

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA CALIDAD DE
SUMINISTRO**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

RAÚL GONZALO SÁNCHEZ CASTELLANOS

PROMOCIÓN 2006 - II

LIMA – PERÚ

2012

Dedicado a mi abuela Gloria, a mis
padres y a mi hermana Claudia

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA CALIDAD DE
SUMINISTRO**

PRÓLOGO

El presente informe de competencia profesional analiza los resultados de la aplicación del procedimiento para la “Supervisión y Fiscalización de la Performance de los Sistemas de Transmisión” del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería, en la calidad de suministro eléctrico, expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de las interrupciones que tienen su origen en las instalaciones de transmisión: líneas de transmisión, transformadores de potencia, auto transformadores y equipos de compensación reactiva, en cumplimiento de la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 091-2006-OS/CD, y en complemento a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Dicho análisis tiene como horizonte, cuatro años consecutivos: desde enero del año 2008 a diciembre del año 2011.

Para tal fin, se recaba, procesa y analiza la información reportada por las empresas supervisadas, relativa a las interrupciones de servicio eléctrico, con origen en los sistemas de transmisión, el congestionamiento de las líneas de transmisión y la sobrecarga de los transformadores de potencia. Los indicadores de performance de los componentes de transmisión, se obtienen en función de las interrupciones de suministro ocasionadas por los componentes causantes de dichas interrupciones.

Finalmente, se presenta una propuesta de mejora al procedimiento de “Supervisión y Fiscalización de la Performance de los Sistemas de Transmisión”, en base a las observaciones encontradas durante el periodo de evaluación y a los resultados obtenidos.

El presente informe está estructurado en cinco (05) capítulos que a continuación se detallan:

En el Capítulo I se expone las generalidades, el objetivo del informe, el alcance y las definiciones a usarse en el presente informe.

El Capítulo II contiene el marco en el que se desarrolla el Procedimiento de Supervisión, con un resumen de los antecedentes del sector eléctrico; así como, la estructuración del sistema eléctrico peruano en las actividades que conforman el negocio eléctrico, es decir: generación, transmisión y distribución. Asimismo, presenta la normativa eléctrica relacionada del sector, en sus partes más importantes, que sustentan la aplicación del Procedimiento.

En el Capítulo III se aborda el tema de la calidad de suministro eléctrico, su problemática, su relación con la confiabilidad del servicio eléctrico, aspectos regulatorios de la calidad e indicadores de calidad de suministro.

El Capítulo IV describe el proceso de supervisión y fiscalización de la transmisión, los criterios que se implementaron en la Supervisión y Fiscalización de la Performance de los Sistemas de Transmisión. Se resume asimismo, los puntos principales del Procedimiento, su Modificatoria y las respectivas sanciones al incumplimiento del mismo.

En el Capítulo V se analizan los resultados de la aplicación del Procedimiento de Supervisión de los Sistemas de Transmisión en la calidad del suministro eléctrico. Se muestra la estadística de interrupciones para líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones (transformadores de potencia, auto transformadores y equipos de compensación), en número y duración, recogida del sistema extranet implementado por OSINERGMIN para tal fin, y su evolución desde enero 2008 hasta diciembre del año 2011 (4 años), junto a sus indicadores de performance; así como también la sobrecarga de transformadores y congestión en las líneas de transmisión. Asimismo, se establece tendencias del comportamiento de las instalaciones de transmisión para medir la eficacia de la aplicación del Procedimiento de Supervisión. Para finalizar este capítulo, se presenta una propuesta de mejora del Procedimiento de Supervisión.

En la parte final del informe se muestran las Conclusiones y Recomendaciones.

ÍNDICE

PROLOGO

CAPITULO I 1

INTRODUCCION 1

1.1 Generalidades 1

1.2 Objetivo 2

1.3 Alcance 2

1.4 Definiciones 2

CAPITULO II 5

EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 5

2.1 Antecedentes 5

2.2 Descripción del Sector Eléctrico 6

2.2.1 Actividades del Sector Eléctrico 8

2.2.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión 10

2.3 La Normativa Eléctrica 10

2.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento 10

2.3.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos 13

2.3.3 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica 14

2.4 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería 14

CAPITULO III 16

LA CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO 16

3.1 Problemática 16

3.2 Aspectos de la Confiabilidad y de la Calidad del Servicio Eléctrico 17

3.3 La Regulación de la Calidad 18

3.4 La Calidad del Suministro Eléctrico 19

3.5 Indicadores de Calidad 21

II

CAPITULO IV	23
LA SUPERVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	23
4.1 Antecedentes de la Supervisión.....	23
4.2 La Supervisión de la Transmisión	25
4.3 El Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión	25
4.3.1 Modificación del Procedimiento de Supervisión.....	28
4.4 Multas y Sanciones.....	28
CAPITULO V	31
APLICACIÓN DE LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	31
5.1 Estadística de Interrupciones	31
5.1.1 En líneas de transmisión.....	31
5.1.2 En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación.....	43
5.1.3 Comentarios.....	55
5.2 Reporte de máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	56
5.2.1 Máximas Demandas de Transformadores de Potencia.....	57
5.2.2 Máximas Cargas en Líneas de Transmisión	57
5.2.3 Acciones a implementar para superar el problema de sobrecarga y congestión ..	59
5.2.3.1 Acciones en Transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva.....	60
5.2.3.2 Acciones en Líneas de transmisión	61
5.3 Indicadores de Performance	62
5.3.1 Indicadores de Performance en Líneas de Transmisión.	63
5.3.2 Indicadores de Performance en Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva.	71
5.4 Análisis de la Fiscalización de los Sistemas de Transmisión Eléctrica.....	75
5.4.1 En líneas de transmisión	75
5.4.2 En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación	78
5.5 Propuesta de Perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión.....	81

III

CONCLUSIONES	86
ANEXOS	89
Anexo A	90
Relación de empresas comprendidas en el Procedimiento de Supervisión	90
Anexo B.....	92
Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD	92
Anexo C	99
Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD	99
BIBLIOGRAFIA	103

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

1.1 Generalidades

Las interrupciones del suministro eléctrico siempre causan malestar a los usuarios del servicio eléctrico, siendo un reclamo constante de clientes regulados y libres, ya que afectan el normal desarrollo de sus actividades, causando perjuicio y malestar en el desarrollo de las mismas. Por lo general, tienen su origen en el segmento de distribución, el cual es un segmento muy monitoreado cuando hablamos de calidad de suministro, en parte, debido a la responsabilidad de llevar la electricidad hasta el usuario final y al trato comercial directo que lleva con él; sin embargo, parte importante del proceso de conducir la electricidad hasta el usuario final, recae en el segmento de transmisión, que sin una supervisión adecuada del desempeño de sus componentes, la electricidad no podría llegar hasta los usuarios finales con la calidad que se desea, afectando a éstos en proporciones mayores que las interrupciones originadas en el segmento de distribución.

Es por ello que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante OSINERGMIN) en uso de su facultad normativa, vio por conveniente implementar el procedimiento para la “Supervisión y Fiscalización de la Performance de los Sistemas de Transmisión” (en adelante, el Procedimiento de Supervisión), a través de la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 091-2006-OS/CD, y en complemento a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con el objetivo de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios, a través de la supervisión y fiscalización de las instalaciones de transmisión eléctrica.

Antes de la aplicación del Procedimiento de Supervisión, la supervisión de la transmisión eléctrica se efectuaba de manera general en las instalaciones de las empresas supervisadas, convirtiéndose el supervisor de OSINERGMIN en un supervisor de las empresas eléctricas, quién en las inspecciones en campo detectaba incumplimientos a la normativa vigente, y observaba ello

a las empresas supervisadas, limitándose ellas a corregir únicamente lo detectado en las inspecciones de campo. Esta metodología de supervisión era eficaz, pero poco eficiente, adoptándose a partir del año 2006 una nueva metodología de supervisión que contiene criterios de supervisión en base a resultados y enfocada en los procesos.

1.2 Objetivo

Evaluar el desempeño de los sistemas de transmisión eléctrica en la calidad de suministro.

1.3 Alcance

La evaluación se efectúa para todas aquellas empresas que operan sistemas de transmisión, concesionarias o no, con niveles de tensión mayores o iguales a los 30 kilovoltios, a través del registro de aquellas interrupciones de suministro eléctrico mayores a tres (3) minutos en líneas de transmisión o equipamiento de subestaciones: transformadores de potencia, auto transformadores y equipos de compensación; registradas por las empresas a través del sistema de información extranet que OSINERGMIN dispone para tal fin, desde enero del año 2008 hasta diciembre del año 2011; en función de las cuales se calculan los indicadores de performance definidos en el Procedimiento de Supervisión: Tasa de falla e Indisponibilidad; tomando aquellos componentes causantes de las interrupciones. Asimismo, los reportes de sobrecarga de transformadores y congestión en líneas de transmisión, permitirán identificar aquellos componentes que operen excediendo su capacidad de diseño y que resulten críticos para la operación del sistema eléctrico.

La evaluación de las desconexiones y de los indicadores de desempeño definidos en el Procedimiento de Supervisión, medirán exclusivamente la calidad de suministro, expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de las interrupciones, originadas en los sistemas de transmisión, y no contempla otros aspectos de la calidad tales como: la calidad del producto, calidad de atención comercial y calidad del alumbrado público.

1.4 Definiciones

Las siguientes definiciones forman parte integrante de la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los

Sistemas de Transmisión”, y su Modificación, Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD.

- Desconexión Forzada: Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido a fallas o razones de operación.
- Disponibilidad: Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.
- Empresa: Persona jurídica que opera un sistema de transmisión eléctrica.
- Falla: Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.
- GFE: Gerencia de Fiscalización Eléctrica.
- Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.
- Interrupción ⁽¹⁾: Falta del suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega, como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.
- Línea de Transmisión: Disposición de apoyos, conductores, ferretería, aisladores y accesorios para transmitir electricidad a una tensión igual o mayor de 30 kV, entre dos puntos de un sistema.
- OSINERGMIN⁽²⁾: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Plan de Contingencias Operativo: Documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERGMIN, para reducir al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres.
- Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos: Documento que elaboran las empresas para referir los planes de inversión, que deberán efectuar; a fin de reemplazar equipos por unidades nuevas, en la oportunidad en que se cumpla el periodo de vida útil, o haya necesidad de repotenciar o reponer equipamiento cuando la capacidad nominal haya sido copada o se tornen obsoletos, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

⁽¹⁾ Definición modificada con Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD. La anterior definición, la definía así: Falta de suministro del **servicio público de electricidad** como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.

⁽²⁾ Anteriormente OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

- Registro: Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.
- Reporte: Envío de información consolidada a OSINERGMIN, respecto a un tema específico, en el periodo establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
- Sistema de Transmisión: Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales ó superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores, auto transformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor 30 kV. y sus correspondientes equipos accesorios asociados de control maniobra medición protección y seguridad.
- Subestación: Parte de una red eléctrica, concentrada en un lugar dado, incluyendo principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra, las celdas de las líneas de transmisión o distribución, que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (Por ejemplo dispositivos de protección).

Otras definiciones y siglas que no forman parte de las Resoluciones anteriores, y a las que se hará a mención a lo largo del presente informe, son las siguientes:

- COES: Comité de Operación Económica del Sistema.
- LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.
- MEM: Ministerio de Energía y Minas.
- NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SITRAE: Sistema de información de Transmisión Eléctrica del OSINERGMIN.

CAPÍTULO II

EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

2.1 Antecedentes

Hasta el año 1972, el sector eléctrico peruano estuvo desarrollado por capitales privados, los cuales daban cobertura eléctrica a un porcentaje muy pequeño de la población. A partir de dicho año, e impulsado por el gobierno militar, se llevó a cabo la nacionalización de la industria eléctrica, creándose la empresa estatal Electroperú, la cual tenía a su cargo el desarrollo del total de actividades que conforman el negocio eléctrico, encargándose de la provisión del servicio y de la planificación eléctrica.

Hasta comienzos de los años ochenta, el crecimiento del sector eléctrico fue bueno, se mejoró la infraestructura eléctrica, construyéndose centrales hidroeléctricas y térmicas; pero por diversos problemas, principalmente por la crisis de la deuda, el crecimiento se detuvo. Existieron también, intentos de reforma, como aquel que descentralizaba la provisión de los servicios, creándose empresas regionales de electricidad; así como, la definición de la estructura del sector, conformada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, Electroperú, las empresas regionales de electricidad y la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Para inicios de los años noventa, producto de la mala gestión estatal, la situación del sector eléctrico era preocupante, escasas inversiones en infraestructura, mantenimiento escaso y deficiente, tarifas fijadas con criterio político que no alcanzaban a cubrir sus costos de producción, la actividad terrorista; entre otros; motivó a un proceso de reforma del sector eléctrico a través de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992. [1]

2.2 Descripción del Sector Eléctrico

La reestructuración del sector eléctrico, trajo consigo un nuevo marco regulatorio con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, cuyos principales objetivos eran los siguientes: Garantizar el suministro de energía promoviendo la inversión, fijar tarifas que remuneraran adecuadamente las inversiones, promover la eficiencia mediante la introducción de competencia, aumentar la cobertura del sector eléctrico, entre otros.

Las principales medidas que se adoptaron fueron:

- Se implementó un nuevo diseño de mercado, separándose las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Entre 1994 y 1996 se privatizó cerca del 55% de la capacidad de generación y cerca del 60% de la distribución, medida por el número de clientes, a través de la división de las empresas estatales Electroperú y Electrolima. Posteriormente, en el año 2002, se transfirió la actividad de transmisión al sector privado, mediante concesiones por periodos de treinta años.
- Se establecieron las siguientes reglas de mercado:
 - a) Creación de una entidad encargada de la operación del sistema, así como de la valorización de las transacciones en el mercado spot, denominado COES.
 - b) Establecimiento de un mercado spot, exclusivamente para transar electricidad entre generadores que tuvieran superávit o déficit de producción respecto de sus obligaciones.
 - c) Libre entrada a la generación.
 - d) Regulación de tarifas para clientes regulados y libre contratación para clientes con consumos mayores a 1 MW.
 - e) Obligatoriedad de contratos a largo plazo entre generadores y distribuidores para clientes regulados con obligación de las empresas distribuidoras de contratar el 100% de sus necesidades por un período mínimo de dos años.

Respecto al esquema regulatorio, resumido en la Tabla N° 2.1, se separó la política sectorial, relacionada con el otorgamiento de concesiones, la generación de normas y planificación, la cual se encargó al Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad; de la regulación y supervisión, se le encargó al Organismo

Supervisor de la Inversión en Energía, mientras que al Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual, se le encargó velar por la libre competencia del sector.

OSINERG se creó en diciembre de 1996, mediante la ley 26734; posteriormente absorbió a la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), la cual pasó a ser la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). Las atribuciones del OSINERG incluían, entre otras:

- Fijar tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Supervisar la calidad y seguridad del servicio eléctrico.
- Atender a los reclamos de los usuarios en segunda instancia.
- Realizar la supervisión del sector hidrocarburos.

Desde el año 2007, OSINERG asumió las funciones de supervisión de aspectos de seguridad y medio ambiente en el sector minero, pasando a denominarse Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). [2]

Tabla N° 2.1. Instituciones estatales involucradas en el mercado eléctrico peruano.

<p>MINEM-DGE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establece la política sectorial y promulga las normas correspondientes. • Otorga concesiones. • Elabora el plan indicativo de expansión: generación – transmisión. • Aprueba los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
<p>OSINERGMIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Velar por el cumplimiento de la LCE. • Fiscaliza las obligaciones de los concesionarios establecidos en la ley y su reglamento. • Fiscaliza la adecuada prestación del servicio público de electricidad. • Fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones del COES. • Supervisa la calidad y el suministro de energía. • Determina semestralmente los porcentajes de participación de mercado de las empresas. • Supervisa aspectos de seguridad y medio ambiente del sector minero.
<p>GART- OSINERGMIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fija las tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad. • Fija las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final. • Fija las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos. • Publica los precios de referencia para combustibles líquidos.

INDECOPI:

- Promueve la competencia en el sector.
- Vela por el cumplimiento de la ley antimonopolio y antioligopolio.

Fuente: [2]: Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico.

2.2.1 Actividades del Sector Eléctrico

En el año 1992, La Ley de Concesiones Eléctricas determinó la separación de las actividades del sector en tres grupos: generación, transmisión y distribución para que pudieran ser desarrolladas y operadas por empresas privadas. La actividad de generación es llevada a cabo por empresas de capital privado y estatal. Las generadoras son las responsables de la producción de energía eléctrica y provisión de potencia eléctrica, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica.

Este mercado es de libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada únicamente por los altos niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central, ya sea térmica o hídrica. Esta actividad representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. Es una actividad en donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir mayores ofertantes para generar competencia.

Los diferentes tipos de generadores tiene diversos costos, pero es conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de generador, pues algunos tienen costos fijos más altos pero costos de operación menores, mientras que otros tienen costos fijos más bajos pero costos de operación mayores.

La actividad de transmisión se realiza mediante un conjunto de redes que transporta energía en niveles de alta y muy alta tensión. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales, haciendo uso para tales fines de las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se establece una tarifa peaje la cual debe ser pagada por las generadoras a los operadores de sistemas de transmisión.

La transmisión representa del 5% al 15% del costo total de la electricidad, y es una actividad donde se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento de diseño de las instalaciones, por lo que tiene características de monopolio natural.

Con el fin de ahorrar costos y reducir pérdidas, la transmisión se realiza en niveles de tensión elevados entre los 100 y 500 kilovoltios, que genera una mayor eficiencia en el transporte experimentando menores pérdidas de energía, las cuales fluctúan entre un 1% y 3% de la energía transmitida.

La actividad de distribución se realiza a través de las redes de media y baja tensión, las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en el punto de entrega, en bloque y entregarla a los usuarios finales (ya sean consumidores industriales, comerciales o residenciales); y actúan en una zona geográfica determinada de acuerdo a la concesión dada por el Estado Peruano.

La actividad de distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios. Los consumidores acceden al servicio eléctrico a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas sujetas a postes eléctricos, o acometidas subterráneas, en tensiones menores que las líneas de transmisión, con pérdidas de energía que suelen fluctuar entre 4% y 9%. La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad.

En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente, la que incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista la realizan empresas distintas, las cuales se encargan de comprar electricidad a las generadoras, firmar contratos con los consumidores, realizar la medición del consumo, facturar y cobrar. [2][3]

2.2.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión

En la Tabla N° 2.2 se muestra el parque total de transmisión, que está constituido por 839 transformadores de potencia, 614 líneas de transmisión y 123 equipos de compensación reactiva.

2.3 La Normativa Eléctrica

El actual marco regulatorio del sector eléctrico peruano, tiene su origen en el año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, y posteriormente con su reglamentación en el año 1993. El marco general establecido por estas normas, fue complementado, entre otros, con la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que impuso condiciones previas para la concentración de actividades eléctricas en el sector. En el año 1997, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, establece las condiciones mínimas para la prestación de dichos servicios. Finalmente en el año 2006, se promulga la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual introduce reformas al marco normativo que buscan perfeccionar el marco regulatorio existente a la fecha de publicación.

2.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento

El Sector Eléctrico peruano se encuentra regulado por la ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) la cual a su vez se encuentra reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificatorias. Mediante esta ley, se eliminó el monopolio del Estado y se establecieron las normas para desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En la Fig. 2.1 se muestra un diagrama jerárquico de la normativa eléctrica peruana.

Tabla N° 2.2. Parque de Instalaciones de Transmisión

EMPRESAS CON INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	N° DE LÍNEAS	Longitud (km)					N° de transformadores				
		500 kV	220 kV	138 kV	575 kV	Total	500 kV	220 kV	138 kV	575 kV	Total
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN											
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A	8		966.8	3.1		969.9		3			3
COMENHUA	7		147.9	103.7	105.7	357.4		1	1	2	4
DEPOLT	2				152.7	152.7				4	4
ETENORTE	6		83.0	266.8		349.8		1	1	1	3
ETESSELVA	4		393.1			393.1		1			1
ISA	5		261.2	130.5		391.7		2	1		3
REDESUR	4		534.4			534.4		2			2
REP S.A	73		4724.5	1276.7	33.9	6035.1		27	27	7	61
TRANSMANTARO	13	89.8	1206.1			1295.9	3	4			7
TRANSMISORA ANDINA	2			182.1		182.1					
TRANSMISORA CALLALLI	4				146.6	146.6				4	4
TRANSMISORA GUADALUPE	2				32.7	32.7				4	4
TRANSMISORA NORPERUANA	1		33.9			33.9		4			4
Total de empresas de Transmisión	131	89.8	8350.9	1962.9	471.7	10875.2	3	45	30	22	100
EMPRESAS DE GENERACIÓN											
CHAVIMOCHIC	3				24.8	24.8				7	7
EDEGEL	19		379.4		273.3	652.7		14		10	24
BBPSA	2				12.0	12.0		1		2	3
EGASA	6			17.6	57.7	75.3			7	14	21
EGEMSA	3			185.2		185.2			10		10
EGENOR	1		3.6			3.6		6	7	1	14
EGESUR	6				103.8	103.8		1		4	5
ELECTROPERU	15		9.8		100.3	110.1		10		10	20
EMPRESA GENERACIÓN HUANZA S.A	1				26.9	26.9				1	1
ENERSUR	9		196.5	156.0		352.5		10	4		14
KALLPA	4		1.3			1.3		4			4
MINERA CORONA	1				4.3	4.3				2	2
SAN GABÁN	3			324.9		324.9			3		3
SINERSA	2				42.4	42.4				3	3
SN POWER	64		50.9	264.4	635.2	950.6		2	11	36	49
Total de empresas de Generación	139		641.6	948.1	1280.6	2870.3		47	43	90	180
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN											
ADINELSA	2				84.4	84.4				2	2
COELVISAC	2				31.4	31.4				2	2
EDECANETE	1				8.5	8.5		1		1	2
EDELNOR	50		21.2		441.2	462.4		11		62	73
ELECTRO DUNAS	17				430.3	430.3				28	28
ELECTRO NOROESTE	19				441.7	441.7				24	24
ELECTRO ORIENTE	11			334.2	131.5	465.7			3	14	17
ELECTRO SURESTE	11			222.0	479.8	701.8			5	13	18
ELECTRO UCAYALI	2				13.0	13.0				5	5
ELECTROCENTRO	28			28.3	973.5	1001.8			2	45	47
ELECTRONORTE	7			153.6	52.9	206.5		2	2	11	15
ELECTROPUNO	7				299.3	299.3				7	7
ELECTROSUR	10				188.3	188.3			4	12	16
HIDRANDINA	48			330.3	1056.6	1386.9			18	32	50
LUZ DEL SUR	44		19.5		394.2	413.7		10		56	66
SEAL	32			109.5	319.0	428.5			4	27	31
Total de empresas de Distribución	291		40.7	1177.9	5345.5	6564.0		24	38	341	403
OTRAS EMPRESAS											
ACEROS AREQUIPA	1		24.5			24.5		5			5
ANTAMINA	3		105.3		4.8	110.1		4		2	6
ARASI S.A.C	1				57.3	57.3				2	2
ATACCOCHA	3				37.9	37.9				8	8
ALURIFERA RETAMAS	1			5.5		5.5			1		1
AUSTRIA DUAZ										1	1
CEMENTO ANDINO	2			13.0	34.0	47.0			4	4	8
CEMENTOS LIMA										9	9
CONSORCIO MINERO HORIZONTE	1			26.1		26.1					
EMPRESA NACIONAL DE PUERTOS	1				2.0	2.0				1	1
EPS SEDA CUZCO	1				30.0	30.0			1	2	3
FLINSUR	1				0.2	0.2				1	1
IPIEN	1				10.0	10.0				1	1
LIMA AIRPORT	1				2.0	2.0				1	1
LOS QUENUALES	4				27.6	27.6			1	5	6
MILPO	3				45.5	45.5		1		4	5
MINERA BARRICK										4	4
MINERA BUENAVENTURA	3			47.9	36.1	84.0			4	3	7
MINERA CASAPALCA	1				3.1	3.1				2	2
MINERA CERRO VERDE	3		19.9			19.9		3	2		5
MINERA DOE RUN										14	14
MINERA PAMPA DE COBRE	1				25.6	25.6				1	1
MINERA PODEROSA	1				49.3	49.3				2	2
MINERA RAURA	2				43.0	43.0			1	2	3
MINERA SANTA LUISA	2		1.5		9.3	10.8		1		2	3
MINERA VOLCÁN										4	4
MINERA YANACCOCHA								2		3	5
MINSUR									1	1	2
FRAXAIR								1			1
QUIMPAC	1				0.3	0.3				3	3
SERVICIOS INDUSTRIALES DE LA MARIN	1				2.0	2.0				1	1
SHOUGESA	2				7.2	7.2				12	12
SOUTHERN PERU	7			183.0		183.0			19		19
TEXTIL PIURA										1	1
TREN ELÉCTRICO	2				9.5	9.5				2	2
XSTRATA TINTAYA	1				16.2	16.2			1	2	3
YURA	2			31.1	20.9	52.0			3	1	4
Total de Otras empresas	53		151.2	306.5	473.6	931.3		17	42	97	156
TOTAL GENERAL	614	90	9184.3	4396.3	7671.4	21240.8	3	133	163	660	839

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

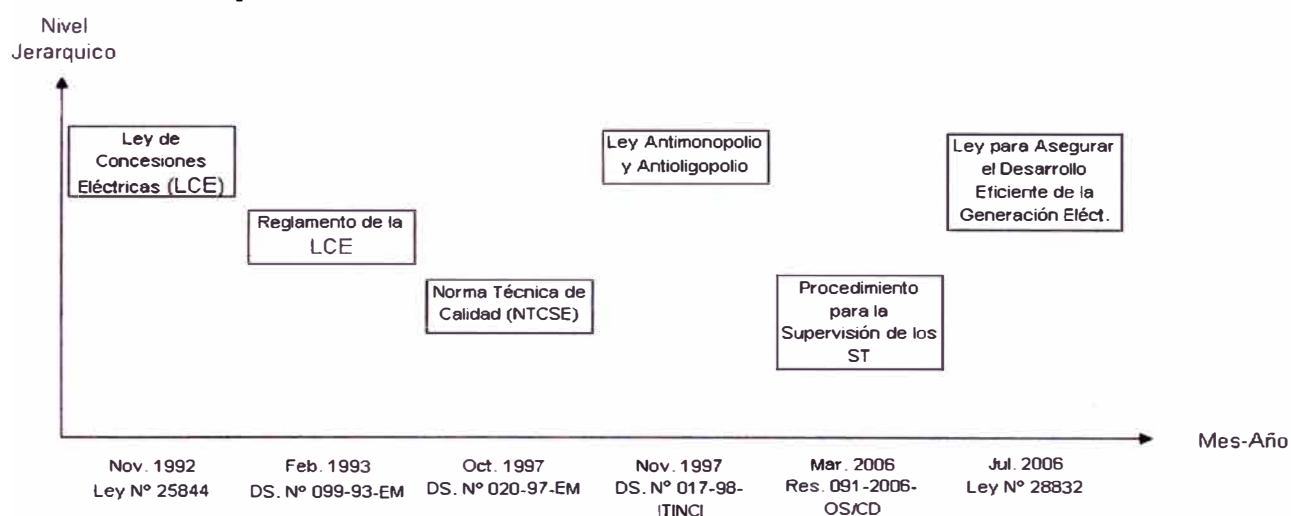


Fig. 2.1. Diagrama Jerárquico de la Normativa Eléctrica Peruana.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

La Ley de Concesiones Eléctricas, establece la obligación del OSINERGMIN de velar por el cumplimiento de la misma, y que podrá delegar en parte, las funciones conferidas (Artículo 1°).

Asimismo, se señalan las obligaciones de los concesionarios, con la ley y con el OSINERGMIN, los cuales deberán presentar la información técnica requerida por el OSINERGMIN en virtud de la LCE, facilitar las inspecciones en sus instalaciones, cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, y operar y mantener adecuadamente sus instalaciones (Artículo 31°).

Los aspectos que fiscalizará OSINERGMIN comprenderá: el cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Ley, su Reglamento y en su respectivo contrato de concesión, aspectos que se relacionen con la prestación del servicio público de electricidad, cumplimiento de las funciones del COES, entre otros (Artículo 101°).

[4]

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, recalca la obligación de velar permanentemente por el cumplimiento de la ley (Artículo 194°) y de notificar y sancionar a los concesionarios por las infracciones a la ley (Artículo 195°). [5]

2.3.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Con la intención de garantizar, a los usuarios del sistema eléctrico, un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece estándares mínimos de calidad y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Esta norma aplica para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- Calidad de Producto: Tensión, Frecuencia, Perturbaciones (Flickers y Armónicos)
- Calidad de Suministro: Interrupciones
- Calidad de Servicio Comercial: Trato al Cliente, Medios de Atención, Precisión de Medida.
- Calidad de Alumbrado Público

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la calidad del servicio de electricidad. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, establece las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso del servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, calidad comercial y alumbrado público que entrega un Suministrador a sus Clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de

performance de un suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables. [6]

2.3.3 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

La Ley N° 28832 fue publicada en el año 2006, con el objetivo de perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,
- d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

[7][8]

2.4 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

De acuerdo con lo establecido por la Ley de creación del OSINERG, ahora OSINERGMIN, y por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), corresponde a éste, velar por el cumplimiento de la normatividad que regula la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión eléctrica y fiscalizar el cumplimiento de las funciones asignadas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento al Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La función normativa de los organismos reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar en el ámbito y materia de su competencia, los

reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios. Es así que OSINERGMIN, a través de su Consejo Directivo, está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la función supervisora.

CAPÍTULO III

LA CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

3.1 Problemática

Las desconexiones forzadas o programadas de líneas de transmisión o componentes de una subestación eléctrica en alta tensión, ocasionan interrupción del suministro eléctrico a usuarios del servicio eléctrico, ocasionando malestar y pérdidas económicas, difíciles de estimar y cuantificar, impidiendo el normal desarrollo de las actividades comerciales, industriales y domésticas; generalmente en proporciones mayores que los componentes de los sistemas de distribución.

La falta de un adecuado mantenimiento, deficiencias en el diseño, operación incorrecta, la falsa actuación e inadecuada coordinación de los sistemas de protección y aislamiento de los componentes, provocan desconexiones de los sistemas de transmisión que tienen como consecuencia interrupciones del suministro eléctrico afectando la calidad del mismo a los usuarios finales. Adicionalmente, las condiciones climáticas, ambientales y errores humanos, agudizan la ocurrencia de desconexiones, se suman actos delictivos de terceros como robo y sabotaje de conductores, sistemas de puesta a tierra o rotura de cadenas de aisladores.

Entre las causas más comunes que originan las desconexiones, se tienen las siguientes:

- a) Fenómenos Naturales (descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo, inundaciones)
- b) Condiciones Ambientales (contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad)

- c) Equipos materiales y accesorios (propias de la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra)
- d) Error Humano (error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo)
- e) Terceros (daño accidental o intencionado por particulares o empresas ajenas)
- f) Otras causas (fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas)
- g) Robo de elementos de componente: Conductores, soportes, ferretería u otras partes de líneas de transmisión o equipos.

3.2 Aspectos de la Confiabilidad y de la Calidad del Servicio Eléctrico

En la literatura especializada se encuentra muchas definiciones para la confiabilidad, el cual depende del grado de maduración de los sistemas eléctricos, y de diversas variables que intervienen en su determinación, tales como: marco regulatorio, la planificación y operación de los sistemas eléctricos, aspectos técnicos, aspectos económicos, etcétera; sin embargo, existe coincidencia en que asociada a ella, se encuentran involucrados términos como: suficiencia, seguridad y calidad, que de manera conjunta contribuyen al correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La NERC (North American Electric Reliability Council) define la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia como la habilidad para satisfacer las necesidades de los consumidores finales, incluso cuando fallas inesperadas de equipos u otros factores reduzcan la cantidad de electricidad disponible. A la vez, la separa en dos aspectos básicos y funcionales: adecuación y seguridad.

Adecuación (Suficiencia); viene a ser la habilidad del sistema eléctrico de potencia para abastecer los requerimientos de la demanda y energía de los consumidores en todo momento, tomando en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas no programadas de los elementos del sistema. Y seguridad; la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para soportar disturbios repentinos tales como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema. [9]

A su vez, Billinton reconoce la generalidad del término confiabilidad, en un sentido más general que específico, como la habilidad del sistema eléctrico para desempeñar su

función. Pero divide también, la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de potencia en los mismos aspectos básicos: adecuación y seguridad. [10]

La adecuación (o suficiencia), tiene que ver con la suficiencia de instalaciones eléctricas adecuadas para abastecer la demanda en todo momento, tanto de unidades generadoras como de redes de transmisión y distribución, y tomando en cuenta las restricciones de operación propias del sistema eléctrico; mientras que la seguridad del sistema viene dada por la capacidad de respuesta del sistema frente a contingencias o perturbaciones, a través de sus protecciones y de sus procedimientos de operación.

En la actualidad, debido al desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, las nuevas tecnologías y la liberalización de los mercados, el servicio eléctrico es considerado más un producto que un servicio público, y se ha incorporado el término calidad como parte de la confiabilidad, la que comprende aspectos tanto de suficiencia como de seguridad.

Así, la suficiencia y la seguridad del sistema son las variables que determinan la confiabilidad del sistema como la calidad del servicio ofrecido, siendo todos estos conceptos, complementarios entre sí. [11]

El presente informe se enfoca únicamente en uno de los aspectos de la calidad, específicamente en la calidad de suministro.

3.3 La Regulación de la Calidad

En las industrias de redes se enfrentan dos problemas: 1) no existe competencia en precios, por lo tanto, tampoco se compite en calidad 2) dentro de una zona de concesión no es posible ofrecer diferentes opciones de precio y calidad. Por estas razones, es común que se regule la calidad del suministro, además de los precios.

La regulación de la calidad es un aspecto importante de la intervención del Estado en la actividad eléctrica debido no sólo a las características monopólicas de la provisión del servicio sino a los incentivos que pueden tener las empresas reguladas para brindar niveles de calidad inferiores a los deseables y a las dificultades que enfrentan muchas veces los consumidores para distinguir una mala calidad, por lo que resulta imprescindible la

regulación de la calidad por parte del regulador, en salvaguarda de los intereses del consumidor. [12]

Existen dos motivos fundamentales que justifican la regulación de la calidad de servicio eléctrico: los altos requerimientos de calidad que actualmente exigen los equipos conectados a la red, y las tendencias de regulación que incentivan la eficiencia de las empresas eléctricas vía reducción de costos. Esta última situación puede influir significativamente en la calidad del suministro eléctrico imponiendo directa o indirectamente, límites a la inversión, a la operación y al mantenimiento de las redes. La continuidad del servicio eléctrico y la calidad de tensión entregada. [13]

La regulación que se diseñe debe implantar mecanismos que lleven la calidad desde el nivel existente, hasta el nivel objetivo que se determine. Es importante el hecho de que esta regulación de la calidad debe integrarse en el marco remuneratorio existente de las empresas eléctricas: no hay que olvidar que la calidad del servicio es una parte del costo de suministro de electricidad. [14]

En el caso peruano, los aspectos de la calidad que se regulan son los siguientes: calidad de producto (tensión, frecuencia, perturbaciones), la calidad de suministro (número y duración de las interrupciones), calidad de servicio comercial y calidad de alumbrado público.

3.4 La Calidad del Suministro Eléctrico

La calidad del suministro eléctrico viene expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. [6]

La calidad del suministro es el aspecto de la calidad más evidente y perceptible por el cliente o usuario, y el que se consideraba el más importante hasta hace no mucho tiempo atrás. Sobre él, se han realizado y se realizan muchos estudios, como parte de la calidad del servicio eléctrico. Recientemente con la liberalización del sector eléctrico y la aparición de nuevos equipos electrónicos, también ha tomado importancia la calidad de producto recibido por el usuario.

La continuidad del suministro o el número y duración de las interrupciones está claramente ligada con la política de inversiones y de mantenimiento que lleve la empresa eléctrica. Emplear materiales de mala calidad y bajo costo redundará en una mayor tasa de falla e indisponibilidades de los equipos. Disponer de poco personal para la reparación y reposición de las instalaciones afectadas, supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en reponer de nuevo el suministro. [12]

Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tienen en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de tres minutos. Las interrupciones breves, o menores de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a fallas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falla, etc. Las interrupciones largas de suministro, en cambio, suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión. [13]

Con respecto a las interrupciones de suministro, según estadísticas, la mayor ocurrencia se registra en el segmento de distribución, entre el 80 % y el 95 %, correspondiendo las restantes a los segmentos de transmisión y generación; pero es en estos últimos donde la repercusión es mayor, por cuanto involucra salidas de unidades de generación y líneas de transmisión de grandes potencias, afectando con ello grandes porciones del sistema eléctrico y a los usuarios en general, con los consiguientes costos asociados a la pérdida de suministro. En cambio las interrupciones a nivel de distribución son de repercusión más local, lo que relativamente les resta importancia. [2] [13]

Por todo lo anterior, la calidad del suministro es un aspecto importante de la calidad del servicio eléctrico en la medida que refleja una característica fundamental del servicio que recibe el cliente, según los indicadores que se utilicen para medir este aspecto en particular.

No hay que olvidar que el costo de la calidad de servicio está incluido en el costo del suministro, y reconocida en las tarifas como costos por operación y mantenimiento.

En el presente informe, además de tratar exclusivamente la calidad de suministro eléctrico, en función de la continuidad del servicio eléctrico, lo haremos para el sistema de

transmisión y a nivel de componentes (líneas de transmisión, transformadores de potencia, auto transformadores, equipos de compensación reactiva), según se explicara en los capítulos siguientes.

3.5 Indicadores de Calidad

Generalmente, ha sido el segmento de distribución el más monitoreado en cuanto a indicadores de calidad del servicio y del que existe mucha literatura técnica al respecto; ello por la responsabilidad de suministrar directamente el servicio y tener una relación comercial directa con el usuario regulado o libre; sin olvidar que hay usuarios libres que son suministrados directamente por las empresas de generación.

Para llegar a los clientes finales, la electricidad es transportada a través de las redes de transmisión y sub transmisión, para luego ser distribuida a los clientes finales usuarios del servicio eléctrico; entonces resulta importante que este transporte se dé con calidad y sea lo más confiable posible, para que así la electricidad pueda llegar con continuidad en donde sea requerida.

Así, los indicadores miden diversos aspectos de la calidad, según los objetivos y propósitos que tengamos, siendo de interés nuestro, el de la continuidad del servicio eléctrico que definirá la calidad del suministro. Los indicadores que se elijan determinarán el nivel de calidad alcanzado, en los aspectos que queremos evaluar. Al elegirlos, se elige qué aspectos de la calidad se controlan, y de qué forma. Por tanto los indicadores elegidos deben ser sencillos: deben medir aspectos concretos de forma directa y clara, mediante procesos de cálculo sencillos de entender e implantar; fiables: los datos utilizados para su cálculo deben ser datos objetivos y fiables; auditables: debe ser posible verificar de alguna forma los datos utilizados, así como el cálculo realizado. [14]

Existen multitud de índices en la literatura especializada, cada uno orientado a algún aspecto de la calidad que se quiere evaluar.

Entre los indicadores sistémicos resaltan los siguientes (a nivel de equipamientos de generación, transmisión): [15]

- Frecuencia equivalente de interrupción;
- Duración equivalente de interrupción;
- Energía interrumpida;
- Pérdidas en la Transmisión.

Y entre los indicadores individuales (a nivel de equipamientos de generación, transmisión):

- Disponibilidad;
- Tiempo medio de reparo de la función;
- Tasa de Fallas.

CAPÍTULO IV

LA SUPERVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

4.1 Antecedentes de la Supervisión

Al inicio de la aplicación de la Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, la Fiscalización fue efectuada por la Dirección de Fiscalización de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, trasladándose esta responsabilidad al OSINERGMIN, a partir del año 1998.

Desde entonces OSINERGMIN ha venido supervisando y fiscalizando los sistemas de transmisión con los siguientes criterios y metodología:

- Verificación de la prestación adecuada del servicio, conforme a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento D. S. 09-93-EM, en las normas pertinentes y en los contratos de concesión.
- Evaluar la organización, métodos y procesos, recursos humanos y materiales de las áreas técnicas de las concesionarias.
- Verificar el desempeño de los equipos y sistemas de transmisión.
- Identificar factores que disminuyen o pudieran disminuir la calidad del suministro en transmisión.

La fiscalización se efectuaba de manera total en todas las instalaciones de las empresas con instalaciones de transmisión, y se desarrollaba en dos etapas como:

- Auditoría técnica en gabinete.
- Inspección física de las instalaciones.

La Auditoría técnica consistía en la verificación y validación de la información reportada por las empresas, índices de desconexiones y de gestión en la operación y mantenimiento; además de la verificación del cumplimiento de las obligaciones de la empresa respecto de la normatividad vigente en el sector, así como los contratos de concesión, para lo cual, se entrevistaba al personal responsable designado por la empresa supervisada.

La Auditoría técnica además, comprendía la revisión del planeamiento, construcción, operación y mantenimiento de los equipos principales de transmisión y equipos asociados de maniobra, protección y sistemas auxiliares; adicionalmente se verificaba el cumplimiento de la normativa de seguridad, higiene ocupacional y control ambiental en las actividades supervisadas.

Después de la auditoría técnica, y según los resultados obtenidos, se supervisaba físicamente las instalaciones que tenían infracciones en la auditoría, como índices de operación y mantenimiento deficientes, o que mantenían observaciones pendientes de subsanar como consecuencia de supervisiones anteriores; las observaciones encontradas se registraban en la correspondiente “Acta de Observaciones” en la cual se establecía el plazo otorgado para la subsanación correspondiente.

Estas actividades de supervisión y fiscalización se realizaban semestralmente, y comprendían a concesionarias de generación, transmisión y distribución, así como empresas mineras, clientes libres y otras, que al margen de su actividad principal operan sistemas de transmisión.

El producto de la supervisión resultaba ser el Informe de Supervisión por cada empresa supervisada, elaborada por el supervisor designado del OSINERGMIN. El documento estructurado en función de los criterios establecidos, plasmaban de manera imparcial y objetiva el estado de situación de las instalaciones y sus procesos de gestión. Este informe era remitido a la empresa supervisada para que efectúe sus descargos al mismo, que una vez recibidos por OSINERGMIN, se procedía a elaborar el Informe Técnico respectivo que podía contener o no, el inicio de procedimiento sancionador. [16]

4.2 La Supervisión de la Transmisión

Como parte de la mejora continua establecida por OSINERGMIN, el proceso de la supervisión a partir del 2006, contiene criterios de un proceso de supervisión por resultados, concordante con lo establecido en su Plan Estratégico, y persigue como propósito, complementar la calidad de suministro de electricidad a los usuarios establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, ya que enfoca como objetivo la supervisión del desempeño o performance de los sistemas de transmisión.

El 11 de marzo del 2006 se puso en vigencia el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD de fecha 6 de marzo del 2006.

Luego mediante Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD de fecha 14 de noviembre del 2008, se aprobó una modificación del procedimiento. Los aspectos más resaltantes de dicha modificación fueron: el reemplazo de los indicadores de performance, fijación de las tolerancias de indicadores, precisión de algunas definiciones y aspectos sobre información que deben remitir las empresas, ajustándolas al objetivo buscado por el procedimiento.

4.3 El Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión

Como resultado de las inspecciones realizadas en las instalaciones eléctricas de transmisión, en aspectos de seguridad, operación y mantenimiento, OSINERGMIN vio la necesidad de contar con una norma que establezca el procedimiento para la supervisión del performance de los sistemas de transmisión eléctrica a fin de asegurar la calidad, confiabilidad, y seguridad del SEIN, publicando en marzo del 2006, la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD que establece el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”.

Para ello OSINERGMIN establece la información necesaria que las empresas deben remitir para calcular y evaluar semestralmente los indicadores de performance, y en función a ello se programan las inspecciones de campo. Estos indicadores deben

encontrarse dentro de las tolerancias establecidas por OSINERGMIN, caso contrario será considerado como infracción correspondiendo aplicar la sanción respectiva.

Están comprendidas, en el alcance del Procedimiento todas las empresas que tengan instalaciones de transmisión en el nivel de tensión mayor o igual a 30 kilovoltios, incluidos usuarios libres, empresas mineras, etc. Al cierre del 2011 se tiene 87 empresas operadores de sistemas de transmisión, consolidando el parque de transmisión con 614 líneas de transmisión, 839 transformadores de potencia y 123 equipos de compensación.

En el Anexo A se muestra la relación de empresas que operan sistemas de transmisión, comprendidas dentro del alcance del Procedimiento de Supervisión.

En el Anexo B, se incluye la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD publicada en el diario El Peruano.

De acuerdo al Procedimiento de Supervisión las interrupciones, son clasificadas según su causa y se tipifican según las Tablas N° 4.1 y 4.2 siguientes: [17]

Tabla N° 4.1. Causa de Interrupciones

Programada	MP: Mantenimiento preventivo
	MC: Mantenimiento correctivo
	ME: Mantenimiento externo al equipo, por seguridad
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc.
Forzada	FP: Falla propia
	FE: Falla externa

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD

Tabla N° 4.2. Tipificación de las Desconexiones

Código	Tipo	Descripción
1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo.
2	Condiciones Ambientales	Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad
3	Equipos, materiales y accesorios	Propias en la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra
4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
5	Terceros	Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas.
6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas
7	Robo de elemento de componente	Conductores, soportes, ferretería ú otras partes de líneas de transmisión o equipos

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD

4.3.1 Modificación del Procedimiento de Supervisión

Con fecha 5 de julio de 2008, el OSINERGMIN prepublicó en el Diario Oficial El Peruano la “Modificación del Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, Resolución de Consejo Directivo N° 469-2008-OS/CD, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de dicha Resolución. Luego, con fecha 4 de diciembre de 2008, se publicó en el Diario Oficial El Peruano la versión definitiva de la modificación del procedimiento, la Resolución N° 656-2008-OS/CD.

Entre los principales cambios e inclusiones efectuados, resaltan: la precisión de la definición del término “interrupción”, la modificación de los indicadores de performance, la publicación de las tolerancias de interrupciones de líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones, en número y duración; y la inclusión de barras y celdas dentro del equipamiento de transmisión a supervisar. [18]

En el Anexo C, se incluye dicha versión definitiva, la Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD.

4.4 Multas y Sanciones

Con fecha 31 de diciembre del 2009, fue publicado en el Diario Oficial El Peruano la escala correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”.- Anexo 14.

Dicha escala comprende las sanciones por incumplir con remitir información, haberlo hecho fuera del plazo establecido y de manera inexacta. Asimismo, considerando que dicho procedimiento tiene como propósito identificar y reportar las deficiencias de la operación de los sistemas eléctricos de transmisión que afectan al servicio eléctrico, se ha previsto establecer sanciones por el desempeño operativo de dichos sistemas eléctricos; es decir, por exceder las tolerancias tanto en tasa de falla como en indisponibilidad.

Con esta escala de sanciones, se logrará el cumplimiento de los alcances del referido Procedimiento a través de una eficiente acción sancionadora, sin considerar, además, que ello significará constituir por sí misma una medida correctiva de aquellas actividades que perjudican el correcto desempeño del servicio eléctrico.

El Decreto Supremo N° 057-2010-EM, publicada el 11 de setiembre del 2010, modificó el numeral 1.3 de la NTCSE, estableciendo que en ningún caso se deba fiscalizar la calidad del servicio con los indicadores de performance y calidad, por lo que no se aplicarán compensaciones y/o sanciones sobre la base de ambos indicadores simultáneamente.

El artículo 3° de la Resolución Ministerial N° 163-2011-EM, publicada el 01 de abril del 2011, dispuso que los indicadores de performance- SAIDI-SAIFI- ó los que establece el presente procedimiento, “no darán lugar a multas o sanciones por las fallas que hayan dado lugar a compensaciones por trasgresión de los indicadores de calidad”.

La Alta Dirección del OSINERGMIN, ha venido realizando gestiones para replantear la Resolución Ministerial N° 163-2011-EM, labor que aún no se concreta.

En el siguiente gráfico se muestra a manera de simulación, las multas que correspondería a las entidades por exceder las tolerancias establecidas en las Resolución 656-2008-OS/CD, correspondiente al año 2011.

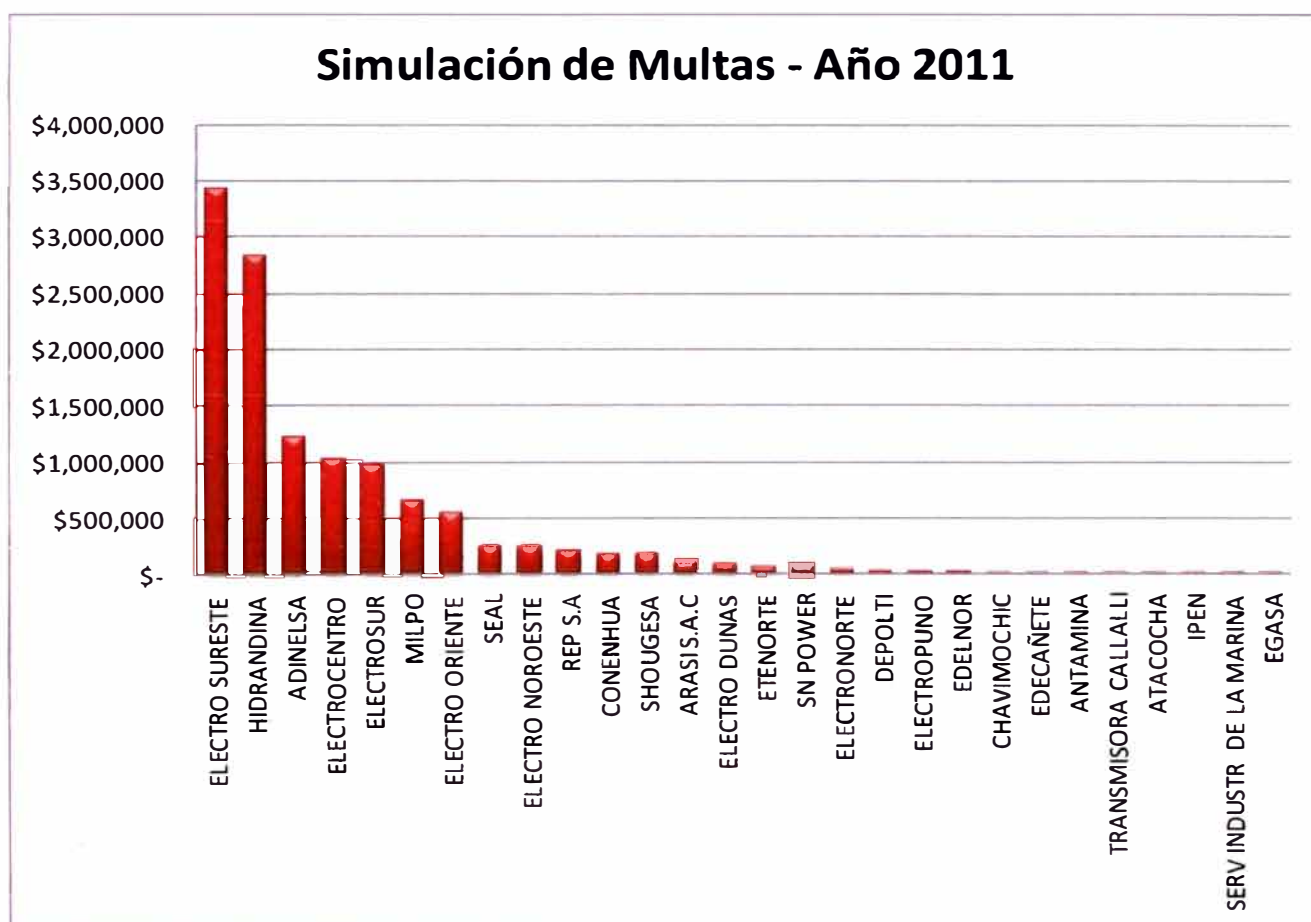


Fig. 4.1. Simulación de Multas correspondiente al año 2011 por exceder las tolerancias

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DE LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

En las secciones siguientes se efectúa una revisión de la estadística de interrupciones registradas en el Sistema de Información SITRAE a lo largo de cuatro años de evaluación; seguido a ello, revisaremos las sobrecargas de transformadores y congestión de líneas de transmisión; y luego, los indicadores de performance de los componentes del sistema de transmisión. Para finalizar este capítulo se presenta una propuesta de mejora del Procedimiento de Supervisión.

5.1 Estadística de Interrupciones

5.1.1 En líneas de transmisión

En la Tabla N° 5.1 se muestra un resumen del número y duración de las interrupciones registradas en líneas de transmisión, reportadas a través del sistema extranet “SITRAE”, como desconexión forzada o programada en el periodo de evaluación que comprende entre enero del 2008 a diciembre del 2011.

a) Por empresa

De la Tabla N° 5.1 y las Fig. 5.1 y 5.2 siguientes se observa que del total de 11,381 registros efectuados para líneas de transmisión, éstos acumulan un total de 37,123.7 horas, de las cuales las interrupciones en líneas de transmisión, entre forzadas y programadas, en las empresas de distribución Hidrandina, Electrocentro, Electrosur, Seal, Electro Oriente, Electrosureste y Electro dunas, concentran el 54.65 % (6,220) del total de

registros y el 53.95 % (20,028 horas) en cuanto a duración; las empresas generadoras Proyecto Especial Chavimochic y Sn. Power (anteriormente Electroandes), juntas tienen el 9.74 % (1,108) de registros en cuanto a ocurrencia y el 11.74 % (4,357 horas) en duración; mientras que la empresa de transmisión Red de Energía del Perú alcanza un 2.17 % (247) del total de registros en frecuencia y el 2.70 % (1,001 horas) en duración; siendo estas empresas las más representativas, alcanzando mayor registro de interrupciones en frecuencia y duración.

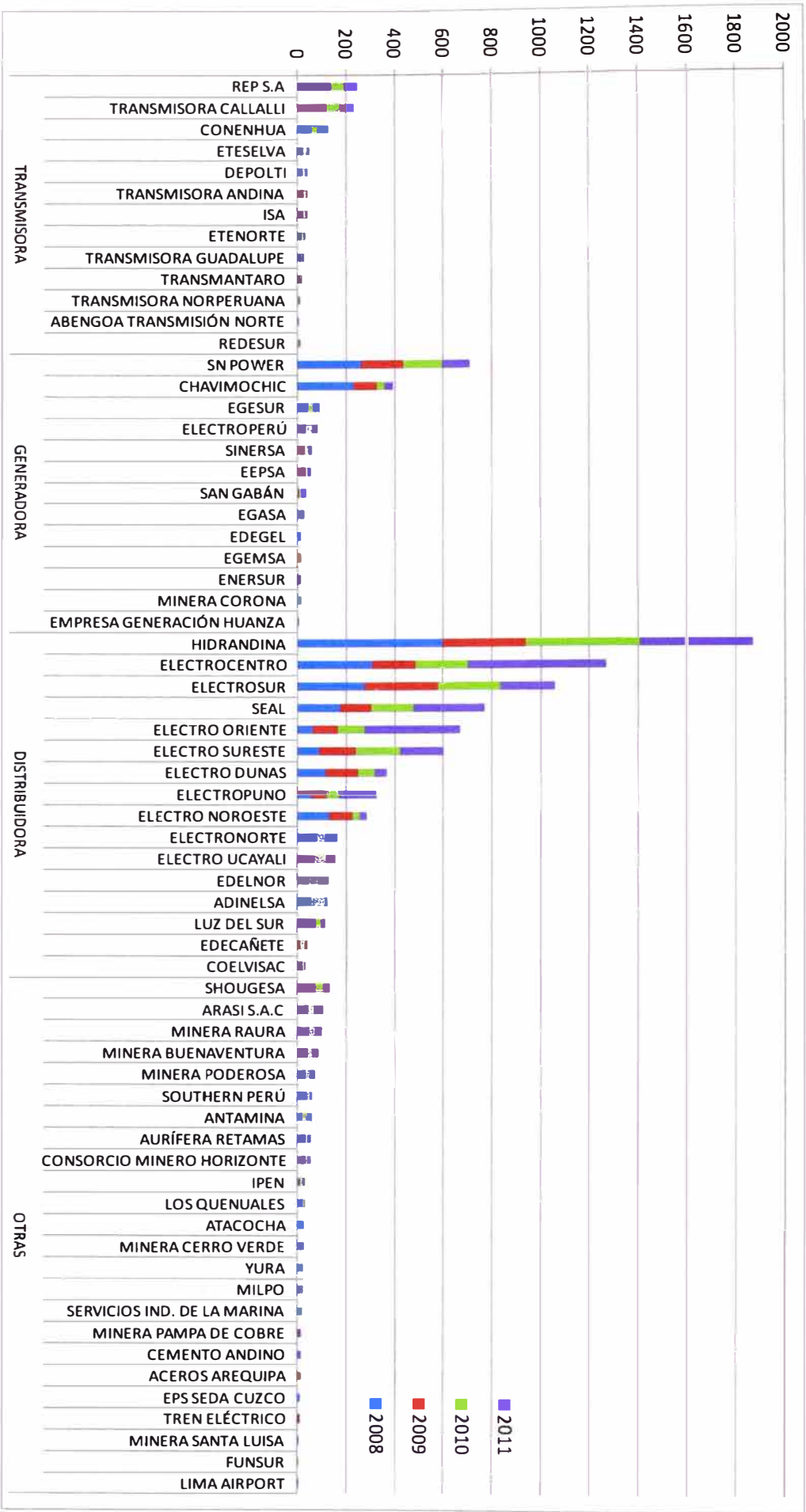


Fig 5.1. Frecuencia de ocurrencia (número) de interrupciones en líneas de transmisión.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

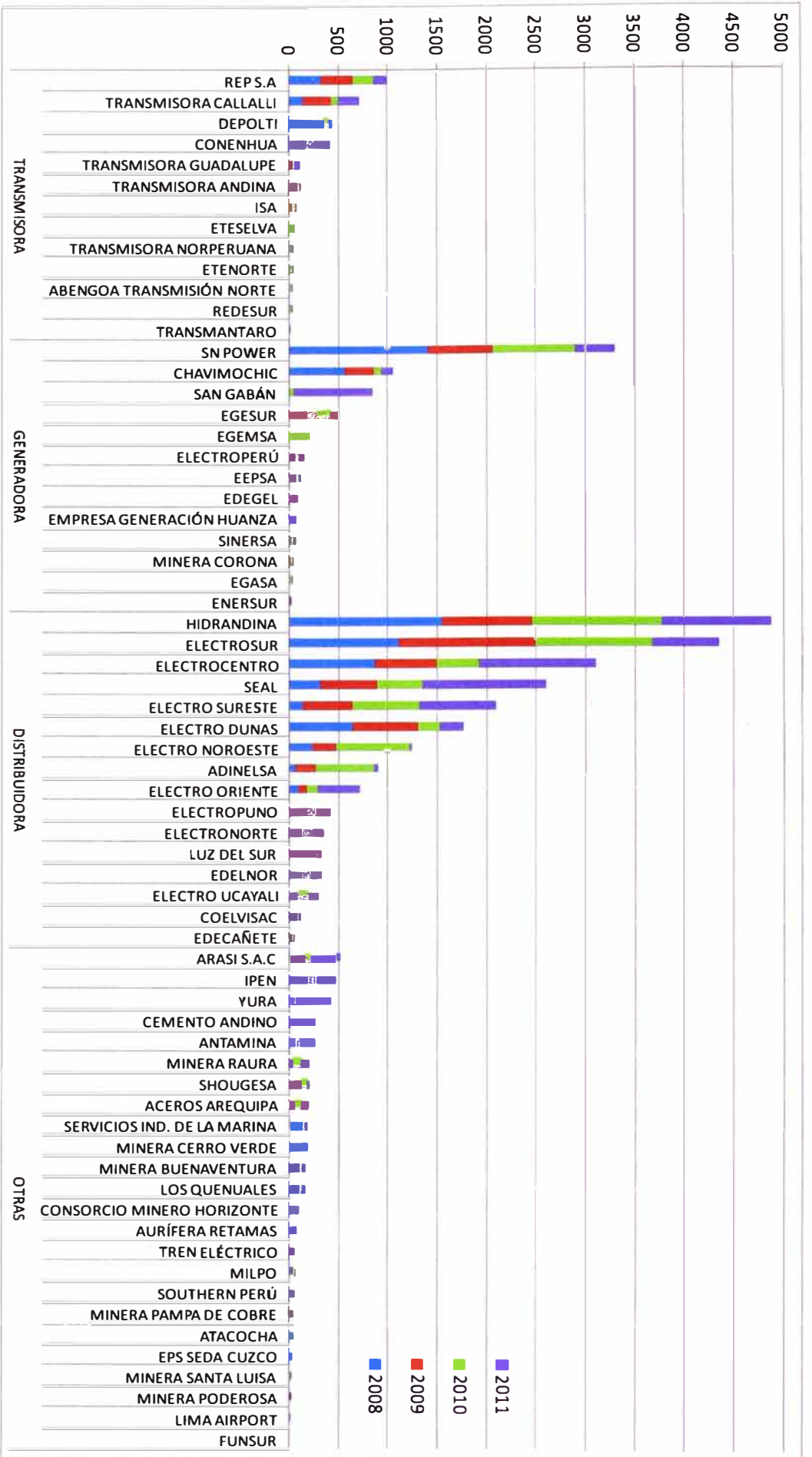


Fig. 5.2. Duración (horas) de interrupciones en líneas de transmisión.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

b) Por tipo de concesión

Respecto al tipo de concesión de las empresas supervisadas, durante los cuatro años de evaluación, según las Fig. 5.3 y 5.4 siguientes, se muestra que son las instalaciones de transmisión de los concesionarios de distribución donde se originan la mayor parte de las interrupciones, con un total de 7,979 registros (70 %), seguido de las instalaciones de generación con 1,525 registros (13 %), luego, otras empresas supervisadas (mineras, industriales, etc.) con 990 registros (9 %) y por último, con 889 registros (8 %) las instalaciones de transmisión.

Respecto a la duración de las interrupciones (en horas), las distribuidoras registraron 23,592.5 horas (64 %), las generadoras 6,520.2 horas (18 %), las transmisoras 3,127.4 horas (8 %) y el resto 3,883.6 horas (10 %).

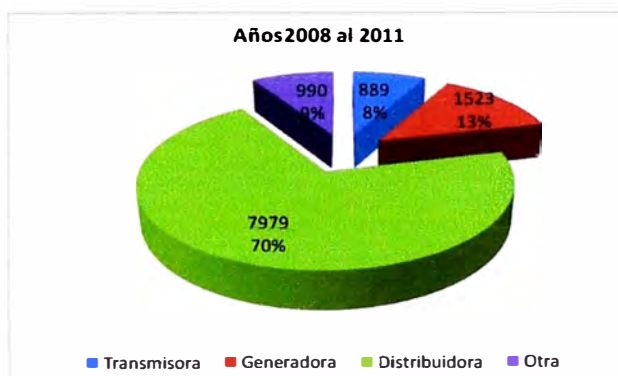
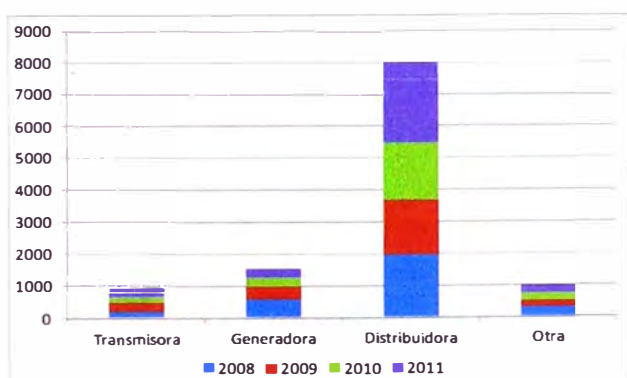


Fig. 5.3. Porcentaje (%) de registros de frecuencia en líneas de transmisión por tipo de concesión

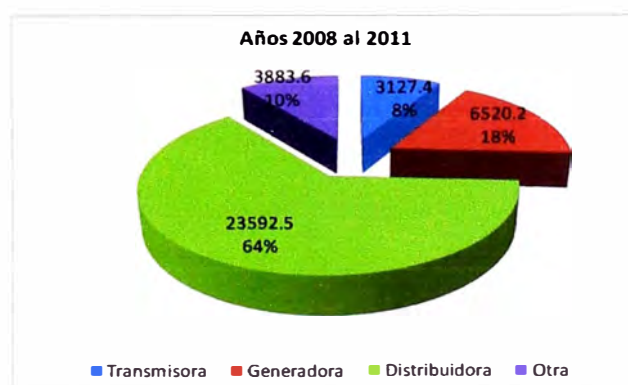
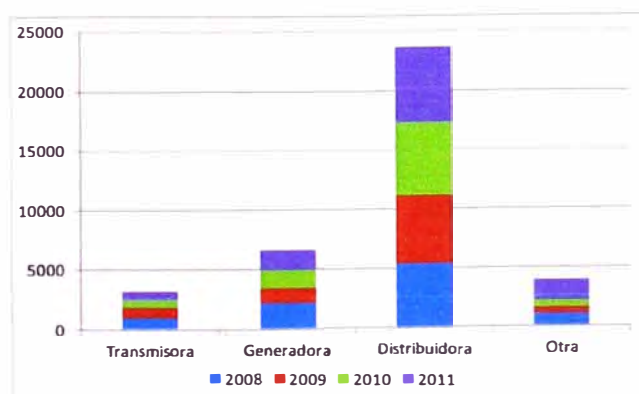


Fig. 5.4. Porcentaje (%) de horas interrumpidas en líneas de transmisión por tipo de concesión

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

c) Por tipo de interrupción y por causa de interrupción

Las interrupciones están clasificadas en Forzadas y Programadas; dentro de las forzadas se distinguen dos tipos: falla propia y falla externa.

En las Fig. 5.5 y 5.6 se muestran comparativamente la magnitud del número de interrupciones y su duración, y clasificadas de acuerdo a su causa para el caso específico de las fallas propias, tanto en número como en duración, a lo largo de los cuatro años de evaluación.

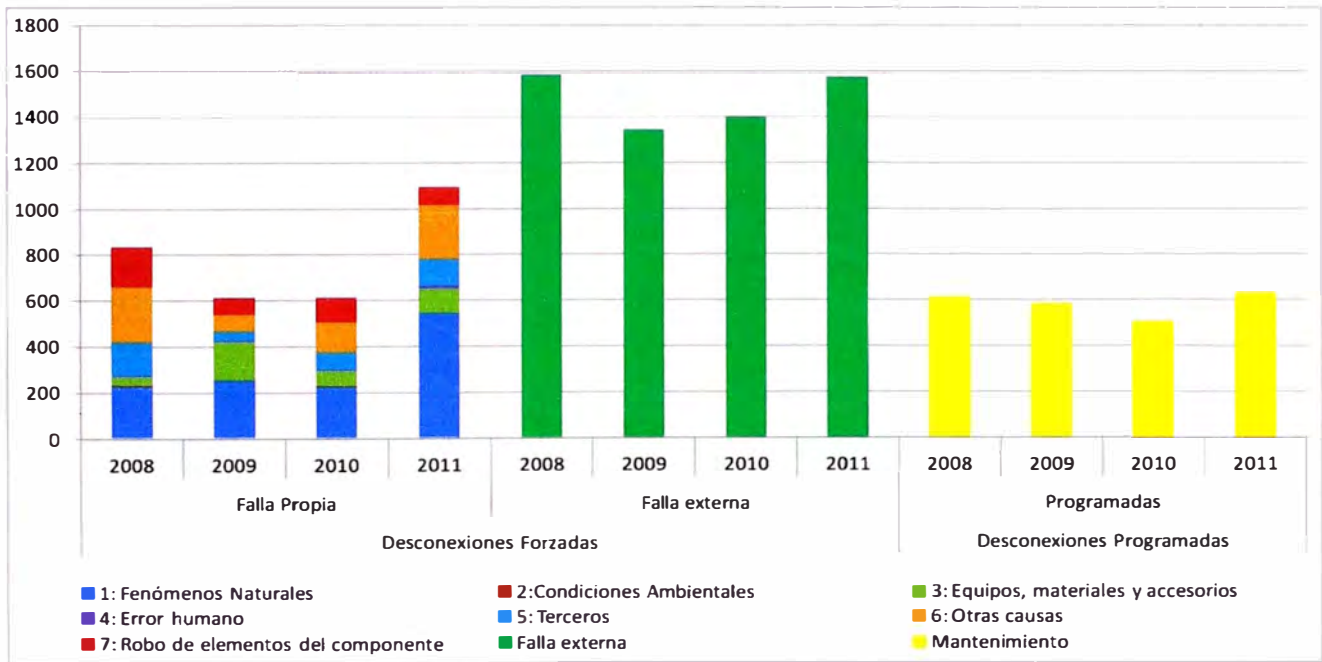


Fig. 5.5. Número de registros por tipo de interrupción y por causa

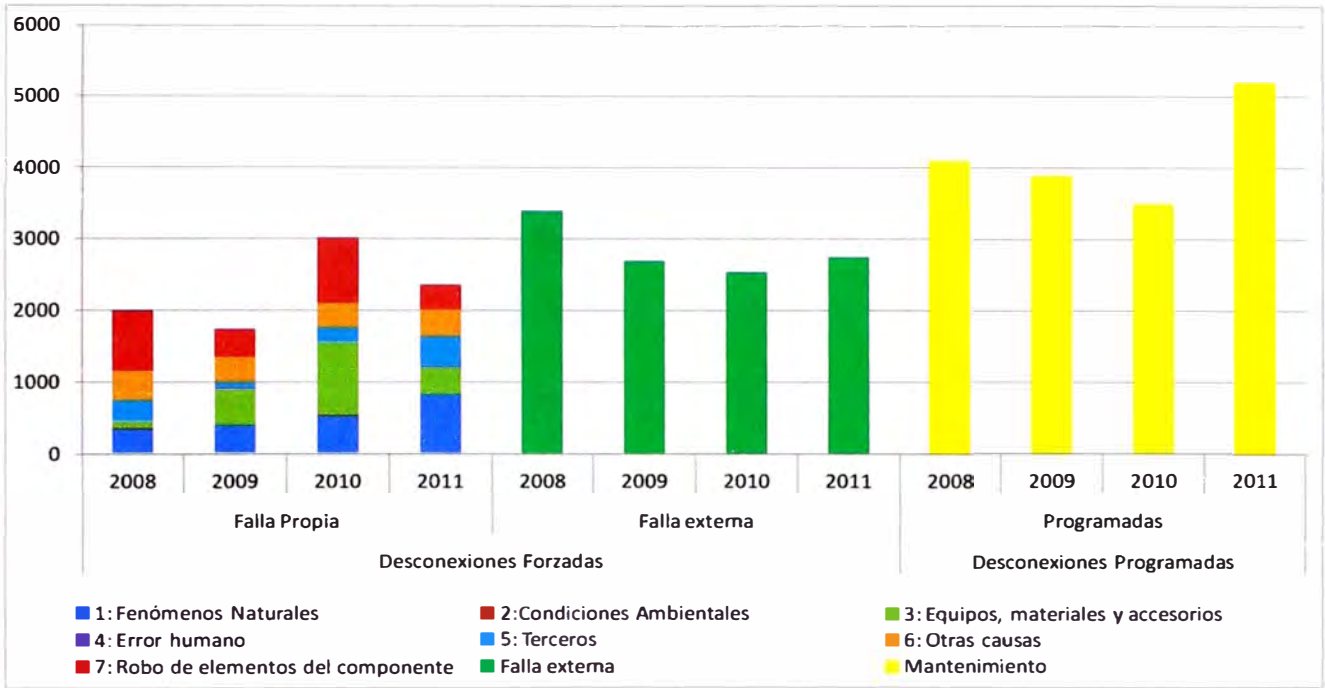


Fig. 5.6. Horas interrumpidas por tipo de interrupción y por causa.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Del total de interrupciones registradas para los cuatro años de evaluación, se tienen 2,344 registros de interrupciones programadas (20 %), 3147 registros de fallas forzadas propias (28 %) y 5,890 registros de fallas forzadas externas (52 %). En cuanto a su duración las interrupciones programadas registran 16,714.8 horas (45 %), las fallas forzadas propias 9,074.9 horas (24 %) y las fallas externas 11,334 horas (31 %), según se aprecia en las Fig. 5.7 y 5.8.

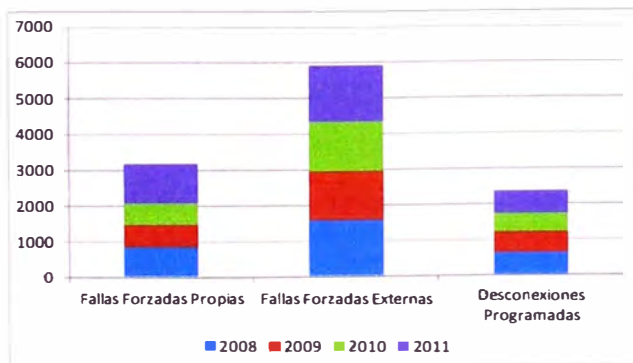


Fig. 5.7. Porcentaje (%) de registros de frecuencia por tipo de interrupción

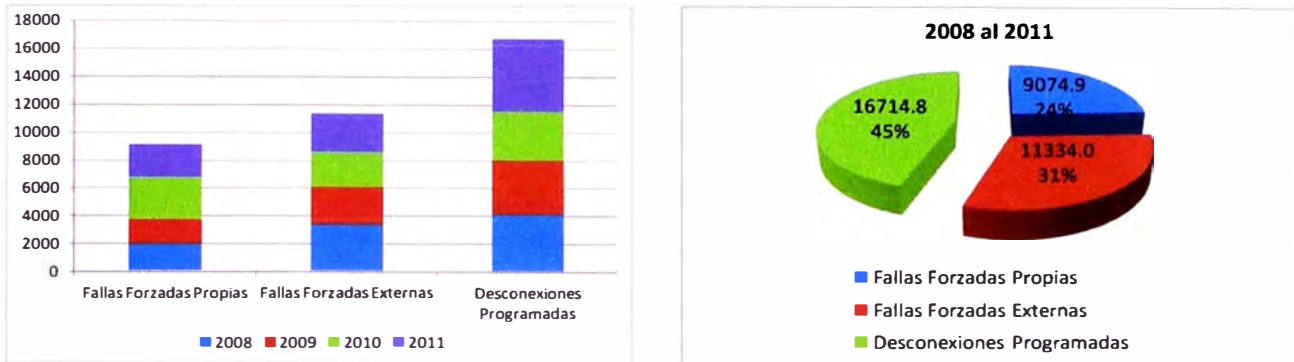


Fig. 5.8. Porcentaje (%) registros de horas interrumpidas por tipo de interrupción

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

De acuerdo a su causa, las fallas forzadas propias están tipificadas de acuerdo al Procedimiento en: 1) Fenómenos Naturales 2) Condiciones Ambientales 3) Equipos, materiales y accesorios 4) Error humano 5) Terceros 6) Otras causas.

Adicionalmente, para el presente informe, se ha considerado una séptima categoría como robo de elementos de componente, debido a que en los últimos años se han presentado muchos casos de hurto de conductores, sobre todo en el norte del país, mereciendo una categoría independiente, para diferenciarlos de las tipificaciones 5) Terceros y 6) Otras causas.

En las Fig. 5.9 y 5.10 se muestra la composición en número y duración de interrupciones por falla forzada propia, en siete categorías o tipificaciones de las cuales: 1,244 (39.5 %) interrupciones de suministro eléctrico a clientes finales estuvo dada por fenómenos naturales, 12 (0.4 %) por condiciones ambientales, 379 (12 %) por equipos, materiales y accesorios, 22 (0.7 %) por error humano, 386 (12.3 %) por acción de terceros, 666 (21.2 %) por otras causas no clasificadas y 438 (13.9 %) por robo de elementos o conductores. En cuanto a la duración de las interrupciones se tiene que 2,493.6 (27.5 %) de horas interrumpidas ha sido por robo de elementos o conductores, 999.1 horas (11 %) por causa de terceros, 1,469.6 horas (16.2 %) por otras causas no clasificadas, 2,074 horas (22.9 %) a fenómenos naturales, 2,005.7 horas (22.1 %) a equipos

materiales y accesorios, 21 horas (0.2 %) a condiciones ambientales y 11.9 horas (0.2 %) a error humano.

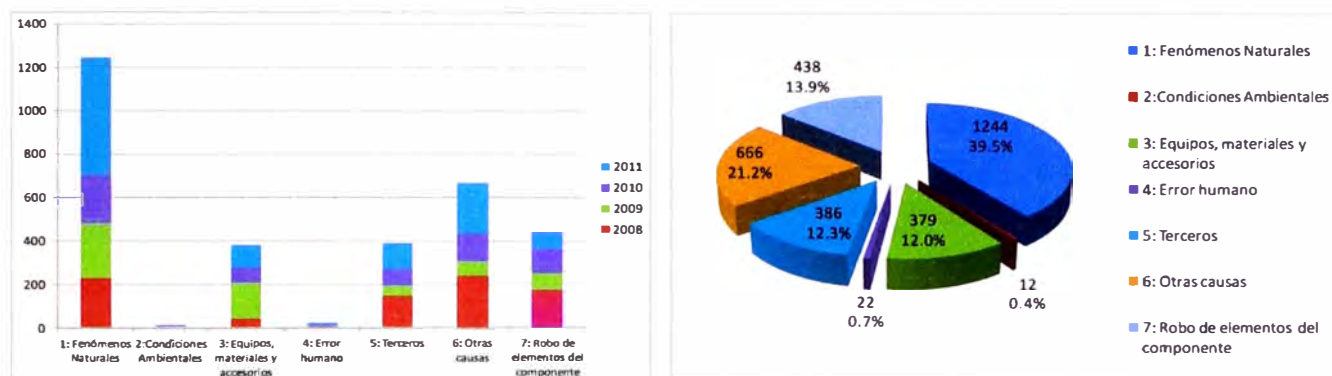


Fig. 5.9. Composición del registro por número de fallas propias por tipificación según el Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

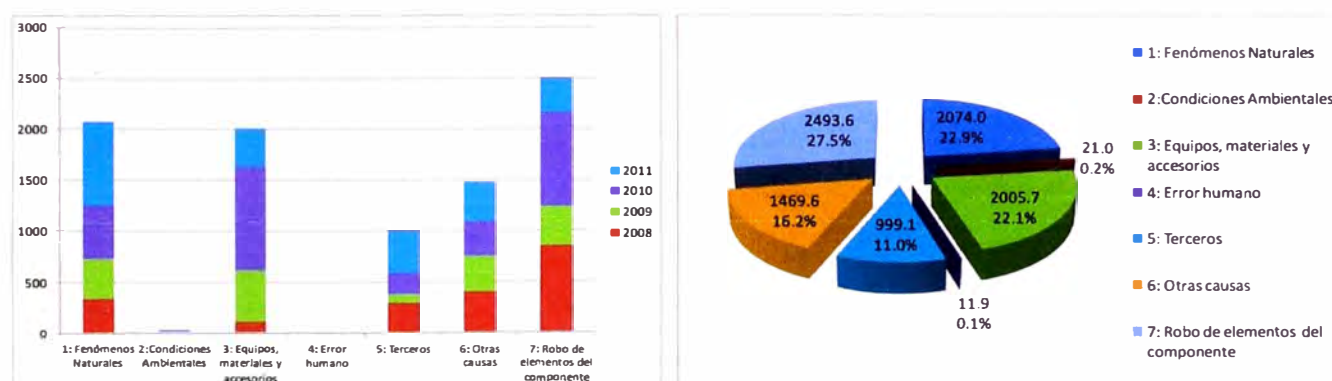


Fig. 5.10. Composición del registro por duración de fallas propias por tipificación según el Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

d) Por nivel de tensión y zona geográfica

Respecto a la ocurrencia de las interrupciones de las fallas forzadas propias, es decir, aquellas que originan interrupción de suministro, según el nivel de tensión y la zona geográfica donde se ubica la línea de transmisión, se aprecia de manera comparativa en las, Tablas N° 5.2 y 5.3 y las Fig. 5.11 y 5.12 siguientes, que la mayor ocurrencia de interrupciones se da en el nivel de tensión por debajo de los 75 kV, predominando aquellas originadas en la zona de sierra por fenómenos naturales; y en la costa y sierra por otras causas no clasificadas.

Tabla N° 5.2. Composición de registros de frecuencia de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

TIPO DE INTERRUPCIÓN: FALLA PROPIA									
Rango de tensión (kV)	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	7: Robo de elementos del componente	Total General
220	Costa	5		13	1	6	14		39
	Sierra	14		1			10		25
	Selva	16		3		2	5		26
138	Costa	7	1	11	1	18	23	8	69
	Sierra	77	4	12	1	6	37		137
	Selva	61		26	3	18	42		150
≥30<75	Costa	77	5	113	3	229	205	278	910
	Sierra	759	2	151	7	75	251	152	1397
	Selva	228		49	6	32	79		394
Total general		1244	12	379	22	386	666	438	3147

Tabla N° 5.3. Composición de registros de duración de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

TIPO DE INTERRUPCIÓN: FALLA PROPIA									
Rango de tensión (kV)	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	7: Robo de elementos del componente	Total General
220	Costa	4.6		19.1	3.8	3.1	22.8		53.5
	Sierra	7.6		3.5			6.7		17.8
	Selva	5.4		2.6		0.5	4.4		12.9
138	Costa	4.3	0.9	9.7	0.2	22.6	24.4	30.5	92.7
	Sierra	50.3	3.6	12.1	2.2	2.6	24.3		95.0
	Selva	86.6		243.5	0.4	206.2	248.0		784.8
≥30<75	Costa	217.9	9.0	1047.4	1.2	453.3	371.1	979.4	3079.5
	Sierra	1309.5	7.6	544.1	1.5	273.6	709.3	1483.6	4329.2
	Selva	387.8		123.6	2.6	37.1	58.6		609.6
Total general		2074.0	21.0	2005.7	11.9	999.1	1469.6	2493.6	9074.9

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Sin embargo respecto a la duración de las interrupciones, ha sido el robo de conductores, sobre todo en zona de sierra y en las líneas que no sobrepasan los 75 kV, la causa más grande de horas interrumpidas; seguida de aquellas ocasionadas por fenómenos naturales.

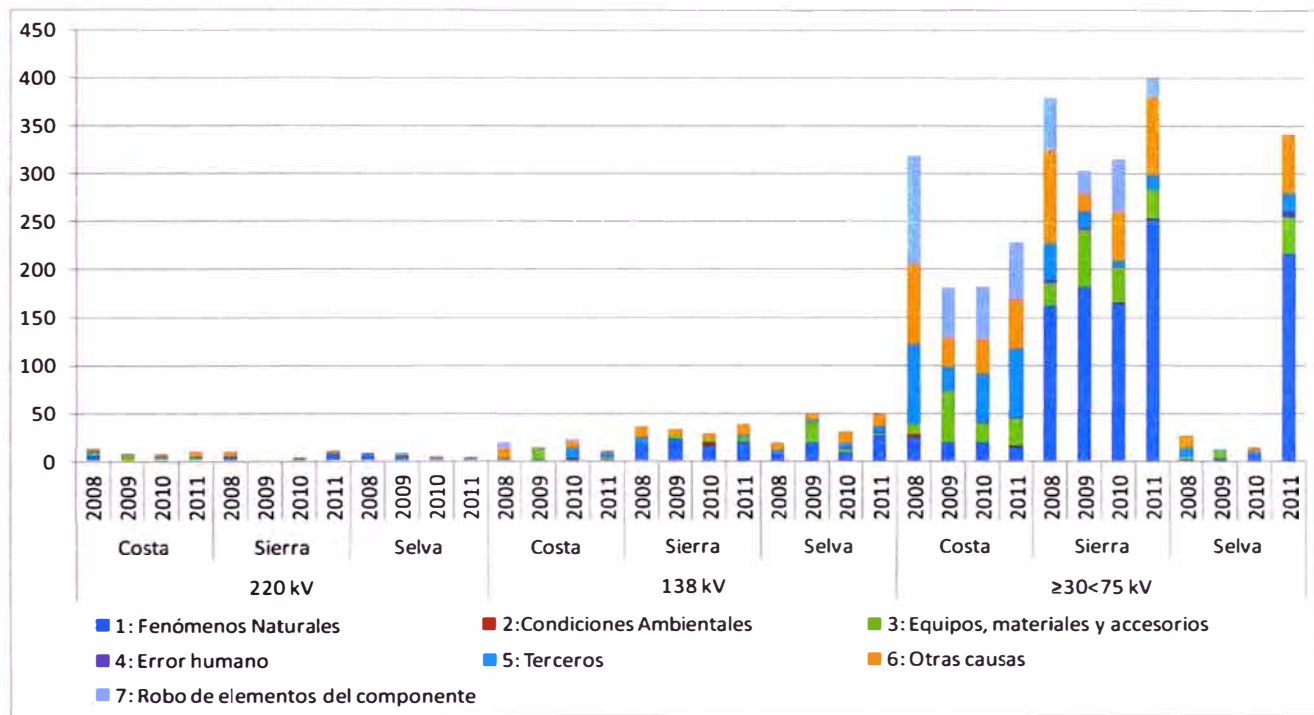


Fig. 5.11. Número de registros de fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

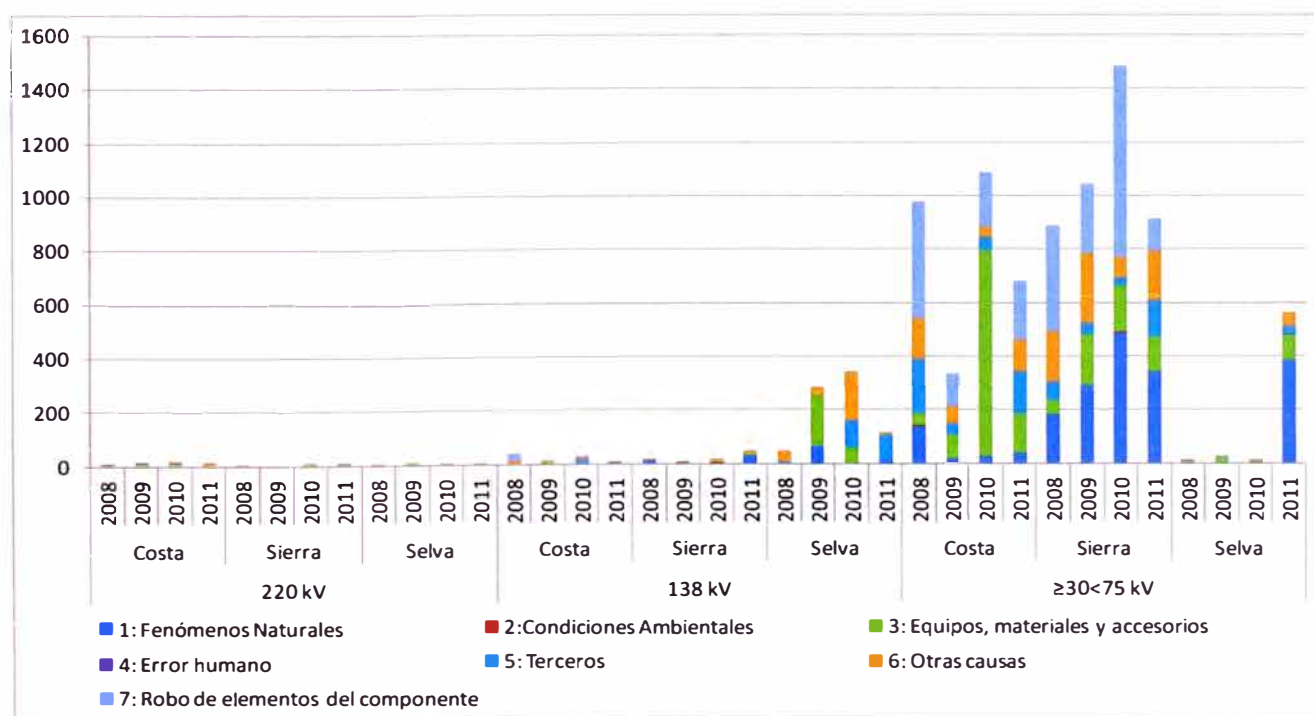


Fig. 5.12. Horas interrumpidas por fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

5.1.2 En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación

En la Tabla N° 5.4 se muestra un resumen del número y duración de todas las interrupciones de servicio eléctrico en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación registradas por las empresas transmisoras, generadoras, distribuidoras y otras (clientes libres, mineras), en el sistema extranet SITRAE, como desconexión forzada o programada; tanto en número como en duración, a partir de enero del 2008 hasta diciembre del 2011.

a) Por empresa

De la Tabla N° 5.4 y las Fig. 5.13 y 5.14 siguientes se observa que el total de las interrupciones registradas para transformadores, auto transformadores y equipos de compensación, entre forzadas y programadas, totalizan 13,233 registros con 70,283.9 horas acumuladas; donde las interrupciones registradas por las empresas de distribución Hidrandina, Electrocentro, Electrosur, Electro Oriente y Electrosureste concentran el 48.9 % (6469) del total de registros en frecuencia y el 40.5 % (28,436 horas) en duración; las empresas generadoras Proyecto Especial Chavimochic, Sn Power y Electroperú, suman el 11.1 % (1,470) de registros en frecuencia y el 26.5 % (18,633) en duración; mientras que las empresas de transmisión Rep, Conenhua y Callalli alcanzan un 6.2 % (816) del total de registros en frecuencia y 9.7 % (6,842) en duración; siendo estas empresas las que poseen mayor registro de interrupciones.

De modo similar al caso de las líneas de transmisión, estas empresas también poseen un gran número de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva, lo cual hace que sus registros sean mayores en relación a las otras empresas supervisadas, lo que, dicho nuevamente, no justifica la cantidad de interrupciones y duración involucrada.

b) Por tipo de concesión

Respecto al tipo de concesión de las empresas supervisadas, según las Fig. 5.15 y 5.16, son las instalaciones de transmisión de los concesionarios de distribución donde se originan la mayor parte de las interrupciones, con un total de 9,375 registros (71 %), seguido de las instalaciones de generación con 1,606 registros (12 %), las instalaciones de transmisión con 1,123 registros (8 %) y con 1,129 registros (9 %) otras empresas supervisadas (mineras, industriales, etc.). Respecto a las horas de interrupciones, las distribuidoras registraron 36,502.0 horas (52 %), las generadoras 19,423.8 horas (28 %), las transmisoras 8,154.5 horas (11 %) y el resto 6,203.6 horas (9 %).

Tabla N° 5.4. Total de interrupciones en transformadores, auto transformadores, eq. compensación

Empresa / Año		Frecuencia desconexiones					Duración de interrupciones				
		2008	2009	2010	2011	Total	2008	2009	2010	2011	Total
TRANSMISORA	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A				1	1				7.7	7.7
	CONENHUA	19	35	20	31	105	88.4	73.5	76.9	90.4	329.2
	DEPOLTI	21	26	20	27	94	364.2	73.0	105.8	71.6	614.5
	ETENORTE	4	4	4	8	20	22.4	21.8	3.2	26.0	73.5
	ETESELVA	1			2	3	0.4			7.9	8.3
	ISA	26	34	29	9	98	31.6	43.0	113.9	5.4	193.9
	REDESUR		1	4	2	7		8.8	16.3	8.2	33.3
	REP S.A	112	144	120	96	472	429.1	710.2	514.8	604.7	2258.8
	TRANSMANTARO			2		2			7.8		7.8
	TRANSMISORA CALLALLI	53	71	58	57	239	3687.7	289.6	69.1	207.6	4254.0
	TRANSMISORA GUADALUPE	16	14	7	19	56	38.5	44.4	51.2	97.3	231.5
TRANSMISORA NORPERUANA	4		4	18	26	1.6		49.8	90.7	142.1	
Total	256	329	268	270	1123	4663.9	1264.4	1008.7	1217.5	8154.5	
GENERADORA	CHAVIMOCHIC	440	180	54	42	716	4579.0	979.2	145.0	128.7	5832.0
	EDEGEL	4			3	7	67.6			8.1	75.7
	EGASA		1	11	10	22		270.2	31.2	18.3	319.8
	EGEMSA	4	12	23	13	52	12.2	21.8	43.8	20.3	98.0
	EGESUR	12	7	11	16	46	25.6	85.8	47.0	58.3	216.6
	ELECTROPERÚ	10	15	16	24	65	13.8	41.9	18.0	45.6	119.2
	EMPRESA GENERACIÓN HUANZA S.A				4	4				72.1	72.1
	ENERSUR	3	1		1	5	5.2	0.2		3.2	8.6
	SN POWER	239	247	121	82	689	9852.5	1966.0	501.2	362.2	12681.9
	Total	712	463	236	195	1606	14555.8	3365.0	786.2	716.8	19423.8
DISTRIBUIDORA	ADINELSA	18	39	57	9	123	60.0	205.8	601.1	44.5	911.4
	COELVISAC	10	12	11	3	36	31.6	43.3	42.9	21.1	138.9
	EDECAÑETE	4	7	15	11	37	23.5	27.2	13.3	28.4	92.3
	EDELNOR	17	22	53	51	143	29.1	28.3	79.3	87.5	224.1
	ELECTRO DUNAS	148	188	13	67	416	824.8	917.5	83.6	273.2	2099.1
	ELECTRO NOROESTE	171	119	14	35	339	320.3	323.9	11.9	24.4	680.5
	ELECTRO ORIENTE	43	123	138	447	751	58.5	88.6	147.3	355.6	650.0
	ELECTRO SURESTE	139	223	264	254	880	234.4	1987.7	7477.5	405.8	10105.4
	ELECTRO UCAYALI	61	81	91	74	307	64.2	65.0	216.8	180.0	525.9
	ELECTROCENTRO	455	266	335	326	1382	1269.8	1026.1	1486.4	936.8	4719.0
	ELECTRONORTE	64	68	63	84	279	214.9	149.3	242.2	181.7	788.2
	ELECTROPUNO	81	101	34	134	350	99.3	159.4	73.2	148.4	480.4
	ELECTROSUR	313	338	307	249	1207	1221.8	2196.3	1484.5	701.0	5603.6
	HIDRANDINA	718	388	557	586	2249	1799.1	1649.2	1889.7	2020.5	7358.4
	LUZ DEL SUR	35	62	38	33	168	129.9	150.0	18.9	87.2	386.0
	SEAL	168	140	187	213	708	371.5	430.4	414.0	522.6	1738.5
	Total	2445	2177	2177	2576	9375	6752.7	9448.2	14282.4	6018.7	36502.0
OTRAS	ACEROS AREQUIPA	1	12	7	6	26	10.0	149.9	345.9	218.2	724.0
	ANTAMINA	38	14	36	23	111	90.1	15.5	114.2	79.6	299.4
	ARASI S.A.C	10		1	1	12	70.0		0.2		70.1
	ATACOCHA	45		9	8	62	29.7		28.3	7.6	65.6
	AURÍFERA RETAMAS	23	12	9	16	60	45.6	4.3	3.9	35.0	88.8
	AUSTRIA DUVAZ	2	1	3	2	8	10.4	8.1	15.8	13.4	47.6
	CEMENTO ANDINO	3	2	1	33	39	20.0	0.7	0.4	995.2	1016.3
	EPS SEDA CUZCO	19				19	183.7				183.7
	FUNSUR	3	6	3		12	16.9	19.3	2.3		38.5
	LIMA AIRPORT			1	1	2			9.3	9.5	18.8
	LOS QUENUALES	9	3	3	10	25	49.5	33.7	28.7	69.3	181.1
	MILPO	9	6	9	4	28	26.1	3.0	30.9	4.2	64.1
	MINERA BARRICK	11	13	15	6	45	8.6	43.1	26.8	3.6	82.1
	MINERA BUENAVENTURA	12	28	22	35	97	73.3	51.5	45.2	55.0	225.0
	MINERA CERRO VERDE	14	11	7	10	42	114.8	97.3	8.8	6.7	227.6
	MINERA DOE RUN	20	3	10	3	33	764.0	20.8	85.4		870.2
	MINERA PAMPA DE COBRE	4	4	4	4	16	12.0	14.1	13.5	13.1	52.7
	MINERA PODEROSA	19	19	18	24	80	13.3	13.1	7.6	21.0	55.0
	MINERA RAURA	31	20	29	20	100	24.5	33.7	82.8	77.1	218.1
	MINERA SANTA LUISA		1	2	2	5		8.0	11.1	12.2	31.2
	MINERA VOLCÁN	8	4	3	3	18	66.4	24.0	24.0	24.0	138.4
	MINSUR		2	1	4	7		16.3	0.9	4.5	21.6
	PRAXAIR	6	11	1	2	20	84.6	102.4	57.6	81.6	326.2
	QUIMPAC	4	1		2	7	3.5	1.4		0.4	5.3
	SHOUGESA	1	14	21	11	47	2.9	55.5	112.8	87.9	259.1
	SOUTHERN PERÚ	32	28	31	35	126	55.1	33.6	73.4	46.8	209.0
	TEXTIL PIURA	1	3	3	1	8	8.3	10.1	17.3	1.5	37.1
	TREN ELÉCTRICO	3	6	3	3	15	16.9	22.7	16.6	22.3	78.5
	XSTRATA TINTAYA		2	2	1	5		16.3	10.1	15.7	42.2
	YURA	10	13	14	17	54	45.0	356.8	45.3	79.1	526.2
	Total	338	239	268	284	1129	1845.3	1155.2	1219.0	1984.1	6203.6
	Total general	3751	3208	2949	3325	13233	27817.7	15232.8	17296.3	9937.1	70283.9

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

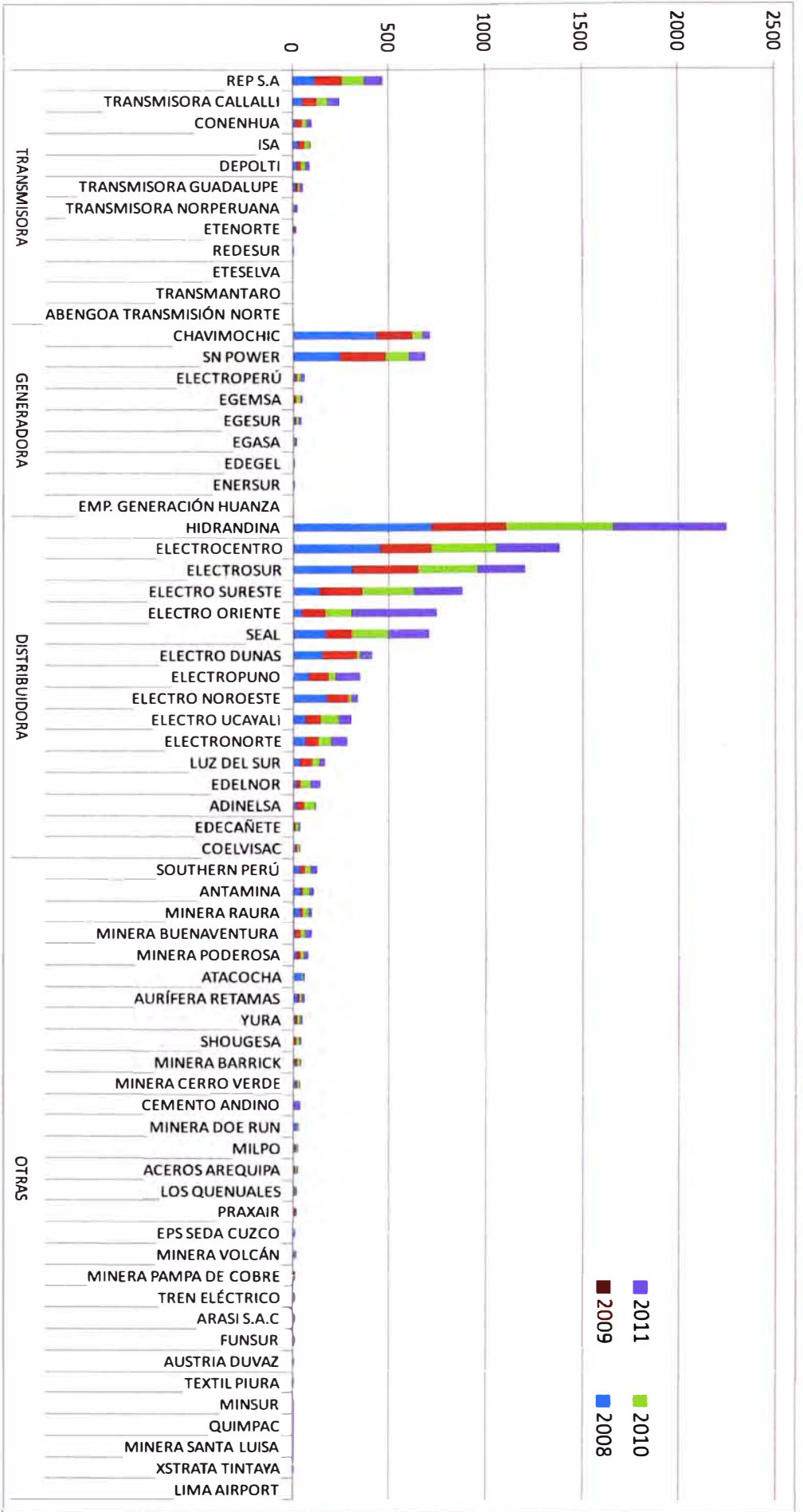


Fig. 5.13. Frecuencia de ocurrencia (número) de interrupciones en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

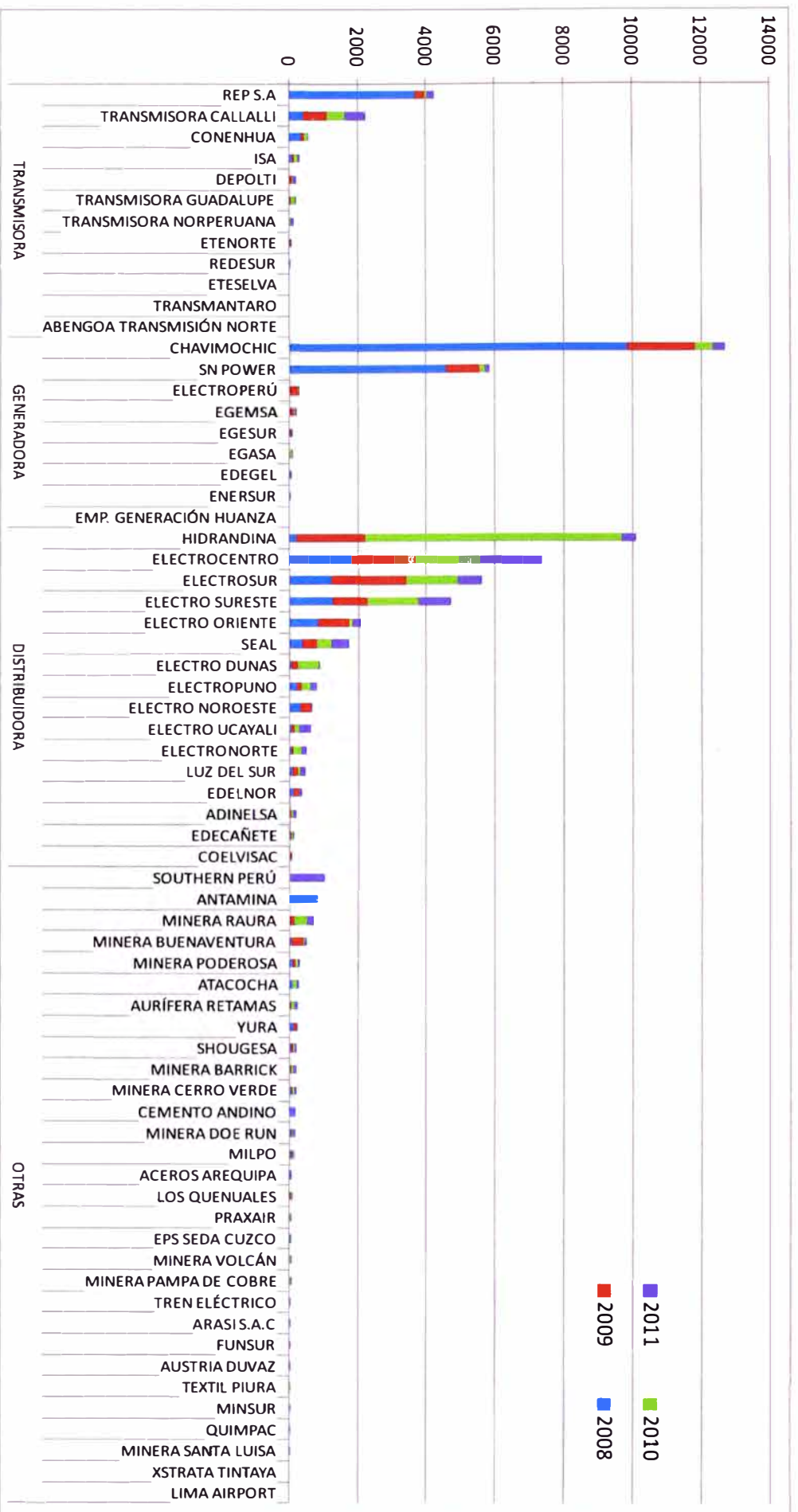


Fig. 5.14. Duración (horas) de interrupciones en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

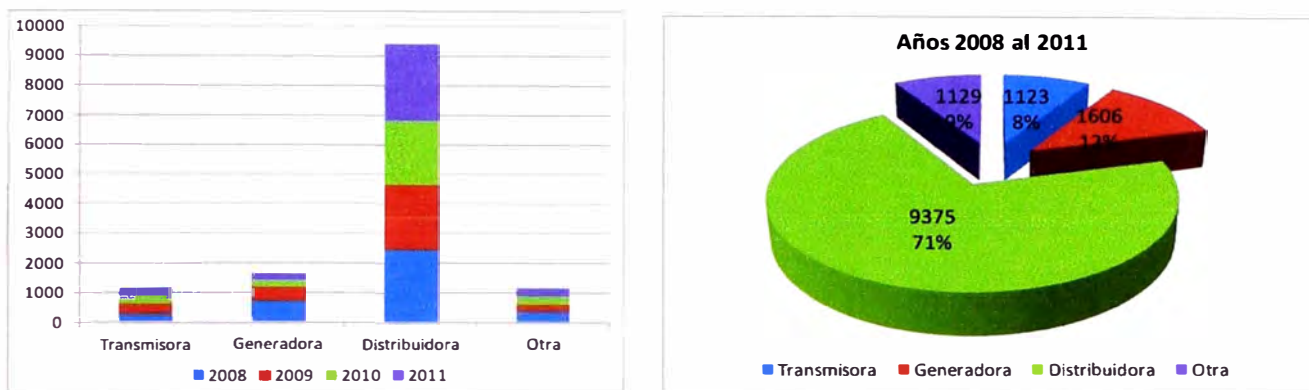


Fig. 5.15. Porcentaje (%) de registros de frecuencia en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación por tipo de concesión

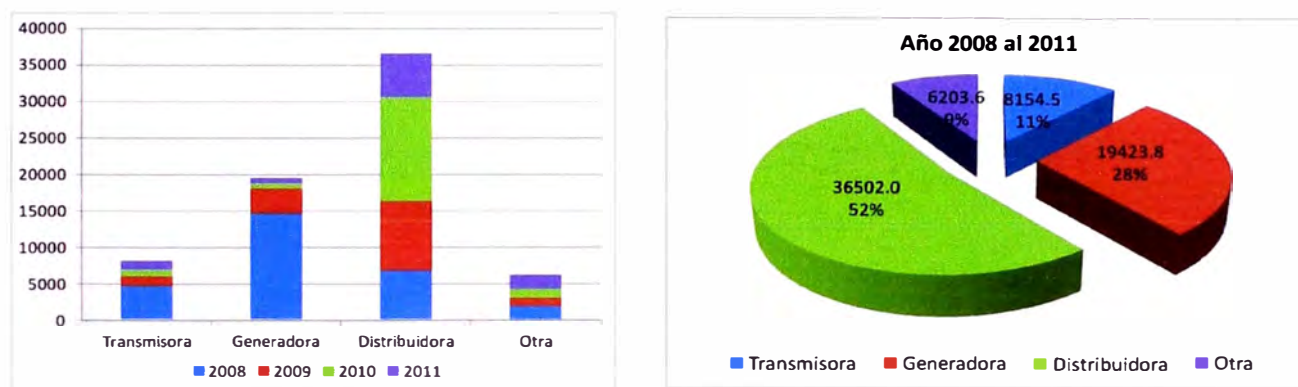


Fig. 5.16. Porcentaje (%) de horas interrumpidas en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación por tipo de concesión

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

c) Por tipo de interrupción y por causa de interrupción

Por su causa, el origen de las interrupciones se clasifican en Forzadas y Programadas; y dentro de las Forzadas en dos tipos: falla propia y falla externa.

En las Fig. 5.17 y 5.18 se muestran comparativamente la magnitud del número de interrupciones y su duración, y clasificadas de acuerdo a su causa para el caso específico de las fallas propias, tanto en número como en duración, a lo largo de los cuatro años de evaluación.

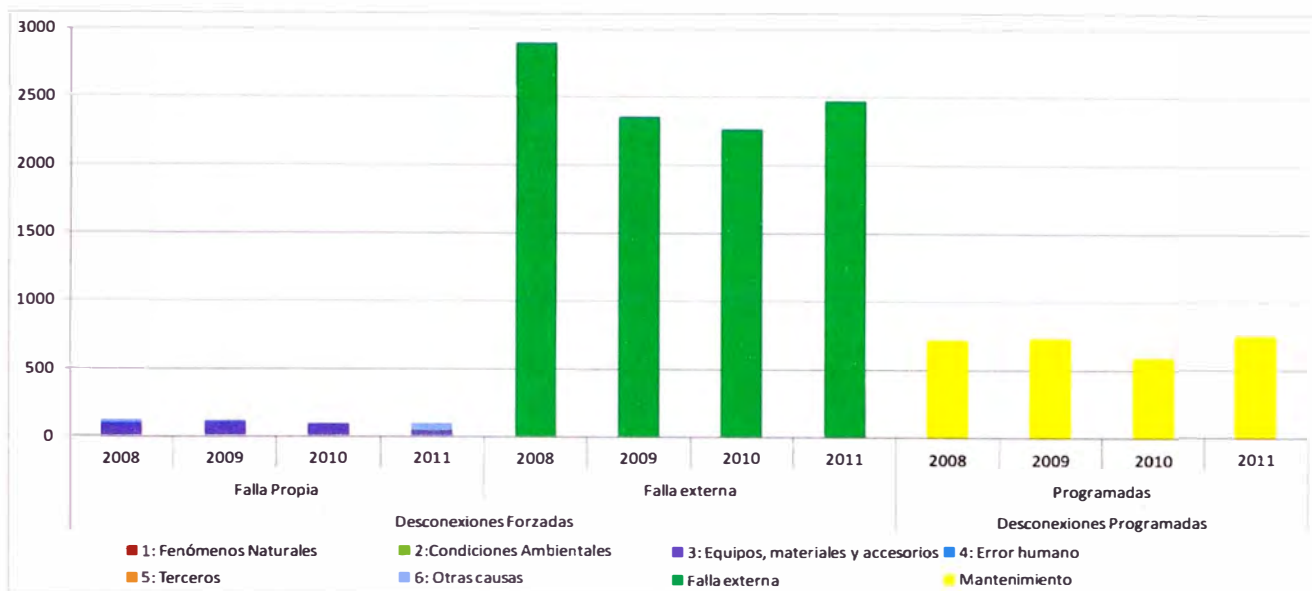


Fig. 5.17. Número de registros por tipo de interrupción y por causa

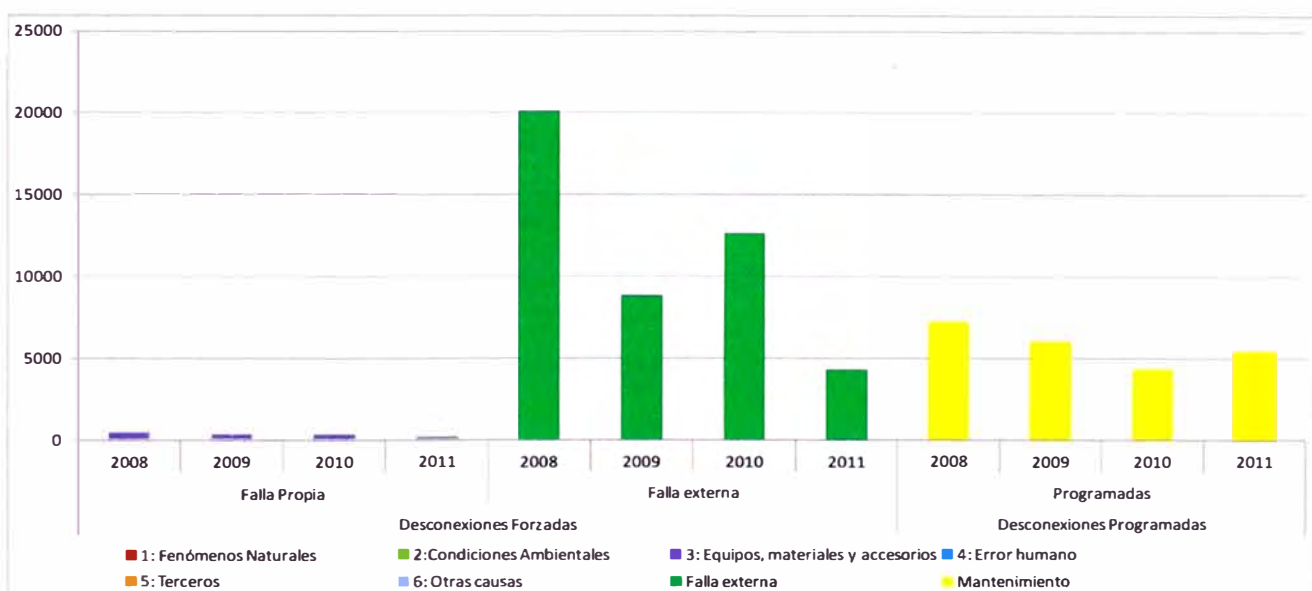


Fig. 5.18. Horas interrumpidas por tipo de interrupción y por causa.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Del total de interrupciones registradas para los cuatro años de evaluación, se tienen 2,812 registros de interrupciones programadas (21 %), 425 registros de fallas forzadas propias (3 %) y 9,996 registros de fallas forzadas externas (76 %). En cuanto a su duración las interrupciones programadas registran 23,073.8 horas (33 %), las fallas forzadas propias 1,261.2 horas (2 %) y las fallas externas 45,948.9 horas (65 %), lo cual se

aprecia en las Fig. 5.19 y 5.20 siguientes. Se puede observar que las fallas externas adquieren el mayor porcentaje debido a que las fallas se producen en las líneas de transmisión y éstas, dejan desenergizados (aguas abajo) a los transformadores y equipos de compensación.

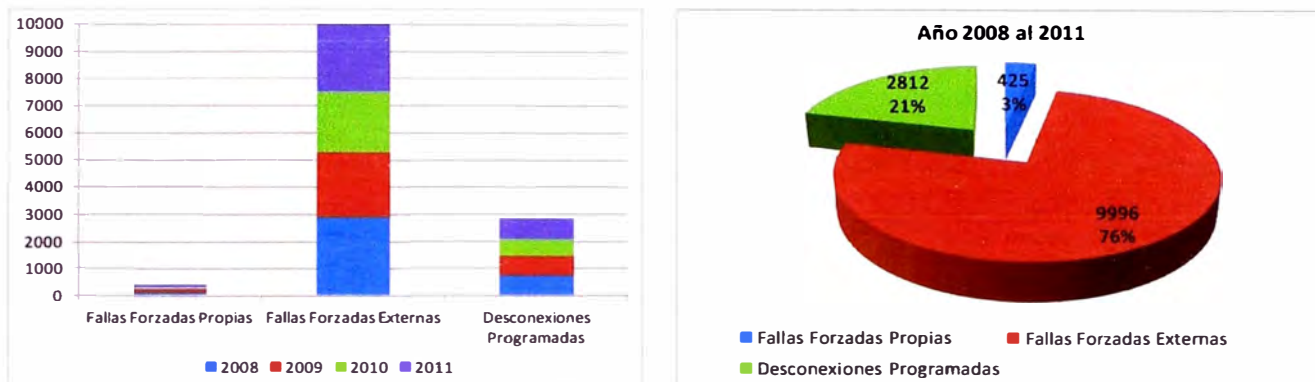


Fig. 5.19. Porcentaje (%) de registros de frecuencia por tipo de interrupción

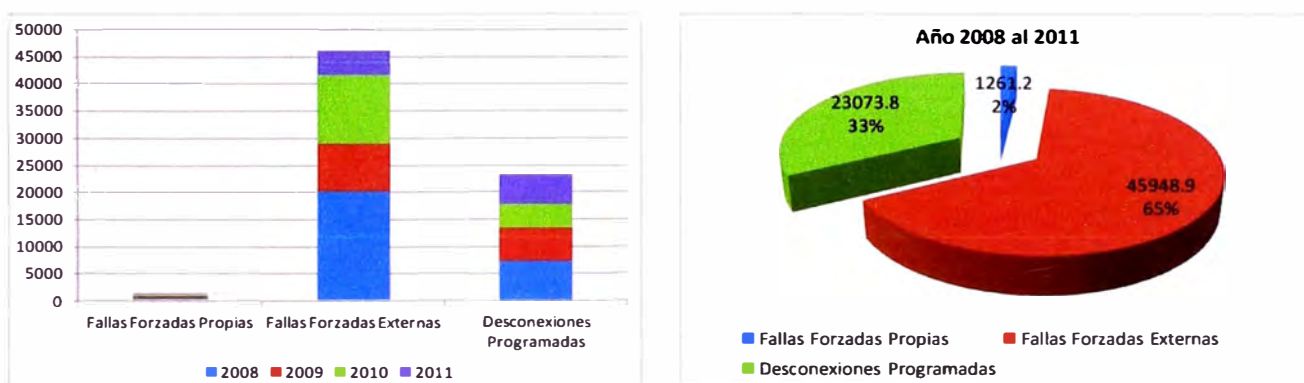


Fig. 5.20. Porcentaje (%) de registros de horas interrumpidas por tipo de interrupción

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

De acuerdo a su causa, las fallas forzadas propias están tipificadas de acuerdo al Procedimiento en: 1) Fenómenos Naturales 2) Condiciones Ambientales 3) Equipos, materiales y accesorios 4) Error humano 5) Terceros 6) Otras causas 7) Robo de elemento de componente.

En las Fig. 5.21 y 5.22 siguientes, se muestra la composición del número y duración de interrupciones por falla forzada propia, donde se tiene que 74 (17.4 %) de las interrupciones del suministro eléctrico a clientes finales tuvo como origen otras causas no clasificadas, 3 (0.7 %) en terceros, 324 (76.2 %) en equipos, materiales y accesorios; 6 (1.4 %) en fenómenos

naturales, 1 (0.2 %) en condiciones ambientales y 17 (4 %) en error humano. En cuanto a la duración de las interrupciones se tiene que 1,168.4 (92.6 %) de horas interrumpidas ha sido por equipos materiales y accesorios, 10.3 horas (0.8 %) por fenómenos naturales, 7.7 horas (0.6 %) por terceros, 61 horas (4.8 %) corresponde a otras causas no clasificadas, 8.1 horas (0.6 %) a condiciones ambientales y 5.7 horas (0.5 %) a error humano.

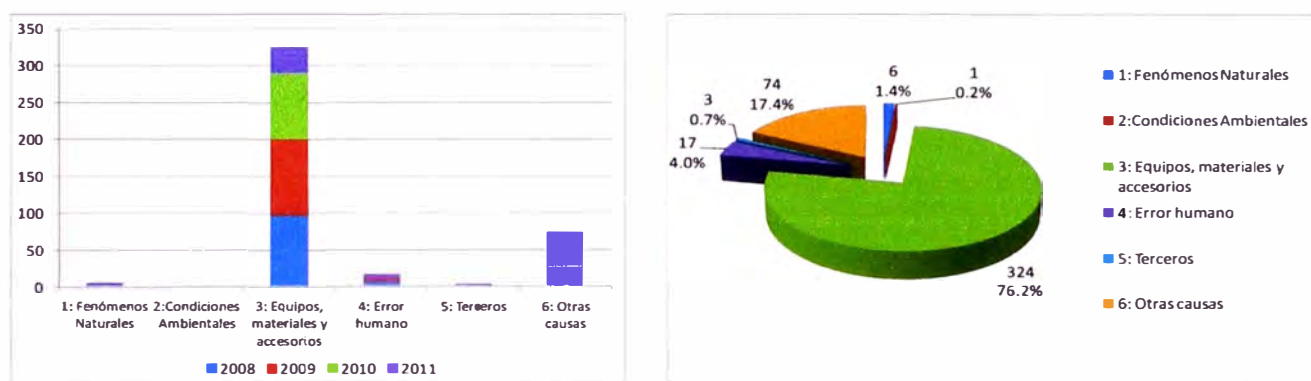


Fig. 5.21. Composición del registro por número de fallas propias por tipificación según Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

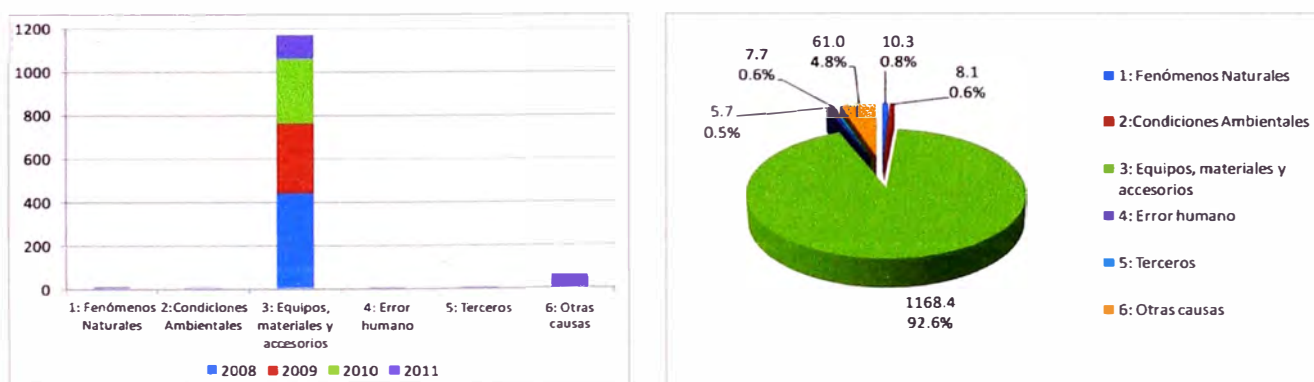


Fig. 5.22. Composición del registro por duración de fallas propias por tipificación según Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

d) Por nivel de tensión y zona geográfica

Respecto a la ocurrencia de las interrupciones de las fallas forzadas propias, es decir, aquellas que originan interrupción de suministro, según el nivel de tensión y la zona geográfica donde se ubica el equipamiento de subestaciones, se aprecian de manera comparativa en las Fig. 5.23 y 5.24, y las Tablas N° 5.5 y 5.6 siguientes, que la mayor ocurrencia de

interrupciones se da en el nivel de tensión por debajo de los 75 kV en la costa y sierra, predominando aquellas originadas por equipos, materiales y accesorios y por otras causas (desconocidas no clasificadas). Se observa también que en el nivel de 220 kV en la zona de selva las interrupciones son escasas.

Tabla N° 5.5. Composición de registros de frecuencia de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

TIPO DE INTERRUPCIÓN: FALLA PROPIA									
Rango de tensión (kV)	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	7: Robo de elementos del componente	Total General
220	Costa			19			1		20
	Sierra			4			1		5
	Selva			1					1
138	Costa		1	17	3		9		30
	Sierra			27			11		38
	Selva			21	1		3		25
≥30<75	Costa	5		103	3	2	14		127
	Sierra	1		126	9	1	35		172
	Selva			6	1				7
Total general		6	1	324	17	3	74		425

Tabla N° 5.6. Composición de registros de duración de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

TIPO DE INTERRUPCIÓN: FALLA PROPIA									
Rango de tensión (kV)	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	7: Robo de elementos del componente	Total General
220	Costa			142.9			1.4		144.3
	Sierra			6.8			0.1		6.9
	Selva			5.1					5.1
138	Costa		8.1	148.5	1.0		19.6		177.1
	Sierra			125.8			7.2		133.0
	Selva			18.8	0.2		3.6		22.5
≥30<75	Costa	10.1		272.4	1.0	6.2	17.6		307.2
	Sierra	0.2		443.4	3.3	1.5	11.6		460.1
	Selva			4.8	0.2				5.0
Total general		10.3	8.1	1168.4	5.7	7.7	61.0		1261.2

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

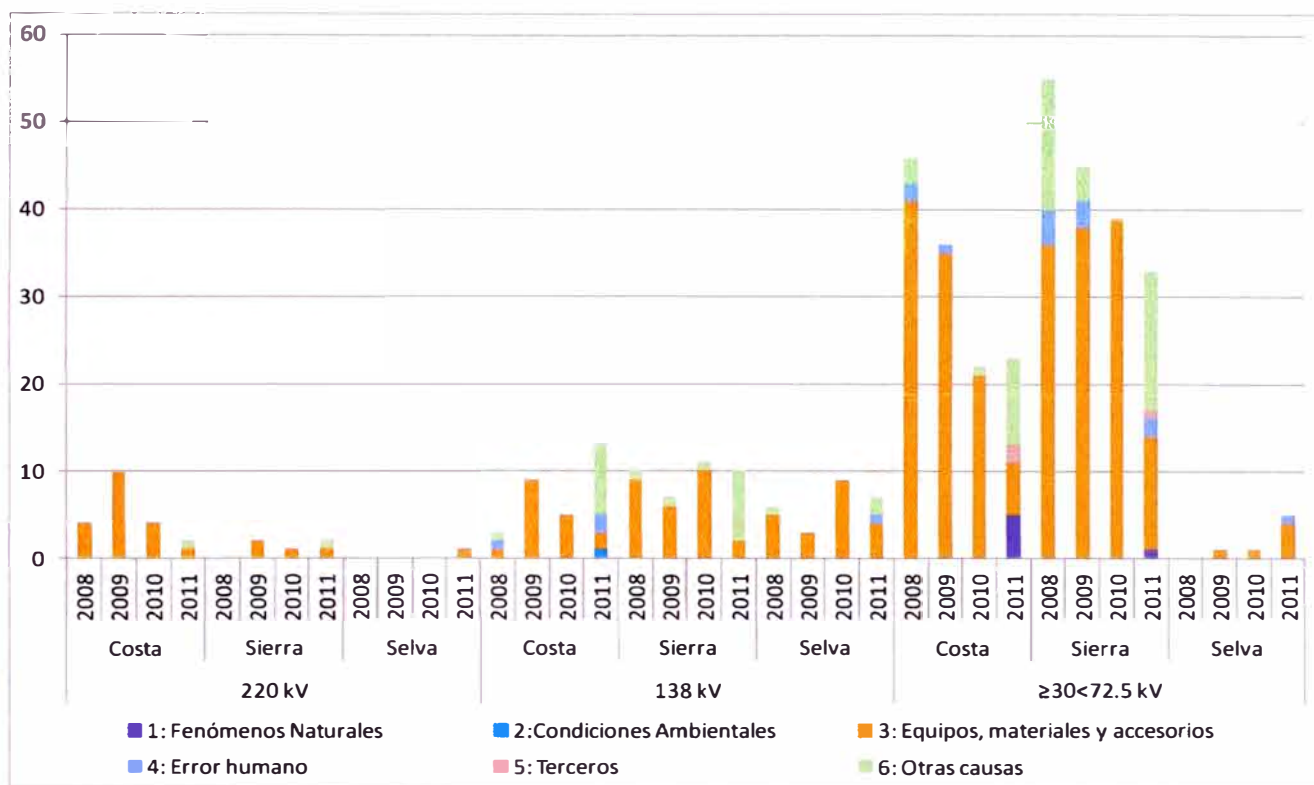


Fig. 5.23. Número de registros de fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

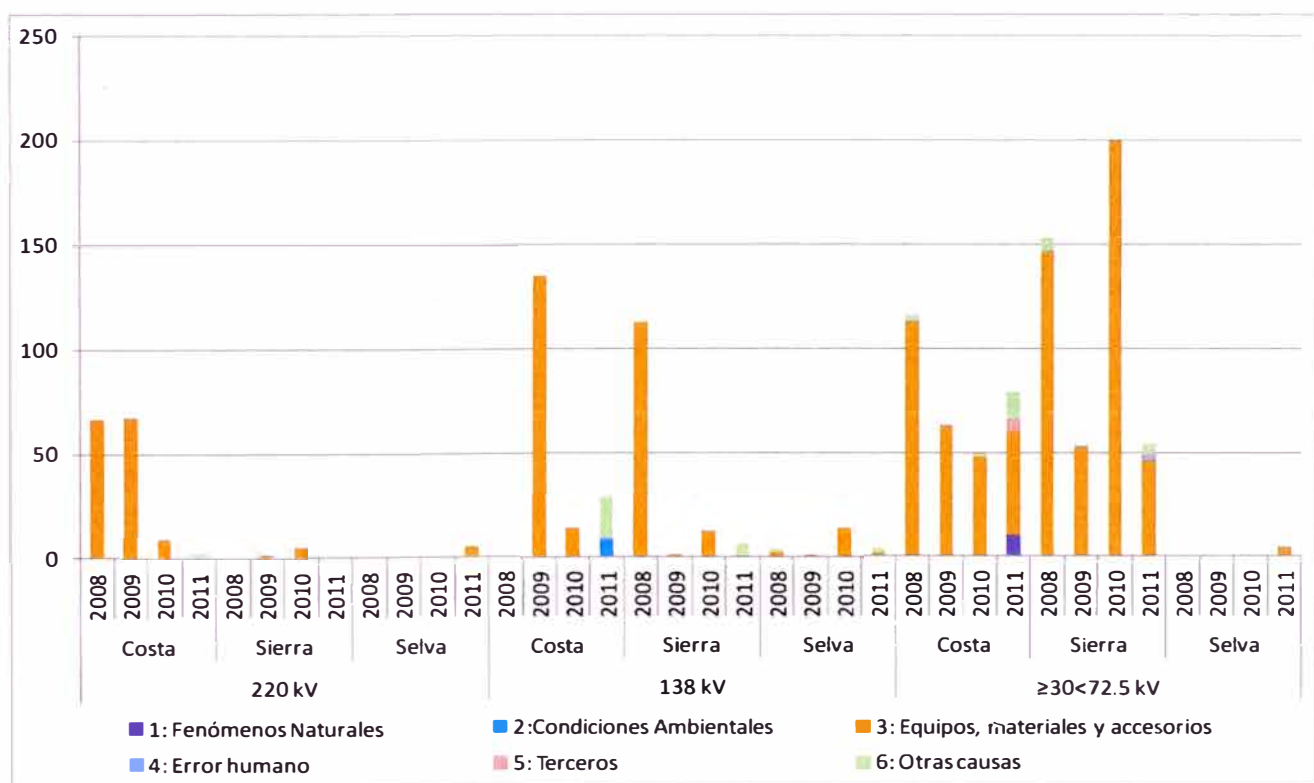


Fig. 5.24. Horas interrumpidas por fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

De igual modo, en cuanto a la duración de estas interrupciones, las originadas en equipos materiales y accesorios ocasionaron mayor tiempo de interrupción (92.6 %), siguiéndoles las ocasionadas por: otras causas (4.8 %), fenómenos naturales (0.8%), terceros (0.6 %), condiciones ambientales (0.6 %) y error humano (0.5 %).

5.1.3 Comentarios

En un inicio se supervisó a 60 empresas, y a finales del año 2011, se tenía que el número de empresas supervisadas era de 87, lo que ha hecho aumentar el número de registros de interrupciones y/o desconexiones totales por año, ello sumado a que el Procedimiento de Supervisión entró en aplicación en marzo del 2006, con la resistencia inicial de las empresas supervisadas, y el tiempo que tomó el conocimiento y asimilación del Procedimiento, en un inicio, y luego el sistema extranet SITRAE.

Si bien no se aprecia una tendencia descendente en los gráficos y cuadros presentados, ello se debe a que aún no se ha alcanzado el grado de sinceramiento deseado por parte de las empresas supervisadas, en cuanto al registro correcto y oportuno de las interrupciones presentadas en sus instalaciones de transmisión. Junto a ello se ha notado que existe desconocimiento del Procedimiento de Supervisión, en algunos casos, y mala interpretación de él, en otros, debido a que el personal encargado de reportar la información es rotado continuamente, no logrando una verdadera compenetración con el procedimiento, o que existen muchas personas encargadas de realizar estos registros con distintos criterios, lo cual provoca errores en la declaración de información registrada en el sistema extranet.

En general, preocupa la gran cantidad de información registrada como causas no conocidas o no clasificadas, al igual que las registradas como ocasionadas por terceros, lo que nos lleva a pensar que hay una tendencia de las empresas y de los responsables de reportar la información correspondiente a las interrupciones, por parte de ellas, de no asumir la responsabilidad de la falla y de tratar de desviarla o disminuirla en alguna

manera, tal vez por el grado de identificación que tienen con su empresa y con el ánimo de no querer perjudicarla.

Se ha observado diferentes criterios por parte de las empresas supervisadas, en cuanto a la interpretación del Procedimiento de Supervisión, sobre todo a la hora de efectuar los registros de desconexiones y/o interrupciones.

5.2 Reporte de máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión

La creciente demanda en los diferentes sistemas eléctricos y a la necesidad de supervisar el buen funcionamiento y disponibilidad de la capacidad necesaria para satisfacer adecuadamente dicha demanda, ha creado la necesidad de realizar una evaluación continua del buen funcionamiento del equipamiento destinado a transportar la potencia requerida por los usuarios del servicio eléctrico.

Por ello, a efecto de mejorar el proceso de supervisión de la calidad de suministro de energía eléctrica a los usuarios del servicio de electricidad, se ha previsto dentro del procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, el registro y reporte mensual a través del Anexo N° 3, por parte de las empresas operadoras de sistemas de transmisión, de las máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión.

El OSINERGMIN evalúa la tendencia de las potencias que se transportan y transforman a través de las líneas de transmisión y transformadores, con la finalidad de detectar la sobrecarga y la saturación de las capacidades nominales de dichos componentes, y verificar que las empresas concesionarias de electricidad, de manera oportuna, efectúen las medidas correctivas técnicas requeridas para reforzar o repotenciar las instalaciones existentes, buscando con ello garantizar la calidad de suministro y del producto a los usuarios del servicio de electricidad.

5.2.1 Máximas Demandas de Transformadores de Potencia

En la Tabla N° 5.7, se muestra la relación de transformadores, que en el periodo de julio 2011 a diciembre 2011, se identificó que están operando sobre el 100 % de su carga nominal declarada.

5.2.2 Máximas Cargas en Líneas de Transmisión

En la Tabla N° 5.8, se muestra la relación de líneas de transmisión, que en el periodo de julio 2011 a diciembre 2011, se identificó que están operando congestionadas, superando el 100 % de su carga nominal declarada.

Tabla N° 5.7. Transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva que operan por encima de su capacidad nominal.

TIPO DE EMPRESA	EMPRESA	SUBESTACIÓN	EQUIPO	TENSIÓN (kV)	POTENCIA (MVA)	% CARGA NOMINAL	
TRANSMISIÓN	RED DE ENERGÍA DEL PERU	CHICLAYO OESTE	T14-260	220/60	50	102.0%	
			T16-260	220/60	50	102.0%	
			T24-61	60/8	30	114.9%	
		TINGO MARÍA	HUAYUCACHI	T19-261	220/60/10	30/30/10	174.8%
			T69-11	138/10	10	166.6%	
		TINTAYA	T82-211	220/138/10	50	101.5%	
			T44-11	138/10	15	102.7%	
GENERACIÓN	TRANSMISION CALLALLI	CAYLLOMA	TP-01	60/6.3	3	102.6%	
	EDEGEL	CH CALLAHUANCA	Gr-2	6.5/60	20	100.1%	
		CH CHIMAY	Trafo 220/13.8 kV	13.8/13.8/220	168	101.7%	
		CH HUAMPANI	Tr 1 60/10 kV	10/60	22.4	121.1%	
		CH HUINCO	Gr-1	12.5/220	85	121.0%	
			Gr-2	12.5/220	85	139.0%	
			Gr-3	12.5/220	85	118.2%	
			Gr-4	12.5/220	85	155.5%	
		CH MOYOPAMPA	Gr-1	10/60	30	118.1%	
			Gr-2	10/60	30	120.0%	
		CT VENTANILLA	TG-3	16/220	215	103.8%	
	TV		16/220	260	121.5%		
	EGASA	SANTA ROSA	Trafo TG8	220/16.5	138/184/2	107.6%	
		CHARCANI IV	T40-1	5.25/33	6	102.0%	
			T40-2	5.25/33	6	102.9%	
			T40-3	5.25/33	6	101.8%	
		CHARCANI V	T50-2	13.8/138	57	103.8%	
			T50-3	13.8/138	57	103.8%	
			MACHUPICCHU	63LRL001TR	138/60/10	7/7/3	105.6%
		EGENOR	C.H. CARHUAQUERO	TR-U2	10/221	18	102.5%
				TR-U3	10/222	18	110.5%
			HUALLANCA	T-G4	13.8/138	42.3	108.2%
	T-G5			13.8/138	42.3	106.2%	
	T-G6	13.8/138		42.3	108.1%		
	ELECTROANDES	CAHUA	TRAFO 1	10/138	22.4	100.5%	
			TRAFO 2	10/138	22.4	100.5%	
		PARAMONGA EXISTENTE	TRAFO 1	138/13.8	27.6	100.2%	
			TRAFO 2	138/13.8	27.6	100.2%	
	KALLPA	KALLPA	TF-11BAT	220/16.5	126	102.6%	
	DISTRIBUCIÓN	ELECTRO ORIENTE	CT IQUITQS	T-01	60/10	11.2	113.8%
			SANTA ROSA	T-03	60/10	7.5	139.5%
		ELECTRO SUR ESTE	URUBAMBA	TA01	34.5/10.5	2.5	104.0%
				TA02	30/10	0.4	100.0%
		ELECTRO UCAYALI	PUCALLPA	TR5	60/22.9/10.5	25/25/25	111.6%
		ELECTROCENTRO	AYACUCHO	4-TP-202	66/22.9/10 kV	15/4/15	105.6%
		ELECTRONORTE	CHICLAYO OESTE	TP6002	60/10	17.5	109.0%
		ELECTROPUNO	ANANEA	TPA-052	60/22.9/10	7/7/2.5	107.1%
		ELECTROSUR	TACNA	TAT2	66/10.5	10	110.3%
			YARADA	YAT1	66/10.5	3	104.0%
		HIDRANDINA	CARHUAZ	TP 6011	66/13.8	2.5	110.2%
				TP A003	138/13.8	5	106.9%
			PACASMAYO	TP 6022	60/10	5	104.1%
		LUZ DEL SUR	BALNEARIOS	Z-T1 60/10 kV	60/10	40	103.9%
BARRANCO				B-T1 60/10 kV	60/10	25	104.0%
CHORRILLOS			CH-T1 60/10 kV	60/10	25	109.0%	
			CH-T2 60/22.9/10 kV	60/22.9/10	25/25/15	106.5%	
GALVEZ			G-T1 60/10 kV	60/10	40	109.9%	
			G-T2 60/22.9/10 kV	60/10/22.9	25/25/25	102.7%	
HUACHIPA			HP-T1 60/10 kV	60/10	25	116.0%	
ÑAÑA			NA-T1 60/22.9/10 kV	60/22.9/10	25/25/25	108.3%	
SAN ISIDRO			SI-T3 60/22.9/10 kV	60/22.9/10	40/40/40	100.2%	
SAN JUAN			SJ-T1 60/10 kV	60/10	40	103.2%	
VILLA MARÍA	VM-T1 60/10 kV		60/10	25	114.9%		
	VM-T2 60/10 kV	60/10	25	113.7%			

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tabla N° 5.8. Líneas de Transmisión que están operando por encima de su capacidad nominal.

TIPO DE EMPRESA	EMPRESA	CODIGO	SE. ENVÍO - SE. DE RECEPCIÓN	TENSIÓN (kV)	% CARGA NOMINAL
TRANSMISIÓN	DEPOLTI	L-6033-6034	ILLIMO - OCCIDENTE	60	124.8%
	ISA RED DE ENERGÍA	L2224	PACHACHACA - OROYA	220	134.8%
		L-1120	PARAGSHA 2 - HUÁNUCO	138	138.6%
		L-1122	TINGO MARÍA - AUCAYACU	138	135.9%
		L-1124	AUCAYACU - TOCACHE	138	120.8%
		L-2004	SANTA ROSA - CHAVARRÍA	220	113.6%
		L-2212	HUACHO - ZAPALLAL	220	123.0%
		L-2213	PARAMONGA NUEVA - HUACHO	220	132.9%
		L-2214	ZAPALLAL - PARAMONGA NUEVA	220	124.0%
		L-2215	CHIMBOTE 1 - PARAMONGA NUEVA	220	132.6%
		L-2216	CHIMBOTE 1 - PARAMONGA NUEVA	220	115.6%
		L-2232	CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	220	111.6%
		L-2233	CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	220	110.5%
		L-2234	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	220	131.2%
		L-2236	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	220	101.9%
		L-2242	ZAPALLAL - VENTANILLA	220	120.1%
		L-2243	ZAPALLAL - VENTANILLA	220	114.4%
		L-2244	VENTANILLA - CHAVARRÍA	220	125.1%
L-2245	VENTANILLA - CHAVARRÍA	220	125.1%		
TRANSMISION CALLALI	L-6015	CALLALI - CAYLLOMA	66	118.3%	
GENERACIÓN	EDEGEL	L-6544	HUAMPANI - ÑAÑA	60	104.2%
	EGENOR	L-2111	LAS FLORES - CHILCA	220	102.9%
DISTRIBUCIÓN	EDELNOR	L-607	S. ROSA NUEVA - TACNA	60	148.2%
		L-661	BARSI - PANDO	60	110.4%
		L-695	S. ROSA NUEVA - CANTO GRANDE	60	122.0%
	ELECTRO ORIENTE	L-1016	TOCACHE - BELLAVISTA	138	107.1%
	ELECTRO SUR ESTE	L - 6005	ABANCAY - CHALHUANCA	60	100.0%
	ELECTRONOROESTE	L-6650	PIURA OESTE - PIURA CENTRO	60	121.5%
	ELECTROPUNO	L-6025	DERIV. PUTINA - ANANEA	60	102.1%
	ELECTROSUR	L-6677	PARQUE INDUSTRIAL - TACNA	66	136.1%
	LUZ DEL SUR	L-611	MONTERRICO - BALNEARIOS	60	104.6%
		L-631	BALNEARIOS - NEYRA	60	106.5%
		L-632	BALNEARIOS - NEYRA	60	107.6%
		L-639	CHILCA LDS - SAN BARTOLO	60	117.6%
		L-657	SANTA ROSA ANTIGUA - HUACHIPA	60	115.6%
	SEAL	L-3070	SOCABAYA - PAUCARPATA	33	114.9%
		L-3072	DERIV.PAUCARPATA - PARQUE INDUSTRIAL	33	114.9%
		L-3080	SOCABAYA - PARQUE INDUSTRIAL	33	125.7%
		L-3081	SOCABAYA - PARQUE INDUSTRIAL	33	125.9%
		L-3090	SOCABAYA - JESÚS	33	100.5%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

5.2.3 Acciones a implementar para superar el problema de sobrecarga y congestión

A continuación se muestra las medidas necesarias a ejecutar, en base a la información recopilada y procesada a través del procedimiento, para subsanar los problemas de sobrecarga y congestión; de acuerdo a la siguiente clasificación:

5.2.3.1 Acciones en Transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva

Empresa	Subestación	Equipo	Tensión (kV)	Potencia (MVA)	Acciones a implementar
Electronorte	Chiclayo Oeste	TP6001	60/10	17.5	El transformador de potencia de 30MVA ,60/10 KV, ya está en las instalaciones de SET Chiclayo Oeste, las obras civiles ya están ejecutadas, queda pendiente el suministro de equipos de la celda de entrada al nuevo transformador de potencia (Interruptor, seccionador, trafos de corriente).
	Chiclayo Oeste	TP6002	60/10	17.5	
Edelnor	Canto Grande	TR 2_60/10	58/10.5	25	En el 2012 se prevé transferir carga al transformador TR1.
	Canto Grande	TR 3_60/10	60/10	25	En el 2012 se prevé transferir carga al transformador TR1.
	Chavarría	TR 2_60/10	60/10	25	En el 2012 se prevé transferir carga al transformador TR3.
	Chavarría	TR 3_60/20/10	60/20/10	40	En el primer trimestre 2012 se trasladará carga a nueva SET UNI (aprobado en plan de inversiones transmisión 2009-2013 aprobado por Osinergmin)
	Oquendo	TR 1_60/10	58±13x0,565/10,05	25	Se monitorea la evolución de la carga del transformador TR1.
	Santa Rosa Antigua	TR 1_60/10	51/10.35	25	Se evalúa transferencia de carga a Zárate.
	Santa Rosa Nueva	TR 2_220/60	200/62.46/10	120	Se coordina con Osinergmin y el COES el cambio de transformador de 120 por otro nuevo de 180 MVA, previsto para inicios del 2012. El nuevo transformador fue aprobado para ser instalado en Chillón.
	Tacna	TR 1_60/10	64.3/10.5	25	En el primer trimestre 2012 se trasladará carga a nueva SET UNI (aprobado en plan de inversiones transmisión 2009-2013 aprobado por Osinergmin)
	Tacna	TR 2_60/10	64.3/10.5	25	
Tomas Valle	TR 3_60/10	60/10	25	Acción inmediata, acoplamiento de los transformadores TR2 y TR3. Se propone cambio de transformador de 25 por 40 MVA. Caso considerado en nuevo plan de inversiones transmisión 2013-2016 presentado ante el Osinergmin.	
Electrosur	Yarada	YAT2	66/10.5	4	En relación al trafo de potencia de 4 MVA de la Subestación de Transformación Yarada, se informa que los Transformadores YAT 1 y YAT 2, serán reemplazados en su operación mediante la reubicación del Transformador de 10/13 MVA con relación de transformación 66/10.5 kV de la Subestación Tacna. Dicha acción se encuentra en el Plan de Contingencia en Transmisión 2011, así como en nuestra propuesta del Plan de Inversiones 2013 - 2017 presentado al Osinergmin el 01/09/2011.
Hidrandina	Carhuaz	TP 6011	66/13.8	2.5	Respecto a SET Carhuaz se tiene previsto instalar un grupo electrógeno de 500 KW en un plazo no mayor a 30 días; mientras se continúa con el proceso de Concurso de precios para contratar los servicios de montaje del transformador de 5 MVA que será rotado de la SET Ticapampa.
Electrocentro	Ayacucho	4-TP-202	66/22.9/10	15/4/15	Para reducir la carga en horas punta se ha instalado un grupo térmico en la barra de 22.9 kV, adicionalmente como contingencia se tiene el grupo Térmico de la Central Térmica Ayacucho.
Transmisora Callalli	Caylloma	TP-01	60/6.3	3	El transformador tiene el sistema de enfriamiento forzado ONAF con lo cual ampliamos la capacidad hasta 3.75MVA, este ya se encuentra activo. Asimismo se tiene proyectada la sustitución del transformador por 5MVA en ONAN en el mediano plazo.
Red de Energía del Perú	Chiclayo Oeste	T24-61	60/8	30	Se tiene previsto instalar un transformador adicional de 100 MVA para Ago-2012.
	Puno	T53-162	138/60/22.9	25/25/7	Para evitar la congestión, en Set-2011 se puso en servicio el transformador de reserva. Se encuentra en gestión ante el MEM la autorización para la ampliación de la subestación con un nuevo transformador.
	Tintaya	T44-11	138/10	15	Representa la sobrecarga del SVC, que se descargará con la operación del SVC del proyecto Antapacay, previsto para Abr-2012.
	Trujillo Norte	T25-11	138/8	30	Representa la sobrecarga del SVC, que se descargará con la operación del segundo banco de capacitores de 15 MVAR

5.2.3.2 Acciones en Líneas de transmisión

Empresa	SE. Envío - SE. Recepción	Código de la Línea	Tensión (kV)	Acciones a implementar
Edelnor	Canto Grande - Jicamarca	L-687	60	Sobrecarga generada en condición N-1 de líneas 60 kV. Con la puesta en servicio de la SET Nueva Jicamarca 220/60 kV en el año 2013, la línea L-687 será descargada.
	Chavarría - Naranjal	L-698	60	Sobrecarga generada por los trabajos de la nueva línea 60 kV L-6555, y renovación parcial de las líneas L-625 y L-636 (condición N-2).
	Chillón - Naranjal	L-684	60	
	Oquendo - La Pampilla	L-652	60	La sobrecargada es generada por trabajos de renovación parcial de las líneas L-625 y L-636 (condición N-2). Asimismo con la puesta en servicio de la SET Nueva Zapallal 220/60 kV el año 2012, la carga de la línea L-652 será descargada.
	S. Rosa Nueva - Canto Grande	L-695	60	Sobrecarga generada en condición N-1 de líneas 60 kV. Con la puesta en servicio de la SET Nueva Jicamarca 220/60 kV el año 2013, la línea L-695 será descargada.
	S. Rosa Nueva - Tacna	L-607	60	Con la puesta en servicio de la SET UNI 60/10 kV a inicios del 2012, se trasladará carga de la SET Tacna a SET UNI, con lo cual también se descarga la línea L-607.
Transmantaro	Ventanilla - La Pampilla	L-651	60	La sobrecargada es generada por trabajos de renovación parcial de las líneas L-625 y L-636 (condición N-2). Asimismo con la puesta en servicio de la SET Nueva Zapallal 220/60 kV el año 2012, la carga de la línea L-651 será descargada.
	Campo Armiño - Cotaruse	L-2051	220	A partir de Agosto de 2011, entró en operación la repotenciación de la línea Mantaro - Cotaruse - Socabaya, por lo que se ha incrementado la capacidad de transmisión de 300 a 505 MVA.
	Cotaruse - Socabaya	L-2054	220	
Red de Energía del Perú	Chilca - San Juan	L-2093	220	En el Plan de Expansión de REP-2010, se ha recomendado un cuarto circuito entre Chilca y San Juan.
	Chimbote 1 - Paramonga Nueva	L-2215	220	La congestión se superará con la entrada en servicio de la línea de 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo, prevista para Ago-2012.
	Chimbote 1 - Trujillo Norte	L-2232	220	
	Chimbote 1 - Trujillo Norte	L-2233	220	
	Huacho - Zapallal	L-2212	220	
	Paramonga Nueva - Huacho	L-2213	220	
	Zapallal - Paramonga Nueva	L-2214	220	
	Santa Rosa - Chavarría	L-2003	220	Se ha elaborado el anteproyecto para la repotenciación de la línea. Se encuentra en gestión ante el MEM.
	Santa Rosa - Chavarría	L-2004	220	
	Santa Rosa - San Juan	L-2010	220	
	Santa Rosa - San Juan	L-2011	220	
	Trujillo Norte - Guadalupe	L-2234	220	La congestión se superará con la entrada en servicio de la segunda terna de la línea Trujillo Norte - Guadalupe - Chiclayo Oeste, prevista para Mar-2012.
Ventanilla - Chavarría	L-2245	220	El Plan de Expansión de REP-2010, ha recomendado la instalación de un cuarto circuito, cuyo trámite se gestionará ante el MEM.	
Paragsha 2 - Huánuco	L-1120	138	Se tiene un anteproyecto de repotenciación de la línea, cuyo trámite se ha iniciado ante el MEM.	
Seal	Chilina - Parque Industrial	L-3061	33	Con el ingreso de esta línea se alimenta la SE PORONGOCHÉ con una capacidad de transformación de 10/12.5 MVA.
	Socabaya - Parque Industrial	L-3080	33	Con la reconfiguración de los alimentadores en 10 kV la SE PAUCARPATA queda fuera de servicio, por lo tanto la línea SOCABAYA – PAUCARPATA – PARQUE INDUSTRIAL, alimenta en forma directa a la SE PARQUE INDUSTRIAL
	Socabaya - Parque Industrial	L-3081	33	
	Socabaya - Paucarpata	L-3070	33	
Depolti	Illimo - Occidente	L-6033-6034	60	La responsabilidad de esta sobrecarga se encuentra a cargo de ELECTRONORTE quien es la empresa que toma las cargas en distribución y debió prever las ampliaciones correspondientes en el sistema de transmisión secundaria

5.3 Indicadores de Performance

Los indicadores de performance miden el desempeño de las líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones, expresada como la frecuencia de ocurrencia de fallas y el tiempo de indisponibilidad del componente; estos indicadores son revisados semestralmente pero tomando como período de análisis dos semestres consecutivos, en los cuales la suma de los indicadores por semestre no debe exceder las tolerancias establecidas, y que están dadas por nivel de tensión, zona geográfica, y en el caso de las líneas de transmisión por longitud de línea.

Los indicadores definidos en el Procedimiento de Supervisión miden exclusivamente la calidad de suministro, en función de la continuidad del servicio eléctrico que presentan los componentes del sistema de transmisión, es decir, de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio eléctrico, por lo tanto, son indicadores cuantitativos de la calidad de suministro eléctrico en los componentes del sistema de transmisión.

En los cuadros siguientes se muestra cómo se calculan estos indicadores y sus respectivas tolerancias.

Tabla N° 5.9: Indicadores de Performance

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas).	$TFC = N^{\circ} \text{ de Fallas}$ <p>N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo.</p>	Fallas por periodo.
Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	$TFL = \frac{N^{\circ} \text{ Fallas}}{EXT.LT} \times 100$ <p>N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones. mayores de 3 minutos, por periodo. EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.</p>	Falla por período por cada 100Km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas).	$INDISE = \sum HIND$ <p>HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo.</p>	Duración de la Indisponibilidad (Horas).
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión.	$INDISL = \sum HIND$ <p>HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo.</p>	Duración de la Indisponibilidad (Horas).

Tabla N° 5.10: Tolerancias de Indicadores de Performance

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Sierra y Selva	
(1) Tasa de Falla para cada componente de subestación.	Número de Fallas por dos semestres consecutivos.	-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30kV y menor de 250kV. -Barra en el nivel de tensión igual ó mayor a 30kV y menor de 250kV.	1		
(2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión ó celda.	Número de Fallas por cada 100Km., en dos semestres consecutivos.	-Líneas de transmisión igual o mayores de 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*).	Nivel de tensión: 220kV.	1	1.5
			Nivel de tensión: 138kV.	2	3
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30kV y menor a 75kV.	4	5
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos.	-Líneas de transmisión menores a 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220kV.	1	2
			Nivel de tensión: 138kV.	2	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30kV y menor a 75kV.	4	8
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas.	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138kV.	6		
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30kV y menor de 75kV.	4		
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30kV y menor de 250kV.	1		
(4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión ó celda.	Horas.	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100Km., ó sus celdas (*).	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	8	
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30kV ó menor a 75kV.	6	
		Líneas de transmisión menores a 100Km., ó sus celdas (*).	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	6	
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30kV ó menor a 75kV.	4	

5.3.1 Indicadores de Performance en Líneas de Transmisión.

A continuación se presentan gráficamente los indicadores de performance de las líneas de transmisión: “Tasa de falla” e “Indisponibilidad”, únicamente de las instalaciones que han excedido las tolerancias reguladas por el Osinergmin y establecidas en la Resolución N° 656-2008-OS/CD.

En las Fig. 5.25 a 5.27, se muestran las líneas costeras de 220 kV, que tienen como principal razón de salida de las líneas de transmisión, causas no determinadas o no clasificadas; seguidas de las fallas originadas por equipos, materiales y accesorios y por la acción de terceros. Las líneas que excedieron las tolerancias de Tasas de Fallas e Indisponibilidades fueron: L-2211 Ica – Marcona,

L-2248 Piura Oeste – Talara, L-2249 Talara– Zorritos, L-2236 Guadalupe – Chiclayo Oeste y L-2240 C.H. Carhuaquero – Chiclayo Oeste, entre otras. Se puede observar también que no se ha excedido la tolerancia de indisponibilidad en líneas costeras de 220kV con longitudes mayores a los 100km.

En las Fig. 5.28 a 5.30, se muestran las líneas de transmisión de 220 kV ubicadas en las zonas de sierra y selva, que tiene como principal causa de fallas, los fenómenos naturales (descargas atmosféricas), seguidas de las fallas originadas por causas no determinadas. Las líneas que excedieron las tolerancias de Tasas de Fallas e Indisponibilidades fueron: L-2252 Tingo María – Vizcarra, L-2251 Aguaytía – Tingo María, y L-2255 Vizcarra – Antamina.

Se puede observar también que no se ha excedido la tolerancia de indisponibilidad en líneas de la sierra y selva de 220kV con longitudes mayores a los 100km.

En las Fig. 5.31 y 5.32, las líneas costeras de 138 kV tienen como la principal razón de salida, las causas no determinadas o no clasificadas; seguidas de las fallas originadas por la acción de terceros y por equipos, materiales y accesorios. Las líneas que excedieron las tolerancias de Tasas de Fallas e Indisponibilidades fueron: L-1118 Trujillo Norte – Santiago de Cao, L-1113 Nepeña – Casma, L-1112 Chimbote Sur – Nepeña, L-1116 Chimbote 2 – Santa y L-1117 Trujillo Norte – Porvenir.

En las Fig. 5.33 a 5.36, las líneas de transmisión de 138 kV ubicadas en las regiones de sierra y selva, la principal causa de fallas fueron los fenómenos naturales (descargas atmosféricas), seguidas de las fallas no determinadas o no clasificadas. Las líneas con mayores Tasas de Fallas e Indisponibilidades, fueron: L-1132 Huallanca – Sihuas, L-1014 San Gabán II – Mazuko, L-21 Tarapoto – Bellavista, L-22 Tarapoto – Moyobamba, L-1122 Tingo María – Aucayacu y L-1013 San Gabán II – San Rafael.

Respecto a las fallas registradas en las líneas de transmisión menores de 75 kV, pero mayores o iguales a 30 kV; en la zona de la costa las razones de falla fueron las ocasionadas por terceros, seguidas de las fallas no determinadas o no

clasificadas y la principal falla fue las ocasionadas por robo de elementos en un número muy importante, siendo las empresas más afectadas: Hidrandina, Electrosur y Chavimochic. En las zonas de sierra y selva para las líneas mayores o iguales de 30 kV y menor de 75 kV, tuvo como causa principal de falla a los fenómenos naturales, seguido de las fallas no determinadas o no clasificadas y por las fallas de equipos, materiales y accesorios de las líneas de transmisión.

El comportamiento en este nivel de tensión no ha mejorado significativamente, sobre todo en las líneas de 33 kV, que presentan muchas deficiencias, de mantenimiento y de diseño.

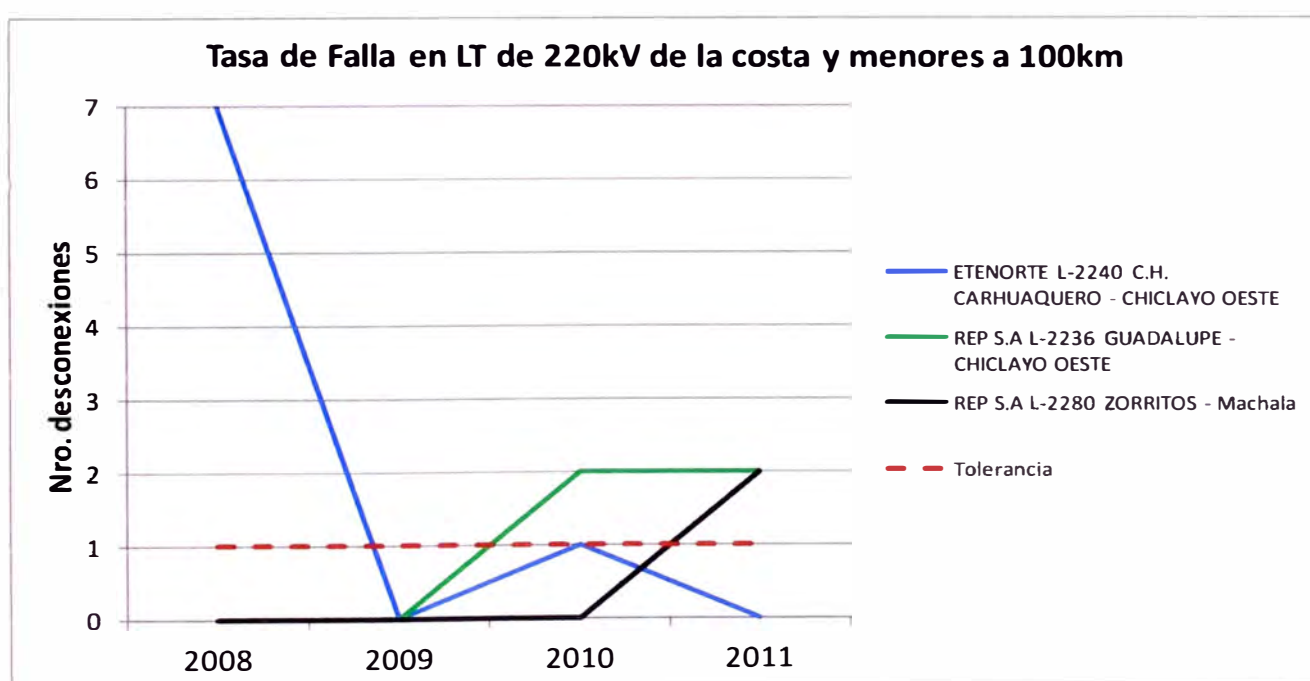


Fig. 5.25. Tasa de Falla en líneas de la costa, en 220 kV y menores a 100 Km.

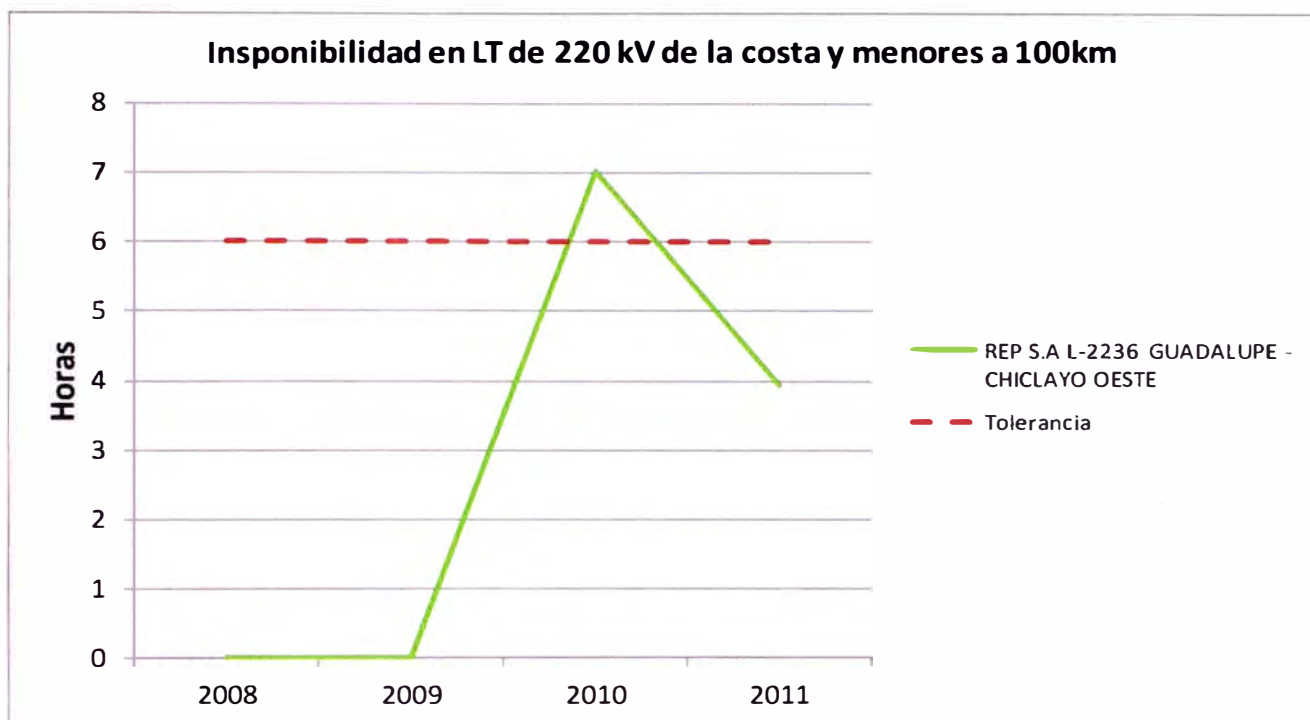


Fig. 5.26. Indisponibilidad en líneas de la costa, en 220 kV y menores a 100 Km.

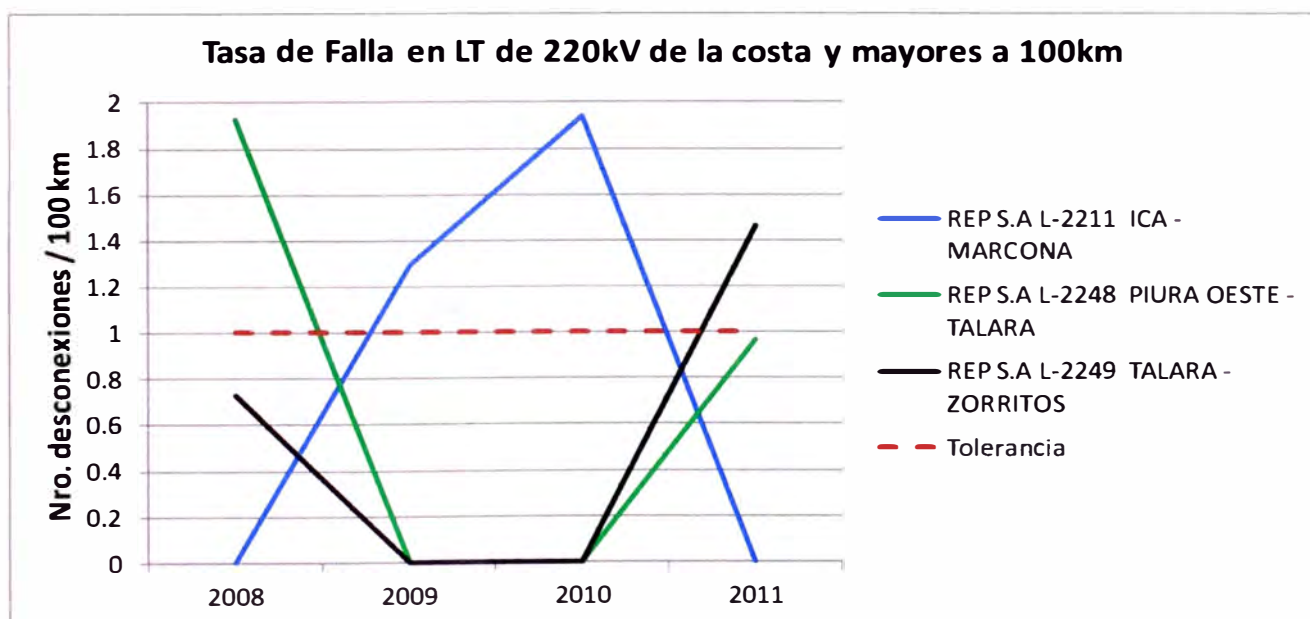


Fig. 5.27. Tasa de Falla en líneas de la costa, en 220 kV y mayores a 100 Km.

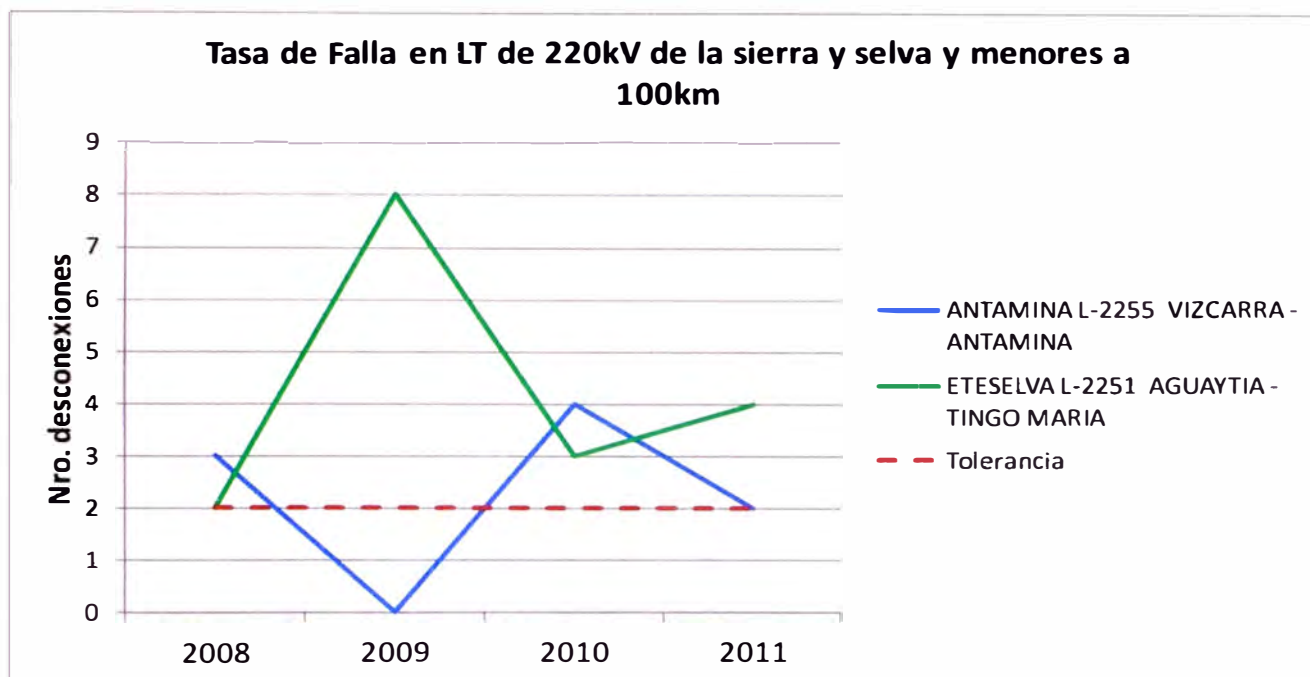


Fig. 5.28. Tasa de Falla en líneas de sierra y selva, en 220 kV y menores a 100 Km.

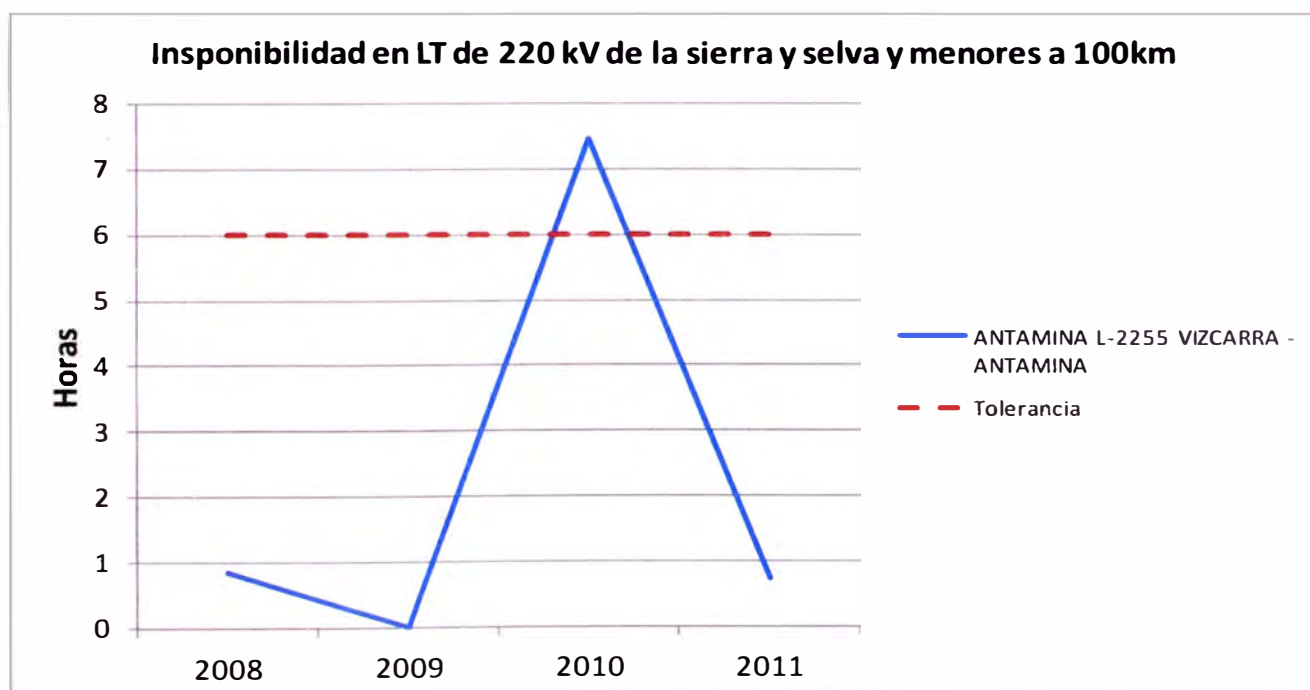


Fig. 5.29. Indisponibilidad en líneas de sierra y selva, en 220 kV y menores a 100 Km.

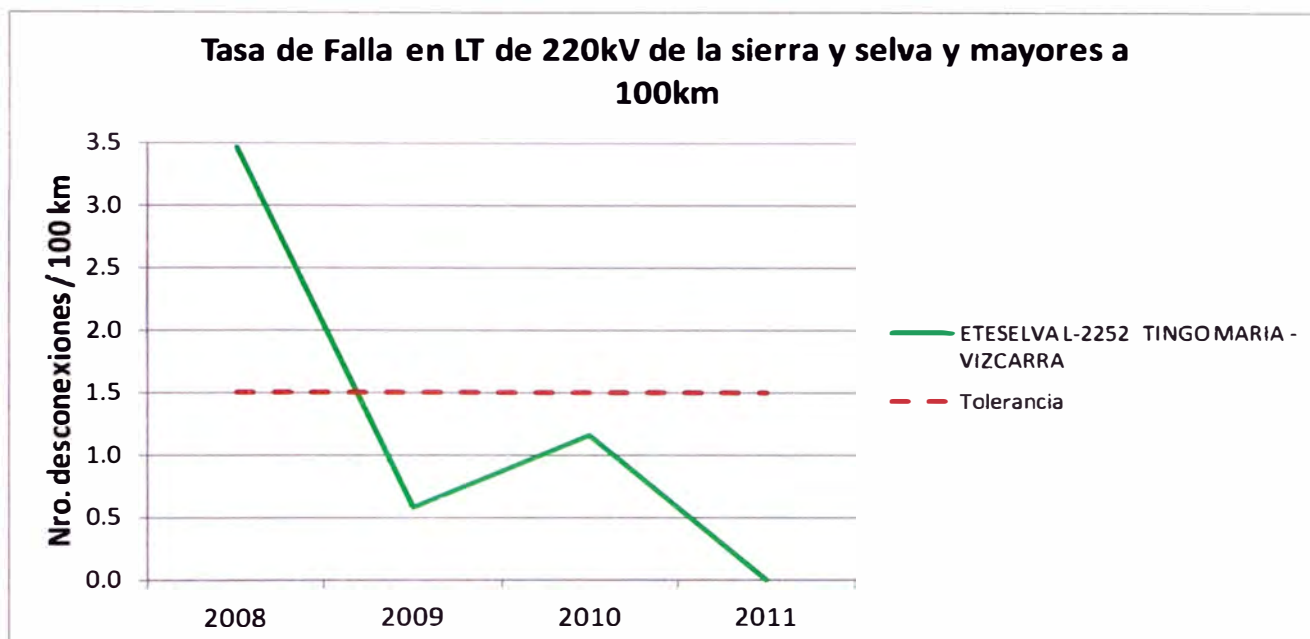


Fig. 5.30. Tasa de Falla en líneas de sierra y selva, en 220 kV y mayores a 100 Km.

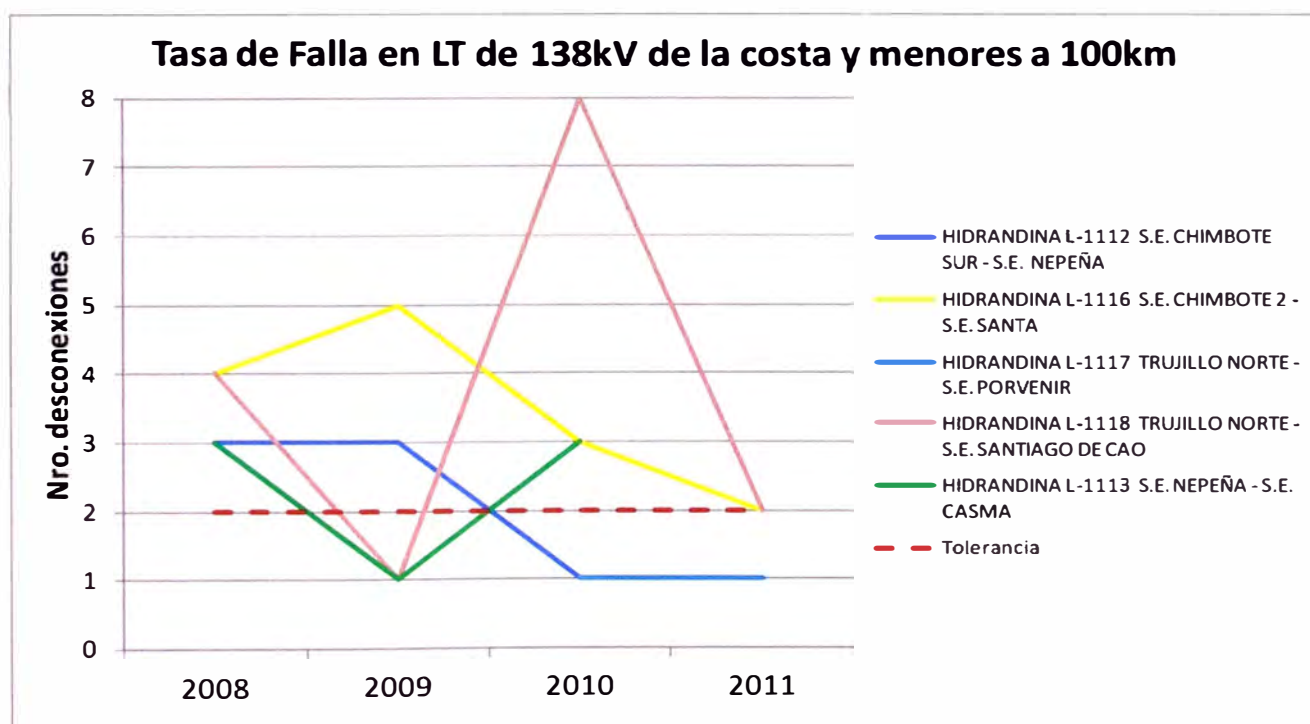


Fig. 5.31. Tasa de Falla en líneas de la costa, en 138 kV y menores a 100km

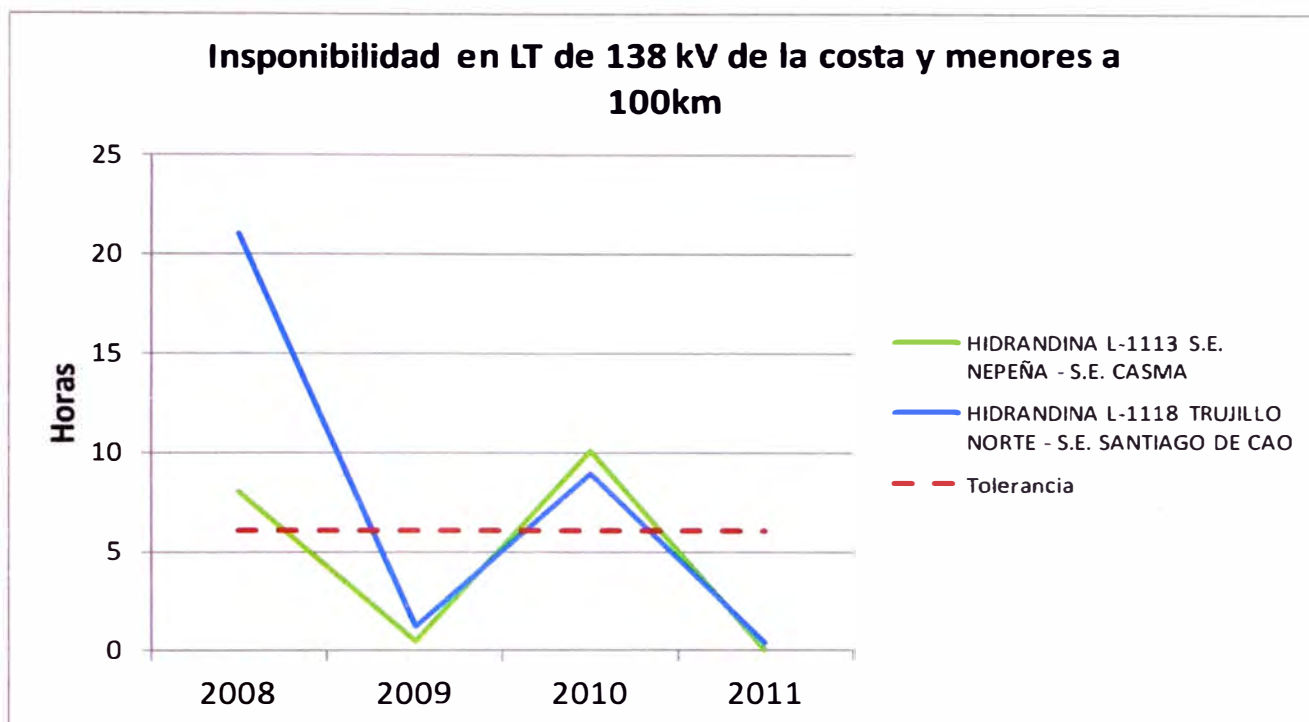


Fig. 5.32. Indisponibilidad en líneas de la costa, en 138 kV y menores a 100km

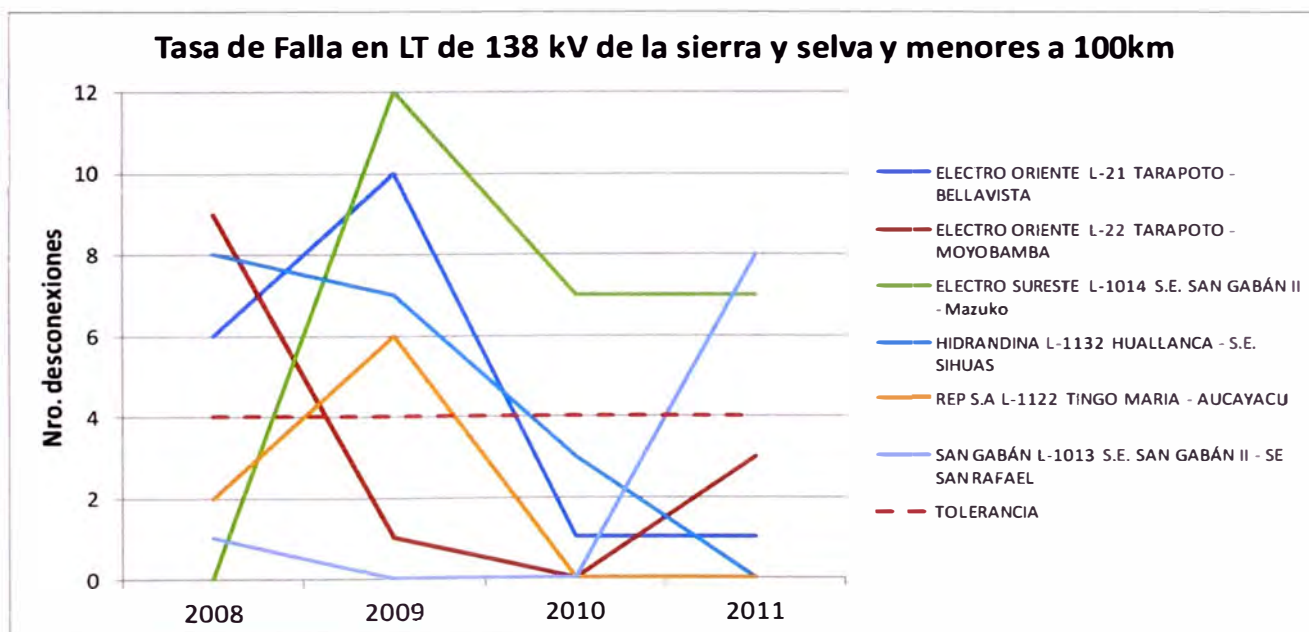


Fig. 5.33. Tasa de Falla en líneas de la sierra y selva, en 138 kV y menores a 100 Km.

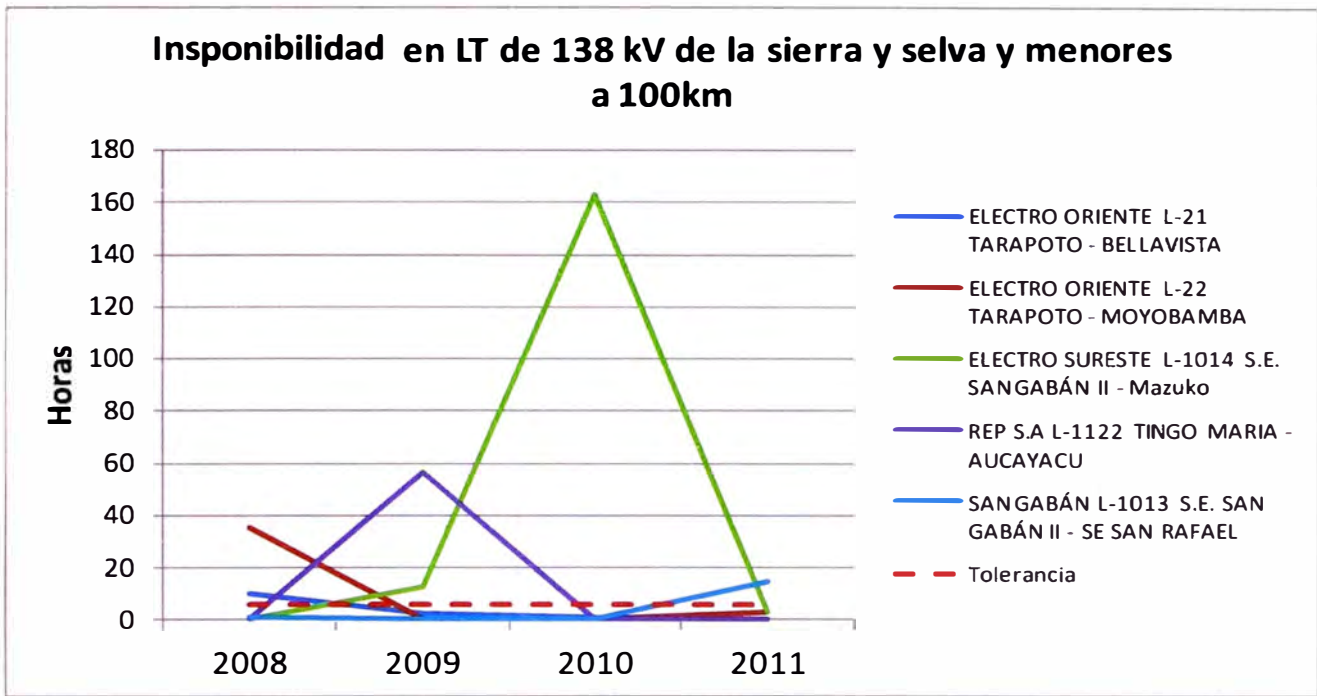


Fig. 5.34. Indisponibilidad en líneas de sierra y selva, en 138 kV y menores a 100 Km.

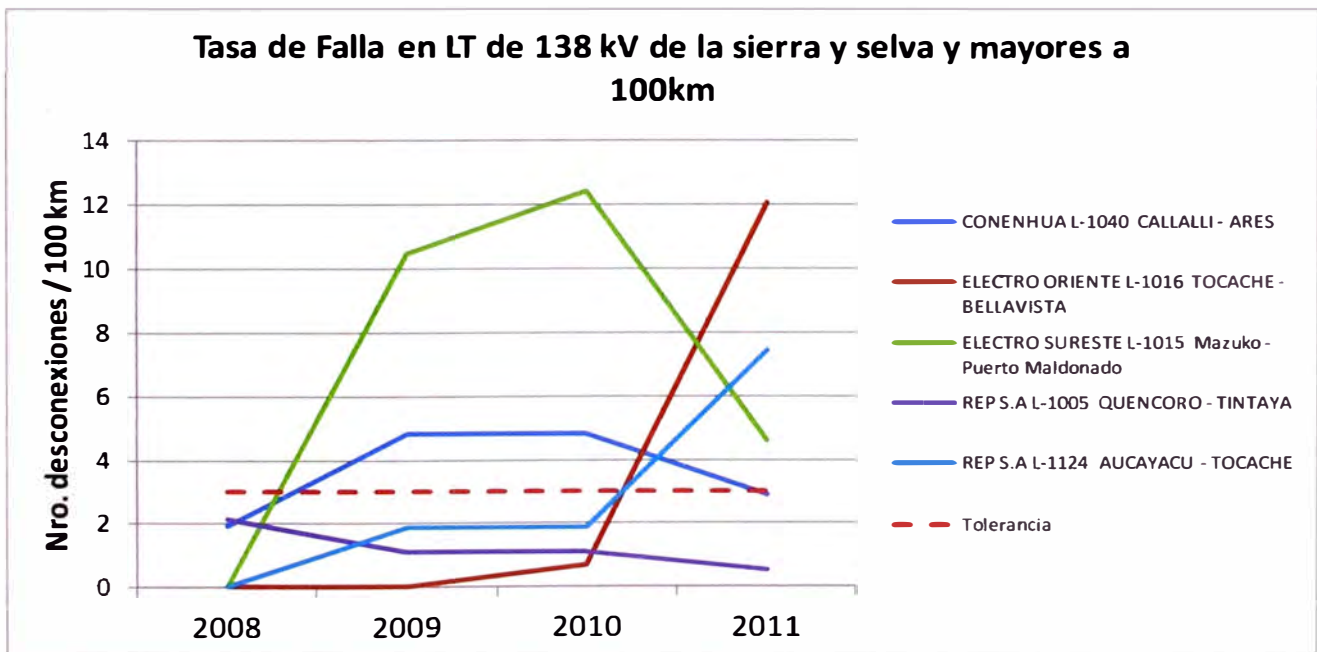


Fig. 5.35. Tasa de Falla en líneas de la sierra y selva, en 138 kV y mayores a 100 Km.

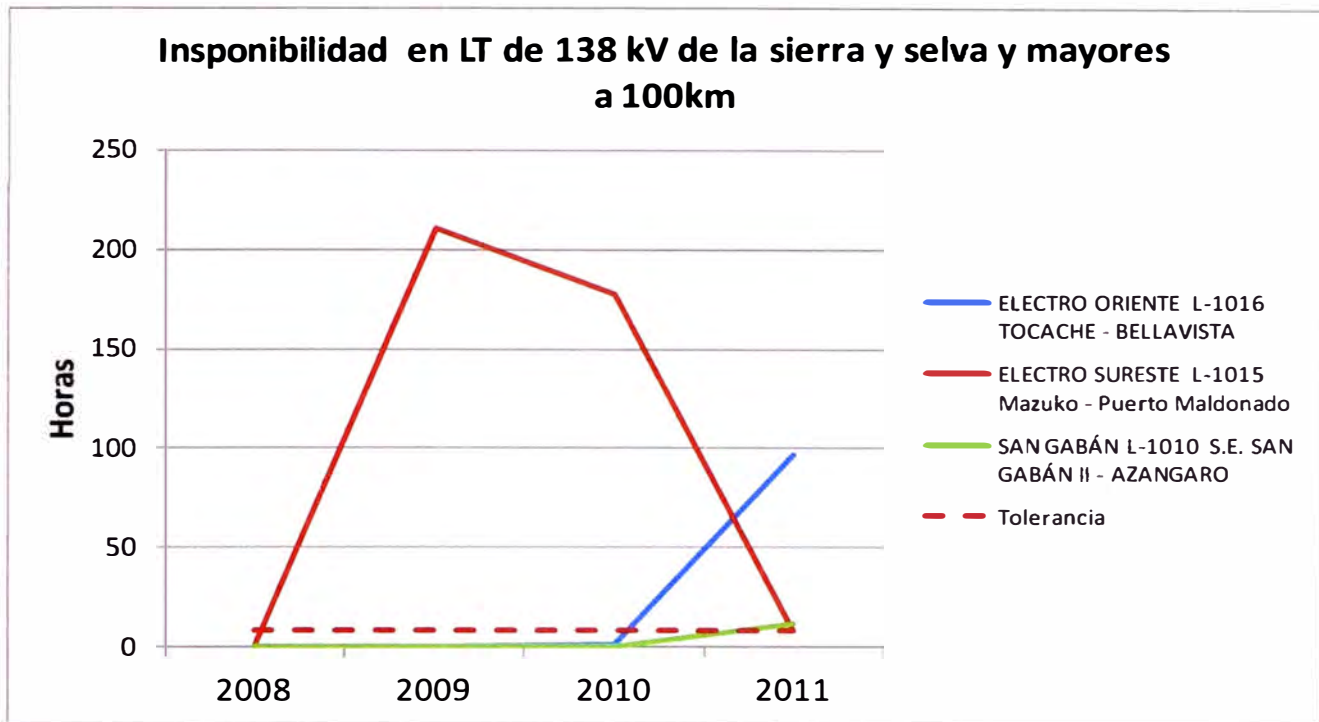


Fig. 5.36. Insonibilidad en líneas de sierra y selva, en 138 kV y mayores a 100 Km.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

5.3.2 Indicadores de Performance en Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva.

A continuación se presentan gráficamente los indicadores de performance de los transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva: “Tasa de falla” e “Insonibilidad”, únicamente de las instalaciones que han excedido las tolerancias reguladas por el Osinergmin y establecidas en la Resolución N° 656-2008-OS/CD.

En las Fig. 5.37 y 5.38, en la zona de costa, sierra y selva, y nivel de tensión de 220 kV, muestran un performance aceptable, permaneciendo ambos indicadores, en general, por debajo de las tolerancias fijadas; siendo la razón más frecuente de fallas por equipos, materiales y accesorios y de fallas no determinadas.

En el nivel de 138 kV, en la zona de costa, sierra y selva, en las Fig. 5.39 y 5.40, respecto a la tasa de fallas, el comportamiento es irregular y en cuanto al indicador de insonibilidad, el desempeño es bueno y tiene

tendencia a la baja. Al igual que en el nivel de 220 kV predominan las fallas por equipos, materiales y accesorios, seguidas de las fallas no determinadas o no clasificadas.

Los indicadores de performance de los transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva, en el nivel de tensión mayor o igual de 30 kV y menor de 75 kV, en costa, sierra y selva, están lejos de ser los deseados, superando poco más del 30 % de ellos, las tolerancias establecidas, tanto en tasa de fallas como en indisponibilidad; las fallas ocasionadas por equipos, materiales y accesorios fueron las más frecuentes, seguida por aquellas no determinadas o no clasificadas.

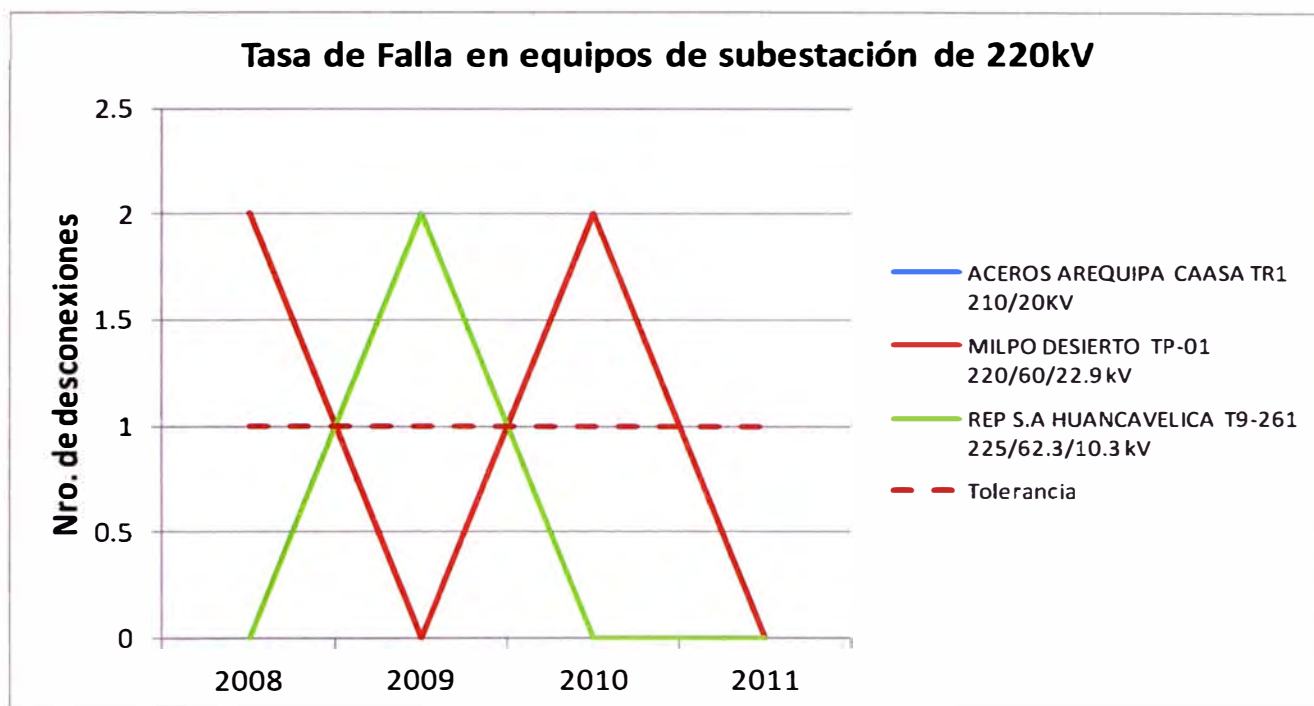


Fig. 5.37. Tasa de Falla en equipamiento de subestaciones, en 220 kV

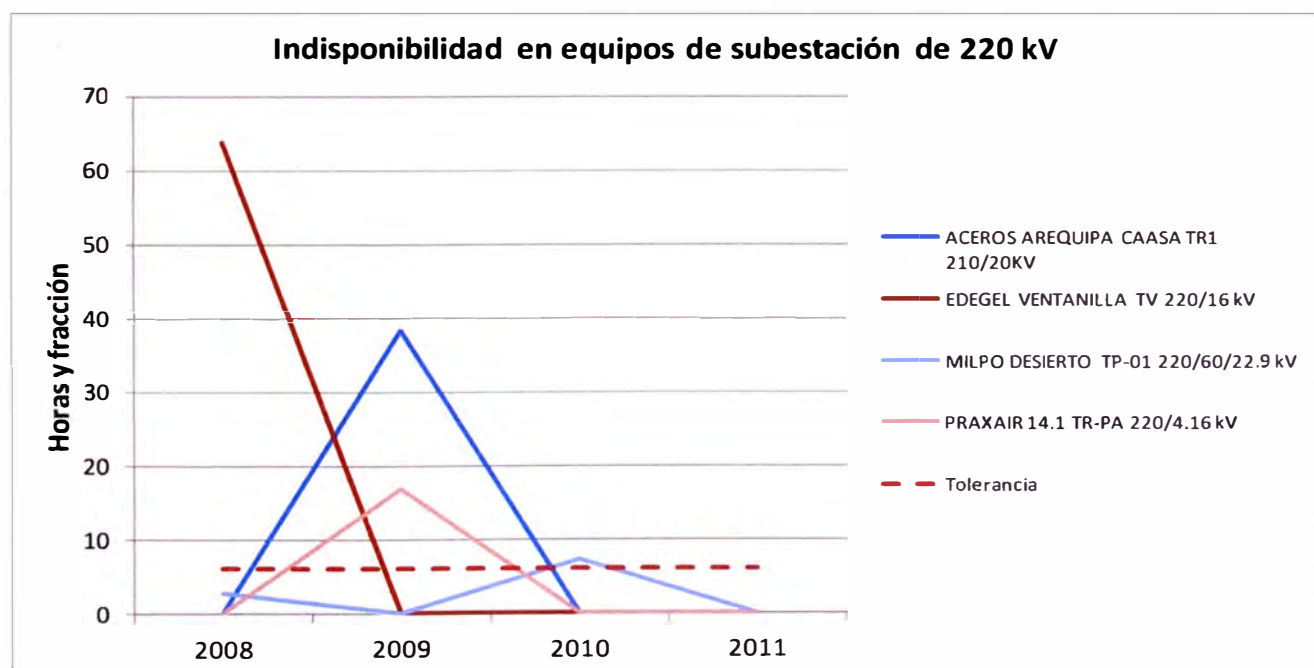


Fig. 5.38. Indisponibilidad en equipamiento de subestaciones, en 220 kV

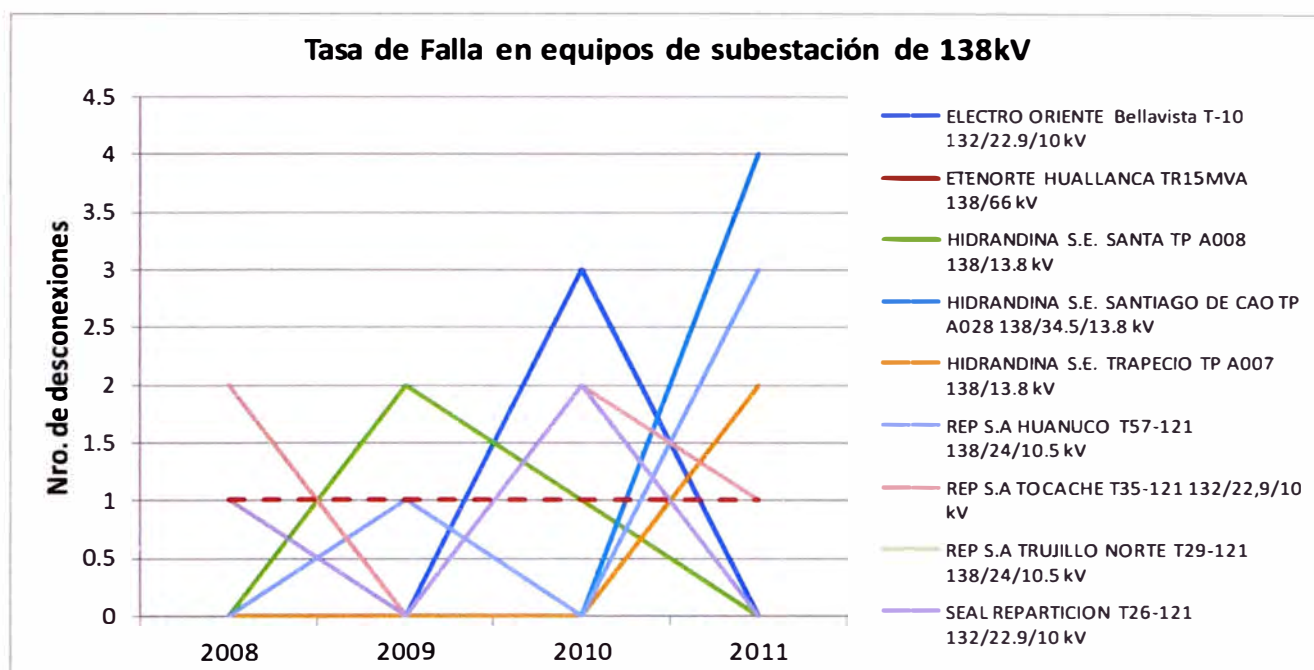


Fig. 5.39. Tasa de Falla en equipamiento de subestaciones, en 138 kV

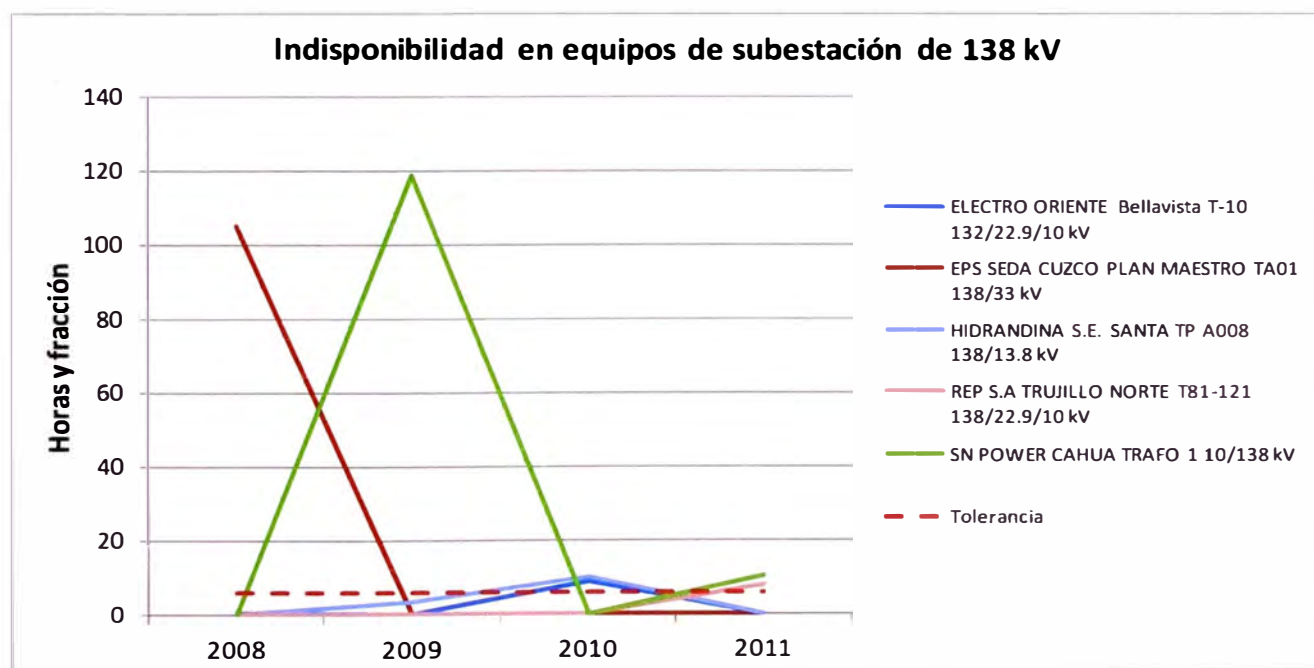


Fig. 5.40. Indisponibilidad en equipamiento de subestaciones, en 138 kV

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

5.4 Análisis de la Fiscalización de los Sistemas de Transmisión Eléctrica

Para demostrar la eficacia del Procedimiento de Supervisión, en el presente informe se ha establecido tendencias del comportamiento de las instalaciones de transmisión, de acuerdo a su nivel de tensión y zona geográfica.

5.4.1 En líneas de transmisión

En las Fig. 5.41 y 5.42 se muestran las tendencias del comportamiento de las líneas de transmisión en el nivel de 220 kV, en las zonas de costa, sierra y selva.

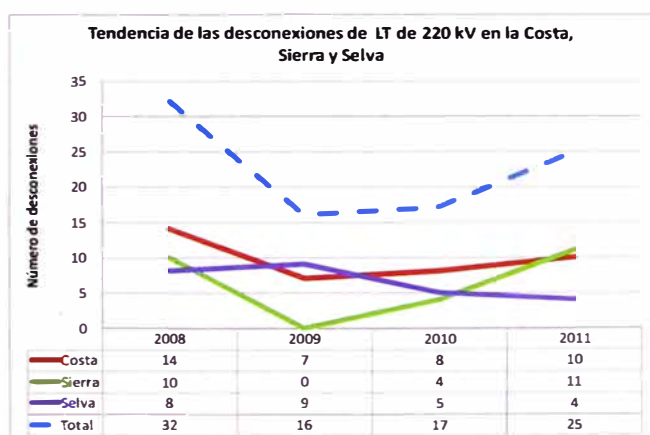


Fig. 5.41. Número de desconexiones de 220 kV por año de evaluación.

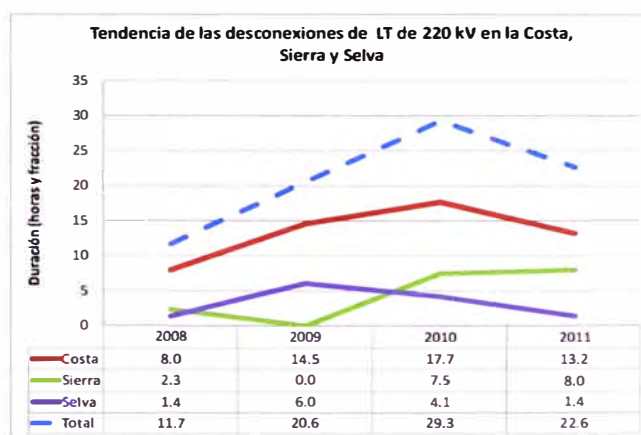


Fig. 5.42. Duración de desconexiones de 220 kV por año de evaluación.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Las desconexiones forzadas en el nivel de 220 kV presenta una ligera tendencia a la disminución; las líneas ubicadas en la zona sierra, normalmente se encuentran expuestas a descargas atmosféricas.

Las empresas de transmisión, en este nivel de tensión, se han preocupado en la mejora de sus instalaciones, tales como el mejoramiento del aislamiento, la aplicación de nuevos métodos para los sistemas de puesta a tierra aplicada a descargas atmosféricas (alta frecuencia), mejora en la coordinación de la protección, cumplimiento de los programas de mantenimiento, y principalmente se ha tenido especial cuidado en los diseños de las nuevas líneas que han iniciado su operación.

La empresa Red de Energía del Perú (REP) es responsable de 50 líneas en el nivel de 220 kV ubicadas sólo en la costa y sierra; la línea en 220 kV Aguaytía – Tingo María de la empresa ETESELVA, ubicada íntegramente en la selva presenta un número elevado de desconexiones, lo cual se refleja en la tendencia del número de desconexiones para esa región a descender en manera más lenta.

En la región costa, la disminución del número de desconexiones ha sido importante; en esta zona REP y EDEGEL, son los propietarios del 70% de las líneas de 220kV y es muy probable que con un mantenimiento programado llevado eficientemente la tendencia a la disminución del número de desconexiones continúe.

En las Fig. 5.43 y 5.44, se muestran las tendencias del comportamiento de las líneas de transmisión en el nivel de 138 kV.

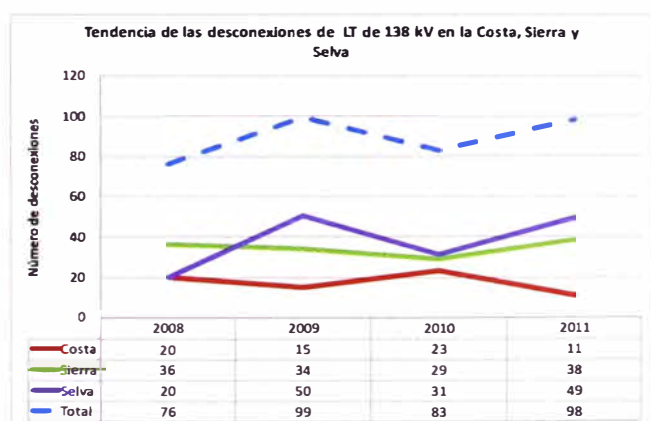


Fig. 5.43. Número de desconexiones de 138 kV por año de evaluación.

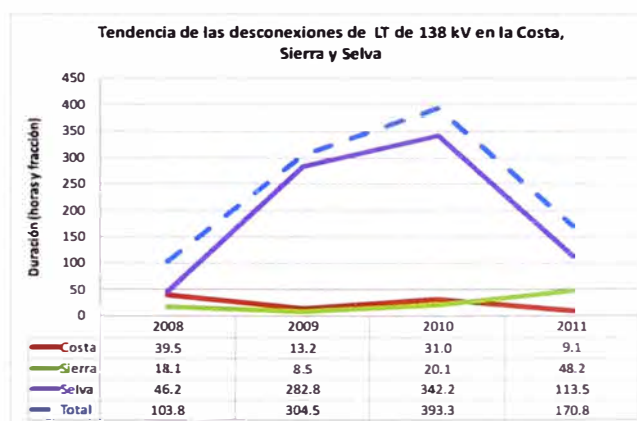


Fig. 5.44. Duración de desconexiones de 220 kV por año de evaluación.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

En el nivel de 138kV, se presenta una tendencia irregular en el número de desconexiones de las líneas ubicadas en la región selva; mientras que en la región sierra se aprecia una tendencia casi constante.

En la zona selva, las líneas en 138kV se ubican principalmente a lo largo del río Huallaga; la línea Aguaytía – Pucallpa presenta desconexiones principalmente debido a descargas atmosféricas y a fallas externas, mientras que en las líneas 145kV Mazuko – Puerto Maldonado y San Gabán – Mazuko se presentan el mayor

número de desconexiones; para revertir la tendencia en este nivel de tensión se tendrá que observar el comportamiento de estas líneas.

Si bien, las líneas en 138kV que se ubican en la sierra presentan similar número de desconexiones, en promedio, de las líneas en la selva, en este caso se debe de tomar en cuenta que la cantidad de líneas y el número total de kilómetros instalados en la sierra es mucho mayor, especialmente de las instaladas en la zona sur cuya concesión corresponde a la empresa REP, en donde las condiciones climáticas a veces son extremas, con grandes nevadas y descargas atmosféricas frecuentes. También se presentan un conjunto de líneas en 138kV región sierra, en la zona norte de la región Ancash, en donde se debe tener en cuenta la antigüedad de las líneas.

En las Figuras 5.45 y 5.46, se muestran las tendencias del comportamiento de las líneas de transmisión en el nivel entre 30 y 75 kV

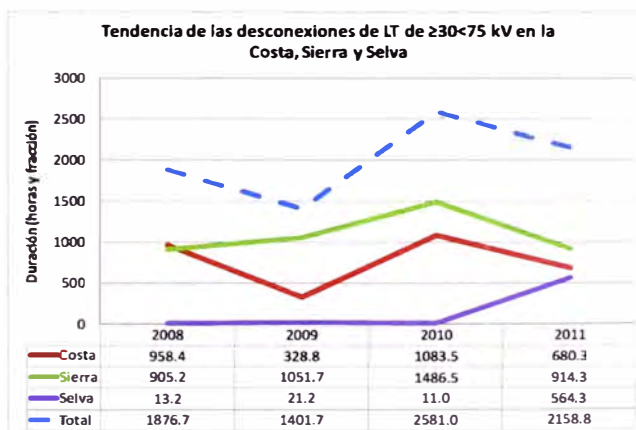
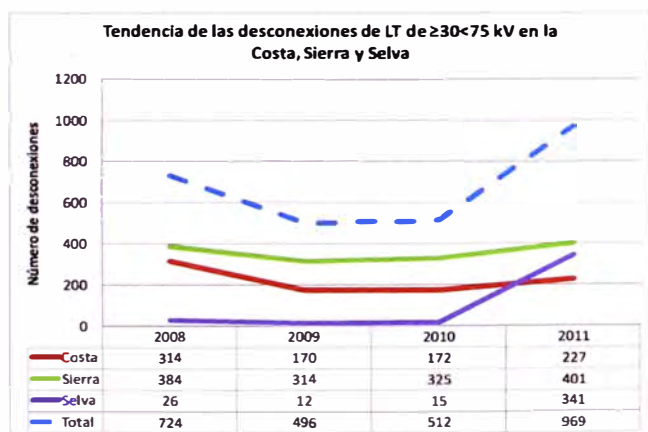


Fig. 5.45. Número de desconexiones de nivel de tensión < 75 kV por año de evaluación

Fig. 5.46. Duración de desconexiones de nivel de tensión < 75 kV por año de evaluación

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Las tendencias del número de desconexiones de las líneas entre 30 a 72,5kV que se ubican en la costa, sierra y selva son variadas; sin embargo, con respecto al año 2008 tienden a disminuir especialmente con mayor importancia en la región costa, aunque ligeramente.

La presencia de líneas de transmisión entre 30 a 72,5 kV en la selva es limitada básicamente a las líneas de 60kV ubicadas en San Martín, Iquitos y Pucallpa; que presentaron desconexiones con un pico en el año 2008, habiendo disminuido el año 2009 y 2010. En el 2011 se nota un crecimiento muy elevado de estas desconexiones, pero se trata que la empresa Electrocentro recién en ese año, comenzara a reportar la salida de su línea de 33kV Delfín – Puerto Bermúdez, la cual desconecta constantemente por descargas atmosféricas.

En la sierra, las líneas entre 30 a 72,5kV tuvieron una tendencia estática, pero aún se mantienen altas. El origen de las desconexiones en estos niveles de tensión son principalmente las descargas atmosféricas (las descargas retroactivas producen la salida de la línea debido al bajo nivel de aislamiento de las cadenas de aisladores) y también se producen las desconexiones por robo de conductores, terceros (colisión contra las estructuras que generalmente son postes de madera o concreto).

En la costa, la tendencia es irregular, con una ligera disminución de las desconexiones en el año 2009; en este caso, la causa principal de las desconexiones se debe al vandalismo, al robo de conductor y a la presencia de aves en las estructuras de las líneas. En este caso el número de desconexiones son muy altas, se debe recomendar a las empresas a lograr soluciones consistentes para disminuir las desconexiones en estos niveles de tensión.

En general se observa un performance inadecuado, sobre todo en aquellas instalaciones de 33 kV (sectores típicos 3, 4 y 5), que presentan deficiencias de diseño, y poco mantenimiento, y donde el performance es pésimo; siendo la única manera de mejorar el performance, el hacer inversiones.

5.4.2 En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación

En las Fig. 5.47 y 5.48 se muestran las tendencias del comportamiento de transformadores, autotransformadores y equipos de compensación en el nivel de 220 kV, en las zonas de costa, sierra y selva.

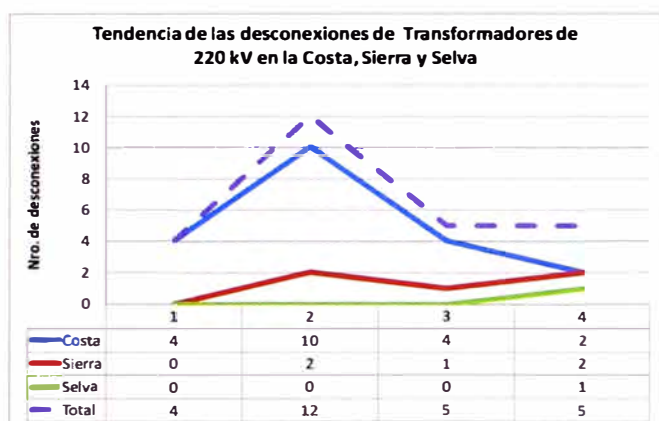


Fig. 5.47. Número de desconexiones de 220 kV por año de evaluación.

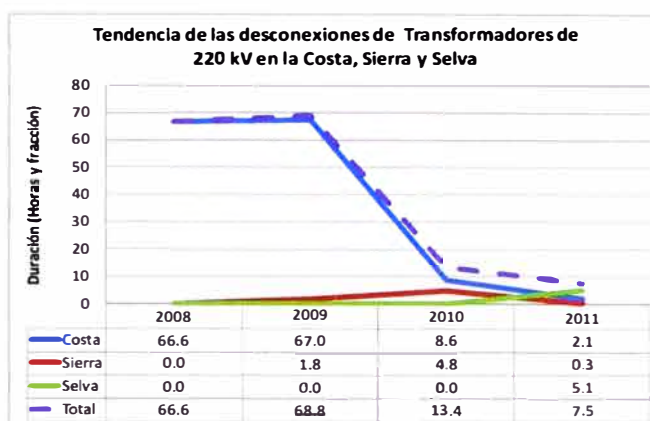


Fig. 5.48. Duración de desconexiones de 220 kV por año de evaluación.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En el nivel de 220 kV, en la región costa se puede apreciar una tendencia decreciente desde el año 2009, tanto en frecuencia como en duración de las interrupciones, donde la mayoría de las desconexiones fueron causadas por falla de equipos, materiales y equipos como: actuación del relé por errada señalización en el termómetro, alta contaminación en celdas, averías en trafos de tensión, fugas de aceite en el bushing, entre otros. En la sierra y selva se pueden observar que las interrupciones causadas por fallas en los transformadores son mínimas.

En las Figuras 5.49 y 5.50, se muestran las tendencias del comportamiento de transformadores, autotransformadores y equipos de compensación en el nivel de 138 kV, en las zonas de costa, sierra y selva.

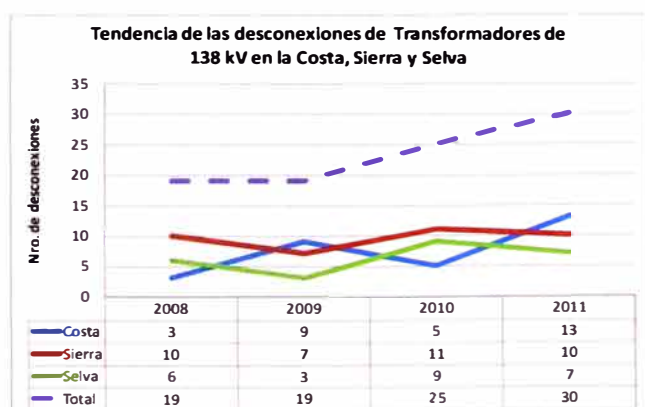


Fig. 5.49. Número de desconexiones de 138 kV por año de evaluación

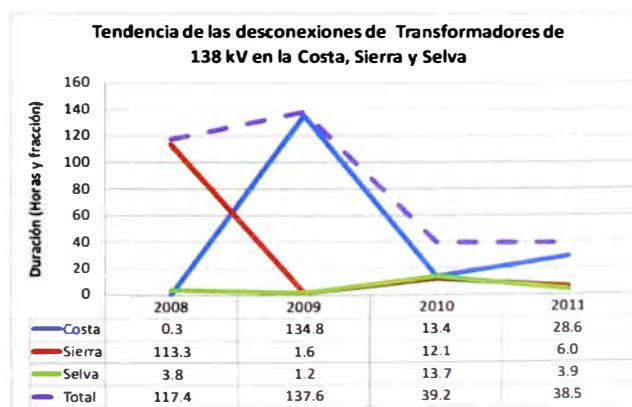


Fig. 5.50. Duración de desconexiones de 138 kV por año de evaluación

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En el nivel de 138 kV, evaluando cada región por separado, se puede apreciar una tendencia irregular respecto a la frecuencia y duración, pero en general se puede apreciar una tendencia ascendente en frecuencia, esto se explica también, debido a que cada año se incrementa el parque de transmisión debido al alto crecimiento de la demanda. Respecto a la duración de las interrupciones, se puede apreciar una reducción considerable de éstas, debido a que las entidades están ejecutando sus mantenimientos con mayor periodicidad y están efectuando sus planes de contingencia con mayor eficiencia, reduciendo así el tiempo de reposición de sus instalaciones; al igual que en la región costa, la mayoría de las desconexiones fueron causadas por falla de equipos, materiales y equipos.

En las Figuras 5.51 y 5.52, se muestran las tendencias del comportamiento de transformadores, autotransformadores y equipos de compensación en el nivel entre 30 y 75 kV, en las zonas de costa, sierra y selva.

En el nivel entre 30 y 75 kV, en las regiones de costa y sierra se puede apreciar una tendencia descendente en la frecuencia de las desconexiones y en la zona de la selva, se ve que las desconexiones son mínimas; respecto a la duración de las interrupciones, se puede apreciar una tendencia irregular, la cual debe ser monitoreada, la mayoría de las desconexiones fueron causadas por falla de equipos, materiales y equipos.

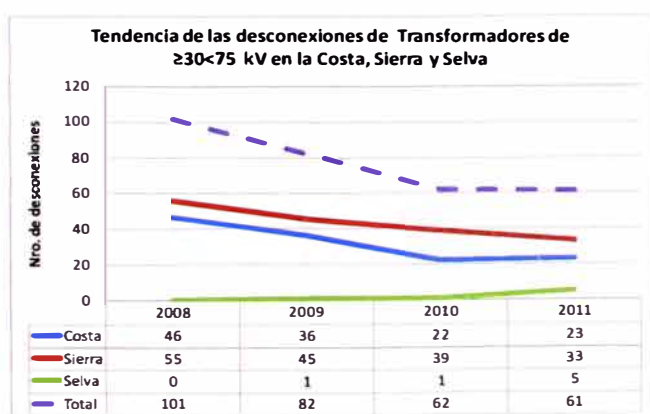


Fig. 5.51. Número de desconexiones de < 75 kV por año de evaluación

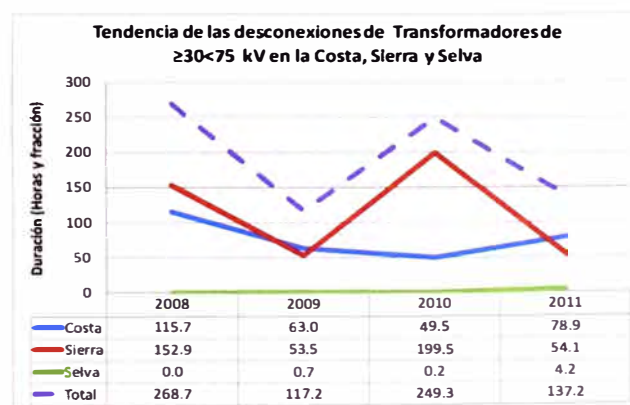


Fig. 5.52. Duración de desconexiones de < 75 kV por año de evaluación

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

5.5 Propuesta de Perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión

Recordemos que la Resolución de Consejo Directivo 091-2006-OS/CD fue publicada en marzo del año 2006, y su modificatoria se publicó en diciembre del año 2008. Con dicha modificatoria se incorporó la obligación de reportar todas las interrupciones y/o desconexiones producidas, en cualquier punto de entrega del sistema de transmisión, inclusive aquellas menores de tres (3) minutos. También se modificaron los indicadores, tendiendo a simplificar su cálculo, se establecieron las tolerancias de los indicadores de performance, se modificaron algunos plazos y establecieron otros para nuevas obligaciones, entre otros.

La propuesta de modificación busca mejorar algunos aspectos adicionales del Procedimiento de Supervisión, y hacer algunas correcciones a la anterior Modificatoria, que se ha detectado que son susceptibles de mejora y perfeccionamiento.

La propuesta de perfeccionamiento consiste en lo siguiente:

1. Retirar la obligación de las empresas de reportar los indicadores de performance, ya que éstos pueden ser calculados por el OSINERGMIN en base a la información reportada de interrupciones de líneas de transmisión y equipos de subestaciones.
2. Planteamiento de tolerancias para líneas de transmisión radiales, menores a 100 km y hasta 75 kV. Esto se debe a que son líneas mucho más expuestas a los fenómenos atmosféricos y a la presencia de eventos impredecibles y/o de difícil de control para las empresas, tales como actos vandálicos para el robo de conductores, presencia de aves de mediana envergadura, accidentes (choques) de vehículos contra los postes de las líneas de transmisión, entre otros. Mencionado esto, se propone las siguientes tolerancias en la siguiente tabla:

Tabla N° 5.11: Tolerancias propuestas líneas radiales menores a 100Km y menor a 75kV

Indicador de Performance		Tolerancia	
		Costa	Sierra y Selva
Tasa de falla de cada línea de transmisión con longitud menor a 100 km, en dos semestres consecutivos	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30kV y menor a 75kV.	6	12
Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión menores a 100Km ó celda (horas)	Nivel de tensión: Igual o mayor de 30kV ó menor a 75kV.	6,0	

3. Incluir un nuevo cálculo del indicador “Tasa de falla” para líneas de transmisión con longitud menor de 100 km ($TFL = N^{\circ} Fallas$). Los nuevos indicadores se presentarían de la siguiente manera:

Tabla N° 5.12 Propuesta de cálculo de Indicadores de Performance

DESCRIPCION	INDICADOR		UNIDAD
Tasa de falla de cada componente de subestación (transformador, autotransformador, equipo de compensación, barras o celdas)	$TFC = N^{\circ} Fallas$ N° Fallas = número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por período		Fallas por período
Tasa de fallas de cada línea de transmisión	Líneas de transmisión con longitud igual o mayor a 100Km	$TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT. LT} \times 100$ N° Fallas = número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por período. EXT. LT = extensión de línea de transmisión por Km	Fallas por período por cada 100Km.
	Líneas de transmisión con longitud menor a 100Km	$TFL = N^{\circ} Fallas$	Fallas por período
	Líneas de transmisión radiales con longitud menor a 100Km y hasta 75kV	$TFL = N^{\circ} Fallas$	Fallas por período
Indisponibilidad de cada componente de subestación (transformador, autotransformador, equipo de compensación, barras ó celdas)	$INDISE = \sum HIND$ HIND = número de horas indisponibles del componente en el período		Duración de la Indisponibilidad (horas)

Indisponibilidad de cada línea de transmisión	$INDISL = \sum HIND$ <p>HIND = número de horas indisponibles del componente en el periodo</p>	Duración de la Indisponibilidad (horas)
---	---	---

4. Incluirse las tolerancias para sistemas de extra alta tensión, que en nuestro país ha adoptado la tensión de 500 kV. Para dicho criterio se ha tomado como referencia la “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio” de la Comisión Nacional de Energía del gobierno de Chile y los criterios de diseño eléctrico de la “Normas Generales de diseño para líneas de transmisión a 400 y 800 kV, NL-EAV” de CADAFE (Empresa de energía eléctrica del estado venezolano). Mencionado esto, se propone las tolerancias en la siguiente tabla:

Tabla N° 5.13. Tolerancias propuestas para niveles de tensión de 500 kV

Indicador de Performance	Tolerancia	
	Costa	Sierra y Selva
Tasa de falla de cada componente de subestación en 500kV, para dos semestres consecutivos	1	1
Tasa de falla de cada línea de transmisión 500kV, por cada 100Km de línea en dos semestres consecutivos	0,50	0,50
Indisponibilidad de cada componente de subestación 500kV (horas)	12	
Indisponibilidad de cada línea de transmisión 500kV (horas)	10	

5. Mejorar el cuadro de tipificación y causa de interrupciones, ya que se han registrado muchas interrupciones como no determinadas o no clasificadas; a la vez que así se solucionarán los problemas de divergencia de conceptos y se uniformizará la clasificación y tipificación de las desconexiones. En base a la data recopilada, se propone las siguientes tablas:

Tabla N° 5.14. Propuesta de Tipificación de las desconexiones forzadas

Código	Tipo de Falla	Descripción
1	Fenómenos Naturales	Descargas atmosféricas
		Nieve, granizada, neblina, lluvias, otros
		Vientos huracanados
		Inundación (Desborde de ríos, huaycos, tsunamis)
		Sismos
		Fallas geológicas
2	Contaminación Ambiental	Contaminación natural (salina, tierra, arena, etc)
		Contaminación industrial o minera
		Contaminación por quema de maleza
3	Falla de equipamiento	Conductor (Rotura, desprendimiento, deshebramiento)
		Sistema de protección (Falsa actuación: Relés, transformadores de medida)
		Aisladores, ferretería o accesorios
		Equipos de maniobra (Interruptores, seccionadores, recloser)
		Servicios auxiliares
		Pararrayos
4	Error Humano	De operación
		De mantenimiento
5	Terceros	Actos vandálicos o sabotaje
		Colisión contra las instalaciones (Impacto de vehículo motorizado terrestre o aéreo)
		Caída de árboles sobre instalaciones (Líneas de transmisión ó equipos de subestaciones)
		Contacto o acercamiento accidental a los conductores (Cometas, vehículo motorizado terrestre o aéreo)
		Intento de hurto (Equipos, Conductores, celosía, ferretería, accesorios,etc.)
		Hurto (Equipos, Conductores, celosía, ferretería, accesorios,etc.)
6	Animales	Aves, roedores, ofidios, mamíferos, etc.
7	Previstas en la operación del SEIN	Rechazo de carga automático o manual, mínima frecuencia ó tensión
		Oscilación de Potencia
8	Externas al componente o a la empresa	Externa al equipo

Tabla N° 5.15 Propuesta de Causa de Desconexiones

Desconexión	Tipo desconexión	Causa Desconexión	Tipo de Falla	Interviene en el cálculo del indicador
Automática (Por actuación de la protección)	Forzada	Externa	Fenómenos naturales	Sí
			Contaminación Ambiental	Sí
			Terceros	Sí
			Animales	Sí
			Previstas en la operación del SEIN	No
			Externas al componente o a la empresa	No
		Interna	Falla de equipamiento	Sí
			Error Humano	Sí
Manual (Por desenergización del componente aguas arriba o mantenimiento)	Programada	Mantenimiento Preventivo		No
		Mantenimiento Correctivo		No
		Mantenimiento Externo al componente o a la empresa		No
		Ampliaciones, Mejoras		No
	Forzada	Externa	Externas al componente o a la empresa	No

6. Precisar los términos “Falla Interna” (anteriormente falla propia) y “Falla Externa” como causa de las interrupciones y que no aparecen, sino hasta el final del Procedimiento de Supervisión, y que han sido motivo de diversas interpretaciones por parte de las empresas supervisadas al momento de registrar la información en el portal extranet.

CONCLUSIONES

1. El cambio de metodología de la supervisión por resultados en lugar del esquema anterior de supervisión ha contribuido en gran medida a la eficacia y eficiencia de la función supervisora y fiscalizadora, ya que se ha podido abarcar una supervisión a más empresas disponiendo la misma cantidad de recursos y con resultados más óptimos.
2. La aplicación del Procedimiento de Supervisión ha permitido identificar los componentes de la red de transmisión más críticos y las causas más frecuentes de interrupciones lo que permite a su vez, coordinar con el MEM las acciones necesarias que junto a los programas de mejoramiento y/o reemplazo de equipos y planes de contingencias operativos, garanticen la continuidad del suministro a los usuarios.
3. El aparente incremento de interrupciones que se aprecia en los gráficos precedentes se explica por tres razones: primero, el tiempo inicial de asimilación del Procedimiento de Supervisión y que éste entrara en vigencia a partir de marzo del año 2006; segundo, cierta resistencia inicial de algunas empresas a reportar sus desconexiones por temor a las sanciones correspondientes; y tercero, que a comparación de marzo 2006 cuando se inició el procedimiento de supervisión, el número de empresas a supervisar creciera en un 45 % (de 60 a 87 empresas), incrementándose el parque de transmisión, junto a las desconexiones registradas.
4. Las instalaciones de transmisión de 220 kV muestran un performance adecuado en comparación con las instalaciones de otros niveles de tensión. Predominando las fallas ocasionadas por descargas atmosféricas en las zonas de sierra y selva, y aquellas ocasionadas por causas no determinadas en la zona de la costa. Las empresas en este nivel de tensión, se han preocupado en la mejora de sus instalaciones, tales como el mejoramiento del aislamiento, la aplicación de nuevos métodos para los sistemas de

puesta a tierra aplicada a descargas atmosféricas (alta frecuencia), mejora en la coordinación de la protección, cumplimiento de los programas de mantenimiento, y principalmente se ha tenido especial cuidado en los diseños de las nuevas líneas que han iniciado su operación.

5. Las instalaciones de transmisión de 138 kV muestran un performance regular, sobrepasando muchas de ellas las tolerancias establecidas. Predominan, nuevamente, las fallas ocasionadas por descargas atmosféricas en las zonas de sierra y selva, y aquellas ocasionadas por causas no determinadas en la zona de la costa; existe también una tendencia a mejorar sus indicadores. Si bien, las líneas en 138kV ubicadas en la sierra presentan similar número de desconexiones, en promedio, de las líneas en la selva, se debe de tomar en cuenta que la cantidad de líneas y el número total de kilómetros instalados en la sierra es mucho mayor, especialmente de las instaladas en la zona sur, en donde las condiciones climáticas a veces son extremas, con grandes nevadas y descargas atmosféricas frecuentes. También se presentan un conjunto de líneas en 138kV región sierra, en la zona norte de la región Ancash, en donde se debe de tener en cuenta la antigüedad de las líneas.
6. En el nivel de tensión menor de 75 kV y mayor o igual de 30 kV, se observa un performance inadecuado, sobre todo en aquellas instalaciones de 33 kV (sectores típicos 3, 4 y 5), que presentan deficiencias de diseño, y poco mantenimiento, y donde el performance es pésimo; siendo la única manera de mejorar el performance, el hacer inversiones. A todo lo anterior se suma los problemas de hurto, presentados en el periodo evaluado.
7. El Procedimiento de Supervisión siempre será susceptible de ser mejorado y perfeccionado, implementando las mejoras identificadas, las cuales se reflejarán en la calidad de suministro eléctrico brindado a los usuarios finales del servicio eléctrico.

RECOMENDACIONES

1. Implementar las modificaciones propuestas, indicadas en el punto 5.5, sometiénolas previamente a consideración entre las partes involucradas.
2. Sostener reuniones y efectuar capacitaciones a las empresas supervisadas para uniformizar criterios en cuanto a la correcta interpretación del procedimiento y el manejo del sistema extranet del Procedimiento de Supervisión.
3. Replantear lo antes posible la Resolución Ministerial N° 163-2011-EM que impide al Procedimiento de supervisión el multar o sancionar a las entidades por fallas que hayan dado lugar a compensaciones por trasgresión de los indicadores de calidad.
4. En el mediano plazo, implementar la recepción de información por parte de las entidades supervisadas a través de sus sistemas Scada, en vez de realizarlas manualmente como en la actualidad. Con ello se tendrá una labor de supervisión más eficiente y a tiempo real.
5. Actualizar el sistema extranet del Procedimiento de supervisión, conforme a las modificatorias y mejoras establecidas.

ANEXOS

Anexo A

Relación de empresas comprendidas en el Procedimiento de Supervisión

ITEM	CODIGO	ACTIVIDAD	NOMBRE	ITEM	CODIGO	ACTIVIDAD	NOMBRE
1	CONE	Transmisora	CONENHUA	48	AAR	Otra	ACEROS AREQUIPA
2	CTA	Transmisora	TRANSMISORA ANDINA	49	ANDI	Otra	CEMENTO ANDINO
3	DEP	Transmisora	DEPOLTI	50	ATA	Otra	ATACOCHA
4	ETCA	Transmisora	TRANSMISORA CALLALLI	51	AUS	Otra	AUSTRIA DUVAZ
5	ETG	Transmisora	TRANSMISORA GUADALUPE	52	CMA	Otra	ANTAMINA
6	ETN	Transmisora	ETENORTE	53	CMB	Otra	MINERA BUENAVENTURA
7	ISA	Transmisora	ISA	54	IPEN	Otra	IPEN
8	RDS	Transmisora	REDESUR	55	MBM	Otra	MINERA BARRICK
9	REP	Transmisora	REP S.A	56	MDR	Otra	MINERA DOE RUN
10	TRM	Transmisora	TRANSMANTARO	57	MIL	Otra	MILPO
11	TRS	Transmisora	ETESELVA	58	MSR	Otra	MINSUR
12	CTN	Transmisora	TRANSMISORA NORPERUANA	59	PMC	Otra	EPS SEDA CUZCO
13	ATN	Transmisora	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A	60	POD	Otra	MINERA PODEROSA
14	ATS	Transmisora	ABENGOA TRANSMISIÓN SUR S.A	61	SHO	Otra	SHOUGESA
15	CAH	Generadora	SN POWER	62	SMCV	Otra	MINERA CERRO VERDE
16	CHAV	Generadora	CHAVIMOCNIC	63	SOU	Otra	SOUTHERN PERÚ
17	EAN	Generadora	SN POWER	64	UYA	Otra	LOS QUENUALES
18	EDG	Generadora	EDEGEL	65	VOL	Otra	MINERA VOLCÁN
19	EEP	Generadora	EEPSA	66	YAN	Otra	MINERA YANACOCCHA
20	EGA	Generadora	EGASA	67	YUR	Otra	YURA
21	EGM	Generadora	EGEMSA	68	MAS	Otra	ARASI S.A.C
22	EGN	Generadora	EGENOR	69	ATE	Otra	TREN ELÉCTRICO
23	EGS	Generadora	EGESUR	70	MPC	Otra	MINERA PAMPA DE COBRE
24	ELP	Generadora	ELECTROPERÚ	71	MAR	Otra	AURÍFERA RETAMAS
25	ENS	Generadora	ENERSUR	72	HOR	Otra	CONSORCIO MINERO HORIZONTE
26	SGB	Generadora	SAN GABÁN	73	MCA	Otra	MINERA CASAPALCA
27	SINE	Generadora	SINERSA	74	LAP	Otra	LIMA AIRPORT
28	SMC	Generadora	MINERA CORONA	75	QUI	Otra	QUIMPAC
29	KLP	Generadora	KALLPA	76	PRA	Otra	PRAXAIR
30	EGH	Generadora	EMPRESA GENERACIÓN HUANZA S.A	77	MFU	Otra	FUNSUR
31	CHI	Generadora	CHINANGO S.A.C	78	ENP	Otra	EMPRESA NACIONAL DE PUERTOS
32	ADIL	Distribuidora	ADINELSA	79	CLI	Otra	CEMENTOS LIMA
33	CEV	Distribuidora	COELVISAC	80	SIM	Otra	SERVICIOS INDUSTRIALES DE LA MARINA
34	ECA	Distribuidora	EDECAÑETE	81	TPI	Otra	TEXTIL PIURA
35	EDN	Distribuidora	EDELNOR	82	MSL	Otra	MINERA SANTA LUISA
36	EDS	Distribuidora	LUZ DEL SUR	83	RAU	Otra	MINERA RAURA
37	ELC	Distribuidora	ELECTROCENTRO	84	MXT	Otra	XSTRATA TINTAYA
38	ELN	Distribuidora	ELECTRONORTE	85	PER	Otra	PERUBAR S.A
39	ELS	Distribuidora	ELECTROSUR	86	ARU	Otra	ARUNTANI S.A.C
40	ENO	Distribuidora	ELECTRO NOROESTE	87	MSK	Otra	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L
41	EOR	Distribuidora	ELECTRO ORIENTE				
42	EPU	Distribuidora	ELECTROPUNO				
43	ESE	Distribuidora	ELECTRO SURESTE				
44	ESM	Distribuidora	ELECTRO DUNAS				
45	EUC	Distribuidora	ELECTRO UCAYALI				
46	HID	Distribuidora	HIDRANDINA				
47	SEA	Distribuidora	SEAL				

Anexo B

Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD

Cuadro de Tarifas

Código de tarifa	Descripción
1	AT2 (2E2P)
2	MT2 (2E2P)
3	MT3P (2E1P) - Presente en punta
4	MT3FP (2E1P) - Presente en fuera de punta
5	MT4P (1E1P) - Presente en punta
6	MT4FP (1E1P) - Presente en fuera de punta
7	BT2 (2E2P)
8	BT3P (2E1P) - Presente en punta
9	BT3FP (2E1P) - Presente en fuera de punta
10	BT4P (1E1P) - Presente en punta
11	BT4FP (1E1P) - Presente en fuera de punta
14	BT5B (1E) - Residencial de 1 a 30 kW h
15	BT5B (1E) - Residencial de 31 a 100 kW h
16	BT5B (1E) - Residencial de 101 a 150 kW h
17	BT5B (1E) - Residencial de 151 a 300 kW h
18	BT5B (1E) - Residencial de 301 a 500 kW h
19	BT5B (1E) - Residencial de 501 a 750 kW h
20	BT5B (1E) - Residencial de 751 a 1000 kW h
21	BT5B (1E) - Residencial mayor a 1000 kW h
22	BT5B (1E) - No Residencial
23	BT6 (1P)
24	MAT1 (2E2P) - Cliente Libre en MAT
25	AT1 (2E2P) - Cliente Libre en AT
26	MT1 (2E2P) - Cliente Libre en MT
27	BT1 (2E2P) - Cliente Libre en BT
28	BT5A A (2E) - Cliente con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y fuera de punta
29	BT5A B (2E) - Cliente con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y hasta 50 kW en horas fuera de punta
30	BT5C (1E) - Servicio de alumbrado público (Artículo 194º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)
31	BT5C (1E) - Iluminación especial y alumbrado adicional con opción tarifaria BT5C
32	BT7 (1E) - Servicio prepago

04443

Aprueban "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión"

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 091-2006-OS/CD

Lima, 6 de marzo de 2006

VISTO:

El Memorando N° GFE-171-2006 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, la aprobación de la publicación del "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión";

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3º de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERG, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22º del Reglamento General de OSINERG, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que según lo dispuesto por el Artículo 3º de la Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERG, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, como resultado de las inspecciones realizadas en las instalaciones eléctricas de transmisión tanto en su operación, mantenimiento y seguridad, se ha visto la necesidad de contar con una norma que establezca el procedimiento para la supervisión de la performance de los sistemas de transmisión eléctrica a fin de asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional;

Que, en ese sentido, OSINERG prepublicó el 3 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial El Peruano el "Procedimiento para supervisión y fiscalización de los Sistemas de Transmisión" en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25º del Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22º y 25º del Reglamento General de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Gerencia Legal y de la Gerencia General;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión", contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º.- El presente Procedimiento entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

1. OBJETO

Establecer el procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.

2. ALCANCE

El presente procedimiento es de aplicación para las empresas que operan Sistemas de Transmisión eléctrica.

3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 - Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en servicios públicos.
- Ley N° 27699 - Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERG.
- Ley N° 28151 - Ley que modifica diversos artículos de la Ley N° 26734, Ley de Creación del OSINERG.
- Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 009-93 EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas de OSINERG, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 013-2004-OS/CD.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

4. DEFINICIONES

Desconexión Forzada: Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido

Disponibilidad : a fallas o razones de operación.
: Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.

Empresa : Persona jurídica que opera un sistema de transmisión eléctrica.

Falla : Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.

GFE : Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERG.

Indisponibilidad : Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.

Interrupción : Falta del suministro del servicio público de electricidad como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.

Línea de transmisión : Disposición de apoyos, conductores, ferretería, aisladores y accesorios para transmitir electricidad a una tensión igual o mayor de 30 kV, entre dos puntos de un sistema.

OSINERG : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

Plan de Contingencias Operativo : Documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERG, para reducir al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres.

Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o reemplazo de equipos : Documento que elaboran las empresas para referir los planes de inversión, que deberán efectuar; a fin de reemplazar equipos por unidades nuevas, en la oportunidad en que se cumpla el período de vida útil, o haya necesidad de repotenciar o reponer equipamiento cuando la capacidad nominal haya sido copada o se tornen obsoletos, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Registro : Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.

Reporte : Envío de información consolidada a OSINERG, respecto a un tema específico, en el período establecido (diano, semanal, mensual, semestral o anual).

Sistema de Transmisión : Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales o superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores,

autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor 30 kV.

Subestación : Parte de una red eléctrica, concentrada en un lugar dado, incluyendo principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra y las celdas de las líneas de transmisión o distribución y que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (por ejemplo, dispositivos de protección).

Otra terminología y definiciones en electricidad serán referidas en lo aplicable al contenido de la R. M. N° 091-2002-EM/VME.

5. METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo propuesto se empleará la siguiente metodología:

- a) El OSINERG en el presente procedimiento establece la información necesaria para evaluar el performance de los sistemas de transmisión. Las empresas deben remitir la información en la forma y plazos fijados en el presente procedimiento.
- b) La supervisión se realizará mediante evaluación semestral de los indicadores y obligaciones, en función de los cuales se programan las inspecciones de campo previstas en el presente procedimiento.
- c) En las inspecciones se validará la información reportada por las empresas, el cumplimiento de lo dispuesto en este procedimiento, y los compromisos asumidos por la empresa en los contratos de concesión.
- d) Las empresas, con el propósito de mejorar las deficiencias y/o mitigar los efectos de las interrupciones de servicio registradas en su sistema de transmisión eléctrica, implementarán los Programas de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos; y Planes de Contingencias Operativos.

6. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Las empresas que operan sistemas de transmisión eléctrica, están obligadas a poner a disposición del OSINERG, con carácter de declaración jurada, la siguiente información:

- a) Registro de desconexiones.
- b) Indicadores de Performance.
- c) Reporte de máximas demandas.
- d) Programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.
- e) Plan de contingencias operativo.
- f) Programas y reportes de mantenimiento.

La información será remitida vía extranet, a través de un portal que asignará el OSINERG.

Los archivos, cuando sea el caso, contendrán la información de acuerdo a los campos considerados en los anexos del numeral 12 del presente procedimiento. La extensión de los archivos será en Excel.

6.1 REGISTRO DE DESCONEXIONES

Las empresas deben registrar y transmitir al OSINERG, vía extranet; según el Anexo N° 1, las desconexiones forzadas mayores a 3 minutos y la totalidad de las programadas de las líneas de transmisión eléctrica y/o equipamiento de subestaciones de transmisión que impliquen interrupciones de suministro eléctrico a los usuarios.

6.2 INDICADORES DE PERFORMANCE

Los indicadores que se utilizarán para verificar el performance de las instalaciones de transmisión eléctrica, se indican en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1: "Indicadores de Performance de Sistemas de Transmisión Eléctrica"

Descripción	Sigla	Indicador	VARIABLES	Unidad
Tasa de Fallas de Componentes de Subestación (*)	TFC	$TFC = \frac{\sum_{i=1}^N N^{\circ} Fallas}{\sum_{i=1}^N (HS_i)} \times HDS$	$N^{\circ} Fallas$ = Número de fallas por semestre HS_i = Número de horas de servicio del equipo en el semestre (Horas del semestre - Horas fuera de servicio) HDS = Horas del semestre	Fallas por semestre
Tasa de Fallas de Línea	TFL	$TFL = \frac{\sum_{i=1}^N N^{\circ} Fallas}{\sum_{i=1}^N (EXT_{LT_i})} \times 100$	$N^{\circ} Fallas$ = Número de fallas por semestre EXT_{LT_i} = Extensión de la línea de transmisión en Km	Fallas por semestre por cada 100 Km.
Disponibilidad de componente de subestación	DISE	$DISE = \frac{\sum_{i=1}^N (HD_i)}{(N_{eq} \times HP)} \times 100$	HD = Número de horas disponible del equipo en el semestre (HP-Horas de indisponibilidad). HP = Número de horas del semestre N_{eq} = Número de equipos	% por semestre
Disponibilidad de Líneas	DISL	$DISL = \frac{\sum_{i=1}^N (EXT_{LT_i} \times HD_i)}{\sum_{i=1}^N (EXT_{LT_i} \times HP)} \times 100$	EXT_{LT_i} = Extensión de la línea de transmisión en km. HD = Número de horas disponible del equipo en el semestre (HP-Horas de indisponibilidad). HP = Número de horas del semestre	% por semestre

(*) Transformadores de potencia, auto transformadores y equipos de compensación.

Para el cálculo de los indicadores de performance deben reportarse todas las desconexiones que impliquen interrupción de suministros mayores a 3 minutos de duración. Se considerarán las desconexiones forzadas propias (Fallas, error de maniobra, mala coordinación de operación, entre otros).

Los indicadores de performance deben encontrarse dentro de los rangos permisibles, que para los efectos establezca en su oportunidad el OSINERG.

Las empresas alcanzarán vía extranet, los cálculos de los respectivos indicadores, utilizando el formato del Anexo 2.

6.3 REPORTE DE MÁXIMA DEMANDA

Las empresas alcanzarán vía extranet, los valores de las máximas demandas por transformador y auto transformadores, utilizando el formato del Anexo 3, en el plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento.

6.4 PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO

El Plan de Contingencias Operativo correspondiente a los sistemas de transmisión, deberá permitir la reducción al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico y sus efectos, ante las eventualidades siguientes:

- Desconexiones forzadas o programadas que afecten el servicio de electricidad; o deterioro de cualquier componente de las instalaciones, cuya rehabilitación no pueda lograrse antes de 12 horas.

- Ante daños causados al sistema de transmisión por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos, que no permitan el restablecimiento de las instalaciones afectadas después de las 12 horas de su ocurrencia.

Las empresas, siguiendo los lineamientos que en su oportunidad establezca el OSINERG, alcanzarán vía extranet, su Plan de Contingencias Operativo y/o actualización del mismo, dentro del plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento, adicionalmente este documento deberá ser alcanzado al OSINERG, vía mesa de partes.

6.5 INFORMACIÓN REFERENCIAL

6.5.1. PROGRAMA DE MEJORAMIENTO DE INSTALACIONES Y/ O REEMPLAZO DE EQUIPOS.

Las empresas alcanzarán vía extranet, dentro del plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento, un programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de los equipos relevantes que a su juicio incidan en el performance del sistema de transmisión que registran tasa de fallas e indisponibilidad fuera de los rangos permisibles establecidos por el OSINERG.

Los equipos considerados como relevantes son los siguientes:

- Transformadores de potencia.
- Auto Transformadores.
- Compensadores de potencia reactiva.
- Interruptores de potencia.
- Relés de protección.
- Líneas de transmisión aérea y subterránea.

Las empresas que hayan celebrado contratos específicos de concesión con el Estado, coordinarán la presentación de este programa con el Concedente.

6.5.2. PROGRAMAS Y REPORTES DE MANTENIMIENTO.

El mantenimiento es responsabilidad de las empresas de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Las empresas alcanzarán al OSINERG, con 48 horas de anticipación sus programas de mantenimiento y/o ampliaciones por expansión o reforzamiento de aquellos componentes del sistema de transmisión, cuyas desconexiones ocasionen interrupciones parciales y/o totales de suministro mayor o igual al 50 % de la máxima demanda destinada al servicio público, y que afecten por un lapso de tiempo igual o mayor de 4 horas, a los usuarios del sistema eléctrico que dependan de dichos componentes.

Asimismo, respecto a lo señalado en el párrafo anterior, alcanzarán al OSINERG los reportes de ejecución de mantenimiento de los equipos relevantes señalados en acápite 6.5.1, según el formato del Anexo N° 4, dentro del plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento.

7. SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

El OSINERG durante la supervisión verificará muestralmente la información relacionada con:

- Registros de desconexiones.
- Indicadores de Performance.
- Reporte de máximas demandas.
- Reportes de la operatividad de los sistemas de protección que las empresas deben disponer.
- Ejecución del programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.
- Implementación del plan de contingencias operativo.

8. PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

En el Cuadro N° 2 siguiente se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las empresas para la presentación de la información vía extranet.

Cuadro N° 2: Plazos para remitir información

ITEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
01	• Indicadores de Performance	Semestral	Del 20 al 31 de enero/ Del 20 al 31 de junio
02	• Registro de desconexiones programadas	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción
03	• Registro de desconexiones forzadas	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido la interrupción (*)
04	• Reporte de máxima demanda de transformadores y/o autotransformadores	Mensual	20 días calendario posteriores a la finalización de cada mes
05	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
06	• Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
07	• Programa y Reporte de mantenimiento	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores a la ejecución
08	• Actualización de data técnica de instalaciones y equipamiento	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones

(*) En los casos en que las desconexiones requieran un mayor análisis, el registro preliminar podrá ser reformulado dentro de las 24 horas de emitido el último Informe Final del COES (Análisis de Fallas del COES)

9. MULTAS

El incumplimiento a lo dispuesto en el presente procedimiento, se considerará como infracción correspondiendo aplicar sanción, de acuerdo a lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERG.

10. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

10.1. Las empresas deberán incorporar dentro de los Programas de Mejoramiento de las Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos; y los Planes de Contingencias Operativos, según correspondan a la naturaleza de las observaciones, la subsanación de las deficiencias observadas con anterioridad y que a la fecha de aprobado el presente procedimiento, se mantengan pendientes de solución.

10.2. Las empresas alcanzarán vía extranet, en un plazo no mayor de 60 días, contados de la publicación del presente procedimiento en el Diario Oficial El Peruano, la información técnica actualizada referida a instalaciones, equipamiento y diagramas unifilares, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento.

10.3. Los aspectos relacionados con la supervisión de sistemas de transmisión eléctrica, no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por la GFE del OSINERG en cada caso particular, según sea necesario.

10.4. Los cuadros y formatos indicados en el presente procedimiento podrán ser modificados mediante Resolución de la GFE, cuando lo amerite, en cuyo caso será comunicado a las empresas oportunamente.

10.5. La obligación de las empresas de mantener la tasa de fallas e indisponibilidad de los sistemas de transmisión a su cargo, dentro de los rangos permisibles, regirá inmediatamente después de un año de que el OSINERG los haya establecido.

10.6 En el Anexo N° 5 se muestra a manera de referencia una relación de empresas con códigos de uso obligatorio para el presente Procedimiento; sin embargo dicha relación podría variar dependiendo de que se formen nuevas empresas o de lo contrario se desactiven las existentes.

11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

11.1. La GFE comunicará oportunamente las especificaciones y dirección del sistema extranet a ser usado.

11.2. Al inicio de la aplicación del presente procedimiento, las empresas alcanzarán al OSINERG, vía extranet, el programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos dentro de los 60 días hábiles, contados desde el día siguiente de la publicación del presente procedimiento. Asimismo, el Plan de Contingencias Operativo previsto para el año 2006 será presentado dentro de los 120 días hábiles, contados desde el día siguiente en que OSINERG entregue a las empresas, los respectivos lineamientos para su elaboración.

11.3. Asimismo, al inicio de la aplicación del presente procedimiento, las empresas dispondrán de un plazo máximo de 30 días calendario, para regularizar los registros de desconexiones programadas y forzadas, que debieron alcanzar al OSINERG, desde el primer día de haber entrado en vigencia el presente procedimiento.

12. ANEXOS

- ANEXO 1 : Registro de desconexiones.
- ANEXO 2 : Reporte de indicadores de performance.
- ANEXO 3 : Reporte de máxima demanda de transformadores y autotransformadores.
- ANEXO 4 : Reporte de Mantenimiento.
- ANEXO 5 : Código de identificación de las empresas.

ANEXO 1

1.1.- REGISTRO DE DESCONEXIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de empresa
COOLIN	ALFANUMÉRICO	6		Código de línea
TENS	NUMÉRICO	3		Nive. de tensión (en kV)
ZONGEO	ALFANUMÉRICO	6		Zona geográfica (según cuadro N° 1 A).
FECIINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Inicio de la interrupción (sincronizado a hora GPS)
FECFINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Fin de la interrupción (sincronizado a hora GPS)
DURINT	HORA	dd hh mm ss		Duración de interrupción
TIPINT	NUMÉRICO	1	0	1 Programada 2 Forzada
CAUINT	ALFANUMÉRICO	2		Causa de interrupción (según cuadro N° 1 B)
TIPFALL	NUMÉRICO	1	0	Tipo de falla (según cuadro N° 1 C)
DPINT	NUMÉRICO	3	1	Potencia interrumpida (en MW)

1.2.- REGISTRO DE DESCONEXIONES EN EQUIPOS TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de empresa
CODEQ	ALFANUMÉRICO	5		Código de equipamiento
RELTR	NUMÉRICO	15		Relación de transformación (si corresponde)
TENS	NUMÉRICO	3		Nive. de tensión (en kV)
FECIINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Inicio de la interrupción
FECFINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Fin de la interrupción
DURINT	HORA	hh:mm:ss		Duración de interrupción
TIPINT	NUMÉRICO	1	0	1 Programada 2 Forzada
CAUINT	ALFANUMÉRICO	2		Causa de interrupción (Según cuadro N° 1 B)
TIPFALL	NUMÉRICO	1	0	Tipo de falla (según cuadro N° 1 C)
DPINT	NUMÉRICO	3	1	Potencia interrumpida (en MW)

**Cuadro N° 1 A
Zona Geográfica**

Tipo	Descripción
Costa	Según lo declare la empresa
Sierra	Según lo declare la empresa
Selva	Según lo declare la empresa

**Cuadro N° 1 B
Causa de interrupciones**

Programada	MP: Mantenimiento preventivo
	MC: Mantenimiento correctivo
	ME: Mantenimiento externo al equipo, por seguridad
	OA: Otras aplicaciones pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc
Forzada	FP: Falla propia
	FE: Falla externa

**Cuadro N° 1 C
Tipificación de las desconexiones**

Código	Tipo	Descripción
1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
2	Condiciones Ambientales	Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad
3	Equipos, materiales y accesorios	Propias en la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra
4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
5	Terceros	Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas.
6	Otras causas	Faltas fugaces, no determinadas, no clasificadas

ANEXO N° 2

REPORTE DE INDICADORES DE PERFORMANCE

Nombre Campo	TIPO	Longitud		Descripción
		Enteros	Decimales	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de empresa
PEINMA	ALFANUMÉRICO	4		Año correspondiente
PEINMA	ALFANUMÉRICO	2		S1: Semestre (enero-junio), S2: Semestre (julio-diciembre)
TFC_T	NUMÉRICO	3	2	Tasa de falla de los componente de las subestaciones por nivel de tensión (referido al lado de mayor tensión)
TFL_T	NUMÉRICO	3	2	Tasa de falla de línea de transmisión por nivel de tensión
DISE_T	NUMÉRICO	3	2	Índice de disponibilidad del componente de la subestación por nivel de tensión (referido al lado de mayor tensión)
DISL_T	NUMÉRICO	3	2	Índice de disponibilidad de línea de transmisión por nivel de tensión
OBS	MEMO			Observaciones y/o comentarios

ANEXO N° 3

REPORTE DE MÁXIMA DEMANDA DE TRANSFORMADORES O AUTOTRANSFORMADORES

Nombre Campo	TIPO	Longitud		Descripción
		Enteros	Decimales	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de empresa
CODEQ	ALFANUMÉRICO	15		Código de equipamiento
POTNOM	NUMÉRICO	4	2	Potencia nominal máxima en MW
FACTUSO	NUMÉRICO	2	2	Fu = (MD/PN) X 100
MAXDEM	NUMÉRICO	4	2	Valor de la máxima demanda (MW)
ANMES	FECHA	aa/mm		Año y mes a que corresponde la máxima demanda
FECDM	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de ocurrencia de la máxima demanda del año
HORMD	HORA	hh:mm		Hora de ocurrencia de la máxima demanda del año
OBS	MEMO			Observaciones y/o comentarios

Donde:

- Fu = Factor de Utilización
- MD = Máxima Demanda (MW)
- PN = Potencia Nominal (la actual en operación)

ANEXO N° 4

4.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de empresa
CODELN	ALFANUMÉRICO	6		Código de línea (en caso que corresponda)
CODEQ	ALFANUMÉRICO	15		Código de equipamiento (en caso que corresponda)
NOMMAE	MEMO			Nombre del equipamiento
CODACT	ALFANUMÉRICO	15		Código de actividad de mantenimiento (en caso correspondiente)
NOMMAA	MEMO			Actividad a realizar
FEEMP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora prevista de inicio de mantenimiento
FECEMP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora prevista de fin de mantenimiento
AFECT	MEMO			Localidades que se afectarán N° usuarios
PREST	MEMO			Potencia a restringir. Porcentaje del total
OBS	MEMO			Comentarios, observaciones

4.2 REPORTE DE MANTENIMIENTO

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de empresa
CODELN	ALFANUMÉRICO	6		Código de línea (en caso que corresponda)
CODEQ	ALFANUMÉRICO	15		Código de equipamiento (en caso que corresponda)
NOMMAA	MEMO			Nombre de la actividad
FEEMAP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora de inicio de ejecución
FEEMAE	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora finalización de ejecución
FEPEO		dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora de puesta en servicio del equipo
OBS	MEMO			Observaciones y/o comentarios

ANEXO N° 5

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE EMPRESAS

ITEM	CODEMP	SIGLAS	NOMBRE
1	CAH	CAHUA	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A
2	CHAV	CHAVMOCHIC	Proyecto Especial Chavimochic
3	COHE	CONENHUA	Consorcio Energético Huanavelica
4	EDG	EDEGEL	Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.A.
5	EEP	EEPSA	Empresa Eléctrica de Piura S.A
6	EGA	EGASA	Empresa de Generación de Arequipa S.A.
7	EGM	EGEMSA	Empresa de Generación Eléctrica Machupichu S.A.
8	EGN	EGENOR	Duke Energy International Egenor S. en C por A
9	EGS	EGESUR	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.
10	EAN	ELECTRO ANDES	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.
11	ELP	ELECTRO PERU	Electricidad del Perú S.A.
12	ENS	ENERSUR	Energía del Sur S.A.
13	TRS	ETESSELVA	Etseelva S.R.L.
14	ETV	ETEVENSA	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.
15	SGB	SAN GABÁN	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
16	HCH	HUANANCHOR	Huananchor Hydro S.A.
17	SHD	SHOUGESA	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.
18	SINE	SINERSA	Sindicato Energético S.A.
19	SNC	CORONA	Minera Corona
20	TER	TERMOSELVA	Termoselva S. R. L.
21	CTA	TRANSMISORA ANDINA	Compañía Transmisora Andina
22	DEP	DEPOLT	Dirección del Proyecto Olmos - Tinajas
23	ETG	TRANSMISORA GUADALUPE	Transmisora Guadalupe
24	ISA	ISA PERU	ISA PERU S.A.
25	REP	REP	Red de Energía del Perú S.A.
26	TRM	TRANSMANTARO	Consorcio Transmántaro S.A.
27	ADL	ADINELSA	Administradora de Infraestructura Eléctrica S.A.
28	RDS	REDESUR	Red Eléctrica del Sur S.A.
29	CEV	COELVISAC	Consorcio Eléctrico de Villavieja S.A.C.
30	ECA	EDECANETE	Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete S.A.
31	EDN	EDELNOR	Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S.A.
32	ELC	ELECTROCENTRO	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Centro
33	ELN	ELECTRONORTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Norte S.A.
34	HCD	HIDRANINDIA	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Norte Medio S.A.

ÍTEM	CODEMP	SIGLAS	NOMBRE
35	ENO	ELECTRO NOROESTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Nor Oeste S.A.
36	EOE	ELECTRO ORIENTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Oriente S.A.
37	EPU	ELECTRO PUNO	Empresa Regional de Distribución Eléctrica de Puno S.A.
38	ELS	ELECTRO SUR	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur S.A.
39	ESE	ELECTRO SUR ESTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Sur Este S.A.
40	ESM	ELECTRO SUR MEDIO	Electro Sur Medio S.A.
41	ETO	ELECTRO TOCACHE	Electro Tacache S.A.
42	EUC	ELECTRO UCAYALI	Electro Ucayali S.A.
43	EDS	LUZ DEL SUR	Empresa de Distribución Eléctrica Lima Sur S.A.A.
44	SEA	SEAL	Sociedad Eléctrica Del Sur Oeste S.A.
45	AAR	ACEROS AREQUIPA	Aceros Arequipa
46	AND	CEMENTO ANDINO	Cemento Andino S. A.
47	ARC	COMPAÑIA MINERA ARCATA	Compañía Minera Arcata S. A.
48	ARE	COMPAÑIA MINERA ARES	Compañía Minera Ares S. A. C.
49	ATA	MINERA ATACCOCHA	Compañía Minera Atacocha S.A.A.
50	AUS	MINERA AUSTRIA DUVAZ	Minera Austria Duvaz
51	CMA	MINERA ANTAMINA	Compañía Minera Antamina S.A.
52	IPEN	IPEN	Instituto Peruano de Energía Nuclear
53	MBM	MINERA BARRICK MISQUICHILCA	Minera Barrick Misquichilca
54	MDR	DOE RUN	Doe Run
55	MIL	COMPAÑIA MINERA MILPO	Compañía Minero Milpo
56	MSR	MINISUR	Minera del Sur S. A.
57	PMC	EPS SEDA CUZCO	Empresa Municipal de Saneamiento del Cuzco S. A.
58	POD	MINERA PODEROSA	Compañía Minera Poderosa S.A.
59	SOU	SOUTHERN PERU COOPER CORPORATION	Southern Peru Cooper Corporation
60	SMCV	CERRO VERDE	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.
61	UCH	MINERA UCHUCCHACUA	Minera Uchucchacua
62	UYA	MINERA YAULIYACU	Minera Yauliyacu
63	VEN	MINERA VENTUROSA	Minera Venturosa
64	VOL	VOLCAN COMPAÑIA MINERA	Volcan Compañía Minera S. A.
65	YAN	MINERA YANACOCCHA	Minera Yanacocha S. R. L.
66	YUR	YURA	Cemento Yura S.A.

* Codificación según la NTCSE

Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

OSINERG ha venido realizando programas de supervisión en instalaciones eléctricas de transmisión eléctrica, detectando ciertas deficiencias en cuanto a la operación, mantenimiento y seguridad. Si bien es cierto que se ha logrado reducir dichas deficiencias, se ha visto la conveniencia de, en uso de la Facultad Normativa que le permite aprobar sus propios procedimientos de supervisión, dentro de lo dispuesto por el inciso c) del artículo 3º de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y del artículo 3º de la Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERG, contar con un procedimiento que permita una mejor labor de supervisión y fiscalización.

En ese sentido, la norma propuesta tiene como objetivo establecer un procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro a los usuarios del servicio eléctrico. En ese sentido, el procedimiento recae sobre la operación, mantenimiento y seguridad en los sistemas de transmisión que operan las empresas eléctricas.

Dicho procedimiento establece la obligación de la empresa de remitir información relacionada a los aspectos técnicos de las instalaciones y equipamiento, programa de mantenimiento, reportes de mantenimiento, plan de contingencia operativo, registro y reporte de interrupciones, entre otros. En definitiva, con esta información, que será sistematizada por OSINERG, se logrará efectuar una mejor supervisión y fiscalización de los sistemas de transmisión eléctricos, a través de indicadores que garanticen su correcto desempeño.

Por tal razón, OSINERG elaboró el "Procedimiento para supervisión y fiscalización de los Sistemas de Transmisión", el cual fue prepublicado el 3 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial "El Peruano", a fin de recibir los comentarios y propuestas del público en general, las cuales han sido evaluadas para elaborar el presente Procedimiento.

En efecto, luego de evaluado las propuestas presentadas y de analizado nuevamente el proyecto, OSINERG ha realizado las correspondientes

modificaciones y mejoras al mismo. Cabe precisar que como parte de las modificaciones realizadas es haber adecuado el nombre del procedimiento a la naturaleza de su contenido, por lo que el presente procedimiento es denominado: "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión"

De las observaciones:

A continuación, se cita las principales observaciones presentadas, seguidas de su correspondiente comentario:

I RESPECTO AL NUMERAL 4.- Definiciones

Observaciones de la empresa ELECTROANDES:

• "En la definición de Subestación del numeral 4, se menciona que: "Se incluirá todos aquellos transformadores, autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o igual a 30 kV." Entendemos que debe decir: "...Se incluirá todos aquellos transformadores, autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor a 30 kV."

Comentario:

Se ha procedido a corregir la citada definición en concordancia con lo señalado en la Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE: Anexo 1 Definición N° 36

II RESPECTO AL NUMERAL 6.- Requerimiento de Información

Observaciones de la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERU:

• "El resultado de mostrar toda la información de mantenimiento e indicadores de las empresas debe generar que OSINERG emita un informe que califique la diligencia de las empresas. Las empresas tienen el derecho de saber qué es lo que produce la información que otorgan."

Observaciones de la empresa ETESELVA:

• "En desacuerdo en iniciar la publicación en la WEB de cada empresa la información que propone en el Proyecto OSINERG-Transmisión."

• "Se sugiere que OSINERG habilite y asigne a cada empresa una dirección FTP en el servidor de OSINERG de la misma forma que se aplica actualmente en lo relativo a la información de la NTCSE."

• "Gran parte de la información propuesta por OSINERG-Transmisión es recibida indirectamente Ejemplo

Al COES: Programa de mantenimiento; Desconexiones; Máxima demanda.

Al MEM se entrega los reportes de producción, proyectos de mejoras o ampliaciones.

En forma directa se remite el Plan de Contingencias Operativo anual".

• "Considerar los temas propuestos y convocar a una reunión de los representantes de las empresas de Transmisión a efectos de intercambiar y emitir un documento de consenso."

Observaciones de la empresa ENERSUR:

• "Osinerg debe especificar el modo de envío de la información: ¿Extranet = Correo Electrónico, Extranet = FTP, etc?"

"El formato y extensión de los registros de envío no están especificados ¿Será en excel, texto, etc? "

• "Se debe uniformizar el Código de Identificación de la Empresa, debe ser una sola para OSINERG. Ejemplo: Para Calidad del Producto para ENERSUR S.A. se viene empleando ENS, mientras que para este proyecto es ENER."

Anexo C

Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD

Con la opinión técnica de la Dirección Nacional de Censos y Encuestas y la visación de la Sub Jefatura de Estadística y de la Oficina Técnica de Asesoría Jurídica;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 81° y 83° del Decreto Supremo N° 043-2001-PCM, Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Estadística e Informática; y

En uso de las atribuciones conferidas por el artículo 6° del Decreto Legislativo N° 604 "Ley de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Estadística e Informática".

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Autorizar la realización de la "Encuesta de Remuneraciones por Ocupaciones Específicas (EROE) correspondiente al IV Trimestre 2008 en Lima Metropolitana", dirigida a las empresas seleccionadas de 10 a más trabajadores del sector privado, de las actividades económicas más importantes en términos de empleo generado y número de empresas que concentran, la misma que será ejecutada por la Dirección Nacional de Promoción del Empleo y Formación Profesional del MTPE en los sectores siguientes: Industria Bienes de Consumo (alimentos y bebidas; textiles, confecciones y calzado).

Artículo 2°.- Aprobar el formulario de la mencionada Encuesta, el mismo que forma parte integrante de la presente Resolución, el cual servirá para relevar información correspondiente al mes de noviembre del 2008 y será remitido a las empresas por la Dirección Nacional de Promoción del Empleo y Formación Profesional del MTPE.

Artículo 3°.- Los formularios debidamente diligenciados deberán ser entregados hasta el 09 de diciembre del 2008, a la Dirección Nacional de Promoción del Empleo del MTPE, utilizando uno de los siguientes medios: vía fax: N° 3157209 y 5389699; vía correo electrónico: eroe@mintra.gob.pe - eroecludades@mintra.gob.pe - msolis@mintra.gob.pe y en Av. Arenales N° 1302-Of. 416 Jesús María-Lima. Asimismo, las consultas podrán efectuarse al teléfono N° 3156000 anexos 7010 - 7013 y 7001.

Artículo 4°.- Las empresas a que se refiere el artículo 1° que incumplan con la presentación de la "Encuesta de Remuneraciones por Ocupaciones Específicas correspondiente al IV Trimestre 2008 en Lima Metropolitana", en la fecha establecida, serán multadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 87°, 89° y 91° del Decreto Supremo N° 043-2001-PCM.

Regístrese y comuníquese.

VICTOR ANIBAL SANCHEZ AGUILAR
Jefe

285968-1

**INSTITUTO NACIONAL
DE SALUD**

**Designan Directores Generales de las
Oficinas Generales de Asesoría Técnica
y de Administración del Instituto
Nacional de Salud**

**RESOLUCIÓN JEFATURAL
N° 574-2008-J-OPE/INS**

Lima, 3 de diciembre de 2008

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Jefatural N° 004-2008-J-OPD/INS se encargó el puesto de Director General, Nivel F-4 de la Oficina General de Asesoría Técnica del Instituto Nacional de Salud al Sr. Jorge Orellana Solís;

Que, según Resolución Jefatural N° 201-2008-J-OPD/INS se designó a la Ing. Adelaida Prado Naccha en el cargo de Directora General de la Oficina General de Administración, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud;

Que, resulta conveniente dar por concluido el encargo y designación efectuados a que se hace referencia en los considerando precedentes y a fin de garantizar la continuidad del servicio y normal desarrollo de las actividades, es necesario designar a los profesionales propuestos para dichos cargos;

Con la disponibilidad presupuestal respectiva y el visto bueno de la Oficina General de Asesoría Jurídica y del Sub Jefe del Instituto Nacional de Salud; y

De conformidad con lo establecido en el artículo 77° del Reglamento de la Ley de Bases de la Carrera Administrativa, aprobado por Decreto Supremo N° 005-90-PCM y en los artículos 3° y 7° de la Ley N° 27594, Ley que regula la Participación del Poder Ejecutivo en el Nombramiento y Designación de Funcionarios Públicos; y;

En uso de las atribuciones establecidas en el artículo 12° del Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Salud, aprobado por el Decreto Supremo N° 001-2003-SA;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Dar por concluida el encargo efectuado al Sr. Jorge Orellana Solís, en el puesto de Director General de la Oficina General de Asesoría Técnica, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2°.- Dar por concluida la designación de la Ing. Adelaida Pado Naccha en el puesto de Directora General de la Oficina General de Administración, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 3°.- Designar a partir de la fecha al abogado Ruben Wilfredo Orellana Torpoco, en el cargo de Director General de la Oficina General de Asesoría Técnica, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud.

Artículo 4°.- Designar a partir de la fecha a la Licenciada Liz Luisa Estrada Vidal, en el cargo de Directora General de la Oficina General de Administración, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud.

Artículo 5°.- Encargar a la Oficina General de Información y Sistemas disponer la actualización inmediata del Directorio Institucional que aparece en la página web en atención a lo dispuesto en la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ANIBAL VELÁSQUEZ VALDIVIA
Jefe

286421-1

**ORGANISMO SUPERVISOR
DE LA INVERSIÓN EN
ENERGÍA Y MINERÍA**

**Modifican el "Procedimiento para
la supervisión y fiscalización del
performance de los sistemas de
transmisión" aprobado por Res. N° 091-
2006-OS/CD"**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN
N° 656-2008-OS/CD**

Lima, 14 de noviembre de 2008

VISTO:

El Memorando N° GFE-1370-2008 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, aprobar la modificación del "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión".

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que según lo dispuesto por el Artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD, se aprobó el "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión";

Que, desde la vigencia de la referida norma, OSINERGMIN ha detectado algunos aspectos del procedimiento que son necesarios mejorar;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 5 de julio de 2008 en el Diario Oficial El Peruano la modificación del "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión"; en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modificar los numerales 4, 6.1, 6.2, 8 y 10.5, e incorporar los numerales 10.7, 10.8 y 10.9 del "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión", aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD, en los términos siguientes:

4 DEFINICIONES

Interrupción: Falta del suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega, como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.

6.1 REGISTRO DE DESCONEXIONES

Las empresas deben registrar y transmitir al OSINERGMIN, vía extranet, según el Anexo N° 1, la totalidad de las desconexiones, ocasionen o no interrupciones de suministro eléctrico, producidas como consecuencia de fallas en líneas de transmisión eléctrica y/o equipos o elementos de subestaciones y otras instalaciones vinculadas con el suministro eléctrico (transformadores elevadores).

6.2 INDICADORES DE PERFORMANCE

Los indicadores que se utilizarán para verificar el performance de las instalaciones de transmisión eléctrica, se indican en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 1: INDICADORES DE PERFORMANCE

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falta de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras o celdas)	$TFC = \frac{N^{\circ} Fallas}{N^{\circ} Fallas + Interrupciones mayores de 3 minutos por periodo}$	Fallas por periodo

Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	$DTL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT \cdot LT} \times 100$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo EXT LT = Extensión de la línea de transmisión en Km	Fallas por periodo por cada 100 Km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras o celdas)	$INDISE = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	Duración de la Indisponibilidad (Horas)
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	$INDISL = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	Duración de la Indisponibilidad (Horas)

Para el cálculo de los indicadores de performance se considerarán las desconexiones tipificadas en el cuadro N° 1 C, que ocasionen interrupciones a los usuarios por periodos mayores a 3 minutos de duración, incluidos los excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes.

Quedarán exceptuadas las siguientes desconexiones:

1. Las calificadas por OSINERGMIN como fuerza mayor;

2. Las interrupciones ocasionadas por instalaciones de propiedad de otros operadores o agentes externos.

3. Las interrupciones ocasionadas por las instalaciones que suministran exclusivamente a los sectores típicos 4 y 5 urbano rural y rural, hasta el año 2010.

Las empresas vía extranet, reportarán sus indicadores utilizando el formato del Anexo N° 2 disponible en el portal del extranet.

Los indicadores de performance, en un periodo de dos semestres consecutivos, no deben exceder las tolerancias establecidas en el cuadro N° 2.

CUADRO N° 2: TOLERANCIA DE INDICADORES DE PERFORMANCE

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia	
			Costa	Sierra y Selva
(1) Tasa de Falta para cada componente de subestación	Número de Fallas por cada 100 km., en dos semestres consecutivos	-Transformador Auto transformador, Equipo de Compensación o sus celdas (%), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kv y menor de 250 kv -Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kv y menor de 250 kv	1	1
(2) Tasa de Falta para cada línea de transmisión o caída	Número de Fallas por cada 100 Km., en dos semestres consecutivos	-Líneas de transmisión de 220 kv Nivel de tensión: igual o mayores de 138 kv	1	1.5
		-Celdas de líneas de transmisión de 30 kv y menor a 75 kv Nivel de tensión: igual o mayor a 30 kv y menor a 75 kv	2	3
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos	-Líneas de transmisión menores a 100 Km. Nivel de tensión: 220 kv 138 kv	1	2
		-Celdas de líneas de transmisión (%) Nivel de tensión: igual o mayor a 30 kv y menor a 75 kv	2	4
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, o sus celdas (%), en el nivel de tensión 220 y 138 kv	6	
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, o sus celdas (%), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kv y menor de 75 kv	4	
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kv y menor de 250 kv	1	

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia	
			Costa	Serra y Seva
(4) Inoperabilidad para cada componente de línea de transmisión o celda.	Horas	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 Km. o sus celdas (*)	Nivel de tensión 220 y 138 kV.	8
		Líneas de transmisión menores a 100 Km. o sus celdas (*)	Nivel de tensión igual o mayor a 30 kV o menor a 75 kV	6
		Líneas de transmisión 220 y 138 kV.	Nivel de tensión igual o mayor a 30 kV o menor a 75 kV	6
				4

(*) Sólo cuando la celda y la línea de transmisión pertenezcan a distintos propietarios

Las empresas alcanzarán vía extranet, los cálculos de los respectivos indicadores, utilizando el formato del Anexo 2 disponible en el portal del extranet.

8 PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

En el Cuadro N° 3 siguiente se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las empresas para la presentación de la información vía extranet.

CUADRO N° 3: PLAZOS PARA REMITIR INFORMACIÓN

ITEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
01	Indicadores de Performance	Semestral	Del 20 al 31 de enero Del 20 al 31 de julio
02	Registro de programas de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción.
03	Registro de desconexiones forzadas y programadas que ocasionan interrupción mayor de 3 minutos	En oportunidad que ocurra	Dentro de los siguientes 12 horas de ocurrida la interrupción (*) (**)
04	Registro de desconexiones forzadas y programadas menores o iguales a 3 minutos que ocasionen o no interrupción.	En oportunidad que ocurra	Dentro de los siguientes 72 horas de ocurrida la interrupción (*)
05	Reporte de máxima demanda de transformaciones y/o auto transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	Mensual	20 días calendario posteriores a la finalización de cada mes
06	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
07	Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
08	Reportes de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores a la ejecución
09	Actualización de datos técnica y esquemas unifilares de instalaciones y equipamiento	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones
10	Reporte de puesta o retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores y equipos de compensación.	En oportunidad que se produzcan los ingresos o retiros	48 horas antes de producirse el ingreso o retiro del componente.

(*) La modificación de la calificación de de las desconexiones podrá efectuarse siguiendo los lineamientos que para los fines ha establecido OSINERGMIN.

(**) Las calificaciones de casos especiales y/o excepciones de ser el caso, serán calificadas en su oportunidad por OSINERGMIN

10 DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

10.5 La obligación de las empresas de mantener los Indicadores de los sistemas de transmisión a su cargo, dentro de tolerancias establecidas por OSINERGMIN, regirá a partir del año 2009.

10.7 Los Indicadores y sus respectivas tolerancias podrán ser modificados a través de una Resolución de la GFE de acuerdo a las evaluaciones de los resultados, y serán comunicados a las empresas oportunamente.

10.8 Las empresas deberán informar a OSINERGMIN la puesta en servicio o el retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores y equipos de compensación, con 48 horas de anticipación,

en los formatos que para dichos fines se incluirán en el extranet.

10.9 El sistema extranet utilizado para el registro de la información del procedimiento, será adecuado considerando las modificaciones efectuadas a los numerales 4, 6.1, 6.2, 8 y la incorporación del numeral 10.8 aprobadas mediante la presente Resolución.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

MODIFICACIÓN DEL "PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN"

En marzo de 2006, OSINERGMIN aprobó el "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión" mediante Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD, relacionada a la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.

Desde su vigencia, OSINERGMIN ha venido aplicando el referido procedimiento detectando aspectos que requieren ser precisados y mejorados para lograr el objetivo buscado en la supervisión de la transmisión eléctrica. En ese sentido, OSINERGMIN, en uso de la Facultad Normativa que le permite aprobar sus propios procedimientos de supervisión, dentro de lo dispuesto por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y del artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, ha propuesto modificaciones al referido procedimiento a fin de lograr una mejor labor de supervisión y fiscalización.

En ese sentido, la presente modificación contiene la precisión a algunas definiciones como la de Interrupción y registro de desconexiones, así como el tipo de información que las empresas deben presentar. Asimismo, se han ajustado los indicadores relacionados a la frecuencia y duración de desconexión, precisando las interrupciones que se incluirían en su cálculo. Finalmente, se han establecido las tolerancias respecto a los citados indicadores, tal como lo preveía el procedimiento de supervisión desde su aprobación.

En conclusión, con las modificaciones propuestas, este organismo busca lograr una mejor labor de supervisión y fiscalización en la actividad de transmisión eléctrica, asegurando la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y, por ende, de la calidad del servicio eléctrico.

A continuación, se cita las principales observaciones presentadas, seguidas de su correspondiente comentario:

1. RESPECTO AL NUMERAL 4.- DEFINICIONES

"Interrupción: Falta del suministro del servicio eléctrico como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica"

1.1 Observaciones de la Empresa ENERSUR

- "Observamos que no se debería considerar una disminución de potencia como una Interrupción". "De otro lado sugerimos que a la definición vigente de interrupción se podría agregar "o por actuación de un esquema de rechazo de carga".

Comentario de OSINERGMIN

Estamos excluyendo el término "Disminución de Potencia", en cambio hemos considerado la definición de Interrupción como... "Falta de suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega...". Por otro lado, las interrupciones que originan los RAC tienen su tratamiento específico según la NTCSE.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] OSINERGMIN, “Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano”. Documento de Trabajo No 05. Oficina de Estudios Económicos, Lima, 2005.
- [2] Dammert A., García R. & Molinelli F. “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”, Fondo Editorial PUCP - Perú, 2008.
- [3] Murillo, Víctor. “Análisis del Impacto de la Fiscalización realizada por la Autoridad Regulatoria a la Calidad del Servicio de Alumbrado Público en el Perú”. Tesis, Perú, 2007.
- [4] Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, Perú, 1992.
- [5] DS N° 099-93-EM “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”, Perú, 1993.
- [6] DS N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”, Perú, 1997.
- [7] Libro Blanco “Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, Comisión MEM-OSINERG – Perú, 1992.
- [8] Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, Perú, 2006.
- [9] NERC, “Reliability Terminology”. www.nerc.com.
- [10] Roy Billinton, “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems”, University of Saskatchewan - Canadá, 1988.
- [11] Juan P. Díaz Vera. “Evaluación de la Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los Sistemas Eléctricos Competitivos”, Universidad Católica de Chile, Tesis, 2000.
- [12] Edgar Cubero C., “Regulación y Calidad del Suministro Eléctrico. Marco Legal y Normativo Técnico Costarricense”, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2005.
- [13] Juan Rivier Abbad, “Calidad del Servicio: Regulación y Optimización de Inversiones”, Pontificia Universidad de Comillas – España, 1999.

- [14] Juan Rivier Abbad, “La Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico”, Instituto de Investigación Tecnológica – España, 1999.
- [15] CIER. “Proyecto CIER 04. Sistema de Indicadores de Desempeño para Generación y Transmisión”.
- [16] OSINERGMIN, “Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión. Documento de Trabajo No 13-GFE” - Lima, 2008.
- [17] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD. Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización de los Sistemas de Transmisión”, Lima, 2006
- [18] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD. Modificación del Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización de los Sistemas de Transmisión”, Lima, 2008.
- [19] OSINERGMIN. “Informe Técnico N° 023-2007-OEE/OS. Metodología de Aplicación de Multas y Sanciones por Incumplimiento del Procedimiento para Supervisión del Performance de los Sistemas de Transmisión”. Oficina de Estudios Económicos – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Lima, 2008.
- [20] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 343-2008-OS/CD. Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”, Lima, 2008.
- [21] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 289-2009-OS/CD. Incorporan Anexos 14 y 15 en la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica”, Lima, 2009.