

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS NIVELES DE CALIDAD
DEL SERVICIO DE TRANSPORTE EN LOS PUNTOS DE
CONEXIÓN DE LOS AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO
MAYORISTA.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

GABRIELA ALEXANDRA CUNALATA NARANJO
gaby_cn84@yahoo.es

DIRECTOR: MSC. ING. LUIS TAPIA
lrc51@hotmail.com

Quito, Julio 2008

DECLARACIÓN

Yo Gabriela Alexandra Cunalata Naranjo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Gabriela Alexandra Cunalata Naranjo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Gabriela Alexandra Cunalata Naranjo, bajo mi supervisión.

Ing. Msc. Luis Tapia
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios porque Él es la fuente y la esencia de la vida; a mis padres, Luis y Pilar, ya que por su cariño y constante apoyo he podido alcanzar una más de las metas que me he propuesto; a mis abuelitos, Carlos y Aída, porque con su ejemplo me han enseñado que con esfuerzo y entrega se puede conseguir grandes logros; a mis hermanos y en general a toda mi familia, que siempre me han incentivado a seguir adelante y a esforzarme para alcanzar lo que quiero.

A los ingenieros de TRANSELECTRIC S.A. que colaboraron con su experiencia para la realización de este trabajo, en especial, a los Ingenieros Patricio Gómez y Susana Albán, que me dieron la oportunidad de aplicar mis conocimientos en su departamento, y la confianza de desarrollar mis capacidades en el Área de Conexiones de la empresa.

Al Ing. Luis Tapia por los conocimientos impartidos en el aula de clase y por su entrega desinteresada para el desarrollo de este trabajo.

Por último y no menos importantes, a mis amigos, con los que he vivido muchos momentos de los que guardo muy gratos recuerdos, recuerdos que siempre quedarán grabados en mi memoria.

*A mis padres...
Por el cariño y apoyo
brindado en todo este tiempo.*

INDICE

RESUMEN	I
PRESENTACIÓN	II
Capítulo 1	1
INTRODUCCION Y GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 GENERALIDADES.....	2
1.2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.2.1 Objetivo General	3
1.2.2.2 Objetivos Específicos	3
1.2.3 ALCANCE	3
1.2.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	4
Capítulo 2	5
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	5
2.1 SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR.....	5
2.1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	6
2.1.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	8
2.2 CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	9
2.2.1 MARCO REGULATORIO DE LA CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR.....	10
2.3 SECTOR ELÉCTRICO DE OTROS PAÍSES	15
2.3.1 SECTOR ELÉCTRICO DE ESPAÑA	15
2.3.2 SECTOR ELÉCTRICO DE CHILE	19
2.3.3 SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA.....	22
2.4 RESUMEN COMPARATIVO.....	25
Capítulo 3	28
AGENTES CONECTADOS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN	28
3.1 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN	28
3.1.1 CONFIGURACIÓN DE BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT	28
3.2 AGENTES CONECTADOS AL SNT	29

3.3	SUBESTACIONES TIPO	32
3.3.1	DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES TIPO.....	33
3.3.1.1	Subestación Santa Rosa	33
3.3.1.2	Subestación Ibarra	34
3.3.1.3	Subestación Pascuales	36
3.3.1.4	Subestación Totoras	39
3.3.1.5	Subestación San Idelfonso.....	41
3.4	EQUIPOS DE MEDICION	41
3.4.1	Medidor de Parámetros de Calidad – MRAP	43
3.4.2	Registrador Automático de Perturbaciones – RAP	45
3.5	MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES	46
3.6	RESUMEN DEL CAPÍTULO	47
Capítulo 4.....		49
INDICADORES DE CALIDAD		49
4.1	INTRODUCCIÓN	49
4.1.1	CALIDAD DEL VOLTAJE	49
4.1.2	CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	51
4.1.2.1	Métodos de Evaluación de Confiabilidad	51
4.1.2.2	Índices de Confiabilidad	54
4.1.2.3	Combinaciones Serie y Paralelo de Componentes	56
4.2	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CALIDAD EN LOS PUNTOS DE CONEXIÓN DE LOS AGENTES DEL MEM	58
4.2.1	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE	58
4.2.2	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	60
4.3	RESUMEN CAPÍTULO 4	63
Capítulo 5.....		65
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y COMPARACIÓN CON LA REGULACIÓN CONELEC No. 002/06		65
5.1	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	65
5.1.1	CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE	65
5.1.1.1	Subestación Santa Rosa	65
5.1.1.2	Subestación Ibarra	66
5.1.1.3	Subestación Pascuales	66
5.1.1.4	Subestación Totoras	67
5.1.1.5	Subestación San Idelfonso.....	68

5.1.2	CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	68
5.1.2.1	Subestación Santa Rosa	68
5.1.2.2	Subestación Ibarra	69
5.1.2.3	Subestación Pascuales	69
5.1.2.4	Subestación Totoras	70
5.1.2.5	Subestación San Idelfonso.....	70
5.2	COMPARACIÓN CON LA REGULACIÓN CONELEC No. 002/06 “CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA Y DEL SERVICIO DE CONEXIÓN EN EL SNI”.	71
5.2.1	CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE	71
5.2.1.1	Subestación Santa Rosa	71
5.2.1.2	Subestación Ibarra	72
5.2.1.3	Subestación Pascuales	74
5.2.1.4	Subestación Totoras	76
5.2.1.5	Subestación San Idelfonso.....	77
5.2.2	CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	78
5.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	83
5.4	PROYECCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	85
5.4.1	CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE	85
5.4.2	CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	85
5.5	RESUMEN DEL CAPÍTULO	87
	Capítulo 6.....	88
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
6.1	CONCLUSIONES	88
6.2	RECOMENDACIONES	89
	BIBLIOGRAFÍA	91

INDICE DE TABLAS

Tabla No. 2.1.- Bandas de Variación de Voltaje	12
Tabla No. 2.2.- Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones según la Regulación CONELEC 002/06.....	14
Tabla No. 2.3.- Límites de Variación de Voltaje.....	20
Tabla No. 2.4.- Límites de los Índices de Continuidad.....	21
Tabla No. 2.5.- Cuadro de Comparación del Sector Eléctrico de Ecuador, Chile, Argentina y España.....	27
Tabla No. 3.1.- Agentes conectados al MEM.....	31
Tabla No. 3.2.- Características Principales Subestación Santa Rosa	34
Tabla No. 3.3.- Características Principales Subestación Ibarra.....	36
Tabla No. 3.4.- Características Principales Subestación Pascuales.....	38
Tabla No. 3.5.- Características Principales Subestación Totoras	40
Tabla No. 3.6.- Características Principales Subestación San Idelfonso	41
Tabla No. 3.7.- Especificaciones de Medición ION 7600.....	44
Tabla No. 4.1.- Perturbaciones asociadas a la Forma de Onda de Voltaje.	50
Tabla No. 4.2.- Índices de Frecuencia y Duración de Interrupciones.	63
Tabla No. 5.1.- Límites de Variación de Voltaje S/E Santa Rosa a 138 kV.	65
Tabla No. 5.2.- Límites de Variación de Voltaje S/E Ibarra.....	66
Tabla No. 5.3.- Límites de Variación de Voltaje S/E Pascuales.....	67
Tabla No. 5.4.- Límites de Variación de Voltaje S/E Totoras	67
Tabla No. 5.5.- Límites de Variación de Voltaje S/E San Idelfonso	68
Tabla No. 5.6.- Índices de Confiabilidad S/E Santa Rosa.....	69
Tabla No. 5.7.- Índices de Confiabilidad S/E Ibarra	69
Tabla No. 5.8.- Índices de Confiabilidad S/E Pascuales.....	70
Tabla No. 5.9.- Índices de Confiabilidad S/E Totoras	70
Tabla No. 5.10.- Índices de Confiabilidad S/E San Idelfonso	70
Tabla No. 5.11.- Bandas de Variación de Voltaje	71
Tabla No. 5.12.- Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones según la Regulación CONELEC 002/06.....	80
Tabla No. 5.13.- Índices de Confiabilidad de Líneas de Transmisión y Transformadores del SNT.	82
Tabla No. 5.14.- Resumen Índices de Confiabilidad SNT.....	84
Tabla No. 5.15.- Variación Estimada de Voltaje en las Subestaciones Tipo	85
Tabla No. 5.16.- Índices de Confiabilidad de la Red Eléctrica España.....	86

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico No. 2.1.- Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	8
Gráfico No. 2.2.- Red Eléctrica España - Energía no suministrada.....	18
Gráfico No. 2.3.- Red Eléctrica España – Tiempo de Interrupción Medio	18
Gráfico No. 2.4.- Red Eléctrica España – Índice de Disponibilidad	19
Gráfico No. 2.5.- CAMMESA Informe 2005 – Índice Disponibilidad.....	24
Gráfico No. 2.6.- CAMMESA Informe 2005 – Tasa de Falla	24
Gráfico No. 4.1.- Sistema en Serie.....	56
Gráfico No. 4.2.- Sistema en Paralelo.....	57
Gráfico No. 4.3.- Reducción de un sistema de componentes serie-paralelo.....	58
Gráfico No. 5.1.- Variación de Voltaje S/E Santa Rosa.....	72
Gráfico No. 5.2.- Variación de Voltaje S/E Ibarra Patio transformador ATQ	73
Gráfico No. 5.3.- Variación de Voltaje S/E Ibarra Patio transformador ATR	73
Gráfico No. 5.4.- Variación de Voltaje S/E Ibarra Patio de 34.5 kV	74
Gráfico No. 5.5.- Variación de Voltaje S/E Pascuales 138 kV.....	75
Gráfico No. 5.6.- Variación de Voltaje S/E Pascuales 69 kV.....	76
Gráfico No. 5.7.- Variación de Voltaje S/E Totoras 138 kV	76
Gráfico No. 5.8.- Variación de Voltaje S/E Totoras 69 kV.....	77
Gráfico No. 5.9.- Variación de Voltaje S/E San Idelfonso 138 kV.	78
Gráfico No. 5.10.- S/E Sta. Rosa – Comparación Regulación 002/06	81
Gráfico No. 5.11.- S/E Ibarra – Comparación Regulación 002/06.....	81
Gráfico No. 5.12.- S/E Pascuales – Comparación Regulación 002/06.....	81
Gráfico No. 5.13.- S/E Totoras – Comparación Regulación 002/06.....	82
Gráfico No. 5.14.- S/E San Idelfonso – Comparación Regulación 002/06	82
Gráfico No. 5.15.- Índice de Disponibilidad	86

RESUMEN

En el Capítulo 1, se plantean los objetivos y la justificación correspondiente al desarrollo del presente proyecto.

En el Capítulo 2, se hace un resumen del Sector Eléctrico del Ecuador, del modelo de mercado y de las regulaciones de calidad de transporte de energía vigentes; así mismo, se describen las principales características del sector eléctrico y del marco normativo bajo el que se evalúa la calidad del transporte de energía de España, Argentina y Chile. Adicionalmente, se hace una comparación de las principales características del sector eléctrico de los países mencionados.

En el Capítulo 3, se describen las características principales del Sistema Nacional de Transmisión, se indican los agentes que actualmente están conectados al sistema, y se realiza la selección de las subestaciones que son objeto de análisis en el presente proyecto.

En el Capítulo 4, se hace un resumen del marco teórico que sustenta la metodología planteada en este proyecto, tanto para calidad del nivel de voltaje, como para calidad del suministro de energía.

En el Capítulo 5, se presentan los resultados obtenidos para las subestaciones Santa Rosa, Ibarra, Pascuales, Totoras y San Idelfonso, al aplicar la metodología de evaluación de calidad planteada.

Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones más relevantes de este trabajo.

PRESENTACIÓN

En los últimos años la calidad de la energía, además de evaluar la continuidad del suministro (frecuencia y duración de interrupciones), incluye también la evaluación de las variaciones de voltaje, corriente y frecuencia, debido a que se han agregado al sistema eléctrico un elevado número de equipos más sensibles a este tipo de variaciones, en su gran mayoría controlados electrónicamente, lo cual ha dado origen a la formulación de normativas que buscan establecer los límites entre los cuales deben fluctuar estos parámetros, con la finalidad de disminuir su afectación al usuario final.

Es así que en nuestro país, se expidió la Regulación No. CONELEC 002/06 "Calidad del Servicio de Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI", que entre otros evalúa el nivel de voltaje y, la calidad del servicio de transporte y conexión del SNI (Duración y frecuencia de interrupciones), aspectos en los que se focaliza el desarrollo del presente trabajo.

En este trabajo se plantea una metodología para la evaluación de la calidad del transporte de potencia en lo que se refiere al nivel de voltaje y, de la calidad del servicio de transporte y conexión del SNI (Duración y frecuencia de interrupciones), cuyos resultados permitirán determinar el nivel de calidad en los puntos de conexión con los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Capítulo 1

INTRODUCCION Y GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Se presenta en este trabajo una metodología de evaluación de la calidad del nivel de voltaje y de la calidad del suministro de energía del Sistema Nacional de Transmisión - SNT, la información empleada para realizar el procesamiento estadístico de la variación de voltaje, cantidad de interrupciones y tiempo total de interrupción en puntos de conexión del SNT, fue tomada de los registros de operación del sistema en el año 2007.

Para determinar el nivel de calidad del voltaje en las barras de las subestaciones escogidas para el análisis, se utiliza el índice de variación del voltaje con respecto al voltaje nominal de barra, se plantea una metodología que permite establecer los límites entre los cuales varía el voltaje según las mediciones realizadas en el mes de diciembre de 2007.

La calidad del suministro de energía está orientada al problema de la continuidad del suministro como parte del concepto de "*confiabilidad del servicio*", entonces se plantea un método que considera el cálculo de índices de confiabilidad considerando únicamente las interrupciones de servicio debidas a fallas de líneas de transmisión y transformadores, a nivel de 138 kV y 230 kV; para barras e interruptores se considera índices de confiabilidad internacionales.

Se aplica el método de frecuencia y duración para la reducción de la topología del sistema de transmisión. El resultado de esta evaluación se refleja en índices de frecuencia y duración de interrupciones, tanto para la barra a la que se conecta un Agente en la subestación tipo, como en índices globales del sistema para líneas y transformadores.

Los resultados obtenidos, tanto de nivel de voltaje como del suministro de energía, son comparados con lo establecido en la Regulación CONELEC No. 002/06, y se trata de determinar el comportamiento de los índices obtenidos a futuro.

1.2 GENERALIDADES

1.2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Art. 15 literal a) del Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución señala que: el transmisor y los usuarios directos del SNT deberán firmar los Contratos de Conexión; el cual entre otros puntos señala el aspecto técnico de la conexión y faculta al transmisor a realizar un estudio de los niveles de calidad que puede ofrecer al agente en el punto de conexión al cual tiene acceso o va a acceder.

Este estudio debe contemplar los parámetros de calidad que establece la Regulación No. CONELEC 002/06 referente a “Calidad de Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNT”; en la actualidad no se cuenta con estos estudios y mucho menos con una metodología que permita establecer los niveles de calidad exigibles a las partes involucradas de tal forma que ninguna sea afectada.

La Regulación No. CONELEC 002/06 establece un límite de tiempo para cumplir con lo especificado en la misma, de lo contrario TRANSELECTRIC S.A. deberá asumir los pagos de compensaciones por incumplimiento de los parámetros de calidad que determina la regulación sea o no el responsable de tal situación.

1.2.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.2.1 Objetivo General

Determinar los Niveles de Calidad del Servicio de Transporte que TRANSELECTRIC S.A. puede ofrecer a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM.

1.2.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar las subestaciones a las cuales actualmente están conectados agentes del MEM (distribuidor, gran consumidor y/o generador) y seleccionar las subestaciones tipo para realizar el estudio.
- Identificar que equipos de medición tiene instalados TRANSELECTRIC S.A. en sus subestaciones, especificar sus características y establecer la información que estos pueden proporcionar.
- Desarrollar una metodología que permita establecer los niveles de calidad que se puede ofrecer a los agentes del MEM en las subestaciones a las cuales tienen acceso.
- Realizar una comparación de los resultados obtenidos con la metodología propuesta y lo dispuesto en la Regulación CONELEC No. 002/06 referente a “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI”.

1.2.3 ALCANCE

El proyecto de titulación se limita a la subestaciones seleccionadas a través de las cuales los agentes del MEM tienen acceso al Sistema Nacional de Transmisión - SNT, se hará una recopilación histórica de datos de las subestaciones

seleccionadas para un período de operación del SNT; debido a que TRANSELECTRIC S.A. no cuenta hasta el momento con el equipo necesario para la medición y registro de eventos de calidad en las subestaciones, el estudio queda limitado a la información disponible en la empresa, siendo considerados los siguientes aspectos:

Calidad del transporte de potencia:

- Nivel de voltaje

Calidad del servicio de transporte y conexión:

- Duración de las interrupciones
- Frecuencia de interrupciones

1.2.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Según la normativa vigente, TRANSELECTRIC S.A. y el agente que está conectado o que va a conectarse al SNT en caso de ser nuevo, tienen la obligación de firmar un contrato de conexión, este en una de sus cláusulas especifica las condiciones técnicas que debe cumplir la conexión con la finalidad de que ninguna de las partes involucradas sea afectada. TRANSELECTRIC S.A., como agente transmisor es el encargado de realizar un estudio que determine los niveles de calidad en el campo de conexión, por tal motivo el presente proyecto busca determinar estos niveles de calidad mediante el desarrollo de una metodología para aplicar a todos los puntos de conexión con el sistema.

Capítulo 2

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

2.1 SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR¹

En 1961, debido a un grave déficit de energía que atravesaba el país y la necesidad de aprovechar los recursos naturales existentes, se promulga la Ley Básica de Electrificación, la cual crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL como una entidad autónoma con participación del Estado, la cual esta facultada para la planificación, construcción y manejo de obras de infraestructura de energía hidroeléctrica; el INECEL es el responsable de la construcción de las centrales de generación de mayor capacidad del país, del Sistema Nacional de Transmisión y, de obras de distribución.

Sin embargo, debido a la necesidad de replantear la participación del Estado en el sector eléctrico, el 10 de Octubre de 1996, en el Suplemento del Registro Oficial No. 43, se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico - LRSE, la cual busca incentivar el desarrollo de un mercado de competencia y la inversión por parte del sector privado. Entonces se declara la liquidación del INECEL y se dispone que todas las acciones que el INECEL tiene en las empresas distribuidoras sean transferidas al Fondo de Solidaridad, y que las actuales instalaciones de generación y transmisión, se constituyan en sociedades anónimas de generación y transmisión, según corresponda, y pasen a ser propiedad del Fondo de Solidaridad.

El proceso de reestructuración del sector eléctrico permitió la participación del sector privado en el capital social de las empresas de generación, transmisión y distribución, asignándose un porcentaje de 51% para el Fondo de Solidaridad, 39% para el sector privado y, 10% para los trabajadores, ex - trabajadores y jubilados del sector eléctrico del total de las acciones.

¹ CONELEC, Plan de Nacional de Electrificación 2002-2012.

Por aproximadamente 9 años el sector eléctrico ecuatoriano se ha venido desarrollando con este modelo, no obstante, el Gobierno actual se encuentra analizando una nueva propuesta de reestructuración del sector eléctrico ecuatoriano, con la finalidad de mejorar la situación económica financiera del sector; entonces se propone la creación de una Empresa Pública de Electricidad del Ecuador – EPEEC cuyo patrimonio se conformará con las acciones que el Fondo de Solidaridad dispone en las actuales empresas del sector.

La EPEEC contempla una empresa pública integrada de generación, transmisión y distribución, con un único comercializador para la generación, con patrimonio estatal, con una sola administración; incluyéndose las actividades de regulación, concesiones, fijación de tarifas, planificación, licitaciones, ejecución de proyectos de inversión, operación del SNI y con una coordinación de la operación de la distribución en todo el país. Las funciones de control de calidad de usuario final, a una entidad externa, que puede ser una Superintendencia de Servicios Públicos.

2.1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ²

La actual estructura del Sector Eléctrico señalada en el Art. 11 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, es la siguiente:

- El Consejo Nacional de Electricidad;
- El Centro Nacional de Control de la Energía;
- Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación;
- La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución y Comercialización.

Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC

El CONELEC en representación del Estado asume las funciones de planificación, regulación, control y fijación de tarifas. Además se encarga de otorgar las

² Ley del régimen del Sector Eléctrico, Abril 2007.

concesiones y, en general de supervisar y garantizar el funcionamiento del mercado eléctrico.

Centro Nacional de Control de Energía – CENACE

Es el responsable de las operaciones técnicas, comerciales y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, de tal forma que se mantengan las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado – SIN, y se abastezca la demanda del mercado al mínimo costo posible.

Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación

Las empresas de generación operan como sociedades anónimas, por lo cual asumen los riesgos comerciales propios de su condición operativa, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se limitan a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Los generadores no pueden transmitir, ni distribuir energía.

Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión

La concesión de la transmisión de energía se la otorgó a una empresa única de transmisión, TRANSELECTRIC S.A., ésta es la responsable de la operación y control del Sistema Nacional de Transmisión, tiene la obligación de elaborar el Plan de Expansión del Sistema el cual debe ser aprobado por el CONELEC para su ejecución. Además, el transmisor tiene la obligación de permitir el libre acceso de terceros a sus instalaciones, no está facultado para comercializar energía.

Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución y Comercialización

Las empresas de distribución se consolidan como sociedades anónimas, éstas tienen la obligación de satisfacer la demanda de servicios de electricidad en su área de concesión, manteniendo los niveles de calidad de servicio técnico y comercial establecidos en su contrato de concesión.

Los distribuidores no pueden generar energía eléctrica, salvo cuando se constituyan personas jurídicas ajenas a la distribuidora. Al igual que el transmisor, tienen la obligación de otorgar el libre acceso de terceros a sus instalaciones.

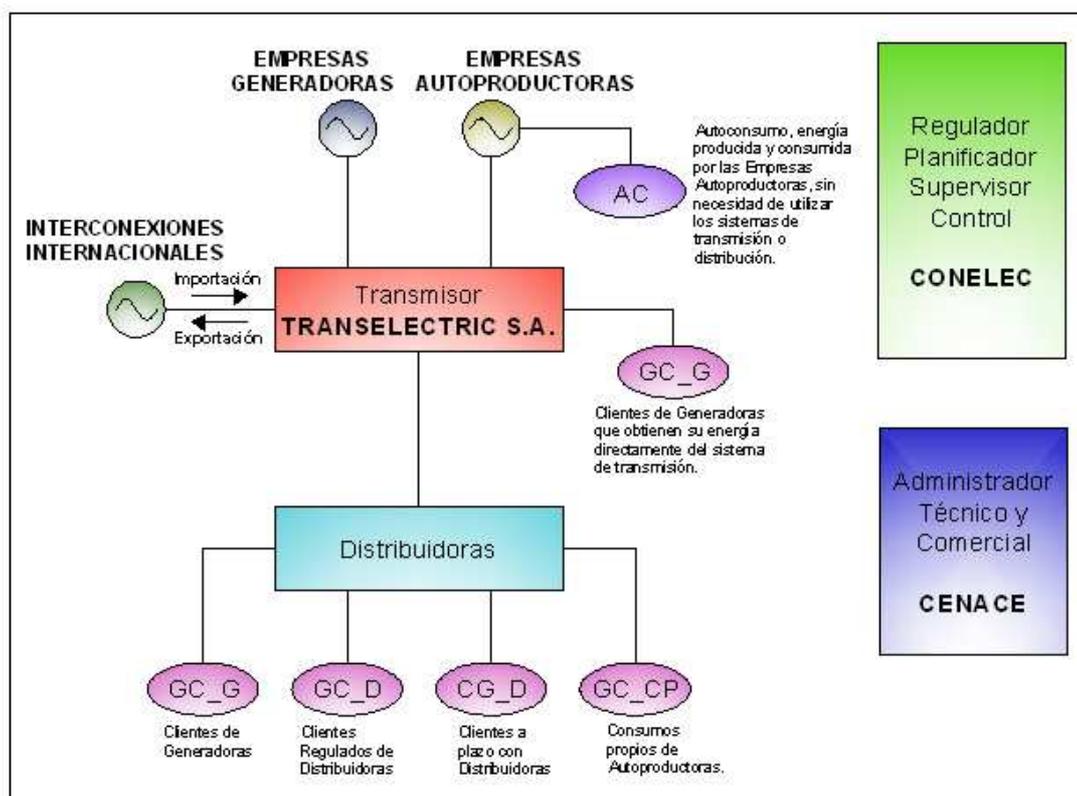


Gráfico No. 2.1.- Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2.1.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, es un mercado abierto a nivel de generación y regulado a nivel de transmisión y distribución, está constituido por las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores, denominados Agentes del MEM, los cuales están incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

El MEM abarca la totalidad de las transacciones de energía eléctrica que se celebran entre generadores, distribuidores y grandes consumidores, incluida la

importación y exportación de energía; las transacciones pueden realizarse mediante ventas por contratos a plazo ó ventas en el mercado ocasional.

Los contratos a plazo se celebran, por un término mínimo de un año, entre generadores y distribuidores y, entre generadores y grandes consumidores, los precios son pactados libremente.

En el mercado ocasional se realizan transacciones entre generadores, entre generadores y distribuidores, y entre generadores y grandes consumidores, los precios se fijan de acuerdo a las unidades despachadas por el CENACE.

2.2 CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La “**energía eléctrica**” tiene actualmente una doble concepción como producto – servicio, y por tanto, como tal debe cumplir con ciertos estándares de calidad que garanticen el funcionamiento óptimo de la red eléctrica, es decir, el funcionamiento óptimo del sistema generación - transmisión - distribución.

La “**calidad**” por otro lado, es una propiedad inherente de cualquier cosa, que permite que esta sea comparada con cualquier otra de su misma especie. La palabra calidad tiene múltiples significados, sin embargo, depende de la percepción que el cliente/usuario tenga de la misma, es decir, para usuarios con equipos electrónicos sensibles a las perturbaciones, como es el caso del control digital de procesos, la principal preocupación será la distorsión de la tensión, mientras que para los usuarios industriales, la primordial exigencia será la continuidad del suministro de energía.

Sin embargo, a nivel de transmisión de energía, la calidad agrupa los dos aspectos antes mencionados, puesto que la red de transmisión es el vínculo que une a la generación y a la distribución de energía, siendo esta última la más sensible a las variaciones propias de la red.

La Regulación No. CONELEC 002/06 "Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI", establece las siguientes definiciones:

- **Calidad de Potencia.-** conjunto de características de las ondas de voltaje y de corriente para el suministro de potencia a la demanda, entre las cuales se consideran: frecuencia, magnitud, forma, simetría y ángulo de fase.
- **Calidad del Servicio de Transporte.-** conjunto de características sobre la continuidad del suministro de potencia, referidas a la disponibilidad de las instalaciones en condiciones normales de operación del sistema.

Entonces, según las definiciones citadas anteriormente, de forma general se puede decir que la **calidad del transporte de energía**, está compuesta por la calidad de potencia y la calidad del servicio de transporte, cuyas características, en conjunto, determinan la calidad del producto y servicio que se entrega a los usuarios directos del sistema de transmisión.

En el Ecuador, se han establecido regulaciones, con la finalidad de mejorar la eficiencia del sistema y mantener un control de la calidad de la energía eléctrica que brinda la empresa concesionaria de transmisión a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

2.2.1 MARCO REGULATORIO DE LA CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR

El desarrollo tecnológico de los últimos años, ha originado el incremento de controles y dispositivos electrónicos, electrodomésticos con elementos de estado sólido y cargas no lineales (como hornos de arco, equipos con núcleos saturados, etc.), los cuales han provocado una variación significativa de las ondas de tensión y corriente del sistema eléctrico afectando las condiciones del suministro de energía eléctrica, pudiendo ocasionar el mal funcionamiento o daño de los equipos y procesos.

Por lo tanto, los agentes del MEM y el CENACE deben regirse según las regulaciones dictadas por el CONELEC, con el fin de mitigar los efectos propios de la operación del sistema y ofrecer a los usuarios un servicio de energía eléctrica de alta calidad, seguridad y confiabilidad

Las regulaciones vigentes en el país sobre calidad de energía eléctrica que están relacionadas directa o indirectamente con la etapa de transmisión son las siguientes:

- ***Regulación No. CONELEC – 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación”***

Tiene como objetivo proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, contempla, entre otros, la Planificación de la operación, Operación en tiempo real, Coordinación de la ejecución de mantenimientos, Procedimientos para estado de emergencia del SNI, Normas y requisitos técnicos para incorporación de nuevas instalaciones.

- ***Regulación No. CONELEC – 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”***

Su objetivo es establecer los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.

- ***Regulación No. CONELEC – 002/06 “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI”***

El objetivo de esta regulación es establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad del transporte de potencia, y del servicio de transporte 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 MEM,

Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM y Procedimientos de Despacho y Operación.

Esta regulación considera los siguientes parámetros:

Calidad del Transporte de Potencia:

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

Calidad del Servicio de Transporte y Conexión:

- Duración de las interrupciones
- Frecuencia de interrupciones

Debido a que el presente trabajo, considera para su desarrollo únicamente la calidad del nivel de voltaje y, la duración y frecuencia de interrupciones, a continuación detallaremos lo que Regulación No. CONELEC 002/06 señala con respecto a éstos parámetros:

La ***Calidad del nivel de voltaje*** se calcula en base a índices que consideran el porcentaje de variación de los voltajes de operación con respecto al valor nominal para esa barra. El rango de variación se indica en la siguiente tabla:

Barras de 230kV.	Barras de 138kV.	Barras de 69kV, 46kV y 34.5kV
+/- 5% del voltaje nominal	+ 5% / -7% del voltaje nominal	+/- 3% del voltaje nominal

Tabla No. 2.1.- Bandas de Variación de Voltaje

La **Calidad de Servicio de Transporte y de Conexión**, se evalúa anualmente sobre la base de indicadores de frecuencia de desconexiones y de duración de las indisponibilidades de cada una de las instalaciones de transmisión y conexión.

El porcentaje de disponibilidad de una instalación se calcula sobre la base de las horas de indisponibilidad, de acuerdo a la relación siguiente:

$$\text{Disponibilidad} = \left[1 - \left[\frac{(\text{Horas Indisponibilidad})}{8760} \right] \right] \times 100\%$$

Para calcular las horas de indisponibilidad anual de una instalación, se toma en cuenta las siguientes indisponibilidades:

Indisponibilidad parcial (IP)	Horas de disminución de su capacidad de transporte normal	$IP = \sum_{i=1}^n T_i * \left[1 - \frac{CR_i}{CN} \right]$
Indisponibilidad Total (IT)	Tiempo de duración de las salidas de servicio o desconexiones	$IT = \sum_{i=1}^j T_i$
<p>IP Horas acumuladas de indisponibilidad parcial de la instalación. i Evento i-ésimo de indisponibilidad parcial o total respectivamente. 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. IT Horas reales acumuladas de indisponibilidad total de la instalación. j Número de indisponibilidades totales en el período considerado. Ti Horas de indisponibilidad total de la instalación en el evento i-ésimo.</p>		

Entonces, el porcentaje de disponibilidad anual de una instalación será:

$$\text{Disponibilidad} = \left[1 - \left[\frac{(IP+IT)}{8760} \right] \right] \times 100\%$$

Cada tres años, el Transmisor y los Agentes que operan sistemas de transmisión dispondrán de una salida adicional de hasta 72 horas para realizar mantenimiento

mayor a cada uno de los transformadores de sus sistemas, el cual debe constar en los programas de mantenimiento anuales.

El tiempo máximo de indisponibilidad de una instalación de transmisión o punto de conexión será de 36 horas a partir de que los incumplimientos (niveles de voltaje o suspensión del suministro) que ocasionaron ese evento hayan sido superados por otros medios.

El número de desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales anuales. Los límites de número de desconexiones (NDP) para circuitos de líneas de transmisión, aumentarán en 0.5 desconexiones con cada recierre automático exitoso en casos de fallas transitorias.

El máximo de horas de indisponibilidad (LHI) y de número de desconexiones (NDP), son las siguientes:

TIPO DE INSTALACIÓN		DISPONIBILIDAD (%)	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN ⁽¹⁾	AGENTE	---	---	5
	TRANSMISOR	99,920	7	3
CAMPO DE CONEXIÓN ⁽²⁾	AGENTE	---	---	5
	TRANSMISOR	99,772	20	4
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV		99,658	30	7
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV		99,658	30	7
CAPACITOR Y REACTOR		99,772	20	4
TRANSFORMADOR		99,658	30	4

(1) Campo de Conexión pertenece al Agente

(2) Campo de Conexión pertenece al Transmisor

Tabla No. 2.2.- Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones según la Regulación CONELEC 002/06

2.3 SECTOR ELÉCTRICO DE OTROS PAÍSES

2.3.1 SECTOR ELÉCTRICO DE ESPAÑA³

A raíz de la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, el sector eléctrico español pasó a un modelo que promueve la competencia entre las empresas a través de la creación de un mercado eléctrico liberalizado, donde el papel del Estado se limita a la elaboración de la regulación; se implanta un mercado mayorista organizado de electricidad en el que las decisiones son tomadas libremente por los diferentes agentes económicos.

La generación y comercialización de energía eléctrica se desarrollan en un régimen de libre competencia, basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores, y un sistema de demandas propuesto por los consumidores que tengan la condición de cualificados, distribuidores y/o comercializadores; la gestión técnica y económica del sistema; el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas. La planificación de la red de transporte es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas.

Los agentes del mercado y aquellos sujetos no nacionales autorizados que puedan realizar tránsitos de electricidad entre grandes redes, tienen derecho a acceder a la red de transporte o de distribución debiendo gestionar su acceso al gestor de la red de transporte y al operador del sistema para la primera, y al gestor de la red de distribución para la segunda.

La Calidad de Servicio en la Red de Transporte se exige por punto de frontera y por instalación:

³ Ver bibliografía [5] y [6].

- La calidad de suministro en los puntos frontera de la red de transporte se mide considerando: el *Tiempo de Interrupción*, el *Número de Interrupciones*, la *Frecuencia* y la *Tensión*.
- La calidad de suministro en las instalaciones considera la disponibilidad anual de la instalación, para lo cual se calcula el *Índice de Disponibilidad Individual (Ili)*:

$$Ili = \frac{ti}{T} \cdot 100$$

Donde:

ti = tiempo de indisponibilidad de la instalación i (horas).

T = duración del período en estudio (horas).

El *Índice de disponibilidad de la instalación (IDi)* se obtiene como:

$$IDi = 100 - Ili. \text{ Este valor debe ser igual o superior a } 90\%.$$

Además, en su normativa señala el cálculo de indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte: energía no suministrada (ENS), tiempo de interrupción medio (TIM) y Índice de disponibilidad (ID), los límites de estos indicadores son los siguientes: ENS = $1,2 \times 10^{-5}$ de la demanda de energía eléctrica en barras de central; TIM = 15 Minutos/año; ID = 97 %, y están definidos de la siguiente forma:

- La *Energía No Suministrada (ENS)* mide la energía cortada al sistema eléctrico (MWh) a lo largo del año por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de transporte del sistema eléctrico; se mide en MWh. Se contabilizan sólo las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.
- El *Tiempo de Interrupción Medio (TIM)* es la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema, expresada en minutos.

$$TIM = HA \times 60 \times ENS/DA.$$

Donde:

HA = horas anuales.

DA = demanda anual del sistema en MWh.

- *Índice de Disponibilidad (ID)* se expresa por el porcentaje del tiempo total que sus líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva han estado disponibles para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del índice de indisponibilidad (II) definido por la siguiente expresión:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i} \times 100$$

Donde: T_i = tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas).

N = número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.

T = duración del período en estudio (horas).

PN_i = potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

El índice de disponibilidad total de la red de transporte (ID) se obtiene como:

$$ID = 100 - II$$

El transportista es el responsable del cumplimiento del índice de disponibilidad (ID) de sus instalaciones; mientras el operador del sistema y gestor de la red de transporte es el responsable del cumplimiento de los niveles de calidad de suministro en los puntos frontera.

La Red Eléctrica de España es la principal propietaria del sistema de transporte, actualmente posee el 98% de las redes de 400 kV y el 69% de las de 220 kV, además cumple las funciones de operador del sistema y del mercado, y de gestor de transporte. En el informe presentado en el 2006 presenta los siguientes resultados⁴:

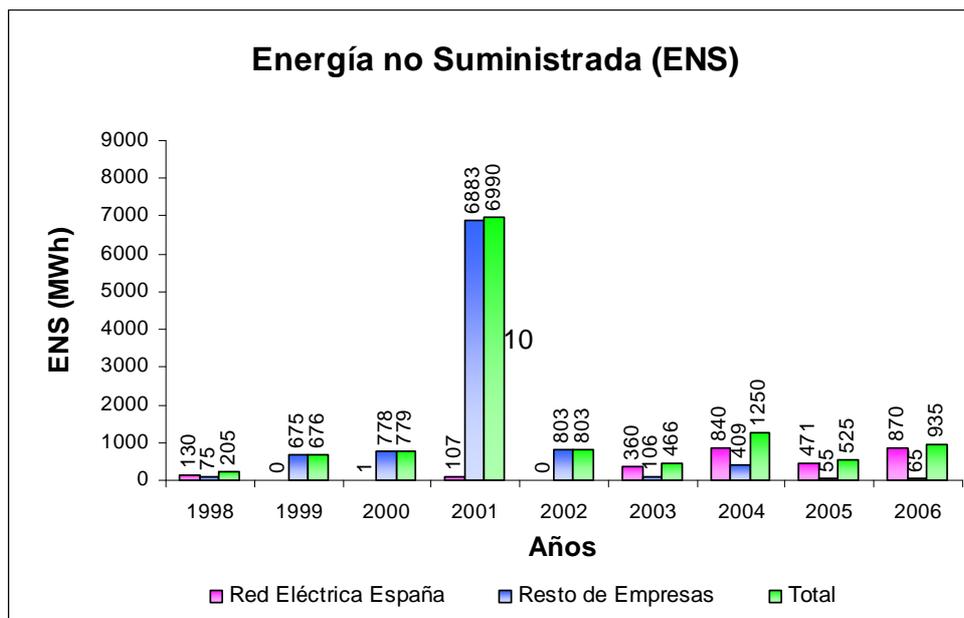


Gráfico No. 2.2.- Red Eléctrica España - Energía no suministrada

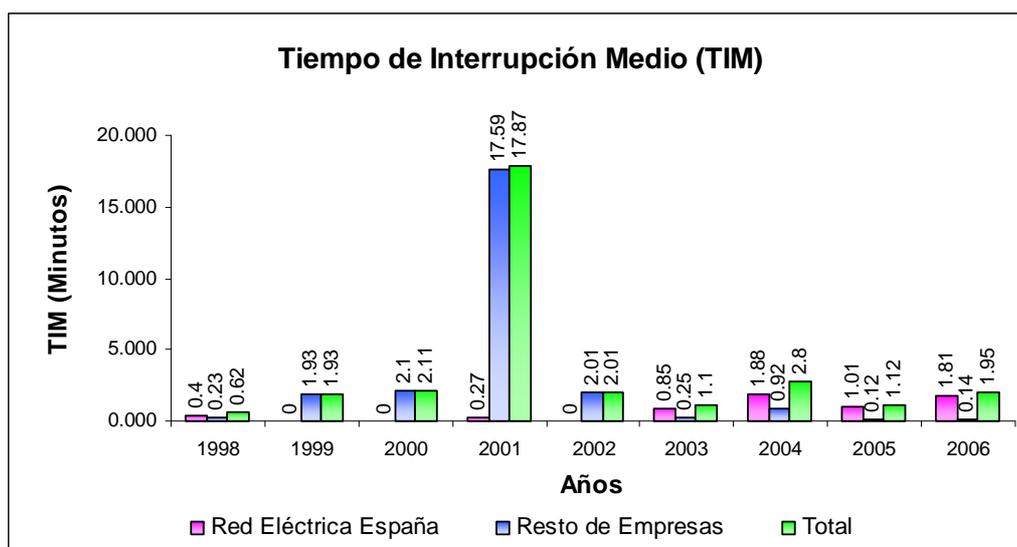


Gráfico No. 2.3.- Red Eléctrica España – Tiempo de Interrupción Medio

⁴ Referencia bibliográfica [7].

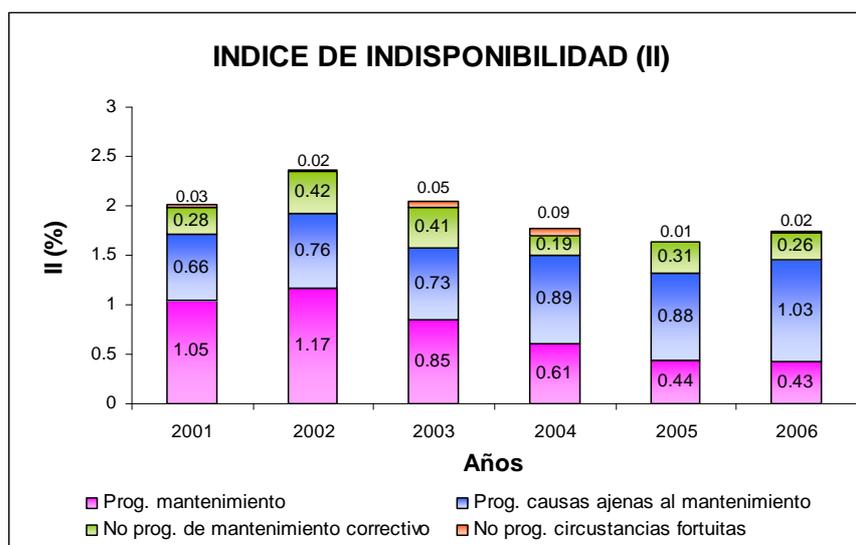


Gráfico No. 2.4.- Red Eléctrica España – Índice de Disponibilidad

2.3.2 SECTOR ELÉCTRICO DE CHILE⁵

Chile en el año de 1982, fue uno de los primeros países en implementar un esquema de mercado en el que se separan las actividades de generación, transporte y distribución, estableciendo un mercado competitivo en generación, y regulado para las actividades de transmisión y distribución de la energía eléctrica, se tiene acceso a las redes de transmisión y distribución mediante el pago de un peaje. Las generadoras y transmisoras coordinan sus centrales y líneas, para garantizar la operación al menor costo posible.

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico son la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

Desde el punto de vista del abastecimiento eléctrico, Chile se divide en cuatro zonas, siendo la más relevante por cobertura geográfica y población atendida, aquella cubierta por el Sistema Interconectado Central (SIC), el cual está formado

⁵ Ver bibliografía [8] y [9].

por líneas de 500 kV, 220 kV y 154 kV, y una serie de sistemas de transmisión secundaria que abastecen zonas de distribución a 110kV y 66kV, las que en total alcanzan aproximadamente los 11800 kilómetros de línea. Más del 80% de este sistema es de propiedad de empresas transmisoras dedicadas; TRANSELEC es la principal operadora.

En lo que se refiere a la Calidad del Servicio de Transporte, en el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se señalan los estándares aplicados para controlar la calidad del nivel de voltaje y la calidad del suministro de energía, su cumplimiento es obligatorio, caso contrario es sancionado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que es la encargada de velar por el acatamiento de la norma citada.

Si bien la normativa chilena no es muy clara en cuanto a las compensaciones relativas a la seguridad y calidad de servicio, señala que éstas se considerarán en el precio de nudo, el cual incluye el precio básico de la energía y el precio básico de la potencia de punta. A nivel de transporte de energía, dicha consideración se la a través de un factor de penalización, tanto de energía y como de potencia que, multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva.

La medición de voltaje se la realiza en los puntos de conexión del Sistema de Transmisión con las instalaciones de clientes y debe permanecer dentro de los límites mostrados en la tabla, durante el 99% del período de control.

Estado	Tensión	Límites
Normal y Alerta	$V_n \geq 500\text{kV}$	0,97 – 1,03
	$200\text{kV} \leq V_n < 500\text{kV}$	0,95 – 1,05
	$V_n < 200\text{kV}$	0,93 – 1,07
Emergencia	$V_n \geq 500\text{kV}$	0,95 – 1,05
	$200\text{kV} \leq V_n < 500\text{kV}$	0,90 – 1,10
	$V_n < 200\text{kV}$	0,90 – 1,10

Tabla No. 2.3.- Límites de Variación de Voltaje

La calidad del suministro se evalúa a través de la frecuencia de interrupciones, la potencia interrumpida y el tiempo total que se interrumpió el suministro a instalaciones de clientes. Las interrupciones se miden a través de los índices de continuidad FMIK y TTIK.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAfs_{inst}} \quad TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAfs_{inst}}$$

En donde:

- kVAfs_i: Potencia interrumpida en el punto de conexión [kVA].
 kVAfs_{inst}: Potencia instalada en el punto de conexión [kVA].
 Tfs_i: Tiempo de duración de cada interrupción.
 n: Número de interrupciones en el período.

Los índices de continuidad esperados, deben estar dentro de los siguientes límites:

Indisponibilidad		Horas de salida al año	Frecuencia de salida al año
Programada	Líneas $V_n \geq 500kV$	15 h c/100km	0,5 veces c/ 100km
	Líneas $200kV \leq V_n < 500kV$	20 h c/100km	1,0 veces c/100km
	Líneas $V_n < 200kV$	25 h c/100km	2,0 veces c/100km
	Transformadores, Equipos de conexión y equipos estáticos de compensación	30 h.	1,0 veces.
Forzada	Líneas $V_n \geq 500kV$	5 h c/100km	0,5 veces c/ 100km
	Líneas $200kV \leq V_n < 500kV$	7 h c/100km	1,0 veces c/100km
	Líneas $V_n < 200kV$	10 h c/100km	2,0 veces c/100km
	Transformadores, Equipos de conexión y equipos estáticos de compensación	45 h.	1,0 veces.

Tabla No. 2.4.- Límites de los Índices de Continuidad.

2.3.3 SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA⁶

Entre 1991 y 1993 se llevaron a cabo importantes modificaciones dentro del sistema eléctrico argentino; las funciones de actividad eléctrica se segmentaron en generación, transmisión y distribución.

Se implantó un nuevo sistema, poniendo énfasis en la regulación de la competencia y en el correcto desenvolvimiento del mercado, dando nacimiento al ENRE (Ente Nacional Regulador de Electricidad), el cual entre otros aspectos, debe velar por el cumplimiento de la legislación vigente.

Se creó CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), la cual se encarga de la coordinación de las operaciones de despacho, es responsable del establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La estructura del sector eléctrico argentino tiene como finalidad incentivar la participación de las inversiones privadas, presentando un mercado competitivo a nivel de generación, y regulado a nivel de transmisión y distribución, estos últimos deben garantizar el libre acceso a sus instalaciones a terceros.

El sistema de transporte está dividido en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (STEEAT), como el conjunto de instalaciones de transmisión de tensión igual o superior a 220kV; y el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (STEEDT), como el conjunto de instalaciones de transmisión en tensión igual o superior a 132 kV y menor a 400kV. La operación del STEEAT (500kV) está a cargo de TRANSENER, aproximadamente 6867 km. de longitud; y el STEEDT es operado por TRANSNEA, TRANSPA y TRANSCOMAHUE, 284 km. de longitud.

⁶ Ver bibliografía [10] y [11].

En los contrato de concesión se especifican las obligaciones de los concesionarios en cuanto a la calidad técnica y comercial del servicio de transporte.

En el Subanexo II B del contrato de concesión de TRANSENER⁷, “Régimen de calidad de servicio y sanciones del sistema de transporte en alta tensión”, se establece que la calidad del servicio de transporte se mide en base a la disponibilidad del equipo de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada, por lo que se sanciona la indisponibilidad del equipamiento en general.

El valor de la sanción a aplicar por indisponibilidad forzada es proporcional a los montos que se abonan en concepto de conexión y capacidad de transporte del equipo en consideración y se tienen en cuenta para ello los siguientes aspectos:

- La duración de la indisponibilidad
- El número de las salidas de servicio forzadas
- Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico.

La sanción a aplicar sobre el equipamiento considerado en indisponibilidad programada es igual al 10% del a correspondiente a la sanción por indisponibilidad forzada. El contrato de concesión prevé distintas categorías para la aplicación de sanciones y a partir del segundo período tarifario establece un sistema de premios cuyo valor es proporcional a los montos de las sanciones tomando como referencia el nivel de calidad registrado por TRANSENER durante el primer período tarifario.

El indicador utilizado para sancionar y premiar el nivel de calidad, es la *tasa de falla*, la cual determina la cantidad de salidas forzadas de líneas por 100 Km. y por año, además proporciona una idea de la calidad de la administración de la empresa, según su eficiencia en la Operación y Mantenimiento de sus respectivos equipamientos.

⁷ Referencia bibliográfica [10].

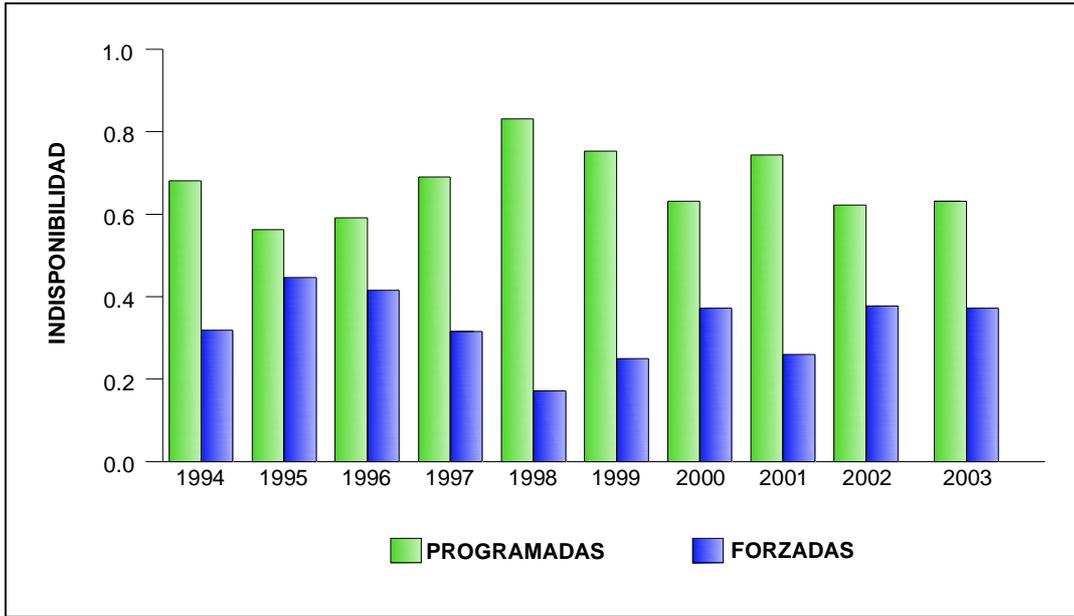


Gráfico No. 2.5.- CAMMESA Informe 2005 – Índice Disponibilidad

CAMMESA en el informe 2005 señala las sanciones y premios aplicados a TRANSENER, el cual registra un monto de 41.483.017 dólares acumulados en sanciones y de 20.248.662 dólares acumulados en premios hasta el año 2004.

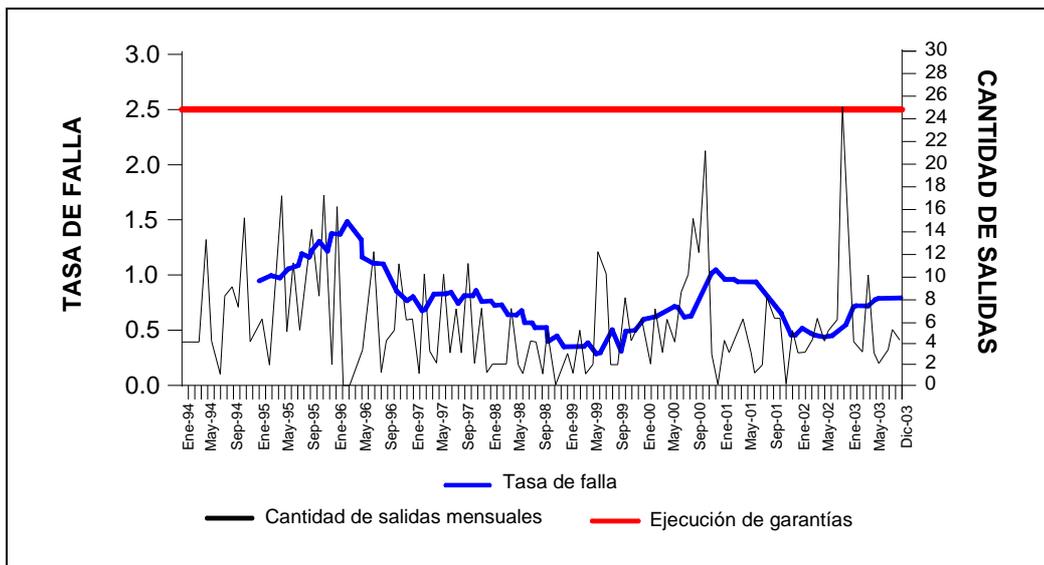


Gráfico No. 2.6.- CAMMESA Informe 2005 – Tasa de Falla

2.4 RESUMEN COMPARATIVO

- El sector eléctrico de los países analizados: Ecuador, España, Argentina y Chile, tienen las siguientes características en común:
 - Segmentan las actividades de electricidad: generación, transmisión y distribución
 - Tienen un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y regulado a nivel de transmisión y distribución, estas dos últimas actividades son caracterizadas como monopolios naturales.
 - El transmisor y los distribuidores están obligados a otorgar el libre acceso a sus instalaciones a terceros, mediante el pago de peajes.
 - Las empresas transmisoras no pueden realizar transacciones comerciales, venta o compra de energía, su actividad se limita exclusivamente al transporte de energía.

La segmentación de las actividades del sector eléctrico, busca crear un mercado competitivo a nivel de generación con la finalidad de promover la libre competencia entre empresas que se dedican a la generación e incentivar la inversión del sector privado; mientras que las actividades de transmisión y distribución se consolidan como actividades reguladas.

- Las regulaciones de calidad del servicio a nivel de transmisión de los países analizados, enfocan su regulación a la calidad de las características de la onda de voltaje y a la calidad de continuidad del suministro, se da hincapié a este último parámetro. Utilizan indicadores individuales (puntos de conexión) y globales (sistema), con el fin de cuantificar la calidad de los parámetros antes mencionados.
- En cuanto a los mecanismos utilizados para mantener o mejorar la calidad del servicio, prácticamente todos proponen penalizaciones en caso de incumplimiento, y en el caso de España y Argentina se combina con incentivos

cuando se consiguen buenos niveles de calidad. En los países analizados se tiene lo siguiente:

- En Ecuador, se utiliza un sistema de penalizaciones, se sanciona económicamente al agente que incumple los niveles de calidad establecidos en la regulación, y de igual manera se compensa al agente que se ve afectado por estos incumplimientos, sin embargo, no se especifica la metodología para calcular estas compensaciones.
 - En Chile, se aplica una sanción económica por el incumplimiento de los niveles de calidad, este valor se incluye en el precio de nudo a través de un factor de penalización.
 - En Argentina y España, las normas relacionadas con la calidad del servicio a nivel de transmisión están encaminadas a que las empresas concesionarias de la actividad de transporte mejoren los niveles de calidad obtenidos, por lo que se utiliza un sistema de premios y sanciones económicas. Este sistema también permite tener una señal económica del estado en que se encuentra el gerenciamiento de las empresas concesionarias del servicio de transporte de energía.
- Los resultados obtenidos en Chile, Argentina y España por las concesionarias Transelec, Transener y Red Eléctrica España respectivamente, pueden ser considerados como satisfactorios dentro de su propio marco normativo, ya que se encuentran dentro de los límites establecidos, no se puede hacer una comparación más exhaustiva entre ellos puesto que los indicadores utilizados por cada uno, no son comparables cuantitativamente, sin embargo es una señal de que es posible mantener buenos niveles de calidad a nivel de transporte de energía.
- La calidad de la energía en sistemas eléctricos depende de la percepción que el usuario tenga de la misma; sin embargo, tanto normativas nacionales como internacionales, coinciden al evaluar como base dos aspectos: la calidad de onda y la continuidad del suministro, estableciendo ciertas pautas para hacer cumplir la misma que incluye sanciones y/o compensaciones económicas.

CUADRO COMPARATIVO RESUMEN

	ECUADOR	CHILE	ARGENTINA	ESPAÑA
Actividades reconocidas	Generación, transmisión y distribución	Generación, transmisión y distribución	Generación, transmisión y distribución	Generación, transmisión y distribución
Tipo de mercado	Mercado Mayorista Libre competencia generación. Regulado transmisión y distribución.	Mercado Mayorista Libre competencia generación. Regulado transmisión y distribución.	Mercado Mayorista Libre competencia generación. Regulado transmisión y distribución.	Mercado Mayorista Libre competencia generación. Regulado transmisión y distribución.
Política sectorial y normas	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Ministerio de Economía y Energía, Comisión Nacional de Energía.	Secretaría de Energía	Ministerio de Economía
Organismos reguladores	Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	Ente Regulador de Electricidad - ENRE	Comisión Nacional del Sector Eléctrico - CNSE
Normas/regulaciones de Calidad	Regulación CONELEC No. 002/06	Norma técnica de seguridad y calidad del servicio; Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos	Anexo II-B. Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión.	Real Decreto 1955/2000 – Capítulo IV
Tipo de Regulación ó Normativa	Sanciona al agente que incumple la regulación y compensa a los agentes afectados.	Sanción económica por incumplimientos, valor incluido en el factor de penalización.	Incentivos y penalizaciones	Incentivos y penalizaciones
Parámetros considerados para evaluación de la calidad.	Nivel de voltaje Contenido de armónico de Voltaje Balance de Voltaje Contenido de armónico de Corriente Balance de Corriente Factor de Potencia de la carga Duración de las interrupciones Frecuencia de Interrupciones	Control de tensión y frecuencia Calidad del suministro Indisponibilidad del sistema de transmisión. Control del factor de potencia (15 minutos y de 1 hora).	Disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación, y su capacidad asociada.	Número y duración de las interrupciones del suministro. Características de la onda de tensión. Indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte. Niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera del transporte.
Exigibilidad de regulación	L/T > 90kV. Instalaciones para transformación y regulación de voltajes. Instalaciones de campos de conexión de empresas distribuidoras y GC.	Por punto de conexión	Equipamiento en general	Por instalación y punto de frontera

Tabla No 2.5.- Cuadro de Comparación del Sector Eléctrico de Ecuador, Chile, Argentina y España.

Capítulo 3

AGENTES CONECTADOS AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

3.1 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El Sistema Nacional de Transmisión – SNT está conformado por un conjunto de 33 subestaciones, de cuales dos son de seccionamiento (Pucará y San Idelfonso) y dos son móviles; líneas de transmisión en 230kV que forman un anillo, y líneas de transmisión en 138kV que se derivan en forma radial desde las respectivas subestaciones, estos elementos en conjunto, permiten transportar la energía producida por las centrales de generación hacia los puntos de entrega de energía, subestaciones del SNT, y desde ahí al usuario final.

El anillo troncal de 230 kV lo conforma el circuito Molino – Milagro –Pascuales – Quevedo – Sto. Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba – Molino; de dichas subestaciones se derivan líneas radiales a 230 kV, 138kV y 69 kV para unir el resto de subestaciones que también cumplen la función de receptor y entregar la energía generada y a consumirse respectivamente; la capacidad máxima instalada de transformación es de 7297 MVA.

3.1.1 CONFIGURACIÓN DE BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT⁸

Las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión, a nivel de 230kV operan bajo el esquema de doble barra con acoplador; a nivel de 138kV y 69kV bajo el esquema de barra principal y transferencia, a excepción de las siguientes subestaciones:

- S/E Trinitaria: Barra simple en 230kV.
- S/E Posorja: No tiene barras en 138kV.

⁸ Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016.

- S/E Babahoyo: No tiene barras en 138 kV ni en 69 kV.
- S/E Policentro: Barra simple en 138 kV y barra simple en 69 kV.
- S/E Machala: Doble barra con acoplador en 69 kV.
- S/E Mulaló: No tiene barras en 69 kV.

3.2 AGENTES CONECTADOS AL SNT

Dependiendo de la capacidad del proyecto de generación, éstos generalmente se conectan a nivel de 230kV y 138kV; mientras que los agentes distribuidores y grandes consumidores, por las características propias de su actividad, lo hacen a nivel de 138 kV y 69kV. En su mayoría, los grandes consumidores se conectan al SNT a través de empresas eléctricas de distribución.

Los agentes, generadores, distribuidores o grandes consumidores, físicamente se conectan a la barra de la subestación mediante una bahía de línea, a excepción de las Empresas Eléctricas Cotopaxi (ELEPCO) y Los Ríos (EMELRIOS), que al no tener barras a nivel de 69kV, se conectan mediante una bahía de línea directamente al transformador.

En la siguiente tabla, se indica la lista de los agentes que actualmente están conectados al SNT:

SUBESTACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (KV)	ESQUEMA DE BARRA	AGENTE	ALIMENTADORES	TIPO
SANTA ROSA	138	Barra principal y transferencia	TERMOPICHINCHA	C. Gas Sta. Rosa (3Uni.)	Generador
			EEQSA	El Carmen (EMAAP)	Distribuidor
				Eugenio Espejo	
				S. Alegre	
				E.E.Q.S.A (TRN)	
E.E.Q.S.A (TRP)					
TOTORAS	230	Doble Barra	HIDROPASTAZA	Hidropastaza (2L)	Generador
	138	Barra principal y transferencia	HIDROAGOYÁN	Agoyán (2L)	Generador

	69	Barra principal y transferencia	EEASA	Ambato Montalvo Baños	Distribuidor
VICENTINA	138	Barra principal y transferencia	EEQSA	E. E. Q. S. A. (T1 y T2)	Distribuidor
			TERMOPICHINCHA	CT Guangopolo (6Uni.)	Generador
AMBATO	69	Barra principal y transferencia	EEASA	Ambato (2L)	Distribuidor
			ELEPCOSA	Latacunga	Distribuidor
IBARRA	69	Barra Simple	EMELNORTE	Retorno	Distribuidor
				Otavalo	
				Cotacachi	
				Tulcán	
34.5	EMELNORTE	Ambi	S/E S. Alegre		
TULCAN	69	Barra principal y transferencia	EMELNORTE	San Gabriel (Tulcán 2)	Distribuidor
				Tulcán 1	
				San Miguel del Carmen	
MULALO	69	BPT sin barra en 69 kV.	ELEPCOSA	ELEPCOSA	Distribuidor
POMASQUI	138	Barra principal y transferencia	EEQSA	Quito (1 y 2)	Distribuidor
PUCARA	138	Barra principal y transferencia	HIDROAGOYÁN	Hidroagoyán (2 Uni.)	Generador
ORELLANA	69	Barra Simple	EE SUCUMBIOS	Payamino	Distribuidor
				Divino	
TENA	69	Barra Simple	EEASA	Puyo	Distribuidor
				Tena	
PASCUALES	138	Barra principal y transferencia	ELECTROQUIL	Electroquil 3 (176 MW)	Generador
			EMEPE	CEDEGE	Gran Consumidor
			ELECTROGUAYAS	C. T. Enrique García	Generador
	69		EMELGUR	Daule	Distribuidor
				V. Guayas	
			CATEG	Cervecería	
				Vergeles	
INTERAGUA	Gran Consumidor				
TRINITARIA	230	Barra Simple	TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS (180 MW)	Generador
	138	Doble Barra con acoplador	ELECTROGUAYAS	C. T. Trinitaria (133 MW)	Generador
			INTERVISA TRADE	Barcaza Victoria II (105 MW)	Generador
	69	DB con acoplador	CATEG	Guasmo	Distribuidor
				Pradera	
			Padre Canals		
			ULYSSEAS INC.	Power Barge I (30 MW)	Generador
SALITRAL	138	Barra principal y transferencia	ELECTROQUIL	C.G. Zevallos T1 Y T2	Generador
			ELECTROGUAYAS		
POLICENTRO	69	Barra Simple	CATEG	Tres Cerritos	Distribuidor
				Cristavid	
				Piedrahita	
				Fco. De Orellana	

STA. ELENA	69	Barra principal y transferencia	E.E. SANTA ELENA	Salinas	Distribuidor
				Libertad	
				Colonche	
				Chanduy	
POSORJA	69	Barra principal y transferencia	EMEPE	Playas	Distribuidor
				Posorja	
MACHALA	69	Doble Barra con acoplador	EMELORO	EMELORO (1 y 2)	Distribuidor
SAN IDELFONSO	138	Anillo	MACHALA POWER	Planta Machala Power	Generador
DOS CERRITOS	69	Barra Simple	EMELGUR	Daule	Distribuidor
				San Borondón	
				Durán norte y sur	
				Recreo	
STO. DOMINGO	69	Doble Barra	EMELSAD	Sto. Domingo (1 y 2)	Distribuidor
QUEVEDO	138	Barra principal y transferencia	HIDRONACIÓN	HIDRONACIÓN	Generador
	69	Barra principal y transferencia	EMELGUR	Quevedo norte	Distribuidor
			ENERMAX	Quevedo sur	
PORTOVIEJO	138	Barra principal y transferencia	HIDRONACIÓN	HIDRONACIÓN (2)	Generador
	69	Barra principal y transferencia	EMELMANABI	Portoviejo (3 aliment.) Jipijapa	Distribuidor
ESMERALDAS	69	Barra principal y transferencia	EMELESA	Esmeraldas Refinería	Distribuidor
	138		TERMOESMERALDAS	Central Esmeraldas	Generador
CHONE	69	Barra principal y transferencia	HIDRONACIÓN	HIDRONACIÓN (1)	Generador
			EMELMANABI	Calceta	Distribuidor
				Tosagua Chone	
MOLINO	230	Doble Barra con Acoplador	HIDROPAUTE	Paute Fase C (5Uni.)	Generador
	138			Paute Fase A-B (5 Uni.)	
MILAGRO	69	Barra principal y transferencia	EMELGUR	EMELGUR	Distribuidor
			EE MILAGRO	Milagro (3 alimentadores)	
RIOBAMBA	69	Barra principal y transferencia	E.E. RIOBAMBA	Riobamba (3 alimentadores)	Distribuidor
			E.E. BOLIVAR	Guaranda	
CUENCA	69	Barra principal y transferencia	E.E. AZOGUES	Azogues	Distribuidor
			E.E.R.C.S.S.A.	Cuenca (2L)	Distribuidor
				HIDROABANICO (LIMON)	Generador
LOJA	69	Barra principal y transferencia	E.E.R.S.S.A.	Loja (2L)	Distribuidor
BABAHOYO	69	Barra Simple	EMELRIOS	EMELRIOS	Distribuidor

Tabla No. 3.1.- Agentes conectados al MEM

3.3 SUBESTACIONES TIPO

Para la selección de las subestaciones consideradas para evaluar los parámetros de calidad de nivel de voltaje y de suministro de energía, se consideraron los siguientes criterios:

- Tipos de agentes conectados: generador, distribuidor y/o grande consumidor.
- Concentración de carga.
- Problemas de voltaje.
- Continuidad del suministro de energía eléctrica.
- Esquema de Barra.

Entonces se escogió las subestaciones Santa Rosa a nivel de 138 kV y, Pascuales a nivel de 138 kV y 69 kV, ya que al ser puntos críticos del sistema y concentrar mayor carga, en el caso de producirse la salida de estas subestaciones se deja sin alimentación a las zonas norte y sur-occidental del país respectivamente. Además, de la revisión de los registros de fallas, la subestación Pascuales es la que presenta el mayor número de desconexiones, por lo que se presume que tiene problemas de continuidad del suministro de energía eléctrica.

También se escogió la subestación Ibarra a 69 kV y 34.5 kV, debido a que ésta alimenta únicamente a un agente distribuidor, EMELNORTE; la subestación Totoras a nivel de 138 kV que alimenta a un agente generador, HIDROAGOYAN, y a nivel de 69 kV a un distribuidor, la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Y por último, se escogió la subestación San Idelfonso a 138 kV ya que opera bajo el esquema de barra en anillo y, a que se trata de una subestación de seccionamiento.

3.3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES TIPO

3.3.1.1 Subestación Santa Rosa

La subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV opera con la configuración doble barra con by-pass, tiene nueve bahías, seis de línea, dos de transformador y uno para acoplamiento con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Seis disyuntores de línea (Totoras 1, Totoras 2, Sto. Domingo 1, Sto. Domingo 2, Pomasqui 1 y Pomasqui 2), dos bahías para transformadores (ATT y ATU), una bahía de acoplamiento, y dos disyuntores asociados a los reactores RCX y RCW (10 MVAR).
- Dieciséis seccionadores selectores de barra, doce seccionadores de bahía de línea, cuatro seccionadores de transformador, ocho seccionadores by-pass, seis seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de acoplamiento de puesta a tierra, dos seccionadores asociados a los reactores RCX y RCW.

A nivel de 138 kV opera bajo la configuración de barra principal seccionada y transferencia, tiene diez bahías con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Cinco disyuntores de bahía de línea (El Carmen, Vicentina, Eugenio Espejo, Selva Alegre y Termopichincha), dos bahías de autotransformador (ATT y ATU), dos bahías para transformadores de subtransmisión (TRN y TRP) y una bahía de transferencia.
- Diez seccionadores de bahía de línea, ocho seccionadores de bahía de transformador, nueve seccionadores by-pass, cinco seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de acoplamiento de puesta a tierra.

SNT	Zona :	Norte
	Subestación :	Santa Rosa
	Esquema de Barra 230 kV	Doble barra con acoplador
	Esquema de Barra 138 kV	Barra principal y transferencia
	Tipo:	Transformación
	Nivel de Voltaje:	230 kV, 138 kV y 69 kV
Ubicación		
Provincia :	Pichincha	
Capacidad		
Potencia Nominal :	1025 MVA	
Autotransformador	ATU 230 / 138 / 13.8 kV (4 monofásico)	OA / FA / FOA 4 (75 / 100 / 125) MVA
	ATT 230 / 138 / 13.8 kV (3 monofásico)	OA / FA / FA 3 (75 / 100 / 125) MVA
Transformador	TRN 138 / 46 / 13.8 kV (1 trifásico)	OA / FA FOA 45 / 60 / 75 MVA
	TRP 138 / 69 / 13.8 kV (1 trifásico)	OA / FA / FOA 45 / 60 / 75 MVA
L/T que alimentan a la Subestación	A 230 kV doble circuito con:	SE Totoras
		SE Sto. Domingo
		SE Pomasqui
Conexiones con agentes del MEM	A 138 kV con:	E.E.Q.S.A. TERMOPICHINCHA
Instalaciones	9 bahías a 230 kV 10 bahías a 138 kV 2 reactores trifásicos RCX y RCW de 10 MVAR	

Tabla No. 3.2.- Características Principales Subestación Santa Rosa

Ver Anexo No. 3 Diagrama Unifilar Subestación Santa Rosa.

3.3.1.2 Subestación Ibarra

La subestación Ibarra a nivel de 138 kV, opera bajo la configuración de barra principal y transferencia, dispone de siete bahías con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Tres disyuntores de línea (Tulcán, Pomasqui 1 y Pomasqui 2), tres bahías de transformador (ATR, ATQ y T1), y una bahía de transferencia.
- Seis seccionadores de bahía de línea, seis seccionadores de bahía de transformador, seis seccionadores by-pass, tres seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de bahía de acoplamiento de puesta a tierra.

El patio ATR de 69 kV no tiene barra, el autotransformador ATR a nivel de 69 kV se conecta directamente al disyuntor, tiene dos seccionadores de línea y uno de puesta a tierra.

El patio ATQ de 69 kV tiene el esquema de barra simple y los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Un disyuntor del lado de 69 kV del autotransformador, tres disyuntores de línea (Otavalo, Cotacachi y Tulcán), un disyuntor asociado al capacitor C2 a nivel de 13.8 kV.
- Dos seccionadores asociados a la bahía del transformador, seis seccionadores de línea, cuatro seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores asociados al capacitor C2 (6 MAVAR).

En el patio de 34.5 kV tenemos los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Un disyuntor de transformador (T1 a 34.5 kV), dos disyuntores de línea (Ambi y Selva Alegre), un disyuntor asociado a al capacitor C1 a nivel de 13.8 kV.
- Cuatro seccionadores de línea, dos seccionadores de by-pass, tres seccionadores de puesta a tierra, y dos seccionadores asociados al capacitor C1 (6 MVAR).

Ver Anexo No. 3 Diagrama Unifilar Subestación Ibarra.

SNT	Zona	Norte
	Subestación	Ibarra
	Esquema de Barra 138 kV	Barra principal y transferencia
	Tipo	Transformación
	Nivel de Voltaje	138 kV, 69 kV y 34.5 kV
Ubicación	Provincia :	Imbabura
Capacidad	Potencia Nominal :	140 MVA
Transformadores	T1 138 / 34.5 / 13.8 kV	OA / FA / FOA 30 / 40 / 40 MVA
Autotransformadores	ATQ 138 / 69 / 13.8 kV	OA / FA / FOA 20 / 26 / 33.3 MVA
	ATR 138 / 69 / 13.8 kV	OA / FA / FOA 40 / 53.32 / 66.66 MVA
L/T que alimentan a la Subestación	A 138 kV:	SE Pomasqui
		SE Tulcán
Conexiones con agentes del MEM	A 69 kV con:	EMELNORTE
	A 34.5 kV con:	EMELNORTE
Instalaciones	7 bahías a 138 kV 5 bahías a 69 kV 3 bahías a 34.5 kV 2 bahías a 13.8 kV 2 capacitores trifásicos C1 y C2 de 6 MVAR c/u	

Tabla No. 3.3.- Características Principales Subestación Ibarra

3.3.1.3 Subestación Pascuales

La subestación Pascuales a nivel de 230 kV opera bajo la configuración de doble barra con by-pass, dispone de diez bahías, siete de línea, dos de transformador y uno de bypass, con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Siete disyuntores de línea (Trinitaria 1, Paute 1, Paute 2, Quevedo 1, Quevedo 2, Dos Cerritos y Milagro), dos disyuntores para transformador (ATT y ATU), un disyuntor de acoplamiento y dos disyuntores asociados a los reactores RCX y RCW (10 MVAR).

- Dieciocho seccionadores selectores de barra, catorce seccionadores de bahía de línea, cuatro seccionadores de bahía de transformador, nueve seccionadores by-pass, siete seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento selectores de barra, dos seccionadores de acoplamiento selectores de barra de puesta a tierra, dos seccionadores asociados a los reactores RCX y RCW.

A nivel de 138 kV opera bajo el esquema de barra principal seccionada y transferencia, tiene 11 bahías con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Dos disyuntores de línea (Cedege y Electroquil 3), tres bahías de autotransformadores (ATT, ATU del patio de 230 kV y ATR del patio de 69 kV), cinco bahías para la conexión con las subestaciones Sta. Elena, Salitral y Policentro, y una bahía de transferencia.
- Dieciséis seccionadores de bahía de línea, cuatro seccionadores de bahía de transformador, diez seccionadores by-pass, siete seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de acoplamiento de puesta a tierra, dos seccionadores by-pass de barra.

Tiene los siguientes equipos de corte y seccionamiento a nivel de 69 kV:

- Cinco disyuntores para líneas de salida (Daule, Interagua, Cervecería, Quinto Guayas, Vergeles), una bahía para la conexión de la C. T. Pascuales, una bahía de autotransformador ATR a 69 kV y una bahía de transferencia.
- Doce seccionadores de bahía de línea, dos seccionadores de transformador, siete seccionadores by-pass, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de puesta a tierra de acoplamiento, seis seccionadores de puesta a tierra.

Ver Anexo No. 3 Diagrama Unifilar Subestación Pascuales.

En la Tabla No. 3.4 se tiene un resumen de las principales características de esta subestación.

SNT	Zona :	Occidental
	Subestación :	Pascuales
	Esquema de Barra 230kV	Doble barra con acoplador
	Esquema de Barra 138/69kV	Barra principal y transferencia
	Tipo:	Transformación
	Nivel de Voltaje:	230 kV, 138 kV y 69 kV
Ubicación	Provincia :	Guayas
Capacidad	Potencia Nominal :	974 MVA
Autotransformador	ATU (3 monofásicos) 230 / 138 / 13.8 kV	OA / FA / FOA 3 (75 / 100 / 125) MVA
	ATT (3 monofásicos) 230 / 138 / 13.8 kV	OA / FA / FOA 3 (75 / 100 / 125) MVA
	ATR 138 / 69 / 13.8 kV	OA / FA / FOA 1 (134.4 / 168 / 224) MVA
L/T que alimentan a la Subestación	A 230 kV doble circuito:	SE Molino
		SE Milagro
		SE Quevedo
		SE Trinitaria
		S/E Dos Cerritos
	A 138 kV doble circuito:	SE Sta. Elena
		SE Policentro
SE Salitral		
Conexiones Con agentes del MEM	A 138 kV con:	EMEPE y ELECTOQUIL 3
	A 69 kV con:	CATEG, EMELGUR, ECAPAG y C.T. Pascuales
Instalaciones	10 bahías a 230 kV 11 bahías a 138 kV 8 bahías a 69 kV	

Tabla No. 3.4.- Características Principales Subestación Pascuales

3.3.1.4 Subestación Totoras

La subestación Totoras a nivel de 230 kV opera bajo la configuración de doble barra, dispone de ocho bahías, seis de línea, una de transformador y una de acoplamiento, con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Seis disyuntores de bahía de línea (San Francisco 1, San Francisco 2, Sta. Rosa 1, Sta. Rosa 2, Paute y Riobamba), un disyuntor de bahía de transformador (ATT), un disyuntor de bahía de acoplamiento y un disyuntor asociado al reactor RCQ (10 MVAR).
- Catorce seccionadores selectores de barra, doce seccionadores de bahía de línea, dos seccionadores de bahía de transformador, siete seccionadores by-pass, seis seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento selectores de barra, dos seccionadores de puesta a tierra de acoplamiento de barra, un seccionador asociado al reactor RCQ.

La subestación Totoras a nivel de 138 kV opera bajo la configuración de barra principal y transferencia, dispone de seis bahías: tres de línea, dos de transformador y una de acoplamiento, con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Tres disyuntores de bahía de línea (Agoyán 1, Agoyán 2, Ambato), dos disyuntores de transformador (ATT y ATQ) y un disyuntor de acoplamiento.
- Seis seccionadores de bahía de línea, cuatro seccionadores de transformadores, cinco seccionadores by-pass, tres seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de acoplamiento de puesta a tierra.

La subestación Totoras a nivel de 69 kV opera bajo la configuración de barra principal y transferencia, tiene cinco bahías, tres de línea, una de transformador

(ATQ lado de 69 kV) y una de acoplamiento, con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Tres disyuntores de línea (Ambato, Montalvo 2 y Baños), un disyuntor de transformador (ATQ) y un disyuntor de acoplamiento.
- Seis seccionadores de bahía de línea, dos seccionadores de transformador, cuatro seccionadores by-pass, tres seccionadores de puesta a tierra, dos seccionadores de acoplamiento, dos seccionadores de acoplamiento de puesta a tierra.

Ver Anexo No. 3 Diagrama Unifilar Subestación Totoras.

SNT	Zona :	Norte
	Subestación :	Totoras
	Esquema de Barra 230 kV:	Doble barra.
	Esquema de Barra 138/69 kV:	Barra principal y transferencia
	Tipo:	Transformación
	Nivel de Voltaje:	230 kV, 138 kV y 69 kV
Ubicación	Provincia :	Tungurahua
Capacidad	Potencia Nominal :	266 MVA
Autotransformador	ATT 230 / 138 / 13.8 kV (4 Monofásicos)	OA / FA / FOA 4 (20 / 26,7 / 33,3) MVA
	ATQ 138 / 69 / 13.8 kV (4 Monofásicos)	OA / FA / FOA 4 (20 / 26,7 / 33,3) MVA
L/T que alimentan a la Subestación	A 230 kV:	S/E Santa Rosa
		S/E Molino
		S/E Riobamba
Conexiones con agentes del MEM	A 230 kV con:	C. H. San Francisco
	A 138 kV con:	E.E.A.S.A., Central Agoyán
	A 69 kV con:	E.E.A.S.A.
Instalaciones	8 bahías a 230 kV 6 bahías a 138 kV 5 bahías a 69 kV	

Tabla No. 3.5.- Características Principales Subestación Totoras

3.3.1.5 Subestación San Idelfonso

San Idelfonso es una subestación de seccionamiento, opera bajo la configuración anillo, dispone de cinco bahías con los siguientes equipos de corte y seccionamiento:

- Cinco disyuntores (Machala 1, Machala 2, Milagro 1, Milagro 2 y Machala Power).
- Diez seccionadores selectores de barra, cinco seccionadores de bahía de línea, cinco seccionadores de puesta a tierra.

Ver Anexo No. 3 Diagrama Unifilar Subestación San Idelfonso.

SNT	Zona :	Sur-Occidental
	Subestación :	San Idelfonso
	Esquema de barra:	Anillo
	Tipo:	Seccionamiento
	Nivel de Voltaje:	138 kV
Ubicación	Provincia :	El Oro
L/T que alimentan a la Subestación	A 138 kV con:	S/E Machala
		S/E Milagro
Conexiones con agentes del MEM	A 138 kV con:	Planta Machala Power
Instalaciones	5 bahías	

Tabla No. 3.6.- Características Principales Subestación San Idelfonso

3.4 EQUIPOS DE MEDICION

Los equipos de medición son todos aquellos que permiten medir las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de la subestación, se conectan a la salida de los secundarios de los transformadores para instrumento (TC's, TP's DCP's) y físicamente se los coloca en los tableros.

Los parámetros eléctricos que medirá el equipo dependerán de la información que se requiera conocer de la subestación, así por ejemplo, en el caso de los equipos de medición de calidad a nivel de transmisión en nuestro país, estos deben permitir medir los parámetros y registrar los intervalos de medición establecidos en la Regulación de Calidad No. CONELEC 002/06: voltaje, armónicos de voltaje y corriente, desbalance de voltaje y factor de potencia de la carga; adicionalmente, se debe contar con equipos registradores de eventos.

Los requerimientos mínimos solicitados por TRANSELECTRIC S.A. para los equipos de medición son los siguientes⁹:

- Deben ser del tipo digital, provisto de una pantalla iluminada de un tamaño que permita una lectura clara del texto que aparezca en pantalla colocándose en frente del instrumento, teclas que permitan el movimiento a las diferentes pantallas gráficas disponibles, conector serial para enlace con un computador portátil que permitirá la configuración de estos instrumentos.
- Deben poder comunicarse con el sistema digital de automatización y control distribuido de la subestación, con un protocolo que deberá ser aprobado por TRANSELECTRIC S.A. y/o poder integrar una red de gestión de medición a través de direccionamiento TCP-IP.
- Deben incluir un paquete completo de software para el manejo de las funciones habilitadas en el instrumento, así como también, las licencias de uso del programa o programas utilizados.
- La clase de precisión de los instrumentos debe ser igual o superar a la clase de los transformadores de instrumentos utilizados (clase 0.2).

Los equipos de medición a utilizar deben al menos, respecto a la calidad de la potencia poder cumplir con lo siguiente:

⁹ TRANSELECTRIC S.A., Concurso de Cotizaciones N° I-CC-020-08 S/E Pomasqui: Suministro Tableros de Servicios Auxiliares, Especificaciones Técnicas.

- Medir valores de THDV, de acuerdo con el Estándar IEEE 519 (1992), para el barraje.
- Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ($V(2) / V(1)$) para el barraje.
- Medir hundimientos (sags) y picos (swells), de acuerdo con el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02).
- Medir la continuidad del servicio (frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto).
- Medir la desviación estacionaria de la tensión rms (duración superior a 1 minuto) por debajo o por encima de la permitida en la regulación 002/06.
- Medir el indicador PST de Compatibilidad Electromagnética de Equipos - EMC¹⁰ para interferencias, de acuerdo con el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02), o al menos permitir descargar, en medio magnético, información digital de la forma de onda del voltaje, para ser procesada en otra parte del sistema, con una velocidad de muestreo mínima de 1024 muestras por segundo.
- Contar con un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas automáticas de información, de estas medidas, en medio magnético, desde cada equipo del MCP.

TRANSELECTRIC S.A. actualmente ha implementado en las interconexiones con Colombia y Perú, subestaciones Pomasqui y Machala respectivamente, los equipos de medición que se ajustan a lo requerido en la regulación pertinente.

3.4.1 Medidor de Parámetros de Calidad – MRAP¹¹

A continuación se describen las características del equipo de medición de calidad ION 7600 instalado en la S/E Pomasqui:

¹⁰ **EMC** - Se define como la capacidad de un equipo para operar en el ambiente para el cual ha sido diseñado, sin producir perturbaciones o ser perturbado por otros equipos existentes en el ambiente.

¹¹ Data Sheet ION 7500/7600

- Utiliza las normas EN 50160 compliance monitoring, IEC 61000-4-7 harmonics & inter-harmonics, IEC 61000-4-15 flicker, CBEMA/ITIC, IEEE 519 and IEEE 1159.
- La comunicación puede ser simultánea con hasta 4 puertos, con compartición segura de datos con una variedad de sistemas de administración de energía usando una selección de opciones de normas y protocolos de comunicación.
- Tiene dos puertos RS-485, uno conmutable a RS-232 con protocolos: DNP 3.0, Modbus RTU, , ModemGate o Modbus Master; a una velocidad de 300bps a 115,200bps. Además tiene compatibilidad con GPS y EtherGate.
- Un puerto de datos infrarrojos ANSI Tipo 2 (puede descargar información en tiempo real a una computadora personal portátil); con protocolos: Modbus RTU, DNP 3.0; y con velocidad de 1200 bps hasta 19,200 bps.
- Módem interno de teléfono que ofrece una conexión rápida y ModemGate, un portal de red, permite compartir el módem interno del medidor a través de los puertos disponibles de serie con hasta 31 dispositivos adicionales.

Parámetro	Exactitud ± (%Lectura) 1 segundo	Límites de Registro 1 segundo
Voltaje (f-f / f-n)	0.1 %	0 a 1×10^6 v
Frecuencia	0.01 %	47 a 63 Hz.
Corriente (I1, I2, I3)	0.1 %	0 a 1×10^6 A.
Corriente (I1, I2, I3)	0.4 %	0 a 1×10^6 A.
kW, kVAR, kVA	Clase 0.2	0 a $\pm 3.3 \times 10^7$
kWh, kVARh, kVAh	Clase 0.2	0 a $\pm 10^{37}$
Demanda kW, kVA	Clase 0.2	0 a $\pm 3.3 \times 10^7$
Factor de Potencia	0.5%	-0.01 a -100.00. 100.00 a 0.01
Armónicos (hasta 40mo)	IEC 61000-4-7	0 a 1×10^6
Armónicos (hasta 63ro)	1% FS*	0.0001 a 100.00
Factor K	5% FS*	0 a 1×10^6
Factor cresta	1% FS*	0a 10
Componentes Simétricas	Voltaje: 0.2% FS* Corriente: 0.4% FS*	Magnitud: 0 a 1×10^6 Fase: -180 a 190

*Full Scale

Tabla No. 3.7.- Especificaciones de Medición ION 7600

Es importante mencionar, que los resultados que se obtendrán de estos equipos dependerán tanto de la precisión de los transformadores para instrumentos como del equipo en sí, por lo que no conviene utilizar un equipo de medición de clase A (especificación que está implícita en la regulación), cuando se tiene un transformador de instrumento de menor precisión implementado en la bahía.

3.4.2 Registrador Automático de Perturbaciones – RAP ¹²

El registrador automático de perturbaciones es un equipo digital de registro de fallas o perturbaciones localizado en una subestación. El sistema está compuesto por los RAPs, una red de comunicaciones para integrar los registradores con una unidad de almacenamiento y análisis (computador) de los datos enviados por los registradores y un computador portátil para la conexión con los RAPs con fines de configuración, mantenimiento y monitoreo. El equipo debe cumplir las siguientes características:

- Debe detectar y registrar digitalmente los datos relacionados con los eventos ocurridos antes, durante y después de cualquier perturbación o falla, así como, cualquier cambio que ocurra en el sistema y que haya sido detectado por los circuitos de arranque del RAP. La unidad de almacenamiento y análisis deberá capturar los registros enviados por las unidades RAP, en forma automática.
- Debe permitir la integración a una red de comunicaciones (mediante TCP/IP o protocolo IEC 61850) con la unidad de almacenamiento y análisis. Debe permitir la transmisión automática de datos a través de una red LAN (usando TCP/IP), y deberá existir la posibilidad de interconectar la red de comunicaciones propia de TRANSELECTRIC S.A. a través de LAN/WAN/TCP/IP con la red de RAPs.
- Debe permitir la comunicación con los IEDs de protección mediante protocolo de comunicaciones (IEC 61850) y/o mediante contactos de entradas y salidas digitales, en los RAPs e IEDs de protección, respectivamente, con la finalidad

¹² TRANSELECTRIC S. A., Concurso Internacional de Ofertas ST/10, Suministro de Equipos para Subestaciones – Especificaciones Técnicas.

de obtener los datos digitales registrados en estos últimos e incluirlos en los archivos de osciloperturbografías y registros de falla del RAP.

- Debe satisfacer las normas aplicables de a IEC, IEE y ANSI, en especial las siguientes: IEC 600255-5, IEC 600255-4, IEC 600255-22-1, IEC 600255-22-3, IEC 61000-4-4, IEC 61000-4-2, IEC 61000-4-3, IEC 61000-4-6, IEC 61000-4-12, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-1, IEC 1000-2-2, ANSI/IEEE C 37.90.1, ANSI/IEEE C 3790.2, IEC 1000-4-7, IEC 1000-4-15, EN-50160.
- Sincronización en tiempo real a través de una señal de un GPS que debe ser independiente del utilizado para los equipos del sistema de control (SAS), aunque ambos GPS tendrán la posibilidad de sincronizar los dos sistemas simultáneamente.

3.5 MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES¹³

La entrada en vigencia de la Regulación CONELEC 002/06 obligó a TRANSELECTRIC S.A. a realizar cambios en el equipamiento de medición, control y protección de las subestaciones del SNT, debido a que los equipos que se necesitan para cumplir con la regulación deben tener características específicas de medición y registro de información, es por esta razón que en el Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016 se considera la modernización de las subestaciones y se tiene previsto realizar las siguientes acciones en un período mínimo cuatro años:

- Reemplazar el equipo primario TC's, TP's, e interruptores.
- Reemplazar el sistema de protección existente por un sistema de protección digital IEDs.
- Implementar un sistema de control distribuido e integrado al COT/CENACE con protocolos de comunicación abiertos IEC 61850.

¹³ Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016.

- Adquirir registradores de falla y eventos, integración a las subestaciones y manejo de información a través de un sistema de gestión de registradores automáticos de perturbaciones (RAPS).
- Adquirir equipos de medición con registro de magnitudes, de acuerdo con las especificaciones establecidas en la Regulación No. CONELEC 002/06.
- Integración de nuevos SOE, con estampa de tiempo (Almacena hora, fecha y fuente de evento), a la base de datos del CENACE Y TRANSELECTRIC S.A., a través de protocolo IEC-608-70-5-101.

Los costos asociados a este proyecto fluctúan entre treinta y cuarenta millones de dólares. Por el momento, el proceso de modernización ya ha iniciado en las subestaciones Milagro, Ibarra, Santa Rosa, Pascuales y Salitral.

3.6 RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo se hizo una breve descripción del Sistema Nacional de Transmisión, y se realizó la selección de las subestaciones que serán sujetas de análisis en capítulos posteriores utilizando los siguientes criterios de selección: Tipo de agentes conectado en la subestación, Concentración de Carga, Problemas de voltaje, Continuidad del suministro de energía eléctrica y Esquema de Barra, entonces se escogieron las subestaciones Santa Rosa a 138 kV, Ibarra a 69 kV y 34.5 kV, Pascuales a 138 kV y 69 kV, Totoras a 138 kV y 69 kV, y San Idelfonso a 138 kV; se realizó una descripción de los equipos de maniobra de las subestaciones seleccionadas.

Adicionalmente, se describen las especificaciones técnicas que los equipos de medición de calidad deben tener para cumplir con la medición y registro de los parámetros que exige la Regulación No. CONELEC 002/06, estos deben ser de tipo digital y deben permitir configurar el registro de datos en función de los límites y tiempos de medición establecidos en la citada regulación, además deben permitir el acceso automático y remoto a la información almacenada, desde el

Centro de Control de TRANSELECTRIC S.A. – COT, por lo cual deben tener características determinadas de comunicación.

Finalmente, se indican brevemente las acciones que se tomarán para llevar a cabo la modernización de las subestaciones del SNT, y así cumplir con lo estipulado en la Regulación No. CONELEC 002/06, entre otros, adquirir los registros de información para evaluar los parámetros de calidad considerados en la misma, y de esta forma aplicar los correctivos necesarios para mejorar la calidad del servicio que se brinda a los usuarios directos del sistema de transmisión.

Capítulo 4

INDICADORES DE CALIDAD

4.1 INTRODUCCIÓN

El concepto de calidad de servicio comprende una amplia gama de parámetros que inciden en su apreciación y cuantificación, engloba todas las características técnicas asociadas a la calidad del producto y a la calidad del suministro de energía; la primera involucra las características de la onda de voltaje y corriente (variación de voltaje, flicker, contenido de armónicos, etc.), y la segunda está enfocada a la continuidad del suministro (duración y frecuencia de interrupciones).

4.1.1 CALIDAD DEL VOLTAJE¹⁴

La calidad del voltaje involucra la frecuencia de la onda, la forma de onda y la amplitud del voltaje de suministro. La característica ideal del voltaje de suministro es una **onda senoidal**, de frecuencia y amplitud determinadas e invariantes. Sin embargo, en la realidad esta característica se ve alterada por la presencia de perturbaciones en la red (Tabla 4.1), entonces se dice que el voltaje de suministro sufre una alteración o variación.

Las perturbaciones en el sistema son variaciones generalmente temporales en el voltaje del sistema, estas pueden causar mala operación o fallas del equipo o del sistema. La variación de la frecuencia puede ocasionalmente ser un factor en los disturbios del sistema, especialmente cuando una carga es alimentada por un generador de emergencia u ocurre un desequilibrio entre la carga de la planta industrial y la generación debido a la pérdida del suministro eléctrico. Sin embargo, cuando el sistema eléctrico del usuario está interconectado a una red de potencia relativamente fuerte, la variación de la frecuencia es mínima; esta

¹⁴ Referencia bibliográfica [15] y [16].

depende básicamente del tipo de disturbio, de su magnitud y de su duración, la combinación de ellos definirá la manera en que la carga puede ser afectada o dañada.

Característica de la onda de voltaje	Perturbaciones asociadas
Frecuencia	Variaciones de frecuencia
Amplitud	Variaciones del voltaje suministrado
	Variaciones rápidas de voltaje
	Interrupciones breves del voltaje suministrado
	Huecos de voltaje
	Sobrevoltajes temporales en la red entre fases y tierra.
	Sobrevoltajes transitorios entre fases y tierra.
Simetría de fases	Desequilibrios del voltaje suministrado
Forma de onda	Voltajes armónicos
	Voltajes interarmónicos
	Señales de información transmitidas por la red.

Tabla No. 4.1.- Perturbaciones asociadas a la Forma de Onda de Voltaje.

Un suministro eléctrico de calidad debe mantener dichas variaciones dentro de límites aceptables en cuanto a magnitud y duración. Las regulaciones vigentes establecen entre otros, límites de variación a la magnitud de la voltaje de servicio (amplitud de la onda), la cual debe encontrarse dentro de cierto margen que oscila entre $\pm 10\%$ y $\pm 5\%$ en un período de tiempo definido.

Los límites de variación dependen del voltaje de operación, del área geográfica o sector de red, ya que debe tenerse en cuenta que no en todos los puntos de la red se tienen las mismas condiciones de voltaje, estas dependen de que tan cerca esté la generación de los puntos de carga, de las pérdidas en las líneas, si hay o no compensación, entre otras.

4.1.2 CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA

La calidad del suministro de energía se fundamenta en la confiabilidad de sistemas eléctricos, por lo que los parámetros más importantes a considerar durante un análisis son la frecuencia y duración de las interrupciones. Existen varios métodos que permiten estimar estos parámetros por lo que, a continuación se hace una breve descripción de los métodos de evaluación de confiabilidad.

4.1.2.1 Métodos de Evaluación de Confiabilidad

La confiabilidad es expresada como la probabilidad de que un sistema cumpla satisfactoriamente con la función para la que fue diseñado, durante determinado período y en condiciones específicas de operación. Se enfoca principalmente en la frecuencia y duración con que ocurren eventos que interrumpen el funcionamiento del sistema, por lo que es necesario conocer los modos y la estadística de operación del mismo.

4.1.2.2.1 Método de Markov¹⁵

En una red eléctrica, ya sea un sistema de distribución o de transmisión, se considera como un sistema reparable, aquel que al fallar un elemento pueda ser reemplazado o reparado dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se reestablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. Entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, lo cual se ajusta a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

El método de Markov permite obtener con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, sin embargo, resulta un método complicado debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema, crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos

¹⁵ Referencia bibliográfica [17].

que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estados contiene 2^n estados posibles.

Este método únicamente permite determinar la probabilidad de estado y disponibilidad, sin embargo, resulta más útil contar con índices que permitan determinar la frecuencia y duración de las interrupciones.

4.1.2.2.2 Método de Frecuencia y Duración¹⁶

El método de frecuencia y duración, es un método aproximado que nos permite determinar los índices de frecuencia y duración de interrupciones de servicio desde el punto de vista de alimentación de la carga, es decir, nos permite estimar el número de veces y el tiempo que ésta quedará sin suministro, considerando eventos propios de la operación del sistema, tales como fallas y mantenimientos.

Es un método muy utilizado debido a su simplicidad y a la semejanza existente con los circuitos eléctricos, cada componente del sistema se define por una tasa de fallas (λ) y por un tiempo de reparación (r).

Los índices de confiabilidad de los puntos de carga se obtienen haciendo reducción consecutiva de los componentes ubicados entre la fuente y el punto de carga utilizando fórmulas definidas para las combinaciones serie y paralelo de componentes.

Para aplicar este método se asume que la tasa de falla es constante, es decir, que el componente está dentro de su período de vida útil, y que el tiempo de reparación también es constante. Los índices de confiabilidad que se pueden calcular mediante este método se basan en el criterio de la continuidad del servicio y son los siguientes:

¹⁶ Referencia bibliográfica [17].

- Número de interrupciones de servicio promedio por punto de carga por año.
- Tiempo promedio de reparación en cada punto de carga.
- Tiempo de interrupción total promedio por punto de carga por año.
- Número máximo esperado de interrupciones experimentadas por cualquier punto de carga.
- Tiempo máximo esperado de reparaciones experimentadas por cualquier punto de carga.
- Probabilidad de que cualquier punto de carga estará fuera de servicio en cualquier tiempo mayor al tiempo especificado.

Las primeras tres medidas indican el promedio de confiabilidad del punto de carga, mientras que las tres últimas indican la confiabilidad mínima por cualquier punto de carga en el sistema.

En la práctica este método únicamente es válido en sistemas eléctricos de potencia, dado que la disponibilidad individual de los componentes es relativamente alta. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que este método solo produce valores esperados de los índices de confiabilidad, esto significa que puede tener una probabilidad baja de ocurrir.

4.1.2.1.3 Método de Conjuntos Cortes Mínimo¹⁷

El método de los conjuntos de corte hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema.

El paso inicial en el análisis de un sistema, es la determinación de los conjuntos de corte mínimo para el punto de carga en consideración. Un conjunto de corte mínimo es aquel que no posee un subconjunto con la característica de “cortar” el sistema, implica que el grupo de corte nominal corresponde a más componentes que los necesarios para producir la falla del sistema.

¹⁷ Referencia bibliográfica [18].

En el grupo de corte, los elementos deben conectarse en paralelo, ya que la falla se produce cuando todos esos elementos salen de la red. Los cortes, a su vez, deben conectarse en serie, ya que la ocurrencia de cualquiera de ellos asegura la desconexión del sistema.

La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto en estudio (normalmente este punto corresponde a un nudo de carga).

Si fallan todos los elementos de un conjunto o grupo de corte, el sistema fallará, sin importar el estado del resto de elementos del sistema. Un sistema puede tener un gran número de conjuntos de corte y un componente en particular pertenecer a más de uno de ellos.

El método de cortes al igual que el método anterior, se basa en el concepto de continuidad del servicio y por lo tanto permite determinar los índices de confiabilidad frecuencia y duración de fallas.

4.1.2.1.4 *Modos de Falla y Análisis de Efectos*¹⁸

Consiste en la determinación de los **modos comunes de falla y análisis de efectos**, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Su implementación va acompañada de la determinación de conjuntos de corte mínimos. Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección.

4.1.2.2 **Índices de Confiabilidad**

El análisis de la confiabilidad de un equipo o un sistema permite realizar una evaluación cuantitativa del estado del mismo, dependiendo del objeto que se

¹⁸ Referencia bibliográfica [19]

pretenda alcanzar con la evaluación, esta puede ser expresada índices que permiten conocer el comportamiento y la calidad del servicio que el equipo o el sistema proporciona.

Los índices de confiabilidad permiten cuantificar la calidad del suministro de energía y están relacionados generalmente con la frecuencia y/o la duración de interrupciones.

4.1.2.3.1 Tasa de Falla (λ)

Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como **tiempo promedio entre fallas - MTBF**.

4.1.2.3.2 Tasa de reparación (r)

Está asociada al tiempo de restablecimiento del elemento bajo falla o al tiempo de conmutación de interruptores. El inverso de la tasa de reparación se conoce como **tiempo de reparación**.

4.1.2.3.3 Tiempo anual de desconexión esperado (U)

Es la indisponibilidad total del servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio. (Índice de indisponibilidad anual del equipo).

4.1.2.3 Combinaciones Serie y Paralelo de Componentes

Un sistema de potencia está formado por un conjunto de componentes interrelacionados por lo tanto, su confiabilidad depende de la de sus componentes y de la lógica de sus interrelaciones, que pueden ser de tipo serie, de tipo paralelo o una combinación de ambos.

4.1.2.3.1 Sistemas en Serie

En la figura se tiene dos componentes en serie, se asume que los componentes son independientes y reparables, es decir, su comportamiento no afecta la confiabilidad de los restantes.

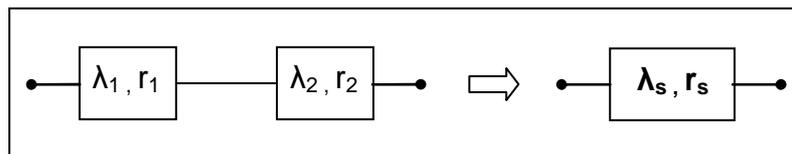


Gráfico No. 4.1.- Sistema en Serie

Entonces:

Tasa de falla:
$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (4.1)$$

Donde:

λ_s : tasa de falla de los componentes en serie.

λ_i : tasa de falla del componente i -ésimo.

n : número de componentes

Tiempo de reparación:
$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \cdot \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \text{ [horas]} \quad (4.2)$$

Índice de indisponibilidad anual del equipo: $U_s = \sum_{i=1}^n r_i \cdot \lambda_i \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$ (4.3)

Disponibilidad anual del equipo: $D_s = 1 - U_s \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$ (4.4)

4.1.2.3.2 *Sistemas en Paralelo*

En un sistema en paralelo los componentes son tratados en pares y son reducidos a un solo elemento equivalente, es decir, la frecuencia de falla y la reparación de un solo componente, equivale a los dos componentes en paralelo.

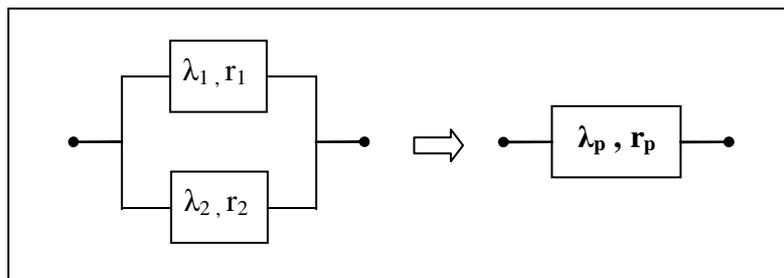


Gráfico No. 4.2.- Sistema en Paralelo

Tasa de falla: $\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ (4.5)

Tiempo de reparación: $r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} [\text{horas}]$ (4.6)

Índice de indisponibilidad anual del equipo: $U_p = r_p \cdot \lambda_p \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$ (4.7)

Disponibilidad anual del equipo: $D_p = 1 - U_p \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$ (4.8)

4.1.2.3.3 Reducción de la Red

En un sistema de transmisión existe una combinación de elementos conectados en serie y/o paralelo, por lo que es necesario realizar una reducción de red serie-paralelo, la misma que se evalúa usando las fórmulas desarrolladas anteriormente llegando a un componente equivalente con una frecuencia de falla equivalente λ_{total} y un tiempo de reparación equivalente r_{total} para el punto de carga del sistema.

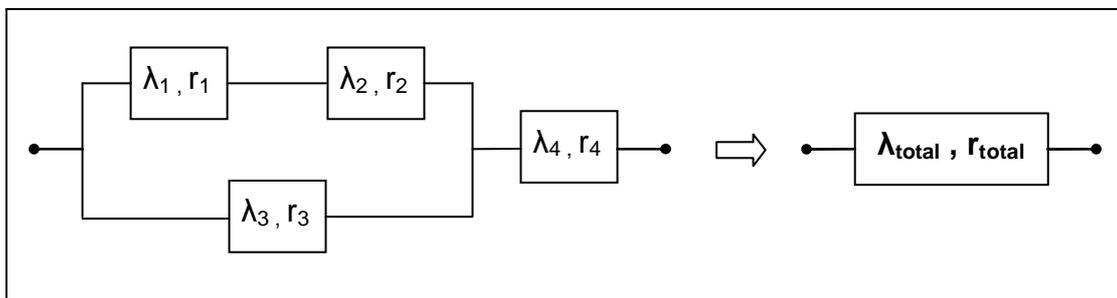


Gráfico No. 4.3.- Reducción de un sistema de componentes serie-paralelo

4.2 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CALIDAD EN LOS PUNTOS DE CONEXIÓN DE LOS AGENTES DEL MEM

Los objetivos de esta metodología son:

- Determinar el nivel de voltaje en las barras del sistema a las cuales se conectan los agentes del MEM, y
- Determinar el tiempo total de interrupción en horas por año de los puntos de conexión de los agentes del MEM.

4.2.1 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE

El índice para evaluar la variación de voltaje en el punto de conexión de un agente del MEM con TRANSELECTRIC S.A., en un intervalo de medición (k),

será la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de voltaje (V_k) y el valor de voltaje nominal (V_N), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje del voltaje nominal.

$$V_v = \frac{|V_k - V_N|}{V_N} \cdot 100 \quad (4.9)$$

Donde:

- V_v : Variación de voltaje en porcentaje
- V_k : Voltaje medido en un intervalo k.
- V_N : Voltaje nominal en el punto de medición.

Los límites mínimos y máximos de voltaje en barras del sistema, se los establece de la siguiente manera:

1. Se elige un período de análisis en el que se haya presentado la mayor demanda del sistema.
2. Se recopila los reportes de voltaje post operativos diarios para el período de análisis. Los reportes están disponibles en el portal Web de TRANSELECTRIC S.A.
3. Se escoge el voltaje máximo y mínimo medido en el período de análisis. No se considera mediciones de voltajes de valor cero.
4. Se calcula el valor promedio diario de las mediciones realizadas; no se considera mediciones de voltajes de valor cero.

$$PMD = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Mediciones día}_i}{NM} \quad (4.10)$$

5. Se promedia los valores obtenidos en el paso anterior, este es la referencia para calcular los límites.

$$PMT = \frac{\sum_{i=1}^n PMD_i}{NM} \quad (4.11)$$

6. Se aplica la fórmula (4.9) a los voltajes obtenidos en los pasos (3) y (5).
7. Se suma el valor de referencia más la variación máxima de voltaje, entonces, se tiene el límite de variación máximo que se puede ofrecer al agente.
8. Se suma el valor de referencia más la variación mínima de voltaje, entonces, se tiene el límite de variación mínimo que se puede ofrecer al agente.

En el caso en el que el límite de variación resultante sobrepase al establecido en la Regulación CONELEC No. 002/06, prevalecerá el valor de esta última.

4.2.2 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA¹⁹

La metodología propuesta utiliza el Método de Frecuencia y Duración para analizar la confiabilidad del SNT, considerando el historial de eventos registrados en TRANSELECTRIC S.A.; consiste en los siguientes pasos:

1. Elaborar una base de datos de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV y a nivel de 138 kV que forman el SNT, con sus respectivas longitudes.
2. Elaborar una base de datos de los transformadores que forman parte del SNT; se los clasifica de acuerdo al nivel de voltaje del lado de alta.

¹⁹ Referencia bibliográfica [20].

3. Seleccionar los datos estadísticos de fallas ocurridas en líneas de transmisión a nivel de 230 kV y 138 kV, y fallas en transformadores.
4. Determinar el número y el tiempo de duración total de fallas ocurridas en líneas de transmisión y en transformadores.
5. Calcular el índice global de **Frecuencia de Interrupciones (FI)** y de **Duración de Interrupciones (DI)**, tanto de líneas de transmisión como de transformadores, se utilizarán los siguientes indicadores:

Para líneas de transmisión:

$$FI_{L/T \text{ xxx kV}} = \frac{\sum_{i=1}^N NF_{L/T \text{ xxx kV}_i}}{\sum_{i=1}^N \frac{L_{L/T \text{ xxx kV}_i}}{100}} \quad (4.12)$$

$$DI_{L/T \text{ xxx kV}} = \frac{\sum_{i=1}^N HI_{L/T \text{ xxx kV}_i}}{\sum_{i=1}^N NF_{L/T \text{ xxx kV}_i}} \quad (4.13)$$

Donde:

- $FI_{L/T}$ Frecuencia de interrupción total de L/T a xxx kV.
- NF Número de fallas totales de L/T a xxx kV
- $L_{L/T}$ Longitud total de L/T a xxx kV.
- $DI_{L/T}$ Duración de interrupción total de L/T a xxx kV.
- HI Número de horas de indisponibilidad de L/T a xxx kV

Para transformadores:

$$FI_{T \text{ xxx kV}} = \frac{\sum_{i=1}^N NF_{T \text{ xxx kV}_i}}{\sum_{i=1}^N HD_{T \text{ xxx kV}_i}} \cdot HP \quad (4.14)$$

$$DI_{L/T \text{ xxx kV}} = \frac{\sum_{i=1}^N HI_{T \text{ xxx kV}_i}}{\sum_{i=1}^N NF_{T \text{ xxx kV}_i}} \quad (4.15)$$

Donde:

FI_T	Frecuencia de interrupción total de transformadores a xxx kV.
NF	Número de fallas de transformadores a xxx kV.
HP	Número de horas del período de análisis.
HD	Número de horas de disponibilidad de transformadores a xxx kV.
DI_T	Duración de interrupción total de transformadores a xxx kV.
HI	Número de horas de indisponibilidad del transformador a xxx kV.

6. Calcular los índices individuales de **Frecuencia de Interrupciones (FI)** y de **Duración de Interrupciones (DI)**, tanto para las líneas de transmisión como para transformadores.

Para líneas de transmisión:

$$FI_{L/T \text{ xxx kV}} = \frac{NF_{L/T \text{ xxx kV}}}{\frac{L_{L/T \text{ xxx kV}}}{100}} \quad (4.16)$$

$$DI_{L/T \text{ xxx kV}} = \frac{HI_{L/T \text{ xxx kV}}}{NF_{L/T \text{ xxx kV}}} \quad (4.17)$$

Para transformadores:

$$FI_{T \text{ xxx kV}} = \frac{NF_{T \text{ xxx kV}}}{HD_{T \text{ xxx kV}}} \cdot HP \quad (4.18)$$

$$DI_{L/T \text{ xxx kV}} = \frac{HI_{T \text{ xxx kV}}}{NF_{T \text{ xxx kV}}} \quad (4.19)$$

En los casos en los que DI ó FI sea cero, se colocará el valor de los índices globales DI ó FI respectivamente.

7. Determinar el diagrama equivalente de los elementos que forman parte del sistema formado entre la barra de referencia a 230 kV de la S/E Molino y el punto de conexión del agente en las subestaciones tipo. Los elementos considerados son: líneas de transmisión, transformadores, interruptores y barras.

8. Reducir el diagrama equivalente utilizando las fórmulas de reducción de sistemas en serie y paralelo. El índice FI equivale a la tasa de fallas (λ), y DI equivale al tiempo de reparación (r).

Los índices de frecuencia y duración de interrupciones de barras e interruptores, que se utilizarán en los cálculos, son tomados de referencia de normas internacionales (Tabla No. 4.2).

Elemento	FI (fallas/año)	DI (horas/año)
Interruptores	0.005	8
Barras	0.015	6

Tabla No. 4.2.- Índices de Frecuencia y Duración de Interrupciones.

4.3 RESUMEN CAPÍTULO 4

La calidad de voltaje engloba las características de la forma de onda, la frecuencia de onda, y la amplitud del voltaje de suministro, idealmente estas características deberían ser, senoidal la primera, e invariantes las últimas; sin embargo, debido a la presencia de perturbaciones en la red éstas características se ven alteradas, modificando así la calidad del voltaje suministrado. Estas perturbaciones en la red deben ser controladas y se deben buscar mecanismos que permitan mitigar sus efectos en el consumidor final.

En cuanto a la calidad del suministro, ésta es una parte de la teoría de confiabilidad que la analizamos desde el punto de vista de la continuidad del servicio, por lo que, en este trabajo se entiende confiabilidad como continuidad del servicio. Se realizó la descripción de algunos métodos que permiten evaluar cuantitativamente la confiabilidad, es decir, obtener índices de frecuencia y duración de interrupciones, información que refleja más adecuadamente el

comportamiento de la red y la calidad del servicio que se entrega a los consumidores.

Finalmente, se propone una metodología para evaluar dos parámetros que abarca la calidad del servicio de transporte de energía, el nivel de voltaje y la continuidad del suministro (frecuencia y duración de interrupciones); la metodología se basa en índices de aceptación internacional y considera información real de operación del sistema de transmisión, aspectos que justifican la validez de la misma.

La aplicación de la metodología y los resultados obtenidos, se indican en el capítulo siguiente.

Capítulo 5

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y COMPARACIÓN CON LA REGULACIÓN CONELEC No. 002/06

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología planteada en el capítulo anterior, adicionalmente se hace una comparación con los límites planteados en la Regulación CONELEC No. 002/06.

5.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

5.1.1 CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE

La información utilizada es la correspondiente al mes de diciembre de 2007, mes en el que se registró la máxima potencia del MEM del año 2007, con 2706.30MW, los reportes de voltaje indican mediciones realizadas en intervalos de 10 minutos, entonces se tienen 4464 medidas.

5.1.1.1 Subestación Santa Rosa

Aplicando lo establecido en el numeral 4.2.1 Metodología para Determinar la Calidad en el Nivel de Voltaje, se tienen los siguientes resultados:

Límites de Variación de Voltaje	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)
Máximo	2.09	140.89
Mínimo	6.61	128.87
Referencia	2.01	135.22

Tabla No. 5.1.- Límites de Variación de Voltaje S/E Santa Rosa a 138 kV.

De la tabulación de datos se determina que los valores máximo y mínimo se encuentran dentro de los límites establecidos en la regulación, por lo que, en este punto y para este período de análisis no se tiene ningún problema en relación al voltaje. (Ver ejemplo de cálculo Anexo No. 3)

5.1.1.2 Subestación Ibarra

Aplicando lo establecido en el numeral 4.2.1 Metodología para Determinar la Calidad en el Nivel de Voltaje, se tienen los siguientes resultados:

Límites de Variación de Voltaje	ATQ 69 kV.		ATR 69 kV		T1 34.5 kV	
	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)
Máximo	2.89	70.89	2.55	70.76	2.79	35.46
Mínimo	2.37	67.37	2.99	66.94	2.63	33.59
Referencia	0.17	69.12	0.07	69.05	0.07	34.53

Tabla No. 5.2.- Límites de Variación de Voltaje S/E Ibarra

De la tabulación de datos se determina que los valores de voltajes para el autotransformador ATR 69 kV y para el transformador T1 34.5 kV, no tienen problemas de voltaje; sin embargo, para el autotransformador ATQ 69 kV se registró un bajo voltaje de 66.82 kV (-3.16%) a las 9:50 a.m. el 10 de diciembre de 2007, voltaje que se presentó previo a la conexión del capacitor C1 (este voltaje no se consideró para el cálculo del límite mínimo de referencia).

5.1.1.3 Subestación Pascuales

Aplicando lo establecido en el numeral 4.2.1 Metodología para Determinar la Calidad en el Nivel de Voltaje, se tienen los siguientes resultados:

Límites de Variación de Voltaje	138 kV		69 kV	
	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)
Máximo	2.52	141.47	2.75	70.89
Mínimo	7.00	128.34	2.95	66.97
Referencia	1.84	135.46	0.03	69.02

Tabla No. 5.3.- Límites de Variación de Voltaje S/E Pascuales

En la S/E Pascuales se produjeron bajos voltajes a las 15:30 horas del 29 de diciembre de 2007, 127.51 kV (-7.60%) y 65.74 kV (-4.72%) respectivamente, producidos luego del disparo del circuito 2 de la L/T Milagro – Dos Cerritos de 230 kV; el resto del período de evaluación, los voltajes se encuentran dentro de los límites establecidos en la regulación, motivo por el cual no se toma estos valores para la determinación del límite mínimo de referencia de voltaje en esta subestación. Además, se registraron dos cortes de energía que se los considera en la determinación de la calidad del suministro de energía.

5.1.1.4 Subestación Totoras

Aplicando lo establecido en el numeral 4.2.1 Metodología para Determinar la Calidad en el Nivel de Voltaje, se tienen los siguientes resultados:

Límites de Variación de Voltaje	138 kV		69 kV	
	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)
Máximo	5.00	144.90	2.13	70.47
Mínimo	3.17	133.62	2.69	67.14
Referencia	1.57	135.83	0.13	69.09

Tabla No. 5.4.- Límites de Variación de Voltaje S/E Totoras

En la S/E Totoras se registró un bajo voltaje de 66.90 kV (-3.04%) a las 5:20 a.m. debido a las condiciones de demanda y despacho de generación del sistema en ese intervalo de medición, el resto del período de evaluación no presenta problemas de voltaje, como en el caso anterior, este valor no se considera para la determinación del límite mínimo de referencia.

5.1.1.5 Subestación San Idelfonso

Aplicando lo establecido en el numeral 4.2.1 Metodología para Determinar la Calidad en el Nivel de Voltaje, se tienen los siguientes resultados:

Límites de Variación de Voltaje	Variación de Voltaje (%)	Voltaje (kV)
Máximo	3.23	142.46
Mínimo	7.00	128.34
Referencia	0.51	137.30

Tabla No. 5.5.- Límites de Variación de Voltaje S/E San Idelfonso

5.1.2 CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA

En base a lo establecido en el numeral 4.2.2 Metodología para Determinar la Calidad en el Suministro de Energía, se obtuvieron los siguientes resultados para las subestaciones en análisis.

5.1.2.1 Subestación Santa Rosa

En la subestación Santa Rosa se conecta la Central de Generación TERMOPICHINCHA y Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA) con los alimentadores El Carmen, Eugenio Espejo, S. Alegre y los transformadores TRN y TRP pertenecientes a la misma.

Nivel de Voltaje	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)	Indisponibilidad (horas/año)
138 kV	1.099158	0.609076	0.669471

Tabla No. 5.6.- Índices de Confiabilidad S/E Santa Rosa.

5.1.2.2 Subestación Ibarra

En la subestación Ibarra se conecta únicamente la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE), a nivel de 34.5 kV con los alimentadote Ambi, S. Alegre, a nivel de 69 kV Retorno, Otavalo, Cotacachi y Tulcán.

Nivel de Voltaje	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)	Indisponibilidad (horas/año)
T1 34.5 kV	1.796859	0.827794	1.487428
ATQ 69 kV	1.796859	0.827794	1.487428
ATR 69 kV	1.796859	0.785184	1.410864

Tabla No. 5.7.- Índices de Confiabilidad S/E Ibarra

5.1.2.3 Subestación Pascuales

En la subestación Pascuales, a nivel de 138 kV se conecta la Central de Generación ELECTROQUIL y la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena (EMEPE).

A nivel de 69 kV la Central de Generación ELECTROGUAYAS, la Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos (EMELGUR) con los alimentadores Daule y V Guayas, la CATEG con los alimentadores Cervecería, Interagua y Vergeles; se obtuvieron los siguientes índices:

Nivel de Voltaje	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)	Indisponibilidad (horas/año)
138 kV	3.582285	2.382771	8.535766
69 kV	4.612860	2.987733	13.781994

Tabla No. 5.8.- Índices de Confiabilidad S/E Pascuales

5.1.2.4 Subestación Totoras

En la subestación Totoras, a nivel de 138 kV se conecta Hidroagoyán, y a nivel de 69 kV la Empresa Eléctrica Ambato con los alimentadores Ambato, Montalvo y Baños; se obtuvieron los siguientes índices:

Nivel de Voltaje	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)	Indisponibilidad (horas/año)
138 kV	0.912957	1.667337	1.522206
69 kV	0.917957	1.701830	1.562206

Tabla No. 5.9.- Índices de Confiabilidad S/E Totoras

5.1.2.5 Subestación San Idelfonso

En la subestación San Idelfonso se conecta la central de generación Machala Power.

Nivel de Voltaje	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)	Indisponibilidad (horas/año)
138 kV	0.316083	3.065169	0.968847

Tabla No. 5.10.- Índices de Confiabilidad S/E San Idelfonso

En cuanto a la calidad del suministro de energía, se observa que los índices de confiabilidad que se obtuvieron para las subestaciones analizadas, se encuentran dentro de los límites establecidos en la regulación.

5.2 COMPARACIÓN CON LA REGULACIÓN CONELEC No. 002/06 “CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA Y DEL SERVICIO DE CONEXIÓN EN EL SNI”.

5.2.1 CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE

Se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de variación del voltaje de operación con respecto al valor nominal para la barra en análisis; los límites de calidad de nivel de voltaje son fijados por el CONELEC, conforme a lo establecido en la Regulación CONELEC 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”, son los siguientes:

Barras de 230 kV.	Barras de 138 kV.	Barras de 69 kV, 46kV y 34.5 kV
+/- 5% del voltaje nominal	+ 5% / -7% del voltaje nominal	+/- 3% del voltaje nominal

Tabla No. 5.11.- Bandas de Variación de Voltaje

5.2.1.1 Subestación Santa Rosa

Según lo establecido en la Regulación No. 002/06 y la Regulación No. 004/02, el nivel de voltaje en la barra a nivel de 138 kV de la subestación Santa Rosa, se encuentra dentro de la banda de variación de voltaje permitido, esto es entre 5% (144.90 kV) y -7% (128.34 kV) del voltaje nominal.

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 138.11 kV, y el mínimo es 131.65 kV, que equivalen a una variación del 0.08% y del -4.60% respectivamente.

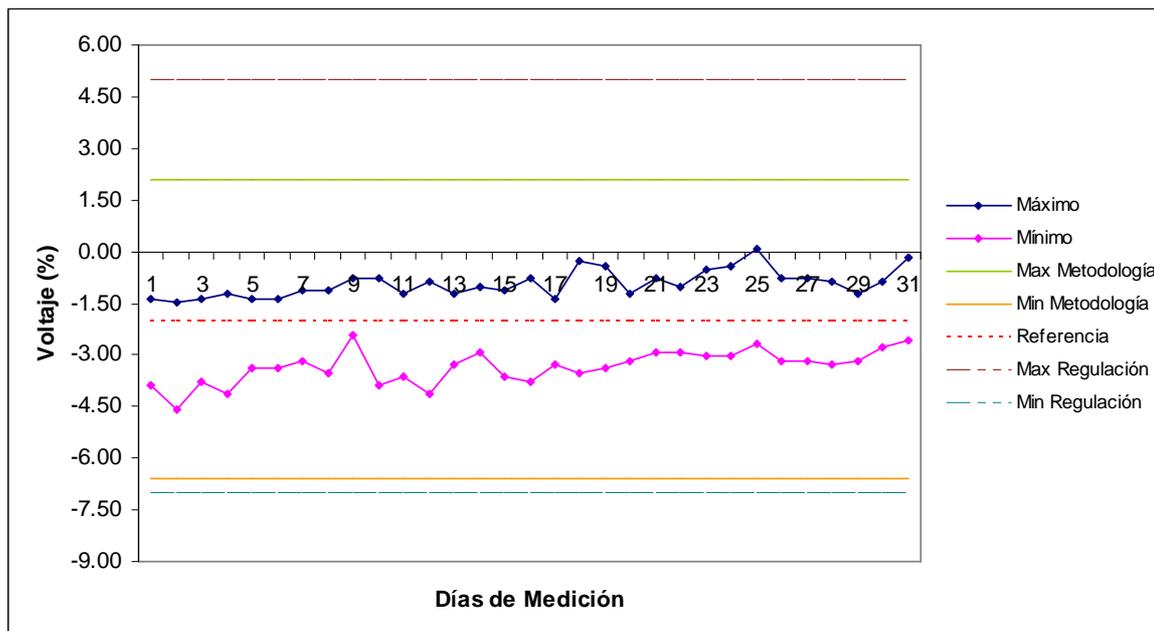


Gráfico No. 5.1.- Variación de Voltaje S/E Santa Rosa

5.2.1.2 Subestación Ibarra

Los puntos de medición en la S/E Ibarra son a nivel de 69 kV en las barras de los transformadores ATQ y ATR, y en la barra de 34.5 kV.

Según lo establecido en las Regulaciones No. 002/06 y No. 004/02, la banda de variación de voltaje permitido es de $\pm 3\%$ del voltaje nominal para barras de 69 kV y 34.5 kV; entonces para 69 kV el límite se encuentra entre 71.07 kV y 66.93 kV, y para 34.5 kV entre 35.54 kV y 33.47 kV.

5.2.1.2.1 Transformador ATQ 69 kV

El voltaje máximo registrado en el período en análisis es 70.88 kV, y el mínimo es 66.82 kV, que equivalen a 2.72% y a -3.16% respectivamente. Este último valor se encuentra fuera del rango de variación permitido, sin embargo, es el único valor fuera de rango en el período de análisis, por lo que se descarta este valor en la determinación del límite mínimo referencia.

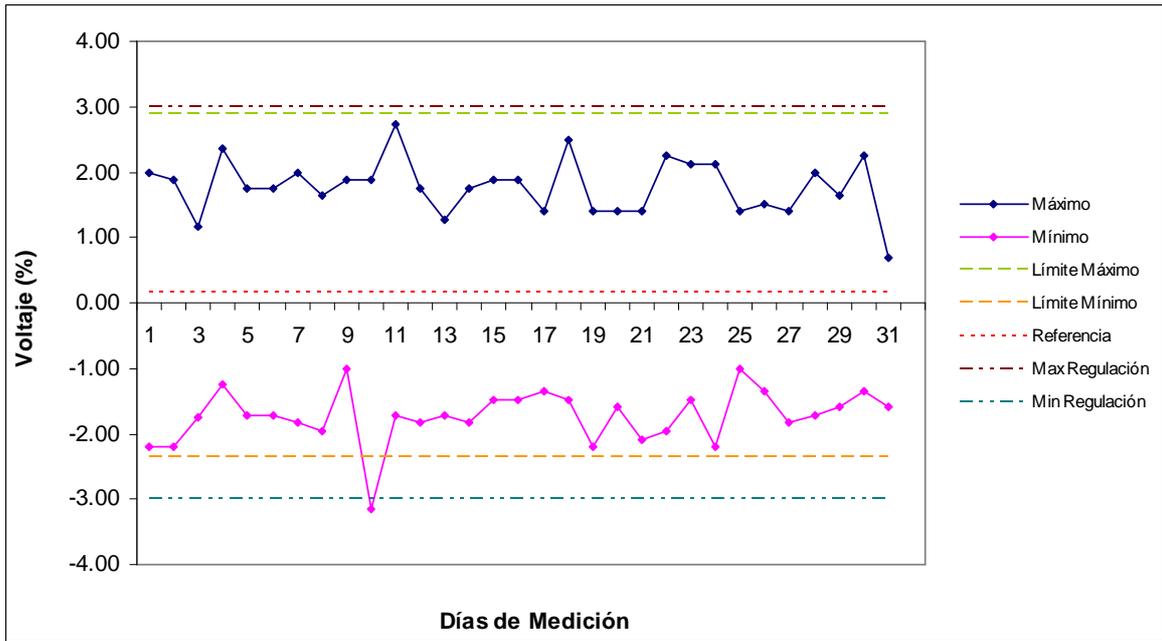


Gráfico No. 5.2.- Variación de Voltaje S/E Ibarra Patio transformador ATQ

5.2.1.2.2 Transformador ATR 69 kV

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 70.71 kV, y el mínimo es 66.99 kV, que equivalen a una variación del 2.48% y del -2.92% respectivamente.

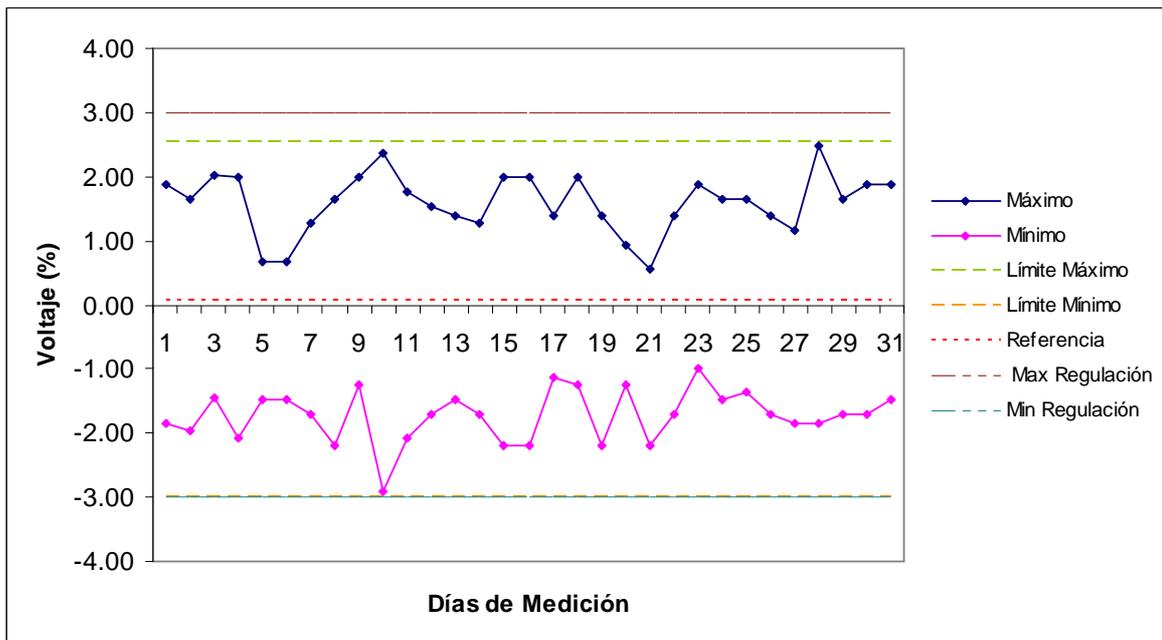


Gráfico No. 5.3.- Variación de Voltaje S/E Ibarra Patio transformador ATR

5.2.1.2.3 Patio de 34.5 kV

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 35.44 kV, y el mínimo es 33.62 kV, que equivalen a una variación del 2.72% y del -2.56% respectivamente.

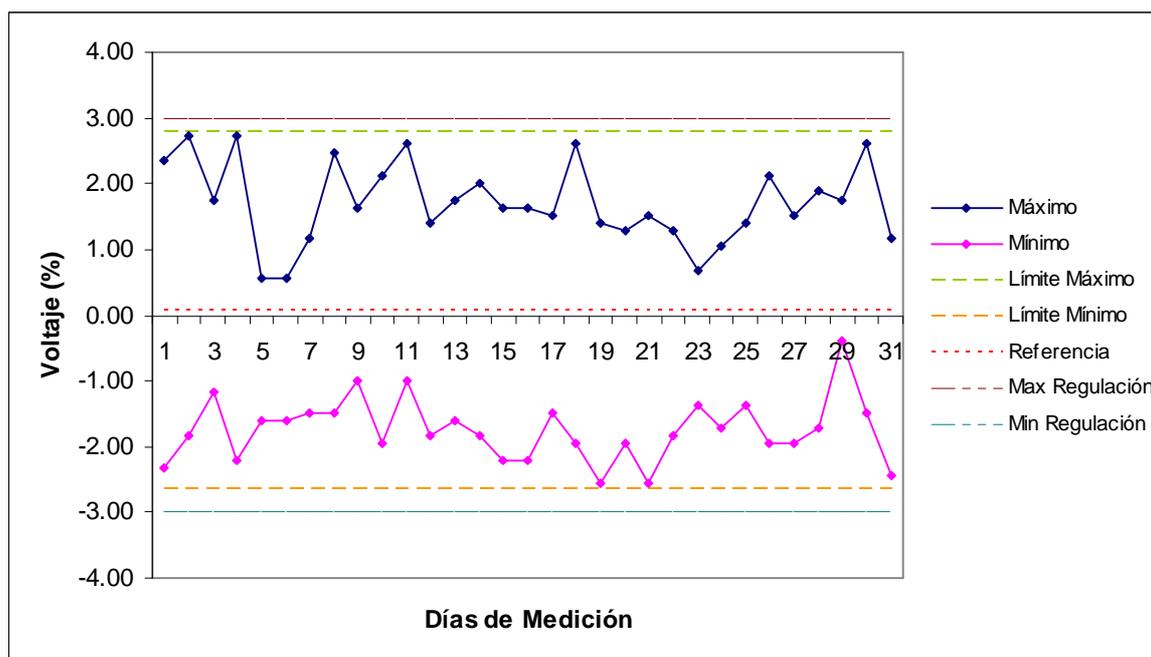


Gráfico No. 5.4.- Variación de Voltaje S/E Ibarra Patio de 34.5 kV

5.2.1.3 Subestación Pascuales

5.2.1.3.1 Patio de 138 kV

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 138.94 kV, y el mínimo es 127.51 kV, que equivalen a una variación del 0.68% y del -7.60% respectivamente, este último es el único valor que se encuentra fuera del rango permitido en el período de análisis, por lo que no se lo considera para la determinación del límite mínimo de referencia.

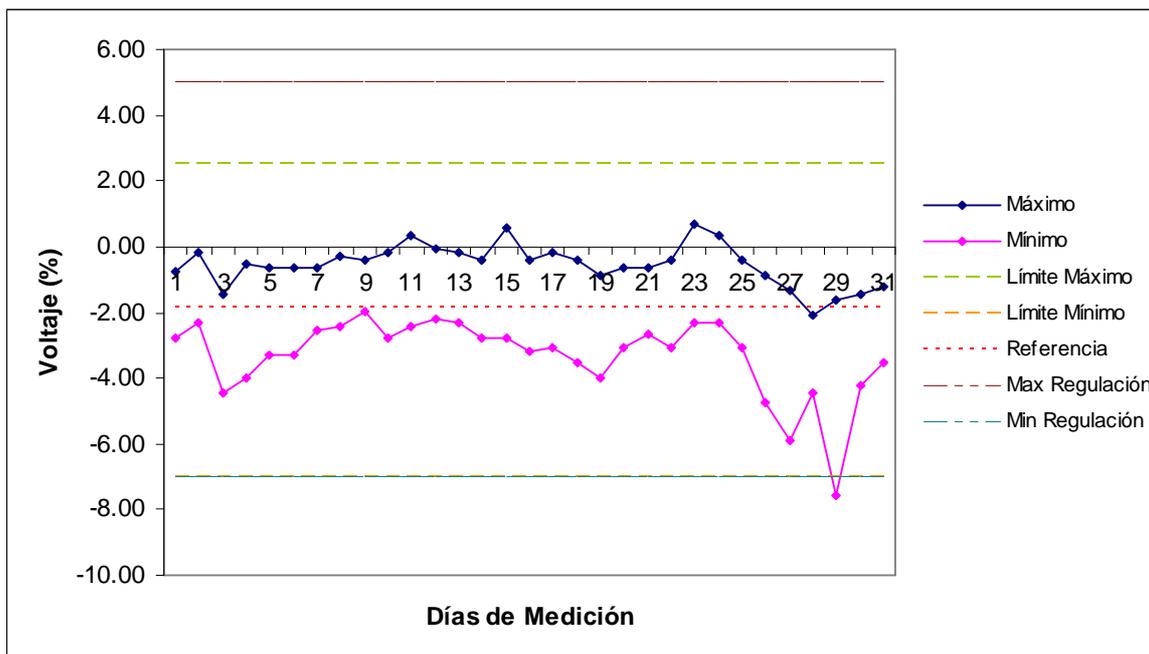


Gráfico No. 5.5.- Variación de Voltaje S/E Pascuales 138 kV

5.2.1.3.2 Pátio de 69 kV

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 70.88 kV, y el mínimo es 65.74 kV, que equivalen a una variación del 2.72% y del -4.72% respectivamente, este último es el único valor que se encuentra fuera del rango permitido en el período de análisis, por lo que no se lo considera para la determinación del límite mínimo de referencia.

Adicionalmente, se registraron cortes en el suministro de energía los días 15 y 23 de diciembre de 2007, el primero de 7:50 a 12:40 (4:50 horas sin servicio), y el segundo de 5:30 a 7:10 (1:40 horas sin servicio) respectivamente; estos cortes no fueron considerados en el cálculo de los límites de variación de voltaje según lo especifica la metodología propuesta, y se los incluye en la evaluación de la calidad del suministro de energía.

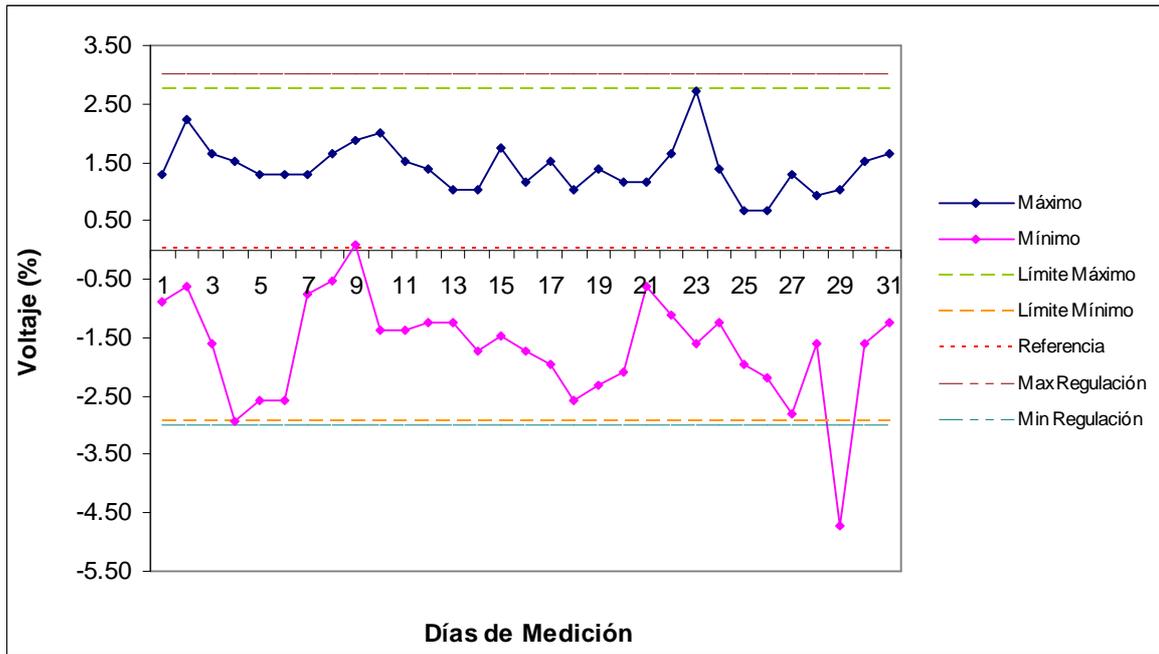


Gráfico No. 5.6.- Variación de Voltaje S/E Pascuales 69 kV

5.2.1.4 Subestación Totoras

5.2.1.4.1 Patio de 138 kV

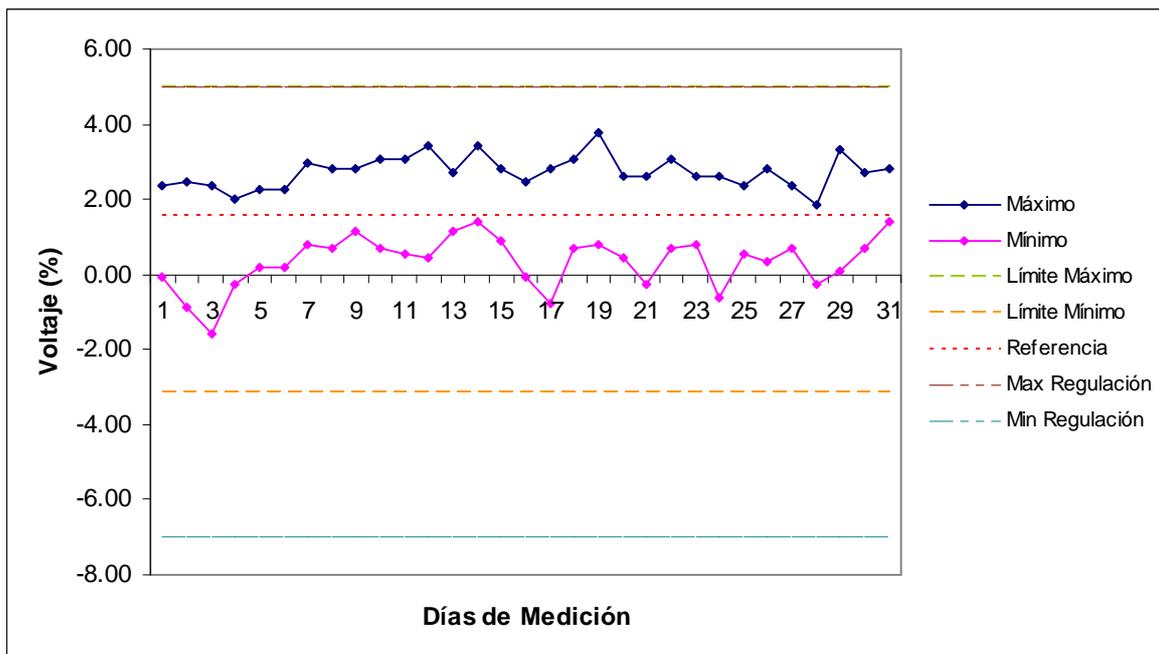


Gráfico No. 5.7.- Variación de Voltaje S/E Totoras 138 kV

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 143.24 kV, y el mínimo es 135.79 kV, que equivalen a una variación del 3.80% y del -1.60% respectivamente. No se tienen problemas de voltajes en este punto.

5.2.1.4.2 *Patio de 69 kV*

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 78.38 kV, y el mínimo es 66.90 kV, que equivalen a una variación del 2.00% y del -3.04% respectivamente; este último valor se encuentra fuera del rango permitido debido a las condiciones de operación del sistema en ese momento.

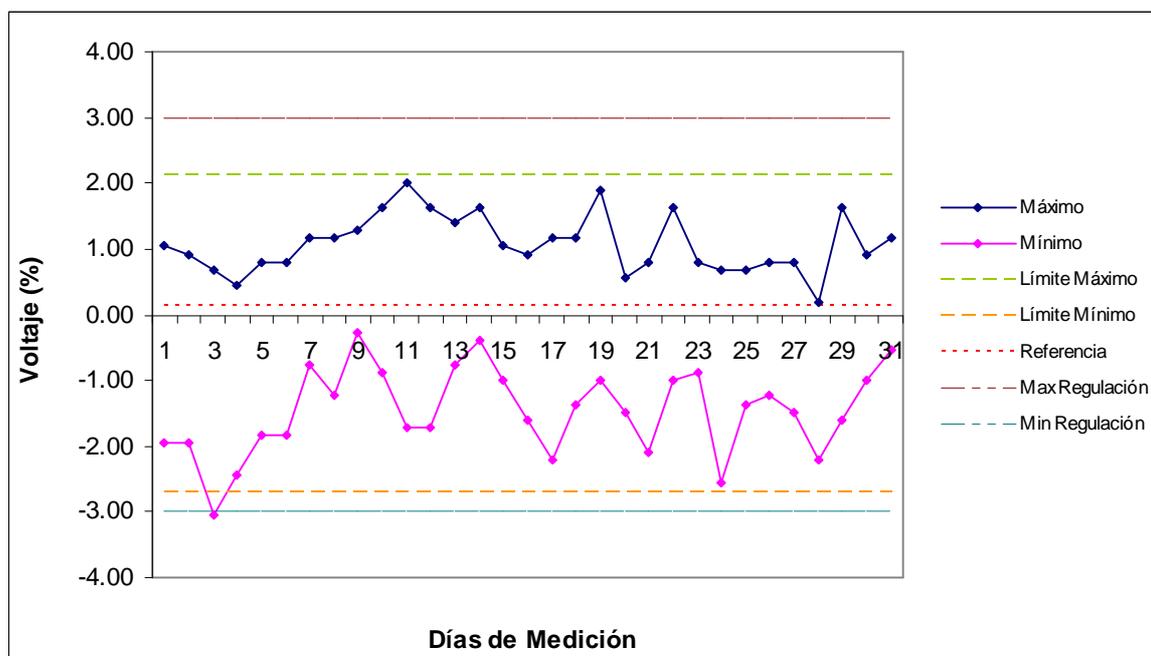


Gráfico No. 5.8.- Variación de Voltaje S/E Totoras 69 kV.

5.2.1.5 **Subestación San Idelfonso**

El máximo voltaje registrado en el período en análisis es 141.72 kV, y el mínimo es 129.00 kV, que equivalen a una variación del 2.72% y del -6.52%, en este punto no se tiene problemas de voltaje.

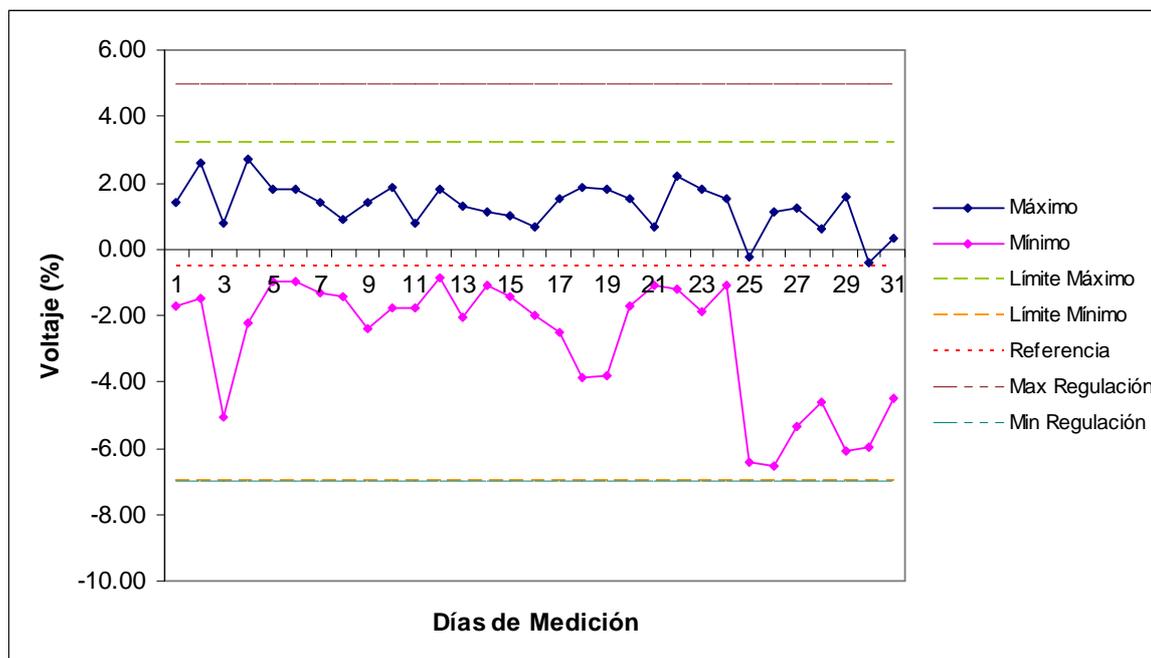


Gráfico No. 5.9.- Variación de Voltaje S/E San Idelfonso 138 kV.

5.2.2 CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA

Según lo establece el numeral 4, “Calidad del Servicio de Transporte y Conexión”, de la Regulación CONELEC No. 002/06, esta se evaluará anualmente sobre la base de indicadores de la frecuencia de desconexiones y duración de las indisponibilidades de cada una de las instalaciones de transmisión y conexión.

Según lo establece la regulación, el tiempo de indisponibilidad de una instalación se considerará, entre el momento de ocurrencia del evento hasta que el CENACE:

- En el proceso de restablecimiento del servicio de las instalaciones desconectadas en ese evento, autorice la energización y el Agente lo cumpla.
- Declare a la instalación, obligadamente indisponible por un tiempo adicional definido, el que será comunicado al Agente.

- Decida no energizarla por considerarla que no es necesaria para la operación y seguridad del sistema en esos momentos.

La calidad de continuidad de servicio se medirá con indicadores, y serán aplicables a las siguientes instalaciones y equipos:

- Campos de conexión de Agentes con los sistemas de transporte.
- Circuitos de líneas de transmisión de 230 kV.
- Circuito de líneas de transmisión de 138 kV.
- Circuitos de líneas de transmisión que operen a otros voltajes mayores a 90 kV.
- Equipos de potencia para transformación de voltajes.
- Equipos de compensación capacitiva y reactiva para regulación de voltaje.

En el cálculo de índices de indisponibilidad y número de desconexiones no se considerarán las siguientes, siempre que sean justificados por el CENACE:

- Indisponibilidades de instalaciones, solicitadas por el CENACE.
- Indisponibilidades programadas de instalaciones, debidas a trabajos de expansión del sistema de transmisión, autorizadas por el CENACE.
- Tiempos de indisponibilidad por demoras atribuibles al CENACE para la puesta en operación de instalaciones.
- Mantenimientos emergentes de instalaciones de transmisión, que no causen suspensión del suministro de energía, autorizados por el CENACE.
- Indisponibilidades asociadas con eventos de duración igual o inferior a un minuto.
- Indisponibilidades resultado de la desconexión de carga por actuación de cuatro o más pasos de baja frecuencia.
- Indisponibilidades resultantes de oscilaciones bruscas de potencia, inestabilidades o colapsos del sistema.

- Desconexiones de enlaces internacionales por actuación de protecciones del sistema (sistémicas), o por fallas en las instalaciones del otro país.
- Desconexiones automáticas de líneas de transmisión previstas por el CENACE para el control de voltaje en el sistema.
- Indisponibilidades originadas en eventos de fuerza mayor o en casos fortuitos, conforme lo dispone el Art. 30 del Código Civil.
- Se contabilizará como una sola desconexión las aperturas y reconexiones de una instalación, atribuibles a un mismo evento.

Los límites establecidos en la regulación son los siguientes:

TIPO DE INSTALACIÓN		DISPONIBILIDAD (%)	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN (1)	AGENTE	---	---	5
	TRANSMISOR	99,920	7	3
CAMPO DE CONEXIÓN (2)	AGENTE	---	---	5
	TRANSMISOR	99,772	20	4
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV		99,658	30	7
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV		99,658	30	7
CAPACITOR Y REACTOR		99,772	20	4
TRANSFORMADOR		99,658	30	4

(1) Campo de Conexión pertenece al Agente

(2) Campo de Conexión pertenece al Transmisor

Tabla No. 5.12.- Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones según la Regulación CONELEC 002/06

A continuación se hace una comparación de los resultados obtenidos con la metodología propuesta y los límites establecidos en la regulación. Se puede observar que los resultados cumplen satisfactoriamente con la regulación y están muy por encima del límite fijado en la misma.

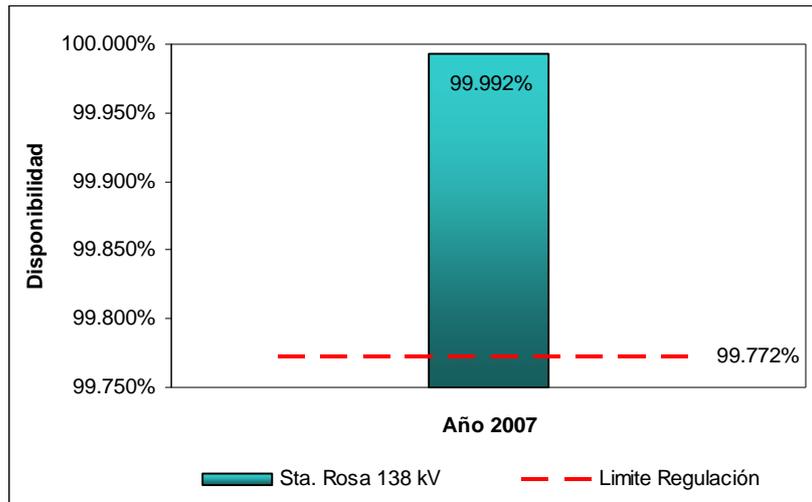


Gráfico No. 5.10.- S/E Sta. Rosa – Comparación Regulación 002/06

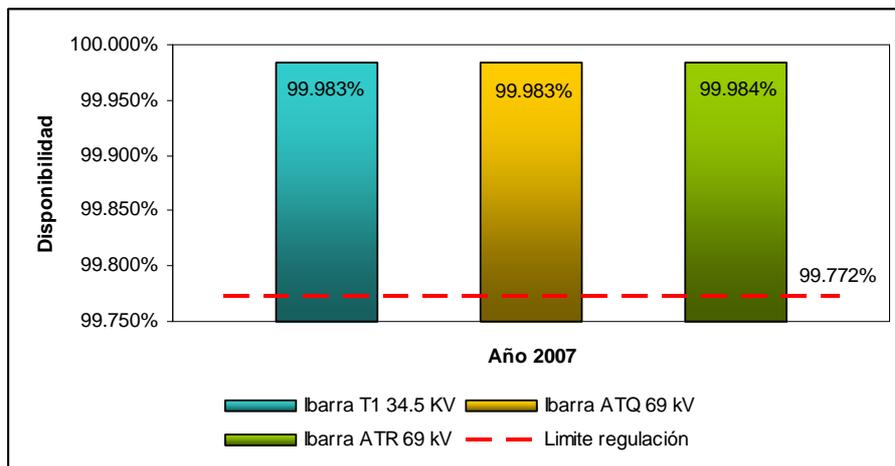


Gráfico No. 5.11.- S/E Ibarra – Comparación Regulación 002/06

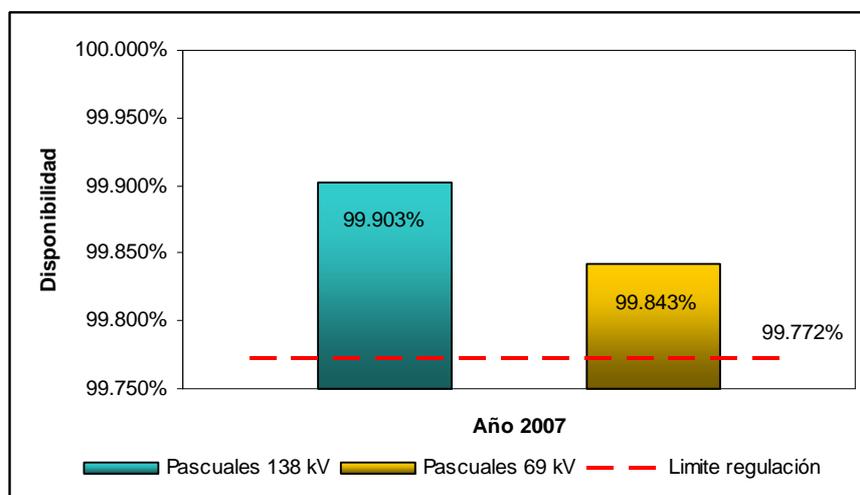


Gráfico No. 5.12.- S/E Pascuales – Comparación Regulación 002/06

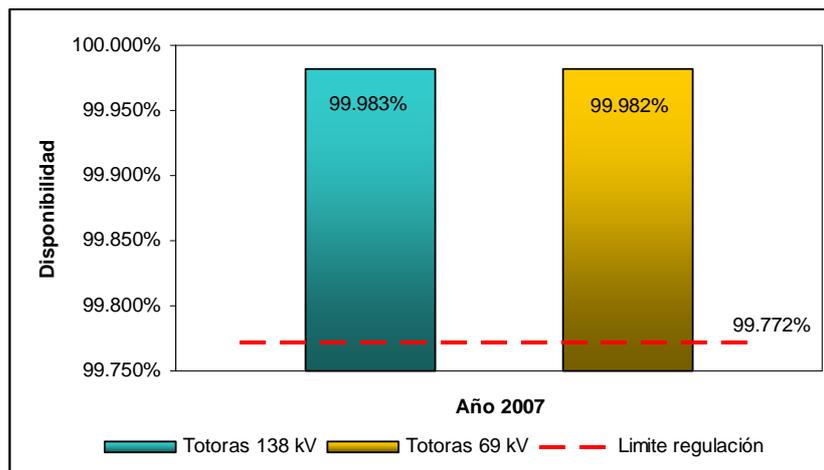


Gráfico No. 5.13.- S/E Totoras – Comparación Regulación 002/06

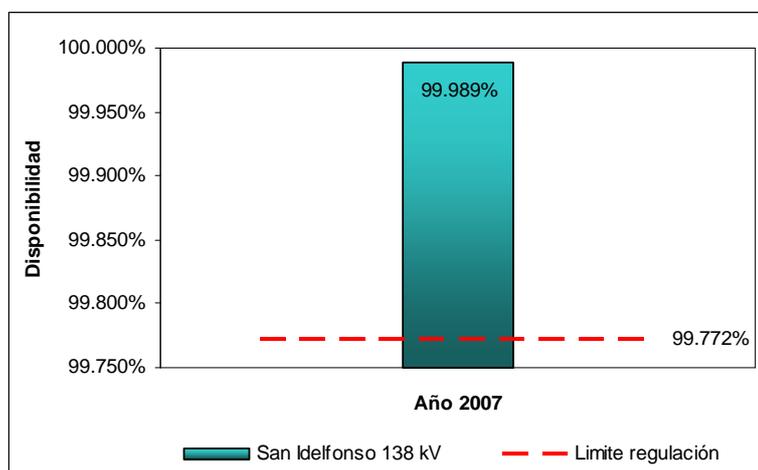


Gráfico No. 5.14.- S/E San Idelfonso – Comparación Regulación 002/06

Adicionalmente, tenemos los índices de disponibilidad globales de líneas de transmisión y transformadores,

Elemento	Nivel de Voltaje	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)
Líneas de Transmisión	230 kV	99.98080	0.02343	0.67735
	138 kV	99.99306	0.02275	0.36111
Transformadores	230 kV	99.99196	0.25002	2.81667
	138 kV	99.99454	0.61294	0.77982

Tabla No. 5.13.- Índices de Confiabilidad de Líneas de Transmisión y Transformadores del SNT.

5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos se desprende lo siguiente:

En general, durante el período de evaluación, el nivel de voltaje en los puntos de conexión de las subestaciones tipo, no presenta problemas y se encuentra dentro de los límites de variación establecidos en la Regulación No. CONELEC 002/06, salvo casos puntuales registrados en las subestaciones Ibarra ATQ 69 kV, Pascuales a 69 kV y 138 kV, y Totoras a 69 kV en los que se tienen voltajes fuera del rango permitido, debidos a las siguientes causas:

- En la S/E Ibarra, ATQ 69 kV, se registró un voltaje de 66.82 kV (-3.16%) a las 9:50 a.m., este bajo voltaje se presentó previo a la conexión del capacitor C1.
- En la S/E Pascuales se produjeron bajos voltajes a las 15:30 horas, 127.51 kV (-7.60%) y 65.74 kV (-4.72%) respectivamente, luego del disparo del circuito 2 de la L/T Milagro – Dos Cerritos de 230 kV.
- En la S/E Totoras se registró un voltaje de 66.90 kV (-3.04%) a las 5:20 a.m. por las condiciones de demanda y despacho de generación.

Como se puede observar, los voltajes que se encuentran fuera del límite de variación establecido en la regulación, son casos específicos cuyas causas han sido debidamente justificadas, y las acciones correctivas que fueron aplicadas permitió normalizar el nivel de voltaje en las citadas subestaciones al poco tiempo de ocurridos los eventos.

Con respecto a la continuidad del suministro, al realizar la comparación de los resultados obtenidos con los límites establecidos en la Regulación No. CONELEC 002/06, se puede observar que estos cumplen con los límites establecidos en la misma, siendo la S/E Santa Rosa la que presenta el más alto índice de confiabilidad, 99.99235%, en comparación con las subestaciones analizadas; éste resultado se justifica porque en esta subestación se aplica el criterio de seguridad n-1 (se dispone de un autotransformador monofásico de reserva).

A continuación un resumen de los índices de confiabilidad obtenidos:

Elemento	Nivel de Voltaje (KV)	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla (falla/año)	Tiempo de Reparación (horas/año)
S/E Santa Rosa	138	99.99235	1.09916	0.60908
S/E Ibarra	T1 34.5	99.98302	1.79686	0.82779
	ATQ 69	99.98302	1.79686	0.82779
	ATR 69	99.98389	1.79686	0.78518
S/E Pascuales	138	99.90256	3.58229	2.38277
	69	99.84267	4.61286	2.98773
S/E Totoras	138	99.98262	0.91296	1.66734
	69	99.98217	0.91796	1.70183
S/E San Idelfonso	138	99.98894	0.31608	3.06517
Líneas de Transmisión	230	99.98080	0.02343	0.67735
	138	99.99306	0.02275	0.36111
Transformadores	230	99.99196	0.25002	2.81667
	138	99.99454	0.61294	0.77982

Tabla No. 5.14.- Resumen Índices de Confiabilidad SNT

Sin embargo, a pesar de que los resultados obtenidos cumplen satisfactoriamente con la regulación, es necesario realizar una revisión de los límites que establece la normativa vigente, puesto que, éstos deben fijarse acorde con la situación de operación actual del sistema de transmisión y considerar los cambios que se implementarán a futuro, como es la automatización de las subestaciones que permitirá entre otras: incrementar la disponibilidad de la subestación, selectividad ante fallas, procesar y resolver emergencias operativas en forma automática, facilidades para transmisión, recepción de datos, indicación de estados, supervisión, control, medición y protección.

Estas ventajas que proporciona la automatización de subestaciones, permitirá tener un valioso registro de información de la operación del sistema, tanto para el análisis de la misma en tiempo real, como para realizar futuros estudios, y por lo tanto, permitirá plantear posibles soluciones a eventos o requerimientos del sistema de forma más rápida y oportuna.

5.4 PROYECCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

5.4.1 CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE

En lo que se refiere a la calidad del nivel de voltaje, se estima que los voltajes se mantendrán entre los límites que se determinaron mediante la aplicación de la metodología propuesta, entonces se tendría lo siguiente:

Subestación	Nivel de Voltaje	Rango de Variación Estimado
Santa Rosa	138 kV	$-6.61\% \leq V_{138 \text{ kV}} \leq 2.09\%$
Ibarra	ATQ 69 kV	$-2.37\% \leq V_{\text{ATQ } 69 \text{ kV}} \leq 2.89\%$
	ATR 69 kV	$-2.99\% \leq V_{\text{ATR } 69 \text{ kV}} \leq 2.55\%$
	T1 34.5 kV	$-2.63\% \leq V_{\text{T1 } 34.5 \text{ kV}} \leq 2.79\%$
Pascuales	138 kV	$-7.00\% \leq V_{138 \text{ kV}} \leq 2.52\%$
	69 kV	$-2.95\% \leq V_{69 \text{ kV}} \leq 2.75\%$
Totoras	138 kV	$-3.17\% \leq V_{138 \text{ kV}} \leq 5.00\%$
	69 kV	$-2.69\% \leq V_{69 \text{ kV}} \leq 2.13\%$
San Idelfonso	138 kV	$-7.00\% \leq V_{138 \text{ kV}} \leq 3.23\%$

Tabla No. 5.15.- Variación Estimada de Voltaje en las Subestaciones Tipo

5.4.2 CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA

En lo que se refiere a la calidad del suministro de energía, se puede observar que los resultados obtenidos se encuentran dentro del límite establecido por la Regulación CONELEC No. 002/06 y, que la disponibilidad de las instalaciones es alta, sin embargo, con la finalidad de mejorar estos índices se propone índices de disponibilidad tomados de referencias internacionales.

Considerando el caso de la subestación Pascuales, en el que se tiene el menor índice de disponibilidad en comparación con las otras subestaciones analizadas, para estimar los resultados que se deberían tener a futuro, se consideró los índices presentados por la Red Eléctrica España – REE en su informe anual del

2006, entonces el índice de disponibilidad será de 99.963%; para calcular el promedio únicamente se consideró el índice de indisponibilidad correspondiente a “*Circunstancias Fortuitas*”, en la Tabla No. 5.16 se muestra los datos correspondientes al período 2001-2006.

Año	Indisponibilidad	Confiabilidad
2001	0.03%	99.97%
2002	0.02%	99.98%
2003	0.05%	99.95%
2004	0.09%	99.91%
2005	0.01%	99.99%
2006	0.02%	99.98%

Tabla No. 5.16.- Índices de Confiabilidad de la Red Eléctrica España

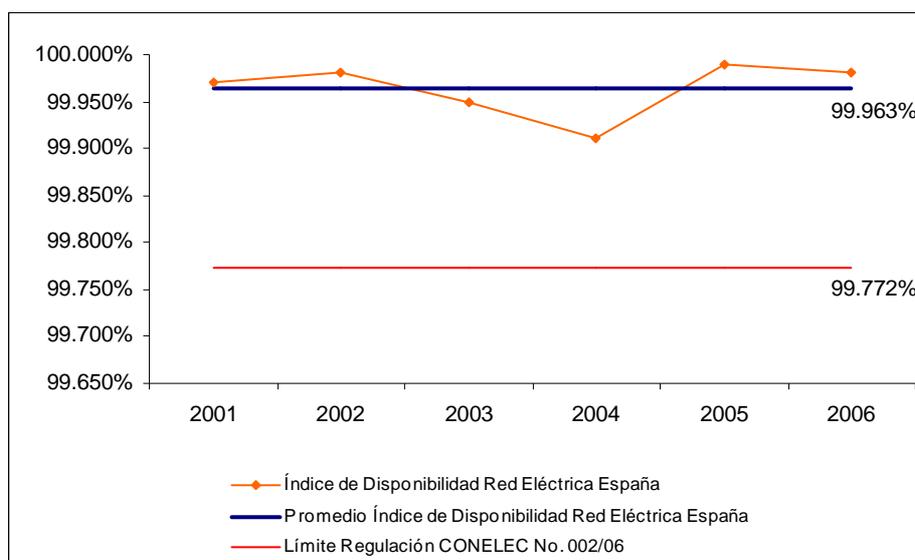


Gráfico No. 5.15.- Índice de Disponibilidad

En los otros casos, se debería tratar de alcanzar el 99.992% de disponibilidad de las instalaciones, considerando que este índice es el más alto entre las subestaciones analizadas, y corresponde a la subestación Santa Rosa a 138 kV.

5.5 RESUMEN DEL CAPÍTULO

En general, durante el período de evaluación, el nivel de voltaje en los puntos de conexión de las subestaciones tipo, no presenta problemas y se encuentra dentro de los límites de variación establecidos en la Regulación No. CONELEC 002/06, salvo casos puntuales registrados en las subestaciones Ibarra ATQ 69 kV, Pascuales a 69 kV y 138 kV, y Totoras a 69 kV en los que se tienen voltajes fuera del rango permitido debidos a causas específicas de operación del SNI citadas anteriormente.

La evaluación de la calidad del suministro de energía se la hace en función de los reportes de desconexiones por fallas en líneas de transmisión y transformadores del Sistema Nacional de Transmisión, correspondientes al año 2007 y registradas por TRANSELECTRIC S.A. De los resultados obtenidos para las subestaciones en análisis, se desprende que estas no tienen problemas de calidad de suministro, puesto que los índices obtenidos se encuentran por encima del límite de disponibilidad establecido en la regulación.

Finalmente, se hace una proyección de los índices obtenidos tanto para nivel de voltaje como para suministro de energía; en el primer caso se determina que la variación de voltaje se encontrará dentro de los límites calculados con la metodología propuesta, y en el segundo caso, se toma como referencia estadísticas de operación internacional.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La metodología descrita en este trabajo se planteó en base a métodos que tienen aceptación internacional y consideró información real de operación del Sistema Nacional de Transmisión – SNT para el año 2007, lo que permitió determinar el nivel de calidad de voltaje y del suministro de energía en los puntos de conexión del SNT.
- El nivel de voltaje en los puntos de conexión de los agentes a las subestaciones analizadas, se encuentra dentro de los límites establecidos en la Regulación CONELEC No. 002/06 (previo a un estudio realizado por el CENACE); se determina que estos valores se mantendrán entre los límites calculados con la metodología planteada, en la que se considera la máxima y mínima variación de voltaje registrada en el mes de diciembre del 2007.
- Se utilizó el Método de Frecuencia y Duración para determinar los índices de confiabilidad, debido a la simplicidad del mismo y a su semejanza con los circuitos eléctricos, con lo cual se obtuvieron índices cuantitativos que resultaron de mayor utilidad en el momento de realizar el análisis de resultados.
- La proyección de los índices de confiabilidad se la realizó en base a estadísticas internacionales, en vista de que se requiere disponer de información con un historial más amplio para determinar una proyección que se ajuste a los parámetros técnicos y operativos del Sistema Nacional de Transmisión.
- La modernización de las subestaciones, entre otros, permitirá registrar la información de los aspectos considerados en la regulación de calidad vigente y

por lo tanto, en un futuro se podrán realizar análisis más exhaustivos de la calidad que se tiene en los puntos de conexión del sistema de transmisión, y de ser el caso aplicar las acciones necesarias para mitigar sus efectos en el sistema.

- La conexión de nuevos agentes al sistema de transmisión, sean éstos de generación o de carga, modifican las condiciones tanto técnicas como de operación del sistema, por lo que es responsabilidad tanto del transmisor como del agente a conectarse, procurar que estos efectos sean mínimos y no se alteren las condiciones de servicio que se proporciona a otros agentes.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un seguimiento de la calidad que se tiene en las diferentes actividades del sistema eléctrico, puesto que para obtener un determinado nivel de calidad de energía, todos y cada uno de los actores del sistema aportan en el resultado final; ya que cada agente es responsable del servicio que brindan a sus consumidores.
- Si bien, la regulación vigente en nuestro país sanciona económicamente el incumplimiento de los límites establecidos en la misma, se sugiere analizar una metodología que permita calcular incentivos económicos que se otorgarían a los actores MEM que cumplan satisfactoriamente con la regulación, con la finalidad de que este se invierta en mecanismos que permitan mejorar aún más el estándar de calidad de la empresa que se hace acreedora del incentivo y así fortalecer la competitividad del sistema.
- Se recomienda para futuros trabajos, considerar los cambios realizados en la regulación de calidad, ya que desde el 28 de febrero del presente año, entró en vigencia la Regulación CONELEC No. 003/08 “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”, en la que se modifica el período de evaluación de la calidad, y

los límites de variación del nivel de voltaje y, los límites horas de indisponibilidad y número de desconexiones.

- Se recomienda, que en la regulación de calidad vigente se especifiquen detalladamente las características técnicas que los equipos de medición a nivel de transmisión deben cumplir para ser instalados en los puntos de conexión de los agentes; éstas deberían establecerse considerando las características de los equipos actualmente instalados en las subestaciones, y por lo tanto, en coordinación con el agente transmisor.

- El Sector Eléctrico de nuestro país se enfrenta a un futuro incierto, ya que el Gobierno está analizando la opción de regresar al modelo de mercado que se venía manejando hasta 1999, es decir, pretende nuevamente unificar las actividades de generación, transmisión y distribución, independientemente de que se realice o no la reestructuración del sector, se recomienda mantener y mejorar la normativa relacionada con la calidad del servicio de energía puesto que los requerimientos actuales del sistema así lo exigen.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Abril 2007.
- [2] Regulación No. CONELEC – 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación”.
- [3] Revista Transmisión y Desarrollo, “Gobernabilidad para un Sistema eléctrico ecuatoriano exitoso”, TRANSELECTRIC S.A. Edición N° 3, Marzo 2008
- [4] Regulación No. CONELEC – 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”.
- [5] Regulación CONELEC No. 002/06 – Calidad del Servicio de Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI”.
- [6] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico Español, Noviembre 1997.
- [7] Real Decreto 1955/2000, España, Diciembre 2000.
- [8] Informe del Sistema Eléctrico Español en el 2006.
- [9] Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Santiago de Chile, Diciembre 1997.
- [10] Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio de Chile, Santiago de Chile, Mayo 2005.
- [11] Contrato de Concesión de TRANSENER S.A., Argentina.

- [12] Ley 20.065 Generación, Transmisión y Distribución de Electricidad, Argentina.
- [13] Capítulo 2: Calidad del Servicio de Transporte, Informe 2005, Argentina.
- [14] Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016.
- [15] Ramírez Castaño, Samuel & Cano Plata, Eduardo. *“Calidad del Servicio de Energía Eléctrica”*, Universidad de Nacional de Colombia, Junio 2003.
- [16] Cubero Castro, Edgar A. *“Regulación y Calidad del Suministro Eléctrico. Marco Legal y Normativo Técnico Costarricense”*.
- [17] Billinton, Roy. *“Power System Reliability Evaluation”*, New York 1970
- [18] Mena Pachano, Alfredo, *“Confiabilidad de Sistemas de Potencia”*, Colección Escuela Politécnica Nacional, Quito 1983.
- [19] Arriagada Mass, Aldo Gary, *“Evaluación de Contabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución”*. Tesis doctoral, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 1994.
- [20] Barcenas Guevara, William Geovanny & Toapanta Macanuela, Edwin Alexis, Tesis EPN, *“Análisis de Confiabilidad del suministro eléctrico en el Ecuador”*, Director: Ing. Milton Toapanta, Febrero 2001.
- [21] Erazo Hermosa, Fabricio Xavier. Tesis EPN *“Análisis de confiabilidad de la Subestación Santa Rosa”*, Director: Ing. Luis Tapia, Marzo 2005.
- [22] Torres Cordero, Gorki Francisco. Tesis EPN *“Adaptación de modelos para el cálculo de la confiabilidad del Sistema Nacional de Transmisión para el año 2004, con el programa DIGSILENT, aplicado a los agentes:*

EMELESA, TERMOESMERALDAS y EEQSA”, Director: Ing. Luis Tapia, Marzo 2003.

- [23] Larraín Llona, Ricardo, “*Cálculo de un índice de indisponibilidad de transmisión para el sistema interconectado central basado en el método predictivo probabilística analítico*”. Tesis doctoral, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 2001.
- [24] Rivier Abbad, Javier, “*Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones*”. Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid 1999.

PÁGINAS WEB:

- CONELEC: www.conelec.gov.ec
- CENACE: www.cenace.org.ec
- TRANSELECTRIC S.A.: www.transelectric.com.ec
- RED ELÉCTRICA ESPAÑA: www.ree.es
- TRANSELEC: www.transelec.cl
- TRANSENER: www.transener.com.ar