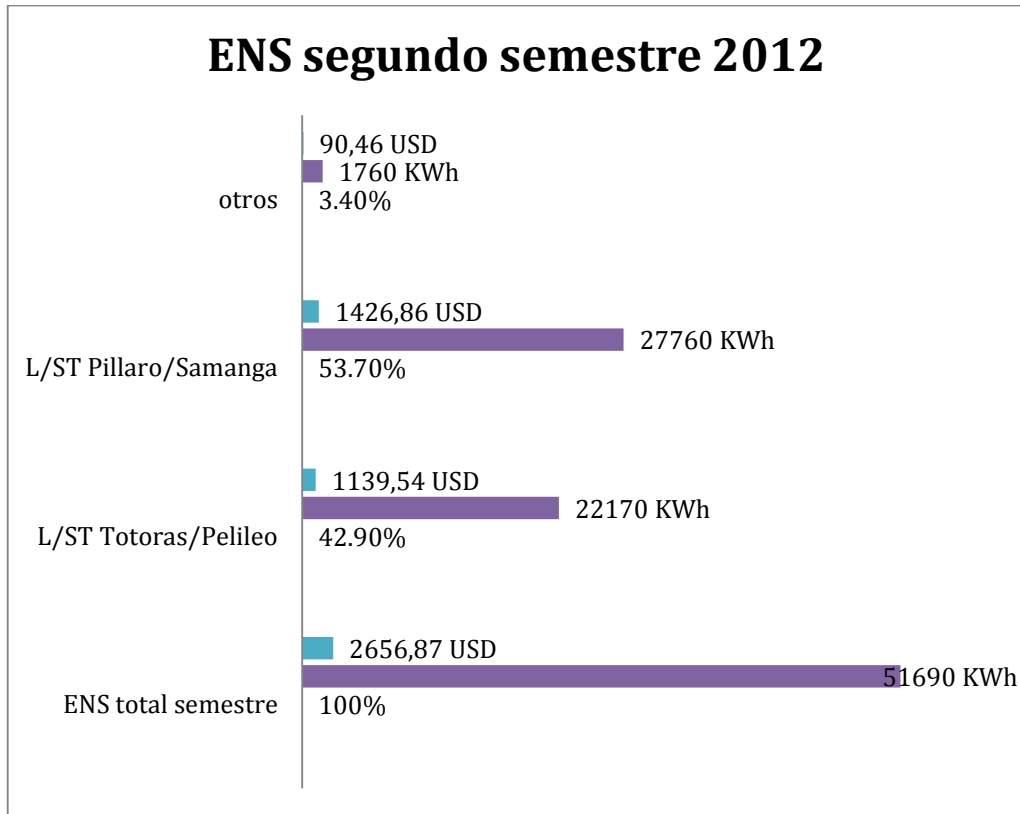
En la tabla 3.20 se puede observar un resumen de los eventos de falla semestrales, ocurridos durante los últimos cuatro años y considerados como críticos, tanto para el sistema en sí como para la calidad de servicio que este entrega.

Una vez analizados los eventos que la estadística clasifico como críticos se toman específicamente los dos más significativos:

El primero suscitado el 17 de octubre del 2012,(Anexo digital 1) en la L/ST Totoras/Pelileo, el cual fue producto del deterioro en un conector instalado en la L/ST, el esfuerzo electrodinámico y la falta de mantenimiento en el conector, provocaron que pierda su rigidez, lo que posteriormente generó un desprendimiento de la línea en ese punto de unión tendiendo la L/ST al suelo, este evento tuvo un tiempo de interrupción de servicio de 12,1 horas, y una energía no suministrada de 22.17 MWh lo cual significa un 42.9% de la ENS durante todo el semestre y un costo para la EEASA de ENS de 1139.54 USD.

El segundo evento ocurrió el 17 de noviembre del 2012, (Anexo digital 1) en la L/ST Pillaro/Samanga, este evento sucedió en un escenario de descargas atmosféricas, una de las cuales alcanzó al descargador de la línea, de nuevo la falta de mantenimiento provocó que este descargador opere en condiciones inapropiadas ya que su número máximo de descargas se había cumplido, provocando que las placas del descargador se queden unidas lo que a su vez generó un excesivo esfuerzo electrodinámico a los componentes de la línea, promoviendo a que los conectores cedan y posteriormente se genere un desprendimiento de la L/ST, este evento tuvo un tiempo de interrupción de 11.1 horas, con una energía no suministrada de 27.76 MWh, lo cual equivale un 53.70% de la ENS del semestre y un costo para la EEASA de ENS de 1426,86 USD en el siguiente cuadro (3.1) se puede observar estos valores en forma gráfica.

CUADRO N° 3.1:
ENERGÍA NO SUMINISTRADA JULIO – DICIEMBRE 2012



REALIZADO POR: Los postulantes

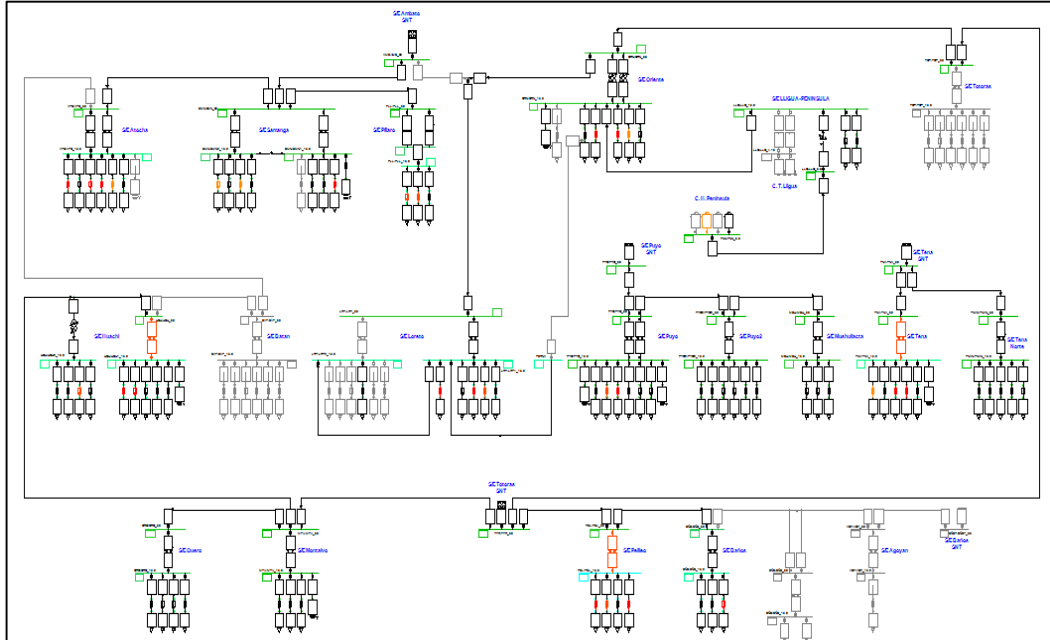
Estos eventos son considerados y sometidos a una simulación en la cual se puede ostentar el escenario y las condiciones que presenta el sistema durante la falla y los valores que se obtendrían como repercusión para el sistema, de no ser corregidos estos eventos, todo esto con el fin de plantear un plan de mantenimiento a ser aplicado en el sistema de subtransmisión de la EEASA.

3.10 Simulación evento considerado más crítico

3.10.1 Modelación del sistema subtransmisión EEASA

La modelación del sistema de subtransmisión de la EEASA es primordial para realizar cualquier estudio referente a su sistema teniendo las características de operación de todos sus componentes.

CUADRO N° 3.2:
 SISTEMA SUBTRANSISIÓN DE LA EEASA MODELADO EN DIGSILEN

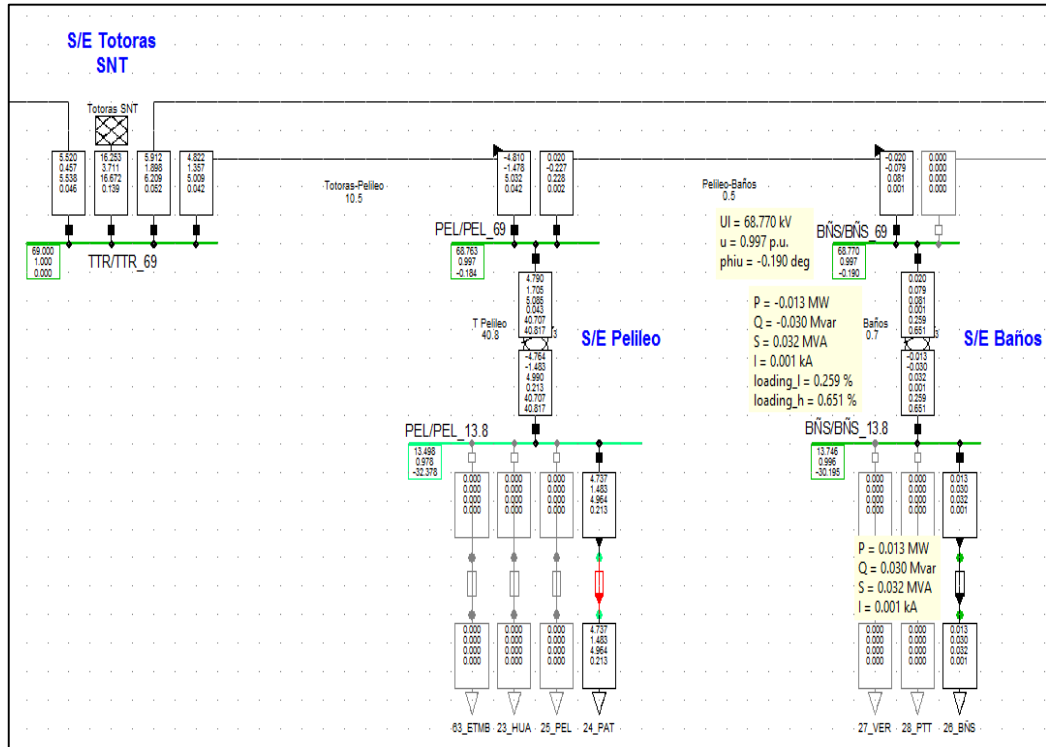


REALIZADO POR: Los postulantes

3.10.2 Modelación de eventos del sistema de subtransmisión

Para realizar una modelación de los eventos se ingresan los datos de carga en [MW], y la potencia reactiva en [MVAR] de las subestaciones, identificando el tiempo previo al evento de contingencia analizado.

CUADRO N° 3.2:
MODELACIÓN DE EVENTOS



REALIZADO POR: Los postulantes

3.10.3 Estado de funcionamiento normal del sistema

Una vez ingresado todos los datos correspondientes, de carga del sistema de subtransmisión de la EEASA, se puede observar la operación sistema en condiciones normales, mediante una tabla de resultados que el programa en si presenta.

CUADRO N° 3.3:
TABLA DE RESULTADOS DEL SISTEMA EN CONDICIONES NORMALES
DE OPERACIÓN

		Digsilent		Project:	
		PowerFactory		-----	
		15.1.6		Date: 3/3/2016	
Load Flow Calculation			Grid Summary		
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		Nodes	
Consider Reactive Power Limits		Model Equations		1.00 kVA	
				0.10 %	
Grid: Ambato_maxima		System Stage: Ambato_maxima		Study Case: 01. Demanda Maxima	
				Annex: / 1	
Grid: Ambato_maxima		Summary			
No. of Substations	50	No. of Busbars	57	No. of Terminals	1033
No. of 2-w Trfs.	28	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	6
No. of Loads	97	No. of Shunts	8	No. of SVS	0
Generation	=	1.70 MW	0.10 Mvar	1.70 MVA	
External Infeed	=	114.45 MW	11.33 Mvar	115.01 MVA	
Inter Grid Flow	=	0.00 MW	0.00 Mvar		
Load P(U)	=	114.18 MW	18.17 Mvar	115.62 MVA	
Load P(Un)	=	114.18 MW	18.17 Mvar	115.62 MVA	
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar		
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Grid Losses	=	1.97 MW	6.53 Mvar		
Line Charging	=		-1.55 Mvar		
Compensation ind.	=		0.00 Mvar		
Compensation cap.	=		-13.28 Mvar		
Installed Capacity	=	2.00 MW			
Spinning Reserve	=	0.30 MW			

REALIZADO POR: Los postulantes

TABLA N° 3.21.
TABLA DE RESULTADOS EN CONDICIONES NORMALES DE
OPERACIÓN

S/E	SISTEMA	HORAS	MW	MVAR
PELILEO	ESTABLE	17/10/2012 1:15	4,26724951	1,2994613
BAÑOS	ESTABLE	17/10/2012 1:15	0,84707324	0,2451192
ATOCHA 1	ESTABLE	17/10/2012 1:15	2,45031372	0,74861316
ATOCHA 2		17/10/2012 1:15	2,98738892	0,98738617
SAMANGA	ESTABLE	17/10/2012 1:15	5,27552197	0,89549225
	FALLA	17/10/2012 1:30	5,2487793	0,9058819
PILLARO	ESTABLE	17/10/2012 01:15 - 01:30	2,76	0,04
HUACHI	ESTABLE	17/10/2012 1:15	0,97732233	0,44450028
MONTALVO	ESTABLE	17/10/2012 1:15	2,64685498	0,05342347
LORETO	ESTABLE	17/10/2012 01:15 - 01:30	3,48	1,27

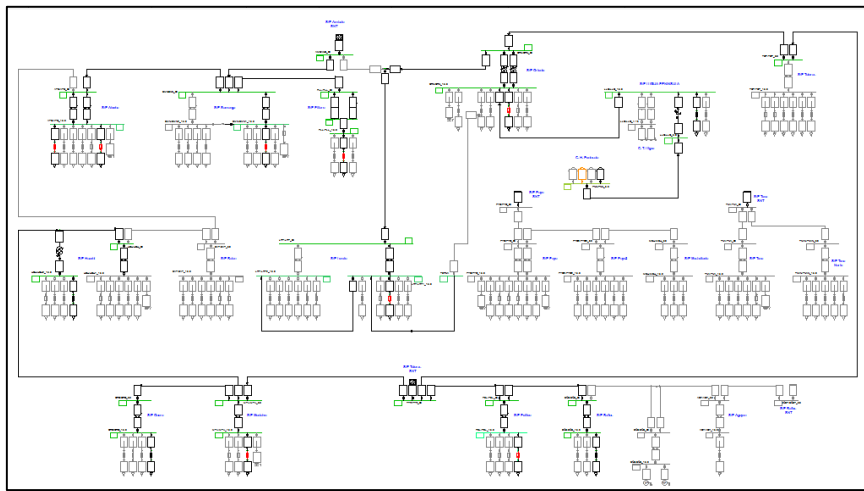
REALIZADO POR: Los postulantes

3.10.4 Análisis de los efectos de la fallas

FALLA L/ST TOTORAS/PELILEO OCTUBRE 17 DE 2012

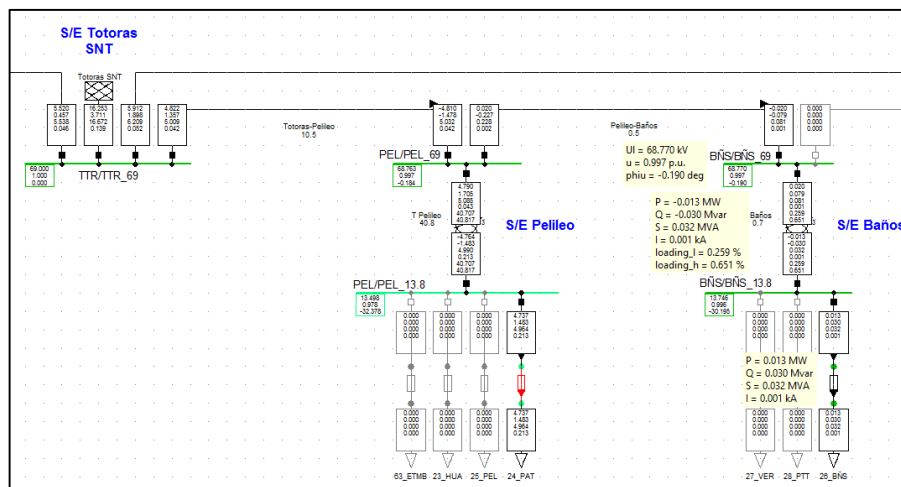
Al producirse un evento de falla se tienen distintas consecuencias las cuales son perjudiciales para el sistema y su calidad de servicio, a continuación se muestra la simulación en sistema estable y el sistema aplicando la falla.

CUADRO N° 3.4:
SISTEMA ESTABLE L/ST TOTORAS/PELILEO



REALIZADO POR: Los postulantes

CUADRO N° 3.4:
FALLA EN LA L/ST TOTORAS/PELILEO



REALIZADO POR: Los postulantes

CUADRO N° 3.5:

TABLA DE RESULTADOS DEL SISTEMA CON UNA FALLA EN LA L/ST
TOTORAS/PELILEO

Load Flow Calculation						Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence	No		
Automatic Tap Adjust of Transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits	No			Nodes		1.00 kVA	
				Model Equations		0.10 %	
Grid: Ambato_maxima System Stage: Ambato_maxima Study Case: 01. Demanda Maxima Annex: / 1							
Grid: Ambato_maxima Summary							
No. of Substations	50	No. of Busbars	57	No. of Terminals	1033	No. of Lines	128
No. of 2-w Trfs.	27	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	6	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	97	No. of Shunts	8	No. of SVS	0		
Generation	= 1.70 MW	0.10 Mvar		1.70 MVA			
External Infeed	= 28.02 MW	6.17 Mvar		28.70 MVA			
Inter Grid Flow	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Load P(U)	= 29.35 MW	6.13 Mvar		29.99 MVA			
Load P(Un)	= 29.35 MW	6.13 Mvar		29.99 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 0.37 MW	0.14 Mvar					
Line Charging	=	-0.82 Mvar					
Compensation ind.	=	0.00 Mvar					
Compensation cap.	=	0.00 Mvar					
Installed Capacity	= 2.00 MW						
Spinning Reserve	= 0.30 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]						

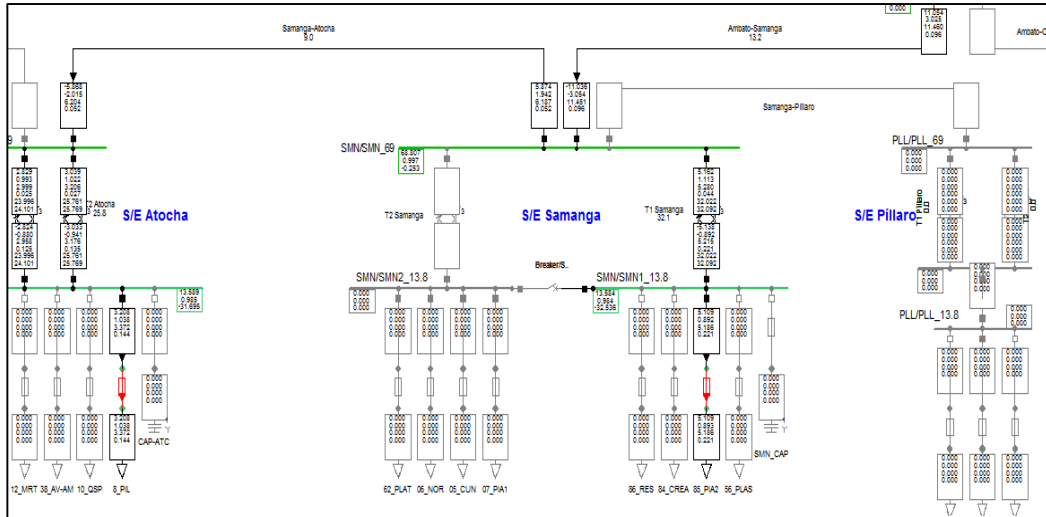
REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla de resultados (N.-) se concluye que en la subestación Baños, línea de subtransmisión Totoras – Pelileo ocurrió el suceso de falla, dando como resultado que subestaciones de Baños y Pelileo totalmente se encuentren sin servicio, obteniendo en generación los aportes de la central térmica Lligua y central hidráulica Península generando un total de 1.7Mw entre ellas en el momento de la falla y en los puntos de conexión del sistema tenemos 28,02Mw, obteniendo una potencia de pérdida del sistema de 29.35 Mw, y perdidas de corriente en la red de subtransmisión 0.37 M amperios, referente a su potencia total 114 Mw del sistema concesión de Tungurahua, debido a que no se encontraran en funcionamiento los capacitores de la subestaciones Atocha, Samanga, Oriente, Montalvo producto que el evento se produjo a la madrugada y las bancos de capacitores operan desde las 8:00 am hasta las 22:00 pm

FALLA L/ST PILLARO/SAMANGA NOVIEMBRE 17 DEL 2012

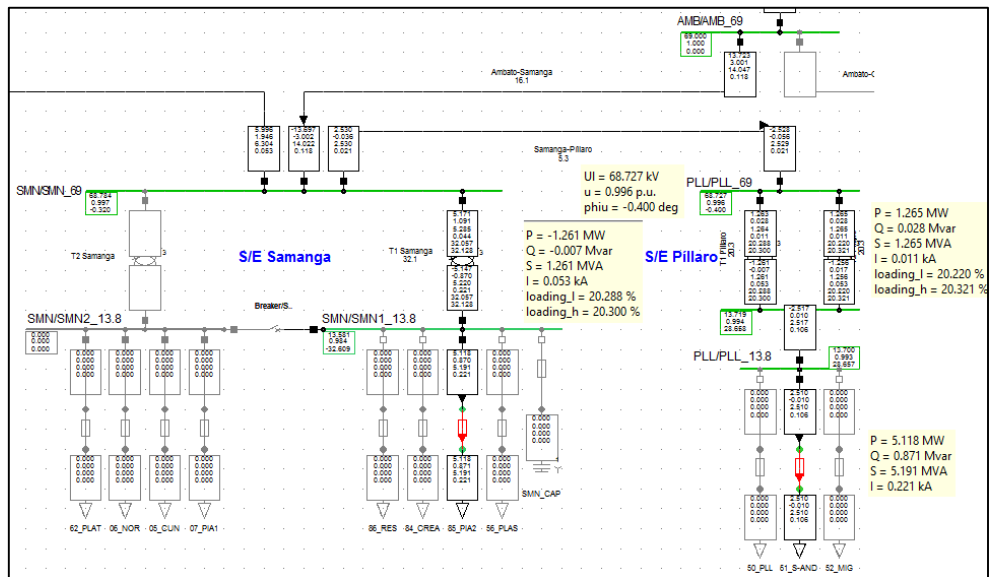
A continuación se tiene la simulación del segundo evento suscitado en la L/ST Pillaro/ Samanga, junto con un análisis de resultados.

CUADRO N° 3.4:
SISTEMA ESTABLE L/ST PILLARO/SAMANGA



REALIZADO POR: Los postulantes

CUADRO N° 3.6:
FALLA EN LA L/ST PILLARO/SAMANGA



REALIZADO POR: Los postulantes

REALIZADO POR: Los postulantes

CUADRO N° 3.7:

**TABLA DE RESULTADOS DEL SISTEMA CON UNA FALLA EN LA L/ST
PILLARO/SAMANGA**

AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No		Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No		Nodes	1.00 kVA
			Model Equations	0.10 %

Grid: Ambato_maxima	System Stage: Ambato_maxima		Study Case: 01. Demanda Maxima	Annex: / 1

Grid: Ambato_maxima Summary				
No. of Substations	50	No. of Busbars	57	No. of Terminals 1033
No. of 2-w Trfs.	27	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines 6
No. of Loads	97	No. of Shunts	8	No. of SVS 0
No. of Lines	128	No. of asyn.Machines	0	
Generation	= 1.30 MW	0.10 Mvar	1.30 MVA	
External Infeed	= 27.51 MW	6.66 Mvar	28.30 MVA	
Inter Grid Flow	= 0.00 MW	0.00 Mvar		
Load P(U)	= 28.45 MW	6.55 Mvar	29.19 MVA	
Load P(Un)	= 28.45 MW	6.55 Mvar	29.19 MVA	
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar		
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Grid Losses	= 0.36 MW	0.22 Mvar		
Line Charging	=	-0.75 Mvar		
Compensation ind.	=	0.00 Mvar		
Compensation cap.	=	0.00 Mvar		
Installed Capacity	= 2.00 MW			
Spinning Reserve	= 0.70 MW			
Total Power Factor:				
Generation	= 1.00 [-]			
Load/Motor	= 0.97 / 0.00 [-]			

REALIZADO POR: Los postulantes

En la tabla (N.-) se concluye que en la subestación Pillaro, perteneciente a la línea de subtransmisión Samanga - Pillaro ocurrió el evento de falla, teniendo como consecuencia que la subestación Pillaro se encuentre en su totalidad sin servicio, adquiriendo en generación las participaciones de la central térmica Lligua y central hidráulica Península genero un total de 1.3Mw hacia el sistema en momento de falla, mientras que en los puntos de conexión del sistema tenemos 27.5 Mw del sistema de falla, obteniendo una potencia de pérdida del sistema de 28.4 Mw, también perdidas de corriente en la red de subtransmisión 0.36 M amperios, referente a su potencia total generada 114 Mw, ocasionado por la ausencia de bancos de capacitores de las subestaciones Atocha, Samanga, Oriente, Montalvo para la estabilización del voltaje de las barras de 69KV.

3.11 Planes de mantenimiento para el sistema de subtransmisión.

3.11.1 Criterios utilizados

Al mencionar criterios nos referimos a las directrices técnicas utilizadas para un mantenimiento; que al aplicarlos se espera obtener buenos resultados y mediante su análisis respectivo se concluirá en resultados óptimos para el buen funcionamiento del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato.

Prevención.- Las acciones preventivas se efectúan sobre la base de los reportes que el personal calificado de la empresa lo realice.

Corrección.- Las acciones correctivas se las considera ejecutarlas en forma inmediata con personal disponible de la empresa

Fortalecimiento.- Para fortalecer el sistema y prepararlo frente a eventos futuros se toman acciones las cuales buscan la reacción del sistema de la mejor manera frente a un evento de falla.

3.11.2 Acciones

ESTUDIOS DE TERMOGRAFÍA.- Este plan consta de un recorrido por todo el sistema de subtransmisión de la EEASA, y mediante una cámara termográfica generar una base de datos con la que se identifique los puntos en los cuales se debe realizar algún tipo de mantenimientos correctivo, evitando eventos de falla.

Este estudio se lo realizara cada dos años y la EEASA contrata servicios externos para que realicen este trabajo

RECORRIDO SEMESTRAL.- Uno de los factores que se tienen son los eventos de corta duración si bien no representan valores críticos, estos van disminuyendo la vida útil de algunos elementos del sistema de subtransmisión como aisladores, reconectores, interruptores e incluso de la misma línea de subtransmisión y sus barras, estos eventos por lo general son causados por algún agente externo que

tenga contacto con cualquier elemento del sistema, como ramas de árbol, rabos de cometa o conductores de otras empresas como TV cable.

De acuerdo con este historial se establece; Asignar un grupo de trabajo que recorra todo el sistema de subtransmisión buscando algún tipo de anomalías con agentes eternos al sistema, con la finalidad de reducir estos eventos, este recorrido se lo realizara en los primeros días de cada semestre y las acciones tomadas se las documentará en una base de datos que justifique el tiempo de trabajo que está realizando el grupo adjuntando material multimedia de ser necesario

CALIBRACIÓN DE PROTECCIONES.- La calibración de protecciones siempre ha sido muy importante tanto para la seguridad del sistema como para la seguridad del personal, las protecciones buscan minimizar el daño que pueda causar algún evento de falla aislando inmediatamente del resto, el mal funcionamiento de una protección corresponderá a la afección de puntos del sistema que no necesariamente debieron sentir esa falla, provocando que el evento posea un poder dañino mucho mayor al esperado.

Para corregir este inconveniente se debe realizar un estudio de coordinación de protecciones con el objetivo de tener una mejor selectividad en la coordinación de protecciones y enviarlo a Transelectric, para que cambien los ajustes de protecciones en sus puntos de entrega, de acuerdo al estudio presentado y de esta manera tener una mejor coordinación de potencia.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO.- Se lo realizara en base a los reportes de eventos de falla que se presente en el sistema de subtransmisión de la EEASA, se lo efectuará con personal de la empresa, de preferencia los fines de semana donde la carga es más baja y la regularidad es menos afectada por las transferencias de carga si el sistema es en anillo. Si este mantenimiento se lo realiza en el sistema radial, este se realizara con una publicación de suspensión de servicio la cual

informe a los clientes las medidas a tomar, en este mantenimiento se tomara en consideración los siguientes motivos:

- Cambio de aisladores
- Cambio de conectores
- Reubicación de tensores
- Retiro de rabos de cometa.
- Desbroce de vegetación con riesgo en la línea.

TRABAJOS SECUENCIALES.- Una vez identificado los reportes que el personal de la EEASA realiza diariamente, se los clasifica en forma secuencial; tomando como prioridad el problema más crítico reportado en el sistema de subtransmisión y atendiéndolos como un tipo de mantenimiento preventivo.

ADQUISICIÓN DE EQUIPOS ADECUADOS.- Para efectuar un mantenimiento eficaz y adecuado con los mejores resultados, debe poseer o adquirir el equipamiento idóneo para cada actividad asignada en los cuales influirán directamente los siguientes factores:

- a) Tipos de Estructura, con sus dimensiones físicas según el tipo de estructura que se vaya atender.
- b) El tipo de conductor y sus demandas mecánicas normales.
- c) Las disposiciones esquemáticas de trabajo que se adopten de acuerdo a la estructura y a las solicitudes por peso del conductor.

MATERIALES APROPIADOS.-Los materiales que se utilicen en el mantenimiento de cualquier estructura o elemento del sistema de subtransmisión deben ser iguales o similares a los originales y sobre todo al momento de cumplir con las características técnicas de calidad requeridas.

3.12 Conclusiones y Recomendaciones

Las conclusiones y recomendaciones que se presentan en esta investigación, son resultados de los datos e información recopilada y reflejan la realidad ocurrida para la subtransmisión del servicio eléctrico en la provincia de Tungurahua, por parte de la E.E.A.S.A. en el periodo 2015.

Se presenta el “ANÁLISIS DE LA ESTADÍSTICA DE EVENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO INDICADOS EN LA REGULACIÓN ARCONEL 003/08 EN LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA PERIODO 2015”

3.9.1. Conclusiones.

1. En nuestro país no se cuenta con una regulación que indique o especifique los índices de calidad de servicio a nivel de subtransmisión, pero esto no impide que se puedan realizar estudios que busquen demostrar esta calidad de servicio.
2. Con una adecuada metodología de mantenimiento se puede evitar eventos de falla como el producido el 17 de noviembre del 2012, en la L/ST Pillaro/Samanga, el cual represento una ENS de 27.6 MWh y un costo para la EEASA de 1426.86 USD durante ese semestre.
3. Mediante un análisis estadístico de fallas se puede obtener la sabiduría suficiente para determinar cómo reaccionara el sistema frente a instancias de eventos similares, y prepararlo para resistir de mejor manera.
4. Un plan de mantenimiento ayuda a tomar decisiones acertadas al momento de producirse un evento inesperado, el cual puede provocar grandes secuelas de no estar preparados o al tomar una mala decisión.

3.9.2. Recomendaciones.

1. Se recomienda destinar los recursos necesarios por parte de empresas eléctricas y organismos de control, para tener a disposición estudios actualizados que permitan tomar decisiones claves al momento de ser requeridas.
2. Se debería tener un registro de eventos específicamente destinado a eventos de subtransmisión, para poder facilitar este tipo de análisis, necesitando una información más completa para realizar un mejor estudio.
3. Se recomienda evaluar el sistema de subtransmisión de manera semestral utilizando los límites calculados para tener una idea de la calidad de servicio que el sistema está brindando.

3.10. Bibliografía

Bibliografía citada

ABADI Miguel, (La calidad de servicio, 2004)

Agencia andaluza de energía (Calidad de la red de transporte de energía eléctrica, 2013)

CASTAÑO Samuel (Protecciones para sistemas de potencia 2013)

Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP (Glosario de términos sistema eléctrico ecuatoriano, 2010)

Empresa eléctrica Quito – EEQSA (Inauguración subestación y línea de subtransmisión en Cascales y Gonzalo Pizarro, 2014)

MARGIL Alanis, (Protección de sistemas eléctricos de potencia, 2005)

MATÍNEZ Marlon, MOROCHO Carlos (Operación del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, 2014)

Murray R. Spiegel (Estadística – segunda edición)

REGULACION N° ARCONEL – 003/08 (2008) Calidad de servicio de conexión y transmisión.

Según, ORDOÑEZ Jorge, NIETO Leonardo (Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, 2010)

Bibliografía consultada:

ARELLANO VENEGAS, Christian, MAIGUA LLUMIQUINGA Geovanna. "Análisis y Evaluación de la Calidad de Transporte de Electricidad en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador". Quito [En Línea]. (Consulta 09 de diciembre del 2015).EPN. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4114/1/CD-3836.pdf>

ARCONEL. Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado. ARCONEL - 003/08. Quito. 2008.

Bibliografías y vidas, “Thomas Alva Edison” [En Línea]. (Consulta 23/02/2015)
Disponible en: <http://www.biografiasyvidas.com/biografia/e/edison.htm>

Curso de Capacitación “Calidad del Servicio Eléctrico”. Prof. Roberto Alves B.
Departamento de Conversión y Transporte de Energía, Universidad Simón
Bolívar.

Fundamentos de la calidad de energía, [En línea] Disponible en:
<http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/75/7/Capitulo1.pdf> [Consulta:
2015, Mayo 15]

Métodos Estadísticos en Ciencias de la Vida. [En Línea]. [Consulta: 29 de Mayo
del 2015]. Disponible en: [http://www.bioingenieria.edu.ar/
/academica/catedras/metestad/Cadenas%20de%20Markov-1.pdf](http://www.bioingenieria.edu.ar/academica/catedras/metestad/Cadenas%20de%20Markov-1.pdf)

MUJAL, Ramón L, Calculo de líneas y redes eléctricas, 1ra ed. Barcelona:
Academiques Digital, 2013. 288p. ISBN: 987-84-7653-987-3

RAMÍREZ CASTAÑO Samuel, Redes de distribución de energía, Tercera
Edición, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, Enero 2004.

SANCHES Alyn. Técnicas para la lectura comprensiva de artículos de
investigación. Análisis documental, [En línea] (Consulta el 14 de mayo del 2015),
Disponible en: [http://es.slideshare.net/alynsanz/tnicas-para-la-lectura-
comprensiva-de-artculos-de-investigacin](http://es.slideshare.net/alynsanz/tnicas-para-la-lectura-comprensiva-de-artculos-de-investigacin)

Anexos

1.1 REGULACIÓN No. CONELEC - 003/08

CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC

Considerando

Que, el artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece como uno de los objetivos fundamentales de la política nacional en materia de electricidad, el proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social, y el de asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;

Que, el artículo 65 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico determina que, la compañía única de transmisión será responsable por la operación del Sistema Nacional de Transmisión en coordinación con el CENACE, así como también del mantenimiento programado y correctivo de sus instalaciones, para lo cual se sujetará a lo dispuesto en las normas pertinentes;

Que, el artículo 15 del Reglamento de Despacho y Operación establece la obligación del Transmisor de operar sus instalaciones en coordinación con el CENACE acatando las disposiciones que éste imparta. Adicionalmente, la referida norma, responsabiliza al Transmisor del cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, así como lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación, preservando la integridad de las personas y de las instalaciones;

Que, el artículo 59 del Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, señala que la calidad del producto y del servicio técnico que corresponde a un usuario del servicio público de transporte, conectado al Sistema Nacional Interconectado mediante una línea de interconexión dedicada

y que actúa en el Mercado Eléctrico Mayorista, no podrá ser inferior a aquella con que el transmisor o el distribuidor de la zona donde se sitúen las instalaciones con las cuales se realiza la prestación, según corresponda, prestan el servicio a sus usuarios del servicio de transporte, respectivamente; y, En ejercicio de las facultades otorgadas por el literal e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico,

Resuelve:

Expedir la presente:

Regulación sobre la Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado

1. DISPOSICIONES GENERALES.

1.1. Objetivo y alcance.- Establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad de la potencia, y del servicio de transmisión y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), operado conforme a las disposiciones indicadas en la normativa vigente relacionadas con el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, Procedimientos de Despacho y Operación, y Restricciones e Inflexibilidades Operativas, o aquellas normas que las sustituyan o reformen.

1.2. Ámbito de aplicación.- Esta Regulación se aplica al Transmisor operador del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), a los Agentes que prestan servicios de transporte de electricidad, a las Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores conectados directamente a los sistemas de transmisión en el SNI.

Las instalaciones de transmisión consideradas en esta Regulación son las siguientes:

- Circuitos de líneas de transmisión y de interconexión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Instalaciones para transformación y regulación de voltajes.

- Instalaciones de campos de conexión de Empresas Distribuidoras y Grandes
- Consumidores, que son usuarios directos de los sistemas de transmisión.

Las interconexiones internacionales, no forman parte del ámbito de aplicación de esta Regulación; por lo tanto el CONELEC expedirá la normativa correspondiente.

1.3. Definiciones.- Para efectos de esta Regulación, las definiciones que se detallan a continuación, tendrán el siguiente significado:

Campo de conexión.- Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, con los que se materializa la vinculación eléctrica de un usuario con el Transmisor o una línea de interconexión dedicada.

Calidad de la potencia.- Conjunto de características de las ondas de voltaje y de corriente para la entrega de potencia a la demanda, entre las cuales se consideran: frecuencia, magnitud, forma, simetría y factor de potencia.

Calidad del servicio de transmisión.- Conjunto de características sobre la continuidad de la entrega de potencia.

Capacidad efectiva.- Es la potencia máxima referida al voltaje nominal de trabajo, que se puede transferir por una instalación sin afectar su vida útil esperada, considerando las condiciones ambientales medias.

Capacidad reducida.- De una instalación de transmisión, es la capacidad declarada para operación en condiciones de emergencia de la instalación.

Comité de Análisis de Fallas.- Grupo técnico de trabajo, conformado por representantes del CENACE, Transmisor y otros Agentes involucrados en determinado evento de relevancia para la operación del SNI, con el objeto de analizar sus orígenes, causas y efectos.

Confiabilidad.- Es la probabilidad de comportamiento de una instalación o sistema para realizar adecuadamente su función en un período de tiempo.

Contrato de conexión.- Es el libre acuerdo pactado entre un Agente del MEM y el Transmisor, para la interconexión al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), que le permite recibir o entregar energía eléctrica.

Coordinación de protecciones.- Determinación de la secuencia y tiempos de operación de las protecciones para despejar de forma eficiente una falla, disminuyendo sus efectos, minimizando la cantidad de instalaciones desconectadas y evitando riesgos operativos para el sistema.

Desconexión.- Interrupción del paso de la corriente eléctrica a través de una instalación o equipo.

Disponibilidad.- La disponibilidad de operación es el estado que refleja la capacidad de una instalación de transmisión para proporcionar servicio, ya sea que el sistema requiera o no su funcionamiento.

Evento.- Es el suceso imprevisto que causa en el sistema la salida de servicio o la disponibilidad con capacidad reducida de instalaciones de transmisión o de campos de conexión.

Indisponibilidad parcial.- Es el tiempo equivalente en el cual una instalación estuvo disponible pero con capacidad reducida.

Indisponibilidad total.- Es el tiempo en el cual una instalación no estuvo disponible para el servicio.

Informe Preliminar del Evento.- Informe de falla elaborado en base a información preliminar, donde se describe y se analiza en forma cuantitativa las condiciones operativas del sistema, en las que se produjo y se desarrolló el evento.

Informe Final del Evento.- Informe de falla elaborado en base a información detallada, donde se describe y se analiza en forma pormenorizada las causas y consecuencias que causó el evento en la operación del sistema.

Instalaciones de transmisión.- Conjunto de equipos a través de los cuales se realiza el transporte de electricidad entre dos puntos del sistema de transmisión.

Línea de interconexión.- Es una línea entre una planta de generación y una subestación de transmisión, que opera a un voltaje mayor a 90 kV, y tiene como Regulación No. CONELEC - 003/08 Página 4 de 22 función transportar la electricidad producida por la planta de generación a la subestación de transmisión.

Línea de transmisión.- Es el enlace físico entre dos subestaciones, usado para el transporte de electricidad entre ellas y opera a un voltaje mayor a 90 kV.

Mantenimiento emergente.- Es el mantenimiento que se debe ejecutar a un equipo o instalación en forma urgente, para precautelar la integridad de los mismos.

Mantenimiento programado.- Es el mantenimiento de un equipo o instalación, considerado por el CENACE en el programa anual de mantenimiento global del SNI.

Operación de emergencia.- Régimen de operación fuera de lo normal. Operación normal.- Es un régimen de operación permanente que satisface los requerimientos de calidad de servicio, sin poner en riesgo las instalaciones y seguridad del sistema, y que responde a los planes operativos de corto plazo elaborados por el CENACE.

Operación en tiempo real.- Operación de las instalaciones que se realiza mediante un sistema SCADA. Planificación operativa.- Es el Plan Operativo de mediano plazo del SNI, que realiza el CENACE para el período octubre-septiembre y que es revisado trimestralmente.

Protecciones.- Conjunto de relés y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar una instalación en falla u operada fuera de los límites preestablecidos.

Punto de conexión.- Es el sitio de un sistema de transmisión en el cual el Transmisor y un Agente, a través de un campo de conexión, se interconectan.

Recierre automático.- Proceso de reconexión automática de alta velocidad de un circuito de transmisión, que ha sido previamente desconectada por las protecciones debido a una falla. Tiene por objeto mantener la estabilidad del sistema.

Transporte de electricidad.- Es el servicio que tiene por objeto transmitir la electricidad desde los centros de producción hasta los centros de consumo o a través de los enlaces internacionales.

Sistema Nacional Interconectado (SNI).- Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de potencia eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Sistema Nacional de Transmisión (SNT).- Corresponderá al conjunto de instalaciones de transmisión del SNI, incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, control y comunicaciones, tanto existentes como aquellas que se incorporen como resultado de expansiones efectuadas en los términos del Plan de Expansión aprobado por el CONELEC, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, operado por la empresa única de transmisión.

Sistema de transmisión independiente.- Es un sistema de transporte de electricidad servido a través de una línea de interconexión dedicada.

Tiempo de indisponibilidad programada.- De un equipo o instalación, es el tiempo entre su desconexión autorizada por el CENACE y el momento en que su propietario lo declara disponible para su uso inmediato.

Transmisor.- Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación del voltaje vinculado a dicho servicio de transmisión, desde el punto de entrega por un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción por un distribuidor o un gran consumidor.

Usuarios directos.- Son aquellos agentes que se encuentran vinculados físicamente a las instalaciones de un sistema de transmisión.

2.- ASPECTOS DE CALIDAD CONSIDERADOS. Las instalaciones de transmisión tendrán el equipamiento para atender los requerimientos operativos del SNI, así como también aquellos equipos que son necesarios para mantener la seguridad de sus sistemas ante perturbaciones externas.

La calidad de la potencia y del servicio de transmisión y conexión en el SNI, se evaluarán considerando los parámetros siguientes:

Calidad de la potencia:

- Nivel de voltaje.
- Contenido armónico de voltaje.
- Balance de voltajes.
- Contenido armónico de corriente.
- Balance de corrientes
- Factor de potencia de la carga.

Calidad del servicio de transmisión y conexión:

- Duración de las interrupciones.
- Frecuencia de interrupciones.

2.1. Suministro de información operativa del Sistema.- Con el fin de que el transporte de electricidad en el SNI se realice dentro de estándares de calidad de servicio, el Transmisor y los Agentes del MEM entregarán oportunamente al CENACE, la información técnica necesaria para la planificación operativa de largo, mediano y corto plazo del sistema. De igual manera, el CENACE proporcionará a los Agentes los parámetros operativos del SNI para la calibración de los sistemas de control y supervisión de sus instalaciones.

Este intercambio de información será permanente para atender cambios en la planificación operativa del sistema, y se realizará conforme a lo dispuesto en la normativa de Despacho y Operación del SNI.

2.1.1. Obligaciones del CENACE.- El CENACE entregará a las empresas que prestan servicios de transmisión y a los Agentes usuarios directos de estos servicios, entre otra, la información siguiente:

- Valores límites de voltajes de operación de barras en los sistemas de transmisión.
- Valores límites de factor de potencia de las cargas conectadas a los sistemas de transmisión.
- Equivalentes eléctricos del SNI en los puntos de conexión, para que los Agentes realicen estudios de sus sistemas.
- Tiempos máximos de despeje de fallas en las instalaciones de transmisión, con el fin de mantener la estabilidad del sistema.
- Criterios sobre operación de las protecciones de las líneas de transmisión y de interconexión en condiciones de oscilaciones de potencia en el sistema.
- Criterios y parámetros para la operación de los recierres automáticos de líneas de transmisión y de interconexión.
- Criterios y parámetros para sincronización de las instalaciones de generación, transmisión y conexión con el SNT.

2.1.2. Obligaciones del Transmisor.- El Transmisor operador del SNT entregará al CENACE, entre otra, la información siguiente:

- Estudios para la coordinación de protecciones de las instalaciones de transmisión y de los puntos de conexión; estos últimos lo harán en forma conjunta el Transmisor y el Agente. El Transmisor lo presentará cada año, dentro de los 15 días siguientes a la elaboración del plan operativo de largo plazo del SNI realizado por el CENACE.
- Potencias máximas de transferencia por las instalaciones del SNT en condiciones de operación normal, y en función del tiempo en condiciones de emergencia.
- Tiempos máximos de despejes de fallas en instalaciones del SNT.
- Protecciones de líneas que disponen o no de bloqueos en oscilaciones de potencia.

- Líneas de transmisión y de interconexión con funciones de recierre automático, indicando valores de calibración y lógica de operación.
- Valores máximo, mínimo y medio de resistencia de puesta a tierra, medidas en las instalaciones del SNT.
- En los tres primeros días laborables de cada mes entregará, información de los registradores de número de operaciones de interruptores y pararrayos, de cada una de las instalaciones del SNT. Regulación No. CONELEC - 003/08 Página 7 de 22 Si el Transmisor realiza modificaciones a la información entregada, comunicará por escrito al CENACE sobre dichos cambios y los motivos, dentro de los tres días laborables siguientes.

2.1.3. Obligaciones de los Agentes.- Los Agentes, que son usuarios directos de los sistemas de transporte, entregarán al CENACE entre otra, la información siguiente:

- Los equivalentes eléctricos de sus sistemas en los puntos de conexión con el Transmisor, o la información técnica necesaria para los estudios del CENACE.
- Estudios de coordinación de protecciones en los puntos de conexión con el sistema de transmisión, realizados conjuntamente con el Transmisor. El Agente lo presentará cada año, dentro de los 15 días siguientes a la elaboración del plan operativo de largo plazo del SNI realizado por el CENACE.
- Los Agentes propietarios de Sistemas de Transmisión Independientes, entregarán información sobre su sistema, similar en lo aplicable a lo solicitado al Transmisor.

2.2. Análisis de los eventos.- Toda la información técnica relacionada con el comportamiento de las instalaciones de los sistemas de transmisión y campos de conexión en eventos ocurridos en el SNI, serán de conocimiento público y estarán a disposición de los Agentes.

El CENACE identificará al Agente en cuyas instalaciones se originaron los eventos que afectaron a los sistemas de transmisión, para lo cual el Transmisor y

los Agentes involucrados, le entregarán la información técnica completa registrada durante la falla.

Corresponderá al Agente propietario de la instalación donde se originó el evento establecer las causas para su ocurrencia, e indicar al CENACE las medidas que estaban previstas para esos casos, y las que se prevean para eventos similares que se pudieran producir en el futuro. En caso de no hacerlo dentro de los plazos establecidos, se asumirá que dichos eventos fueron producidos por causas atribuibles al Agente propietario.

El CENACE elaborará el Informe Preliminar de los eventos que afecten a las instalaciones de transmisión. El CENACE elaborará el Informe Final, de los eventos que por sus características necesitan de mayores análisis, o cuando se tenga que ampliar o modificar el Informe Preliminar, o cuando los agentes lo soliciten. También lo hará para los eventos, que se produzcan en el sistema de transmisión o afecten a sus instalaciones, y además sean la causa para:

1. Desconexión de carga en el sistema.
2. Salida de generación, con actuación del esquema de alivio de carga (EAC) por baja frecuencia o bajo voltaje.
3. Desconexiones de carga, por actuación del EAC.

En caso contrario el CENACE informará al Transmisor y Agentes, que el Informe Final de Eventos es el mismo del Preliminar.

Luego de ocurrido un evento, el CENACE, el Transmisor y los Agentes involucrados, cumplirán con lo siguiente:

- a. En un tiempo máximo de 10 minutos de ocurrido el evento, proporcionarán al CENACE la información técnica necesaria que permita el restablecimiento confiable e inmediato del servicio, y además declararán la disponibilidad de las instalaciones desconectadas; en caso de no declarar la disponibilidad del equipo dentro de los 10 minutos, se considerará el equipo como indisponible.

- b. En un plazo máximo de 2 días laborables de ocurrido el evento, el Transmisor y los Agentes involucrados, presentarán al CENACE los Informes de Falla respectivos, indicando las causas de las desconexiones de los equipos, protecciones operadas y los efectos de la falla sobre sus sistemas. Además, proporcionarán en medio magnético y con formatos aceptables para el CENACE, los registros y oscilogramas del evento en sus instalaciones.
- c. Dentro de un plazo de 4 días laborables de ocurrido el evento, el CENACE publicará en su portal WEB y pondrá en conocimiento del CONELEC el Informe Preliminar del Evento, conteniendo los análisis siguientes:
- Origen y causa de la falla
 - Operación de protecciones y despeje de la falla.
 - Consecuencias sobre el SNI.
 - Potencia y Energía No Suministrada a cada uno de los Agentes.
 - Proceso de restablecimiento del servicio
 - Análisis y evaluación del comportamiento de las instalaciones y del sistema durante la perturbación.
 - Conclusiones y recomendaciones
- d. Dentro de los 4 días laborables siguientes a la publicación del Informe Preliminar del Evento, el Transmisor o los Agentes involucrados podrán solicitar por escrito al CENACE, se hagan rectificaciones, las mismas que de ser aceptadas constarán en el Informe Final. El CENACE convocará a Reunión del Comité de Análisis de Fallas, cuando las rectificaciones solicitadas no sean aceptadas por el CENACE, o cuando el mismo CENACE, Transmisor o uno de los Agentes involucrados lo solicite.
- e. De solicitarse la Reunión del Comité de Análisis de Fallas, el CENACE convocará y efectuará dicha reunión dentro de los 4 días laborables siguientes.
- f. El CENACE en un tiempo no mayor a 15 días laborables de ocurrido el evento, ratificará el Informe Preliminar o elaborará el Informe Final del Evento y lo publicará en su portal WEB. El Informe Final, contendrá los siguientes análisis:
- Condiciones operativas del sistema previas a la falla.

- Origen y causa de la falla
- Operación de protecciones y despeje de la falla.
- Consecuencias sobre el SNI.
- Potencia y Energía No Suministrada a cada uno de los Agentes.
- Proceso de restablecimiento del servicio.
- Análisis y evaluación del comportamiento de las instalaciones y del sistema durante la perturbación.
- Conclusiones y recomendaciones

De ser necesario, el CENACE analizará los efectos del evento, comparándolos con los resultados de los estudios de la operación y la evolución de las perturbaciones sucedidas. Las recomendaciones del CENACE en el Informe Final del evento, deberán ser analizadas previamente con el Agente involucrado. Si existen diferencias sobre las mismas, éstas se registrarán en el Informe Final.

g. En casos de controversias con el Informe Final, los Agentes podrán sujetarse a las disposiciones previstas en la normativa vigente.

En caso de necesitarse, para los análisis de los eventos un tiempo mayor, el CENACE solicitará al CONELEC la ampliación de los plazos indicados.

2.2.1 Auditoria de Eventos.- El CENACE podrá realizar auditorías en las instalaciones del Transmisor o Agentes, con el objeto de:

1. Evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección.
2. Analizar las características y flujo de la información suministrada sobre los eventos.
3. Auditar el cumplimiento de los mantenimientos aprobados por el CENACE.
4. Evaluar las acciones tomadas para evitar la repetición de los eventos sucedidos.

Los informes del CENACE sobre los resultados de estas auditorías, serán puestos en conocimiento del CONELEC.

2.3. Cálculo de la Energía No Suministrada (ENS).- Para efectos exclusivos de aplicación de esta Regulación, en cada una de las indisponibilidades de

instalaciones de transmisión y puntos de conexión que causen suspensión de la entrega de energía a los Agentes, el CENACE evaluará la cantidad de ENS sobre la base de la curva de demanda registrada por el punto de conexión, del día similar más próximo de las semanas anteriores y que no presentó desconexiones de carga.

Para el cálculo de la ENS el tiempo se considerará, desde el momento en que se produce el evento hasta cuando la ENS sea cero, o el CENACE determine que existen condiciones operativas en el SNI, para reiniciar de inmediato el servicio a través de la instalación de transmisión desconectada.

2.4. Registro de información sobre control de calidad.- El CENACE recopilará y procesará la información operativa del sistema, necesaria para el control de los niveles de voltaje y factor de potencia, en barras del sistema de transmisión que tienen conectadas cargas.

El CENACE supervisará y determinará las responsabilidades técnicas del Transmisor en la ENS debido a indisponibilidades de las instalaciones de transmisión, y publicará en su portal WEB los Informes de Fallas correspondientes.

El Transmisor dispondrá en sus instalaciones del equipo para registro de eventos y para medición de la calidad del voltaje. El Transmisor y los Agentes podrán establecer acuerdos en los Contratos de Conexión, respecto al suministro, instalación y uso de estos equipos.

El CENACE tendrá acceso remoto a la información de los registradores de eventos. Si no se puede acceder temporalmente a ella, el CENACE comunicará de forma inmediata, al propietario del equipo para que le envíe dicha información.

El Transmisor registrará y procesará la información del contenido armónico y balance de voltajes en barras del sistema de transmisión que tienen puntos de conexión con usuarios directos. Cada mes el Transmisor informará al CONELEC y al CENACE sobre los incumplimientos de calidad de estos parámetros. El CENACE publicará en su portal WEB esta información.

El CENACE mantendrá, para los últimos cuatro años de operación del SNI, un sistema de registro cronológico de eventos que causaron indisponibilidades de los sistemas de transmisión y conexión, con los parámetros necesarios para tener las estadísticas de fallas y comportamiento operativo de las instalaciones.

2.5. Incumplimientos de las normas de calidad.- Las sanciones y compensaciones económicas al Transmisor o a los Agentes por incumplimientos de las normas de calidad, continuidad y confiabilidad, así como el objeto y destino de las mismas, se establecerán de acuerdo a lo indicado en los respectivos Contratos de Concesión y en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI.

El pago de sanciones y compensaciones no exime al Transmisor o Agente, de las obligaciones de solucionar las causas que las originaron.

3. CALIDAD DE LA POTENCIA.

La Calidad de la Potencia se determinará sobre la base de mediciones de las características de las ondas de voltaje y corriente, y del factor de potencia de la carga conectada en los puntos de entrega de energía o conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión.

3.1. Responsabilidades.-

3.1.1. Responsabilidades del CENACE.- Supervisará el nivel de voltaje de las barras y el factor de potencia de las cargas conectadas al sistema de transmisión, conforme a lo indicado en la Regulación No. CONELEC - 004/02 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM y en la Regulación No. CONELEC - 002/00 Restricciones e Inflexibilidades Operativas.

3.1.2. Responsabilidades del Transmisor.- Las distorsiones de voltajes por sobre los límites de calidad en las barras del sistema de transmisión que sean causados por el Trasmisor, serán solucionados por éste.

El Transmisor supervisará el contenido armónico y balance de voltajes en los puntos de conexión del sistema de transmisión con Agentes generadores, distribuidores y grandes consumidores.

Si el contenido armónico o balance de voltajes supera los límites de calidad establecidos en esta Regulación, el Transmisor procederá conforme a lo indicado para estos casos en el Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución.

3.1.3. Responsabilidades de los Agentes.- Mantener el factor de potencia de la demanda en los puntos de entrega de energía o de conexión con el Transmisor, dentro de los límites establecidos por el CONELEC, según la normativa vigente. Además, deberán:

- Mantener el contenido armónico y el balance de las corrientes de la carga, dentro de los límites indicados en esta Regulación.
- Los Agentes propietarios de Sistemas de Transmisión Independientes, cumplirán en lo aplicable, con exigencias iguales a las del Transmisor.

3.2. Procedimientos para medición.- Los procedimientos para el control y determinación de incumplimientos de calidad del nivel de voltaje en barras del sistema de transmisión, y del factor de potencia de la carga que deben presentar los distribuidores y grandes consumidores en los puntos de entrega de energía o de conexión con el Transmisor, se sujetarán a lo establecido en la normativa vigente.

Los controles de calidad relacionados con el contenido armónico y balance de voltajes, se harán mensualmente.

3.2.1.- Equipo para medición.- La adquisición e instalación del equipo para la medición de calidad del voltaje lo hará el Transmisor. De ser factible el uso con estos fines del Sistema de Medición Comercial (SISMEC) instalado actualmente, el Transmisor, los Agentes involucrados y el CENACE, acordarán las condiciones para hacerlo. Los equipos que se utilicen en la medición de los parámetros de

calidad de voltaje, permitirán medir los voltajes con una tolerancia total igual o menor al 5% del valor de voltaje nominal del equipo de medida.

3.2.2.- Controles de Calidad.- Se supervisará por períodos continuos de cuatro meses y de manera simultánea al menos el 20% de los puntos de conexión con las Distribuidoras y Grandes Consumidores. Luego de cada período de cuatro meses, los puntos de control podrán ser cambiados. La selección de los puntos de control, se hará atendiendo pedidos de las Distribuidoras, Grandes Consumidores, el CENACE o el CONELEC, previo visto bueno del CENACE y la aprobación del CONELEC.

3.2.3.- Evaluación de la Calidad.- El registro de parámetros de calidad se realizará en intervalos de medición de 10 minutos, durante un período de siete días continuos que se considerarán representativos de todo el mes. El CONELEC hará la selección de los siete días del mes para control. Para efectos de evaluar la calidad, si en el 5% o más de las mediciones de los siete días, uno o más de los parámetros de calidad superan los límites establecidos, se considera que el Transmisor incumplió con el índice de calidad.

3.2.4.- Incumplimientos de Calidad.- Para los incumplimientos de contenido armónico de voltaje o balance de voltajes, el Transmisor procederá conforme lo establecido en Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, respecto a los efectos adversos producidos al SNT y las medidas correctivas.

3.3. Calidad del nivel de voltaje.- Se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de variación de los voltajes de operación con respecto al valor nominal para esa barra.

Límites.- El CONELEC establecerá los límites de calidad de nivel de voltaje, conforme al procedimiento que se indica en la Regulación CONELEC 004/02 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

3.4. Contenido armónico de voltaje.- Se determina sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual y el valor de Distorsión

Armónica Total de Voltaje (VTHD), en barras de los sistemas de transmisión que tengan puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 40°, incluyendo las mismas.

Límites.- Los valores límites de contenido armónico, de VTHD y más procedimientos para aplicación de límites, se regirán a lo indicado en las guías IEEE 519 Harmonic Control. Una tabla con los límites señalados en esa guía se indica a continuación:

LÍMITES PARA CONTENIDO ARMÓNICO DE VOLTAJES (IEEE 519)		
VOLTAJE DE BARRAS	CONTENIDO ARMONICO INDIVIDUAL MÁXIMO V_i (%)	VTHD MÁXIMO (%)
$V_n \leq 69$ KV	3.00	5.00
$69 < V_n \leq 161$ KV	1.50	2.50
	1.00	1.50

En donde el contenido armónico individual máximo en porcentaje, es respecto al voltaje nominal de operación V_n de la barra.

El valor del VTHD viene dado por:

$$VTHD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} V_i^2}}{V_n}$$

- a. **Balance de voltajes.-** Se calculará sobre la base del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa $MV2$, dado por la relación siguiente:

$$MV2 = VSN / VSP$$

Siendo:

VSN Voltaje de secuencia negativa VSP Voltaje de secuencia positiva

El balance de voltaje se medirá en barras de los sistemas de transmisión, que tienen puntos de conexión. Además, para esos puntos se registrará el valor de la demanda máxima en el mes (DMM).

Límites.- El factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa no será superior al 1.3%.

3.6 Contenido armónico de corriente.- Se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual en la onda de corriente y el valor del TDD (Factor de Distorsión Total de la Demanda) de la carga conectada por los Agentes en los puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 30°, incluyendo las mismas.

Límites.- Los valores límites de contenido armónico, de TDD y más procedimientos para aplicación de límites, se regirán a lo indicado en la guía IEEE 519 Harmonic Control. Una tabla con los límites señalados en esa guía se indica a continuación:

LÍMITES PARA CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTES (IEEE 519)

Valores de I_h en porcentaje de

$V_n \leq 69 \text{ kV}$

SCR = I_{sc} / I_c	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	TDD
< 20	4.00	2.00	1.50	0.60	5.00
20 – 50	7.00	3.50	2.50	1.00	8.00
50 - 100	10.00	4.50	4.00	1.50	12.00
100 - 1000	12.00	5.50	5.00	2.00	15.00
> 1000	15.00	7.00	6.00	2.50	20.00

69 kV < Vn ≤ 161 kV

< 20	2.00	1.00	0.75	0.30	2.50
20 – 50	3.50	1.75	1.25	0.50	4.00
50 - 100	5.00	2.25	2.00	1.25	6.00
100 - 1000	6.00	2.75	2.50	1.00	7.50
> 1000	7.50	3.50	3.00	1.25	10.00

Vn > 161 kV

< 50	2.00	1.00	0.75	0.30	2.50
≥ 50	3.50	1.75	1.25	0.50	4.00

En donde:

- h es el orden de la armónica
- Los límites de contenido armónico de corriente Ih, están expresados en porcentaje de la corriente Ic promedio de las demandas máximas en el mes.
- La relación de cortocircuito SCR en el punto de conexión, definida como: la corriente de cortocircuito trifásico mínima calculada Isc, dividido para la corriente Ic promedio de las demandas máximas en el mes.
- Los límites de componentes armónicos individuales de corrientes Ih indicados en la tabla, se aplican sólo para componentes impares.
- Para los componentes de armónicos pares, los límites son el 25% de los valores indicados en la tabla.
- El valor del TDD, viene dado por:

$$TDD = ITHD * CMD / CNC$$

Siendo:

ITHD distorsión armónica total de la corriente.

CMD corriente (Ic) promedio de las máximas demandas registradas en el mes.

CNC corriente nominal del circuito en el punto de conexión.

- El valor del ITHD se calcula de la manera siguiente:

$$ITHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{30} I_h^2}}{I_{h=1}}$$

3.7 Balance de corrientes.- Se medirán en los puntos de conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión, y se determinarán sobre la base del factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa MC2, dado por la siguiente relación:

$$MC2 = CSN / CSP$$

Siendo:

CSN Corriente de carga de secuencia negativa CSP Corriente de carga de secuencia positiva

Límites.- El factor de desbalance de corrientes no será superior al 3%.

3.8. Factor de potencia de la carga.- Los índices de calidad de este parámetro, considerarán sus variaciones respecto a valores determinados por el CONELEC.

Límites.- El CONELEC establecerá los límites de factor de potencia de la carga conectada por el Agente, conforme al procedimiento que se indica en la Regulación CONELEC 004/02 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

4. CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN.

La Calidad de Servicio de Transmisión y de Conexión de cada una de las instalaciones de transmisión y puntos de conexión en el SNI, se evaluará semestralmente.

Es responsabilidad del Transmisor y de los Agentes, mantener actualizada la información estadística de indisponibilidad de sus instalaciones de transmisión y de campos de conexión, conforme los requerimientos establecidos por el CENACE.

a. **Responsabilidades y Excepciones.**-Las instalaciones y equipos de transmisión, considerados en el control de indisponibilidades son:

- Campos de conexión de los sistemas de transporte con Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores.
- Circuitos de líneas de transmisión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Equipos de potencia para transformación de voltajes.
- Equipos de compensación capacitiva y reactiva para regulación de voltaje.

4.1.1.- Responsabilidades.- La continuidad del servicio dentro de los niveles de calidad, de los puntos de conexión es de responsabilidad del Transmisor y de los Agentes; de las demás instalaciones de transmisión es de sus propietarios, con las excepciones indicadas en el numeral siguiente.

4.1.2.- Excepciones Sobre Indisponibilidades.- En el cálculo de los índices de indisponibilidad y número de desconexiones no se considerarán las siguientes:

- a) Desconexiones de instalaciones, solicitadas por el CENACE.
- b) Indisponibilidades debido a mantenimientos programados por el Transmisor y aprobados por el CENACE en el Plan Operativo Anual o sus actualizaciones.
- c) Indisponibilidades programadas de instalaciones, debidas a trabajos de construcción de obras contempladas en el Plan de Expansión, autorizadas por el CENACE.
- d) Mantenimientos emergentes de instalaciones de transmisión, que no causen suspensión de la entrega de energía, autorizados por el CENACE.
- e) Indisponibilidades de los campos de conexión, programadas por los usuarios y autorizadas por el CENACE.
- f) Indisponibilidades asociadas con eventos de duración igual o inferior a un minuto.
- g) Indisponibilidades resultantes de la actuación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia, de oscilaciones de potencia, inestabilidad o colapsos de voltajes en el sistema, calificadas por el CENACE.

h) Desconexiones de enlaces internacionales por actuación de protecciones del sistema (sistémicas), o por fallas en las instalaciones del otro país.

i) Desconexiones automáticas de líneas de transmisión previstas por el CENACE, para el control de voltaje en el sistema.

j) Indisponibilidades originadas en eventos de fuerza mayor o caso fortuito, conforme lo dispone el Art. 30 de la Codificación del Código Civil.

Se contabilizará como una sola desconexión de una instalación, las aperturas y reconexiones atribuibles a un mismo evento.

Las desconexiones de instalaciones por operación de las protecciones de barras, se considerarán como indisponibilidades de las instalaciones que retiraban potencia activa de la barra, antes del evento

4.2 .Evaluación de la Calidad.-

4.2.1.Información Sobre los Eventos.- El Transmisor y los Agentes son los responsables de instalar los equipos de supervisión y de registro de fallas en las instalaciones de transmisión y puntos de conexión, conforme a lo indicado en la Regulación CONELEC 006-00 Procedimientos de Despacho y Operación, y de forma complementaria a los acuerdos establecidos en los Contratos de Conexión. La información registrada por estos equipos, será de libre acceso para el CENACE.

Los Agentes y el Transmisor presentarán al CENACE, informes de las fallas que se produzcan en sus sistemas y que afecten a las instalaciones de transmisión.

El CENACE analizará los eventos, sobre la base de las condiciones operativas del sistema previo a la falla, la información registrada durante el evento, y la información entregada por los Agentes y el Transmisor.

4.2.2. Determinación de Indisponibilidades.- El tiempo de indisponibilidad de una instalación desconectada se considerará, desde el momento de ocurrencia del evento hasta que: el CENACE autorice su energización y el Transmisor lo cumpla, o el CENACE decida no energizarla por no ser necesaria para la operación del sistema. Previo a la energización del equipo, el Transmisor informará al CENACE sobre las protecciones y alarmas actuadas, y declarará la disponibilidad del mismo.

La ENS por indisponibilidades de instalaciones nuevas de transmisión, se contabilizará a partir del tercer mes de entrada en operación.

Para indisponibilidades de instalaciones que superen los 10 días luego de que se ha eliminado la suspensión del suministro de energía, la sanción se establecerá en el Contrato de Concesión.

4.2.3. Evaluación de la Calidad.- Los controles de número de desconexiones e indisponibilidades, se harán semestralmente. Si el número de desconexiones u horas semestrales de indisponibilidad de una instalación de transmisión supera los límites de Calidad de Servicio indicados en esta Regulación, se considera que el Transmisor ha incumplido con la misma.

4.2.4. Incumplimientos de la Calidad.- En los meses de julio y enero el CENACE publicará en su portal WEB y presentará al CONELEC el Informe Semestral correspondiente, que incluirán las estadísticas de las indisponibilidad de las instalaciones de los sistemas de transmisión y puntos de conexión en el SNT.

En caso de inconformidad de los Agentes o el Transmisor con este informe, en los siguientes 5 días laborables y en forma escrita, podrán argumentar razonadamente ante el CENACE las objeciones a dicho informe. El CENACE en los próximos 5 días laborables se pronunciará sobre el pedido del Agente o Transmisor y lo pondrá en conocimiento del Agente, del Transmisor y del CONELEC.

Sobre la base del Informe del CENACE y de lo que se indique al respecto de estos incumplimientos en el Contrato de Concesión, el CONELEC determinará los montos de las compensaciones que por este concepto pagará el Transmisor.

En caso de controversias con el último informe del CENACE, o con los montos de las compensaciones que determine el CONELEC, los Agentes o el Transmisor podrán sujetarse a las disposiciones previstas en la normativa jurídica vigente.

4.3. Indisponibilidad de instalaciones.- En el cálculo de las horas de indisponibilidad semestral de una instalación de transmisión, se toma en cuenta las siguientes indisponibilidades:

- La indisponibilidad parcial (IP), está asociada con las horas de disminución de su capacidad de transporte normal. Se calcula mediante la relación siguiente:

$$IP = \sum_{i=1}^n T_i * \left[1 - \frac{CR_i}{CN} \right]$$

Donde:

IP: Horas acumuladas de indisponibilidad parcial de la instalación. i: Evento i-ésimo de indisponibilidad parcial.

n: Número total de indisponibilidades parciales en el período considerado. Ti: Horas de indisponibilidad parcial de la instalación en el evento i-ésimo. CRi: Capacidad reducida del elemento, asociada al evento i-ésimo.

CN: Capacidad efectiva de la instalación en condiciones normales de operación.

- La Indisponibilidad Total (IT), se determinará sobre la base del tiempo de duración de las salidas de servicio o desconexiones:

$$IT = \sum_{i=1}^j T_i$$

Donde:

IT: Horas reales acumuladas de indisponibilidad total de la instalación.

i: Evento i-ésimo de indisponibilidad total.

j: Número de indisponibilidades totales en el período considerado.

Ti: Horas de indisponibilidad total de la instalación en el evento i-ésimo.

La indisponibilidad de la instalación en el período semestral será, la suma de las indisponibilidades parciales y totales.

Límites.- El Transmisor cumplirá para cada una de las instalaciones, con un máximo de horas de indisponibilidad (LHI) y de número de desconexiones (NDP), indicadas en la tabla siguiente:

LÍMITES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE DESCONEXIONES SEMESTRALES		
TIPO DE INSTALACIÓN	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN	2	1
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV	4	2
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV	4	2
CAPACITOR Y REACTOR	2	1
TRANSFORMADOR	4	1

4.4. Número de desconexiones.- El Número de Desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales en el semestre.

Límites.- El Transmisor y los Agentes deberán cumplir para cada tipo de instalación, con un máximo de desconexiones permitidas (NDP) indicado en la tabla anterior.

4.5. Factor de Calidad de Servicio.- El Factor de Calidad de Servicio (FCS) considera las desconexiones (NIT) y las horas de indisponibilidad (IP, IT) semestrales, de cada una de las instalaciones de transmisión. El FCS se calcula con la siguiente expresión:

$$FCS = 1 + \frac{IP + IT - LHI}{LHI} + \frac{NIT - NDP}{NDP}$$

El segundo o tercer término de esta expresión, se considerarán solamente en los casos de que sus valores individuales sean positivos. En los casos de que estos dos términos sean negativos o ceros, el valor de FCS se considerará igual a cero.

5.- INFORMACIÓN ESTADÍSTICA ANUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Sobre la base de los informes semestrales presentados en el año por el CENACE, sobre la Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión, éste presentará al CONELEC, hasta el mes de febrero de cada año, un Informe Anual de Estadísticas de los Sistemas de Transmisión en el SNI, texto que tendrá aspectos relacionados con:

- a) Energía transmitida y pérdidas en los sistemas de transmisión, en cada uno de los meses.
- b) Energía transmitida y pérdidas en los sistemas de transmisión, correspondientes a las horas de máxima demanda del sistema en cada mes.
- c) Para cada punto de entrega de energía desde el SNT a las Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores y para cada mes, el valor y número de horas por fuera de los límites de calidad de voltaje y factor de potencia.
- d) Número de desconexiones de instalaciones del sistema de transmisión, que obligó a la entrada de generación no económica en el sistema.
- e) Número de veces y líneas en las que se produjeron congestiones y sobre costos en el sistema de transmisión del SNI.
- f) Número de eventos que se produjeron en el SNI o fuera de éste, y que originaron la desconexión de instalaciones del SNT, debido a: oscilaciones de potencia, pérdidas de estabilidad, colapsos de voltaje o variaciones de frecuencia. Indicará para cada uno de los casos: tiempos y potencia desconectada y la ENS.

Sobre la base de las estadísticas anuales de número de desconexiones e indisponibilidades de instalaciones de transmisión, el Transmisor presentará al CONELEC hasta el mes de febrero de cada año, un Informe Anual, el que contendrá aspectos relacionados con:

- a) Desconexiones mensuales de instalaciones del SNT, por tipo de equipo y voltaje, indicando para cada caso: número de desconexiones, tiempos de indisponibilidad y la ENS.
- b) Número y tiempo promedio de duración de las desconexiones por fallas de líneas de transmisión, por cada 100 Km de circuitos y por nivel de voltaje.

6.- AJUSTES REGULATORIOS.

Con base a los resultados que se obtengan de la aplicación de parámetros para el control de la calidad de transmisión, y hasta que el SNT sea reforzado con la entrada en operación de las nuevas instalaciones previstas para el año 2010, y consideradas en el Plan de Expansión, el CONELEC procederá a efectuar

la primera revisión de los criterios y límites utilizados para fijar los parámetros de calidad indicados en esta Regulación, en dicho año 2010. Posteriormente, se deberán efectuar revisiones periódicas cada cinco años.

DISPOSICIÓN GENERAL

Las obligaciones económicas derivadas de los incumplimientos de nivel de voltaje y factor de potencia, establecidos en la Regulación No. CONELEC - 004/02, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, seguirán aplicándose conforme se disponen en dicha Regulación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- El CENACE elaborará los procedimientos para la aplicación de esta Regulación, en un plazo máximo de tres (3) meses a partir de su aprobación, y los pondrá en conocimiento de los agentes del MEM y del CONELEC. El Transmisor preparará los procedimientos internos para realizar el control y supervisión del desbalance y contenido armónico de voltaje indicados en esta Regulación.

Segunda.- A fin de permitir que se complete la instalación de los equipos para medición y registro de calidad, así como evaluar tanto la aplicación de los procedimientos como de los límites de los parámetros de calidad en los sistemas de transmisión del SNI, se establecen las siguientes etapas de aplicación de esta Regulación:

Primera Etapa: A partir de los tres (3) meses establecidos en la Disposición Transitoria Primera de la presente Regulación y hasta el 31 de diciembre de 2008, únicamente se llevará un registro estadístico de los parámetros de calidad sin que se apliquen las compensaciones que por incumplimiento se establezcan en el Contrato de Concesión. Los registros de los parámetros de calidad se harán sobre la base de la información del equipamiento de medición comercial y registradores de eventos, disponibles en el SNI, así como de informes relacionados con los análisis de eventos y fallas en el sistema.

Segunda Etapa: A partir de enero de 2009, se aplicarán las compensaciones que por incumplimiento de la Calidad de Servicio se establezcan en el Contrato de Concesión.

DISPOSICIÓN FINAL

La presente Regulación sustituye a la Regulación No. CONELEC 002/06, “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI”, por tanto esta última queda derogada en todas sus partes.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución 033/08, en sesión del 28 de febrero de 2008.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC