

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SUPERVISIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE
UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JORGE ANTONIO ORTIZ IBÁÑEZ

**PROMOCIÓN
2004 - I**

**LIMA – PERÚ
2009**

**SUPERVISIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA
OPERATIVO DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA**

A mi abuelita Eusebia que me crió desde que tenía tres años de edad y me brindó todo su apoyo y aliento para seguir una carrera profesional. Nunca te olvidaré.

SUMARIO

El presente informe describe y analiza la metodología de supervisión que viene realizando el ente regulador y supervisor del estado OSINERGMIN a los Planes de Contingencia Operativo (PCO) de sistemas de distribución que tienen las empresas concesionarias de distribución para afrontar situaciones de contingencia que afectan la continuidad del servicio eléctrico.

La supervisión se basa en la correcta elaboración del PCO, la verificación in situ del contenido del manual de procedimientos en contingencia descritos en dicho documento y la comparación de los planes de acción indicados en PCO con los planes de acción ejecutados por la empresa en el momento de la contingencia.

Los análisis y de resultados mostrados son producto de la implementación del proceso de supervisión del PCO de la empresa de distribución eléctrica ELECTROCENTRO S.A.; como consecuencia de esta supervisión se extraen algunas conclusiones y recomendaciones para la mejora del procedimiento de supervisión y actualización del PCO.

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| PRÓLOGO | 1 |
| CAPÍTULO I | 3 |
| PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 3 |
| 1.1. Antecedentes | 3 |
| 1.2. Descripción del problema..... | 3 |
| 1.3. Objetivos | 5 |
| 1.4. Alcances | 5 |
| CAPÍTULO II | 6 |
| MARCO CONCEPTUAL | 6 |
| 2.1. Plan de Contingencia Operativo..... | 6 |
| 2.1.1. Objetivos | 7 |
| 2.1.2. Definiciones | 7 |
| a) Plan de Contingencia Operativo..... | 7 |
| b) Contingencia..... | 7 |
| c) Lineamientos | 8 |
| d) Instalaciones de generación..... | 8 |
| e) Instalaciones de transmisión..... | 8 |
| f) Instalaciones de distribución | 8 |
| g) Instalaciones de sistemas eléctricos aislados..... | 9 |
| h) Elemento crítico | 9 |
| i) Situación crítica..... | 9 |
| j) Riesgo..... | 9 |
| k) OSINERGMIN..... | 9 |
| 2.2. Lineamientos para la elaboración de Planes de Contingencia Operativos en Sistemas de Distribución..... | 9 |
| 2.2.1. Diagnóstico del sistema de distribución..... | 10 |

| | |
|---|-----------|
| 2.2.2. Evaluación de la infraestructura para atender contingencias | 12 |
| 2.2.3. Evaluación de riesgos en los sistemas de distribución | 13 |
| 2.2.4. Identificación de elementos y situaciones críticas | 14 |
| 2.2.5. Elaboración del plan de acción – Manual de procedimientos en contingencia..... | 14 |
| 2.2.6. Administración y supervisión del plan de contingencia operativo | 15 |
| CAPÍTULO III..... | 17 |
| MARCO NORMATIVO | 17 |
| CAPÍTULO IV..... | 21 |
| METODOLOGÍA DE SUPERVISIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE DISTRIBUCIÓN..... | 21 |
| 4.1. Evaluación del cumplimiento de los lineamientos para la elaboración del Plan de Contingencias Operativo de Distribución..... | 21 |
| 4.2. Supervisión en campo del Plan de Contingencias Operativo de Distribución..... | 24 |
| 4.3. Seguimiento de las principales contingencias ocurridas en distribución | 24 |
| CAPÍTULO V | 26 |
| ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN..... | 26 |
| 5.1. Evaluación del cumplimiento de los lineamientos..... | 27 |
| 5.2. Supervisión en campo del Plan de Contingencias Operativo..... | 30 |
| 5.2.1. Supervisión en campo de la Unidad de Negocio Tarma | 31 |
| 5.2.2. Supervisión en campo de la Unidad de Negocio Selva Central (Chanchamayo) | 32 |
| 5.2.3. Supervisión en campo de la Unidad de Negocio Huánuco – Tingo María..... | 33 |
| 5.3. Seguimiento de contingencias en distribución ocurridas en ELECTROCENTRO S.A. | 35 |
| 5.3.1. Planes de acción previstas en el Plan de Contingencias Operativo..... | 37 |
| 5.3.2. Planes de acción ejecutados por ELECTROCENTRO | 38 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 40 |
| ANEXO A..... | 43 |
| ADMINISTRACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO | 43 |

| | |
|--|----|
| ANEXO B | 47 |
| RESOLUCIÓN ENRE 0905/1999 | 47 |
| ANEXO C | 57 |
| RESOLUCIÓN ENRE 0251/2006 | 57 |
| ANEXO D | 60 |
| DECRETO 19/2008 – REGULACIÓN DE LA GARANTÍA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA COMUNIDAD DE MADRID | 60 |
| ANEXO E | 66 |
| FOTOGRAFÍAS DE LA SUPERVISIÓN EN CAMPO DE LAS INSTALACIONES DE ELECTROCENTRO S.A. | 66 |
| ANEXO F | 70 |
| REPORTE FOTOGRÁFICO DEL EVENTO OCURRIDO EN LA S.E.T. PASCO | 70 |
| BIBLIOGRAFÍA | 73 |

PRÓLOGO

Los sistemas eléctricos están sujetos a contingencias severas que afectan la continuidad del servicio de electricidad y que perjudican a millones de usuarios de la energía eléctrica. Para reducir la duración de tales eventos, OSINERGMIN como organismo supervisor y fiscalizador de los aspectos relacionados con la prestación del servicio público de electricidad, creó procedimientos que obligan a todas las empresas del sector eléctrico presentar un Plan de Contingencia Operativo (PCO); para ello este organismo realizó un estudio sobre los puntos más resaltantes que deberían de contener estos planes, de este estudio surgieron los lineamientos para la elaboración de planes de contingencia de los sistemas eléctricos. A partir de estos lineamientos dados por OSINERGMIN, este organismo se encarga de supervisar la elaboración e implementación de dicho plan.

El propósito del presente informe es presentar y analizar los resultados obtenidos de la supervisión de un Plan de Contingencia Operativo (PCO) de una empresa de distribución eléctrica. De los resultados de la supervisión se demuestra los beneficios de contar con un PCO para la empresa concesionaria, los usuarios de energía eléctrica y el organismo regulador. Además del análisis se desprende las deficiencias que se comete por parte de la empresa en la elaboración y actualización del PCO, y por parte del organismo regulador en el procedimiento de supervisiones que realiza del PCO.

La metodología del trabajo seguido ha sido, el de recolectar toda la información referente a contingencias en los sistemas eléctricos, normas relacionadas a contingencias en sistemas eléctricos en el Perú y otros países, supervisiones realizadas a las empresas de distribución por OSINERGMIN. Luego analizar toda la información conseguida con el propósito de demostrar lo indicado anteriormente. Los resultados obtenidos de la supervisión del PCO de ELECTROCENTRO fueron gracias a la Unidad de Post Privatización de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN.

La falta de información sobre los costos por la pérdida de energía eléctrica ocasionados por una contingencia en las empresas concesionarias, producto de la no elaboración o actualización de sus planes de contingencia para sus instalaciones de distribución es una de las limitaciones del presente informe.

A continuación se detalla el contenido de cada capítulo del informe:

En el Capítulo I se presenta los antecedentes de la problemática de las contingencias en los sistemas eléctricos del Perú, asimismo se muestra los objetivos y alcances del presente informe.

En el Capítulo II, se muestra el marco conceptual relacionado a planes de contingencia de sistemas eléctricos, así como definiciones que son usados con frecuencia a lo largo del informe.

En el Capítulo III, se muestra el marco normativo en que está basado la elaboración y supervisión de los planes de contingencia de los sistemas eléctricos. También se hace una comparación con el marco legal en Argentina relativo a planes de contingencia en sistemas de distribución. Asimismo lo que indica la normativa sobre la garantía de suministro eléctrico en España, específicamente en Madrid.

En el Capítulo IV, se describe la metodología de supervisión de un Plan de Contingencia Operativo de una empresa de distribución eléctrica seguida por OSINERGMIN para verificar si la empresa concesionaria cumple o no con la implementación de un PCO para sus instalaciones de distribución.

En el Capítulo V, se presenta los análisis y los resultados del procedimiento de supervisión descritos en el capítulo anterior, efectuados al PCO de la empresa de distribución eléctrica ELECTROCENTRO S.A.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones luego del análisis realizado de los resultados de la supervisión del PCO de ELECTROCENTRO S.A.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Antecedentes

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha experimentado eventos de falta de suministro a localidades, con duraciones que han superado lo razonablemente esperado. Estos eventos han sido causados por contingencias de diversa naturaleza que provocaron salidas de servicio de componentes críticos del sistema eléctrico.

A manera de ejemplos de contingencia, se pueden mencionar interrupciones de similares características que sucedieron en las localidades de Huánuco (septiembre – 2003) porque no se contaba con un plan de contingencia debidamente actualizado, la interrupción tuvo una duración de trece días.

Otro evento que afectó a los usuarios de distribución, fue en la Unidad de Negocios Huancavelica de la empresa concesionaria de distribución ELECTROCENTRO S.A., y empresas mineras del sector. El evento se produjo el 26 de junio de 2005 a las 16:11 horas, en la Subestación Huancavelica del concesionario de Transmisión Red de Energía del Perú (REP), con el deterioro del bushing fase T del transformador de potencia T9-261 de la ciudad de Huancavelica, interrumpiéndose por dos días consecutivos el suministro de energía eléctrica a dicha ciudad y a las localidades de Angaraes, Acobamba, Congalla, Castrovirreyna. Se recuperó provisionalmente el suministro de energía eléctrica a través del empleo de grupos electrógenos de las empresas ELECTROCENTRO y REP.

1.2. Descripción del problema

La confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y las zonas aisladas del país no ha alcanzado el nivel adecuado para garantizar la continuidad del servicio que los clientes demandan.

Tales interrupciones ocasionadas por fallas de diversa naturaleza causaron perjuicios económicos a la actividad doméstica, comercial e industrial de las localidades afectadas, y a la vez, dañaron la imagen institucional de las empresas y de los organismos del sector

electricidad. Todo ello ha producido descontento de los usuarios e incomodidad de las autoridades nacionales, regionales y locales.

La problemática de las interrupciones se centra en su extensión geográfica, la frecuencia con que éstas se producen y en la duración de las mismas. En efecto, las interrupciones de mayor interés abarcan desde el suministro del área de influencia de una subestación de alta tensión que alimenta a una localidad o a una parte de una gran ciudad, hasta la interrupción a gran escala de una amplia extensión del territorio nacional cuyo suministro eléctrico proviene del SEIN.

La frecuencia de las interrupciones es variable debido a que sus causas son tanto situaciones de fuerza mayor o hechos fortuitos, los cuales no son controlables, como, también, por causas controlables derivadas del planeamiento, operación o mantenimiento defectuoso de las instalaciones del SEIN, sobre las cuales puede actuarse para limitar su ocurrencia. Sin embargo, en ambos casos, una vez ocurridas las interrupciones, su duración está supeditada a la preparación de la empresa o el conjunto de empresas involucradas, para afrontarlas y subsanarlas.

Para reducir los problemas y carencias descritas, principalmente sobre el tiempo de duración de las interrupciones, OSINERGMIN ha priorizado la elaboración de Planes de Contingencia Operativos por parte de las empresas del sector electricidad (Generación, Transmisión, Distribución y Sistemas Aislados) que las obligue a tomar provisiones para atender las interrupciones y a resolverlas lo más rápido posible.

En primera instancia las empresas presentaron sus planes de contingencia a su criterio, siendo por tanto diferentes en su estructuración, se hizo necesario uniformizarlos y sistematizarlos para cada una de las actividades eléctricas. En este sentido, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) elaboró lineamientos para su formulación, que fueron remitidos a las empresas del sector eléctrico.

La GFE realiza la supervisión de los Planes de Contingencia Operativos, para ello se han emitido procedimientos que permiten que los planes de contingencia guarden concordancia con las otras actividades supervisadas. Los procedimientos aprobados por OSINERGMIN, establecen la obligatoriedad, plazos y sanciones referidos a dichos planes; entre estos procedimientos de supervisión, se tienen el Procedimiento N° 091-2006-OS/CD (Sistema de Transmisión) y el Procedimiento N° 152-2005-OS/CD (Generación Sistemas Aislados).

1.3. Objetivos

El objetivo de este informe es presentar y analizar los resultados obtenidos de la supervisión del Plan de Contingencia Operativo de una empresa de distribución eléctrica, basado en los lineamientos dados por OSINERGMIN para la elaboración de Planes de Contingencia Operativo en los sistemas de distribución.

1.4. Alcances

La descripción de la metodología de supervisión del Plan de Contingencia Operativo se aplica a todas las empresas concesionarias de distribución. Los resultados mostrados en este informe son de la supervisión realizada a la implementación del PCO de la empresa de distribución eléctrica ELECTROCENTRO S.A.

CAPÍTULO II

MARCO CONCEPTUAL

2.1. Plan de Contingencia Operativo

Un plan de contingencia es un tipo de plan preventivo, predictivo y reactivo que presenta una estructura estratégica y operativa que ayuda a controlar una situación de emergencia y a minimizar las consecuencias negativas, proponiendo una serie de procedimientos alternativos al funcionamiento normal de una empresa u organización, cuando alguna de sus funciones usuales se ve perjudicada por una contingencia interna o externa. Por lo tanto, este plan intenta garantizar la continuidad del funcionamiento de la empresa frente a cualquier eventualidad.

El plan de contingencia es una herramienta que ayuda a que los procesos críticos de una empresa u organización continúen funcionando a pesar de una posible falla en sus sistemas. Es decir, un plan que le permite a una empresa u organización, seguir operando aunque sea al mínimo.

Para el caso de empresas eléctricas, el Plan de Contingencias Operativo es una herramienta que establece los procedimientos y planes de acción a tomar en cuenta para afrontar una falla o contingencia severa que ocurra dentro de su sistema eléctrico, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Además dentro del Plan de Contingencias Operativo, también se describen la organización, procedimientos, materiales y equipos de reserva, personal propio y contratistas requeridos para responder a los distintos tipos de contingencia que puedan ocurrir dentro del sistema eléctrico.

El PCO en los sistemas eléctricos debe cumplir la siguiente secuencia:

| | |
|---------|---|
| Antes | Prevención, mitigación, mantenimiento, preparativos, capacitación y alerta |
| Durante | Respuesta |
| Después | Rehabilitación provisional, reparación definitiva y toma de medidas para evitar la repetición de contingencias similares. |

En caso particular para el presente informe de suficiencia se tomará el caso de una empresa de distribución eléctrica. Los Planes de Contingencia Operativo de los sistemas de distribución comprenden las instalaciones de distribución de media y baja tensión incluyendo los centros de transformación de alta tensión a media tensión.

2.1.1. Objetivos

El objetivo principal del Plan de Contingencia Operativo (PCO) es prever las acciones necesarias a seguir para lograr la seguridad y eficiencia de las operaciones frente a situaciones de contingencia con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Además, el Plan de Contingencia Operativo, tiene los siguientes objetivos específicos:

- Limitar al máximo la necesidad de tomar decisiones de último momento frente a la ocurrencia de una contingencia.
- Posibilitar el suministro con un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.
- Minimizar los tiempos de reposición del servicio.
- Evitar la repetición de contingencias similares.

2.1.2. Definiciones

a) Plan de Contingencia Operativo

Documento normativo que describe en forma clara, concisa y completa los riesgos en los sistemas eléctricos, establece la infraestructura para enfrentar las contingencias, las acciones para minimizar los efectos negativos de las contingencias, así como, la organización y responsables que intervienen en la solución de las contingencias. Es elaborado por cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERGMIN. En el presente informe a este documento se le denominará como PCO.

b) Contingencia

Es una situación causada por falla interna, fenómeno natural o provocado externamente que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico.

OSINERGMIN considera como contingencia para un sistema de distribución a la falla que produce una interrupción por más de 24 horas, afectando a gran parte del sistema de distribución o cualquier parte del sistema que afecte a un determinado número de clientes.

Para definir que se ha producido una contingencia en un sistema de distribución, de manera referencial, se toma en cuenta la Tabla N° 1.1:

Tabla N° 1.1: Clasificación de una contingencia según el numero de suministros afectados

| Sistema de Distribución (N° de Suministros) | Suministros Afectados (%) |
|--|----------------------------------|
| 1 a 500,000 | 8 |
| Mayor de 500,000 | 3 |

Esta clasificación puede variar si a juicio de OSINERGMIN, la zona con interrupción de suministro eléctrico comprende cargas esenciales (hospitales, centros asistenciales, sistemas de abastecimiento de agua o saneamiento, instituciones públicas, mercados, centros de conservación de alimentos) que tienen vital importancia para el funcionamiento normal de las actividades sociales y económicas.

c) Lineamientos

Pautas determinadas por OSINERGMIN, que deben seguir las empresas concesionarias de generación, transmisión y distribución que están enlazados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y concesionarias que administran sistemas eléctricos aislados, para la elaboración de su Plan de Contingencias Operativo.

d) Instalaciones de generación

Comprende los componentes de las centrales de generación hidráulica y térmica.

e) Instalaciones de transmisión

Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio iguales o mayores a 30 kV.

f) Instalaciones de distribución

Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio menores de 30 kV.

g) Instalaciones de sistemas eléctricos aislados

Comprende los componentes de las centrales de generación hidráulica y/o térmica enlazadas con instalaciones de transmisión y/o distribución, que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

h) Elemento crítico

Componente de un sistema eléctrico cuya ausencia o falla puede producir una contingencia.

i) Situación crítica

Evento natural o accidental cuya ocurrencia puede producir una contingencia.

j) Riesgo

Probabilidad de ocurrencia de un fenómeno (natural o tecnológico) potencialmente dañino y por un período específico.

k) OSINERGMIN

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

2.2. Lineamientos para la elaboración de Planes de Contingencia Operativos en Sistemas de Distribución

Las empresas concesionarias de distribución, deben presentar un Plan de Contingencia Operativo para su sistema de distribución (instalaciones de media y baja tensión), siguiendo unas pautas señaladas por OSINERGMIN para la correcta elaboración de dicho plan.

En la Figura 2.1 se muestra un diagrama de flujo para la elaboración de un Plan de Contingencia Operativo, siguiendo los lineamientos dados por OSINERGMIN.

El Plan de Contingencia que se confeccione debe ser factible y adaptado a la realidad de cada empresa. La elaboración de este plan consta de los siguientes lineamientos:

- Diagnóstico del sistema de distribución
- Evaluación de la infraestructura para atender contingencias
- Evaluación de riesgos en el sistema de distribución.
- Identificación de elementos y situaciones críticas del sistema.

- Elaboración del plan de acción.
- Administración y supervisión del Plan de Contingencia Operativo.

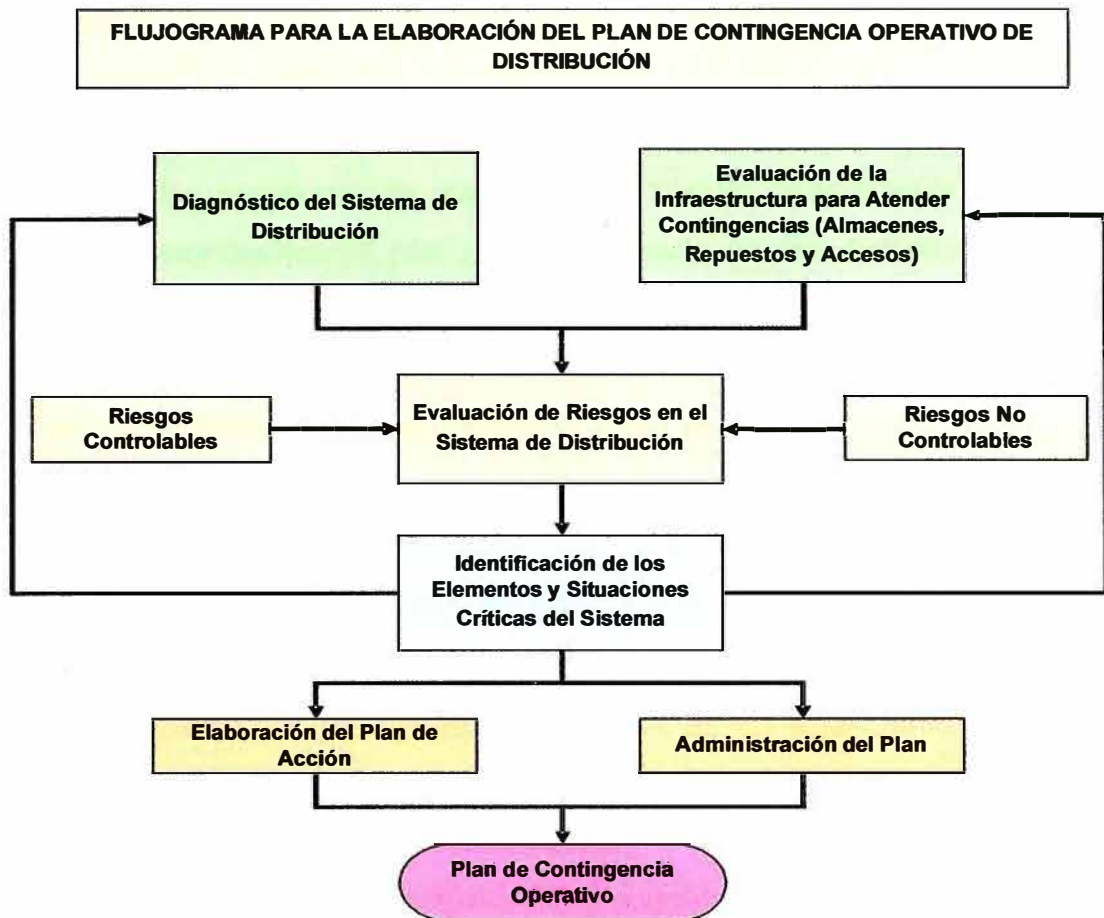


Fig. 2.1: Diagrama de flujo para la elaboración de un Plan de Contingencia Operativo de Distribución

2.2.1. Diagnóstico del sistema de distribución

Para la identificación de los elementos y situaciones críticas dentro de un sistema de distribución y determinar las contingencias más probables que se pueden presentar, es necesario primero hacer un análisis detallado y exhaustivo del sistema de distribución, con tal fin se realiza un diagnóstico del mismo que consiste de los siguientes pasos:

a) Descripción general del sistema de distribución

Se describe en forma general el área de concesión donde la empresa brinda suministro de electricidad, la ubicación geográfica y las principales características de la concesión, precisando al extensión de las redes primarias y secundarias, se presenta el diagrama unifilar del sistema ubicando todas las subestaciones de transformación, señalando sus capacidades.

b) Caracterización de la oferta y la demanda

Se realizará un análisis de las principales características de la demanda y oferta en el área de concesión de la empresa distribuidora, asimismo debe indicarse el número de clientes atendidos, clasificados según su tipo y/o tamaño. También se examinará el diagrama de carga típico según los sectores de consumo.

c) Análisis de los programas de mantenimiento

El análisis de los programas de mantenimiento de las instalaciones del sistema de distribución es muy importante para verificar el grado de cumplimiento que la empresa realiza de dichos programas, para así detectar las fallas u omisiones de mantenimiento que podrían llevara a una contingencia en el futuro. Para verificar esto se debe revisar la ejecución de las actividades de mantenimientos siguientes:

- Inspecciones del estado de estructuras de soporte, líneas y accesorios de las redes aéreas primarias y secundarias.
- Inspección de las redes primarias y secundarias subterráneas.
- Inspección de subestaciones de transformación.
- Mantenimiento de los principales componentes de las subestaciones (interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos, etc.).

d) Análisis de fallas en el sistema de distribución

Se efectuará un análisis de las principales fallas ocurridas en el sistema de distribución en los últimos años.

Las fallas que se deben examinar son las que hayan producido una interrupción a localidades o centros poblados de más de mil suministros con una duración mayor a 24 horas. La finalidad del análisis es obtener conclusiones de los eventos más notables que hayan sucedido en la empresa en cuanto al comportamiento del sistema logístico, actuación del personal y manejo operativo de las situaciones de emergencia., determinando la secuencia de eventos que produjeron la falla, las causas que la provocaron y las medidas correctivas que se adoptaron, las dificultades que se enfrentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio, todo ello con el fin de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencia.

e) Análisis de flujo de carga

Este análisis se realiza con el fin de averiguar la sobrecarga en las redes y subestaciones de transformación que pueden conducir a una contingencia, cuando se dan las condiciones más desfavorables en el sistema.

2.2.2. Evaluación de la infraestructura para atender contingencias

Las empresas concesionarias de distribución deben contar con medios de repuesta en sus instalaciones para poder afrontar una contingencia, para ello se debe realizar un examen del equipamiento de reserva, repuestos, equipos de mantenimiento, sistema logístico y personal suficiente y calificado para la atención de las contingencias. La evaluación comprende las siguientes actividades:

a) Revisión del equipamiento de reserva y repuestos disponibles

Para ello la empresa debe analizar lo siguiente:

- Existencia de los principales equipos para las redes primarias y secundarias de distribución (postes, cables, transformadores, etc.);
- Existencia de repuestos para los principales componentes de las subestaciones de transformación;
- Verificación de la condición y operatividad de los repuestos;
- Verificación del grado de estandarización de los repuestos;
- Verificación de la suficiencia de la cantidad de unidades de reserva y repuestos para satisfacer las necesidades de toda la empresa;
- Ubicación de los repuestos o equipos de reserva y las facilidades o dificultades de acceso para su traslado.

b) Análisis de la capacidad operativa de los grupos humanos disponibles

Para evaluar la capacidad del personal que debe efectuar reparaciones en el sistema, se examina lo siguiente:

- Si la cantidad de personal es suficiente para atender las contingencias o si será necesario contar con personal de apoyo de otros lugares de la empresa;
- El grado de conocimiento que el personal tiene del sistema de distribución y su experiencia en trabajos similares;
- La existencia de contratos y convenios con empresas proveedoras de servicios de mantenimiento que puede brindar apoyo en casos de contingencia.

c) Examen del sistema logístico

La empresa de distribución para comprobar si está preparado para atender las situaciones de contingencia con la prontitud y eficacia necesarias, debe contar por lo menos con lo siguiente:

- Procedimientos para adquisición de repuestos, equipos y materiales;

- Facilidades para el transporte de equipo y personal disponibles en el interior de la empresa con unidades propias y en el exterior de la empresa a través de contratos con empresas de servicios;
- Accesos a las redes y subestaciones;
- Verificación con anticipación que la empresa tenga los permisos y licencias necesarios para el transporte de equipos y materiales, así como la existencia de vías alternas.

d) Revisión de la existencia de generación alternativa

Para suministrar temporalmente energía a la mayor parte de las cargas interrumpidas mediante el uso de unidades de generación de emergencia (grupos electrógenos fijos o móviles), se debe revisar si la empresa tiene contratos o convenios con terceros que puedan suministrar este servicio.

Además se debe realizar un análisis de la generación distribuida que existe dentro del ámbito de la concesión para detectar las fuentes de generación que pueden suplir energía a la red en caso de emergencia.

e) Revisión de los canales de comunicación

Los canales de comunicación con las que cuenta la empresa deben ser capaces de soportar las exigencias de un Plan de Contingencias Operativo.

f) Revisión de convenios con terceras empresas del sector eléctrico

Los convenios deben contemplar el apoyo con equipamiento de reserva, repuestos y otras facilidades en caso de contingencias.

2.2.3. Evaluación de riesgos en los sistemas de distribución

La evaluación de riesgos en los sistemas de distribución es el proceso de estimar la probabilidad de la ocurrencia una contingencia y la magnitud de los efectos e impactos adversos que la misma produce sobre el suministro de energía, las instalaciones, la salud y el medio ambiente durante un lapso específico de tiempo. Para ello la empresa efectuará un análisis basado en la intuición, experiencia y otros métodos de observación directa de las personas que conocen el sistema.

Para efectuar la evaluación de riesgos se identificarán los peligros a que están sometidas las instalaciones y se estimará la magnitud de dichos peligros para evaluar si el riesgo puede ser controlado o si provocará una contingencia.

La evaluación de riesgos abarcará los siguientes aspectos:

- Riesgos en las estructuras de soporte de las redes primarias y secundarias;

- Riesgos sobre las subestaciones de transformación y equipos de maniobra y seccionamiento;
- Riesgos que proceden de los agentes urbanos como el tráfico, las construcciones, instalaciones de agua y desagüe, etc.

2.2.4. Identificación de elementos y situaciones críticas

Con la base de la información obtenida en el diagnóstico realizado, la evaluación de riesgos, se identificarán los elementos del sistema de distribución que sean críticos porque pueden provocar una contingencia.

Por cada uno de los elementos críticos se deberá describir las causas que pueden producir su falla, estimar la probabilidad de ocurrencia, estimar la cantidad de potencia o energía que se dejará de suministrar y la duración de la restricción hasta el reemplazo o reparación del elemento.

2.2.5. Elaboración del plan de acción – Manual de procedimientos en contingencia

La empresa concesionaria de distribución definirá las contingencias más probables de ocurrir en sus sistemas, describiendo sus principales características (causas, duración, restricciones, etc.).

Luego se confeccionará un plan de acción detallado para cada una de las contingencias definidas anteriormente. Todos los planes de acción conformarán el manual de procedimientos en contingencia. Este manual contendrá por lo menos lo siguiente:

- a) La organización que dirigirá la ejecución del plan de contingencia.
- b) Procedimientos para cuantificar, confirmar y precisar la naturaleza de la contingencia debiéndose incluir las pruebas, investigación de antecedentes y mediciones con el fin de lograr un conocimiento cabal de la contingencia y hacer una evaluación precisa de los daños causados por la misma.
- c) Procedimientos para suministrar energía provisionalmente a la mayor cantidad de clientes posible con una calidad aceptable. Se deberá proponer procedimientos por lo menos para:
 - Efectuar conexiones provisionales cambiando la configuración temporalmente;
 - Poner en servicio grupos de generación de emergencia;
 - Poner en servicio unidades que pertenezcan a la generación distribuida.

- d) Procedimientos para recuperar la plena capacidad de suministro de energía, con estimación de los tiempos de ejecución de cada actividad (cronograma) comprendiendo además:
- Formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
 - Ubicación de repuestos o reservas y equipos para reparación;
 - Traslado de equipos de reserva y de equipos y materiales para reparaciones; descripción de las rutas y vías de acceso;
 - Instalación de los equipos de reemplazo;
 - Ejecución de obras de reparación;
 - Pruebas;
 - Reposición del servicio normal.
- e) Para las contingencias más complejas en cuya solución intervienen varios grupos de trabajo y sea necesario coordinar varios procedimientos, se deberá presentar un diagrama de control PERT-CPM o similar a fin de determinar rutas críticas y optimizar el uso de los recursos.
- f) La relación de repuestos y equipos de reserva que la empresa dispone para atender contingencias tanto en sus propios almacenes como en los de empresas similares del sector eléctrico.
- g) Directorio telefónico y de direcciones para ubicar al personal propio de la empresa y de contratistas y proveedores, autoridades del gobierno local y funcionarios de entidades públicas y privadas que sean de utilidad para la solución de las contingencias.

2.2.6. Administración y supervisión del plan de contingencia operativo

La empresa concesionaria de distribución debe diseñar una organización temporal que entrará en funciones al momento de ocurrir una contingencia. Asimismo diseñará un procedimiento a seguir para declarar la situación de contingencia. En el Anexo A se muestra, como una referencia, la organización básica recomendada por OSINERGMIN para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

La empresa concesionaria de distribución deberá nombrar a la persona o área funcional que supervisará la formulación y la ejecución del plan de contingencia, se procurará que esta función sea ejercida por los niveles más altos de la organización.

El plan de contingencia también contendrá los mecanismos para evaluar cualitativa y cuantitativamente su propio funcionamiento y eficacia, por ejemplo mediante la realización de simulacros.

CAPÍTULO III

MARCO NORMATIVO

OSINERGMIN con el propósito de establecer el procedimiento que deben seguir las empresas concesionarias de generación, transmisión, distribución y sistemas aislados, elaboró procedimientos que obligan a dichas empresas a confeccionar su plan de contingencias operativo, para identificar los elementos y situaciones críticas de sus instalaciones eléctricas, ante la eventualidad de una falla por causas varias y tenga una duración mayor a 12 horas en las instalaciones eléctricas de transmisión y mayor de 24 horas en los sistemas aislados y distribución.

Los Planes de Contingencias Operativo, están incluidos por ahora como un punto en los siguientes procedimientos aprobados de: OSINERG N° 152-2005-OS/CD (Supervisión de la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados) y OSINERG N° 091-2006-OS/CD (Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas Eléctricos de Transmisión) y existe reporte de información de las instalaciones eléctricas de distribución por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCSE y ampliada el requerimiento de información en el Procedimiento OSINERG-074-2004-OS/CD (Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos).

En el año 2006, OSINERGMIN remitió oficios a todas las empresas concesionarias con el fin de que éstos presenten su Plan de Contingencias Operativo. Este plan debería de ser elaborado de acuerdo a los lineamientos de OSINERGMIN que fue enviado como anexo en dichos oficios.

Los plazos de presentación del PCO y/o actualización del mismo para las empresas concesionarias de generación, distribución y sistemas aislados son de dos años, y para las empresas transmisoras las normas indican que es cada año. La presentación y/o actualización del PCO se efectuará hasta el último día hábil del mes de diciembre.

OSINERGMIN, a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica se encarga de supervisar la oportuna y correcta elaboración del PCO sobre la base de la información proporcionada por las empresas.

La base legal en que se basa la supervisión de la implementación de los Planes de Contingencia Operativos de las empresas eléctricas del país por parte de OSINERGMIN, son las siguientes:

- Ley N° 27332 – Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en servicios públicos.
- Ley N° 27669 – Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERG.
- Ley N° 28151 – Ley que modifica diversos artículos de la Ley N° 26734, Ley de creación de OSINERG.
- Decreto ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 009-93-93-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.
- Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistema Eléctricos, aprobado por Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD.
- Procedimiento para la supervisión y fiscalización del Performance de los Sistemas Eléctricos de transmisión, aprobado por resolución OSINERG N° 091-2006-OS/CD.
- Procedimiento para la Supervisión de la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados, aprobado por Resolución OSINERG N° 152-2005-OS/CD.
- Lineamientos de Procedimientos de Plan de Contingencias Operativo de Generación, Transmisión, Distribución y Sistemas Aislados.
- Procedimiento de Fiscalización y Subsanación de Deficiencias en instalaciones de Media Tensión y Subestaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública, aprobado por Resolución OSINERG N° 011-2006-OS/CD y Modificatorias.
- Procedimiento para Supervisar la verificación de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de generación del SEIN, aprobado por Resolución OSINERG N° 316-2005-OS/CD.

En otros países de Sudamérica, Argentina con respecto a plan de contingencias para las empresas distribuidoras establece algo similar al marco normativo del Perú, pues el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) hace mención a emergencias en distribución a través de la Resolución ENRE 0905/1999 (Boletín Oficial N° 29.196,

Miércoles 28 Julio 1999, p.31.). Esta resolución se aplica sólo a las empresas concesionarias de distribución EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

En la resolución, se aprobó como anexo “Los Contenidos Básicos de Los Planes de Emergencia de las Empresas de Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica”.

Prácticamente los objetivos y los contenidos básicos de los Planes de Emergencia para las empresas concesionarias de distribución de Argentina son muy similares a los lineamientos dados por OSINERGMIN para la elaboración de los Planes de Contingencia Operativos para las empresas distribuidoras del Perú. Estos contenidos básicos que debería tener el Plan de Emergencias de las empresas distribuidoras argentinas, son las siguientes:

- Manual General de Emergencia y procedimientos escritos requeridos para enfrentar situaciones de emergencia más críticas.
- Ámbito geográfico del plan.
- Análisis de riesgos.
- Organización funcional de Emergencias.
- Responsabilidades.

Cabe indicar que mediante Resolución ENRE 0251/2006 (Boletín Oficial N° 30.869, lunes 20 de marzo de 2006, p. 34.), se modificó el artículo 4 de la Resolución ENRE 0905/1999, por el cual se indica que los Planes de Emergencias deberán ser actualizados y revalidados una vez al año por un organismo o entidad de certificación de Sistemas de Calidad IRAM 3800, ISO 9000 e/o ISO 14000 de reconocido prestigio e independencia. Este aspecto es muy interesante porque acá no se obliga a las empresas distribuidoras a realizar una auditoría para evaluar la eficacia y funcionamiento del Plan de Contingencia Operativo.

La Resolución ENRE 0905/1999 y ENRE 0251/2006 se encuentran en el Anexo B y Anexo C respectivamente.

En España se ha establecido mediante el Decreto 19/2008, de 13 de Marzo, la regulación de la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid, Ley 2/2007 modificada por la Ley 4/2007 del 13 de Diciembre 2007, que tiene por objeto “Regular requisitos Adicionales de Garantía de Suministro de energía eléctrica en la misma, como elemento esencial para el Desarrollo Económico de la región” atendiendo asimismo al derecho de todos los ciudadanos a que dicho suministro les sea debidamente garantizado.

La Ley 17/2007 del 4 de Julio 2007, que modifica la Ley 54/1997 del 27 de noviembre 1997 del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en el párrafo anterior, ha supuesto la

división de la red de transporte de energía eléctrica en dos redes diferenciadas, la red de transporte primario y la red de transporte secundario, integrada por las instalaciones de tensiones nominales iguales o inferiores a 220 kV.

Las empresas distribuidoras, deberán presentar ante el órgano competente en materia de energía, antes del 15 de Octubre de cada año, un programa periódico de medios humanos y materiales e inversiones en el que se describan las acciones que vayan a realizar en el año en curso, en el conjunto de la red de distribución de energía eléctrica existente en la Comunidad de Madrid, haciendo especial referencia a las medidas adoptadas para garantizar el suministro eléctrico en caso se produzcan incidencias de importancia de la misma.

En su contenido el Decreto 19/2008 (Anexo D), trata sobre temas de:

- Medios materiales y personales.
- Registro de incidencias.
- Atención de incidencias.
- Tiempos máximos de reposición y normalización del servicio.
- Diseño de subestaciones.
- Potencia de transformación.
- Equipos auxiliares de emergencia.
- Mantenimiento.
- Inspecciones periódicas.
- Inspecciones por órganos de la administración.
- Comunicación de incidencias en el suministro.
- Autorizaciones provisionales.
- Registro y archivo.
- Comunicación.
- Actualización de la información suministrada.
- Infracciones y sanciones.
- Adaptación de medios materiales.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE SUPERVISIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE DISTRIBUCIÓN

OSINERGMIN como Organismo supervisor y fiscalizador del sector Energía y Minería, tiene como una de sus funciones el velar por el cumplimiento de la normativa que regula la calidad y la eficiencia del servicio eléctrico brindado al usuario; tal como lo establece el artículo 5° de la ley 26734. En consecuencia es el organismo que a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) se encarga de supervisar la oportuna y correcta elaboración del Plan de Contingencias Operativo. Para ello dicho organismo tiene procedimientos propios que establece la información necesaria que deben entregar las empresas concesionarias de generación, transmisión, distribución y generación en sistemas aislados, en sus Planes de Contingencias Operativos (PCO). La Supervisión se realiza por cada tipo de empresa (generación, transmisión, distribución y generación en sistemas aislados).

Básicamente la metodología de supervisión de la implementación del Plan de Contingencias Operativo, consiste de 3 fases: Evaluación del documento PCO presentado a OSINERGMIN, supervisión en campo y seguimiento de las principales contingencias ocurridas en la empresa. A continuación se detalla cada una de las fases de supervisión de un Plan de Contingencia Operativo para una empresa del sector de distribución:

4.1. Evaluación del cumplimiento de los lineamientos para la elaboración del Plan de Contingencias Operativo de Distribución

Las empresas concesionarias de distribución reportan sus “Planes de Contingencia Operativos” de sus sistemas eléctricos cada dos años. OSINERGMIN a través de la Unidad Post Privatización de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, procede a evaluar el documento PCO basado en los lineamientos dados por OSINERGMIN para la formulación de los Planes de Contingencia Operativo de Sistemas de Distribución.

Para la evaluación del PCO se considera lo siguiente:

- Cumplimiento de un mínimo de puntos considerados básicos de los lineamientos;

- Cumplimiento obligatorio de la presentación de los “Elementos con riesgos críticos” del sistema eléctrico de distribución;
- Cumplimiento obligatorio de la presentación de “Elaboración del Plan de Acción – Manual de Procedimientos en Contingencias”;
- Presentación de su organización y relación detallada (nombres, cargos y teléfono) de responsables para atender contingencias.

En la Tabla N° 4.1 se muestra el resumen de los principales aspectos a evaluar de un Plan de Contingencias Operativo de una empresa distribuidora.

Luego de la revisión de los planes de contingencia y su respectiva evaluación por parte de las unidades de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, se procede a formular observaciones de dichos planes que no cumplen con los pautas dadas por OSINERGMIN. Estas observaciones son trasladadas a las empresas, solicitando se subsanen y se presenten nuevamente de acuerdo a los lineamientos.

Si alguna empresa no cumple con su obligación de presentar su PCO en el plazo establecido, la Unidad Post Privatización coordina con el área legal de la GFE con respecto a la sanción por este incumplimiento.

Tabla N° 4.1: Principales aspectos a evaluar de un Plan de Contingencias Operativo de Distribución

| | |
|--|---|
| <p>1. Diagnóstico del sistema de distribución</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Descripción general del sistema de distribución. • Caracterización de la oferta y la demanda. • Análisis de los programas de mantenimiento. • Análisis de fallas en el sistema de distribución. • Análisis de flujo de carga. |
| <p>2. Evaluación de la infraestructura para atender contingencias</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Equipamiento de reserva y repuestos disponibles. • Capacidad operativa de los grupos humanos disponibles. • Sistema logístico para atender contingencias con prontitud y eficacia. • Planos de las redes de agua y desagüe, redes telefónicas, de cable, etc. • Existencia de generación alternativa. • Canales de comunicación • Terceras empresas del sector eléctrico que pueden brindar apoyo en casos de contingencia. |
| <p>3. Evaluación de riesgos en el sistema de distribución</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Riesgos en las estructuras de soporte de las redes primarias y secundarias. • Riesgos sobre las subestaciones de transformación y equipos de maniobra y seccionamiento. • Riesgos que proceden de los agentes urbanos como el tráfico, las construcciones, instalaciones de agua y desagüe. |
| <p>4. Identificación de elementos y situaciones críticas</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Identificación de líneas y transformadores que se consideren críticos. • Descripción de causas que pueden producir la falla. • Estimación de probabilidad de ocurrencia. • Estimación de potencia y energía que se dejará de suministrar. • Duración de la restricción hasta el reemplazo o reparación del elemento. |
| <p>5. Elaboración del plan de acción – manual de procedimientos en contingencia</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Organización que dirigirá ejecución de plan de contingencias. • Procedimientos para cuantificar, confirmar y precisar naturaleza de la contingencia. • Procedimientos para brindar un suministro provisional a la mayor cantidad de clientes afectados. • Procedimientos para recuperar la plena capacidad del suministro eléctrico. • Presentación de diagrama de control PERT-CPM para contingencias complejas. • Relación de repuestos y equipos de reserva disponibles en propios almacenes y otras empresas. • Directorio telefónico y direcciones del personal, contratistas, proveedores, autoridades locales y funcionarios de entidades públicas y privadas. |
| <p>6. Administración del plan de contingencia operativo</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Organización temporal. • Procedimiento para declarar situación de contingencia. • Designación de persona o área funcional que hará seguimiento. • Mecanismos para evaluar de manera cualitativa y cuantitativa su propia eficacia y funcionamiento. |

4.2. Supervisión en campo del Plan de Contingencias Operativo de Distribución

La supervisión en campo se realiza en función de la evaluación de los PCO, mediante las cuales se prioriza las supervisiones en campo a las instalaciones de los sistemas eléctricos de distribución. Lo expuesto no exceptúa la realización de inspecciones imprevistas ante eventos extraordinarios. De ser el caso, se designan los supervisores necesarios para que se constituyan en la zona de la contingencia, para que informen sobre sus causas, impactos sociales – económicos, y para verificar las acciones que hayan sido dispuestas.

El objetivo de una supervisión en campo es verificar la implementación del Plan de Contingencias Operativo de la empresa concesionaria de distribución y comprobar si se cumple con lo indicado en su PCO presentado a OSINERGMIN, para ello se comprueba in situ: las instalaciones, almacenes, equipos y herramientas, personal responsable, etc.

Principalmente en una supervisión en campo se verifica los siguientes aspectos:

- Las instalaciones donde se encuentran los elementos críticos del sistema, para comprobar los datos consignados en el PCO.
- La existencia de los equipos de reserva, equipamiento para mantenimiento, equipos menores y materiales en almacenes y subestaciones.
- Transformadores de potencia en reserva, si es que la empresa lo declaró en el PCO.
- Generación alternativa de emergencia que tenga la empresa para casos de contingencia.
- Grado de conocimiento del personal sobre el plan de contingencia para afrontar una contingencia, a través de entrevistas con el personal responsable designado en el PCO.
- El sistema logístico.
- Medios de comunicación con los que cuenta la empresa.
- Obras de ampliación o mejora de las instalaciones, si hubiese. Estas modificaciones del sistema deberán ser actualizadas en el PCO.

4.3. Seguimiento de las principales contingencias ocurridas en distribución

OSINERGMIN a través de la Unidad Post Privatización también se encarga de hacer el seguimiento de una contingencia o falla severa ocurrida en el sistema de una empresa distribuidora que interrumpe el suministro normal de energía, afectando de esta manera a usuarios de la energía eléctrica.

La empresa declara la situación de contingencia, procede a comunicar la contingencia y los planes de acción adoptados para afrontar dicha contingencia a OSINERGMIN. La Unidad de Post Privatización verifica que los planes de acción tomados para afrontar la

contingencia estén de acuerdo a lo reportado en el documento PCO y no sean elaborados sólo para cumplir la normatividad. También informa a determinados funcionarios de OSINERGMIN sobre las previsiones que ha dispuesto cada empresa para afrontar y subsanar en el menor tiempo posible la falla de algún elemento de su sistema considerado críticos aplicando sus respectivos planes de acción.

El seguimiento se realiza para mantener controlado y organizado el uso de los planes de contingencia, y para detectar fallas en la ejecución del PCO, para poder así subsanarlos en futuras contingencias, de esta manera se puede solicitar la actualización o mejora del PCO. Por lo tanto en esta fase se supervisa la capacidad de respuesta de la empresa cuando se presente una falla crítica o situación crítica en el sistema (actividades provisionales para la recuperación del servicio eléctrico y actividades de recuperación plena del servicio eléctrico).

La GFE dispone de una estación de monitoreo en tiempo real (SCADA), la que entre otras tareas, permite monitorear las acciones que se dispongan para el restablecimiento del servicio cuando se haya producido una interrupción.

CAPÍTULO V

**ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN DEL
PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE UNA EMPRESA DE
DISTRIBUCIÓN**

La selección de la empresa para ser supervisada se eligió de las empresas que presentaron por primera vez su PCO, a solicitud de OSINERGMIN en el año 2006 (diciembre), estos planes serían válidos por dos años. En la Tabla N° 5.1 se muestra las empresas que cumplieron con la presentación del documento PCO.

Tabla N° 5.1: Presentación de PCO de las empresas distribuidoras

| Ítem | Empresa de Distribución Eléctrica | Fecha de Presentación de PCO |
|-------------|--|-------------------------------------|
| 1 | ADINELSA | No presentó |
| 2 | COELVISAC | No presentó |
| 3 | EDECAÑETE | 08/11/2006 |
| 4 | EDELNOR | 30/10/2006 |
| 5 | ELECTRO ORIENTE | 01/07/2006 |
| 6 | ELECTROPUNO | No presentó |
| 7 | ELECTROSUR | 31/10/2006 |
| 8 | ELECTROSURESTE | 10/11/2006 |
| 9 | ELECTRO SUR MEDIO | 01/12/2006 |
| 10 | ELECTRO UCAYALI | 03/11/2006 |
| 11 | ELECTROCENTRO | 03/11/2006 |
| 12 | ELECTRONOROESTE | 07/11/2006 |
| 13 | ELECTRONORTE | 07/11/2006 |
| 14 | ELECTRO TOCACHE | No presentó |
| 15 | EMSEMSA | No presentó |
| 16 | EMSEU | No presentó |
| 17 | HIDRANDINA | 13/11/2006 |
| 18 | LUZ DEL SUR | 03/11/2006 |
| 19 | SEAL | 10/11/2006 |
| 20 | SERSA | No presentó |

Del cuadro anterior se observa que la mayoría de empresas que tienen mayor cantidad de suministros presentaron su PCO, mientras que las empresas denominadas chicas por atender pequeña cantidad de clientes no cumplieron con lo solicitado por OSINERGMIN. La aplicación de la metodología aplicada en la supervisión de un plan de contingencias operativo, se efectuó en la empresa de distribución eléctrica ELECTROCENTRO S.A.

La empresa de distribución ELECTROCENTRO fue seleccionada porque dicha empresa brinda servicio de suministro eléctrico en el interior del país y además porque la configuración de su sistema predominantemente es radial como lo es en la mayoría de las redes eléctricas en el interior del país, lo que no sucede en Lima. ELECTROCENTRO es una de las más importantes empresas distribuidoras después de Luz del Sur y Edelnor, pues cuenta con más de 474 mil clientes, su área de concesión abarca 6,303 km², cubre las regiones de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica y Ayacucho, por ello ha dividido geográficamente su área en 6 unidades de negocio: Huánuco – Tingo María, Tarma – Pasco, Selva Central, Huancayo – Valle del Mantaro, Huancavelica y Ayacucho.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la supervisión al Plan de Contingencias Operativo de ELECTROCENTRO S.A.:

5.1. Evaluación del cumplimiento de los lineamientos

Los resultados de la evaluación del Plan de Contingencia Operativo de los sistemas de distribución de ELECTROCENTRO S.A. se basa en el primer PCO presentado por dicha empresa a OSINERGMIN (noviembre – 2006), según la normativa este PCO fue válido por dos años, es decir los años 2007 y 2008. Esta evaluación fue realizada por la Unidad Post Privatización de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE).

Para la calificación, se tomó en cuenta el cumplimiento de los lineamientos dados por OSINERGMIN para elaborar los PCO para sistemas de distribución. Para dicha evaluación, la GFE elaboró un formato de evaluación donde se detallan los puntos más importantes a ser examinados durante la revisión del PCO.

En la Tabla N° 5.2, se muestran los resultados obtenidos de la evaluación del PCO de los sistemas de distribución de ELECTROCENTRO S.A.:

Tabla N° 5.2: Evaluación del Plan de Contingencia Operativo de la empresa de distribución ELECTROCENTRO S.A. – (PCO año 2006)

| ÍTEM | DESCRIPCIÓN | CUMPLIMIENTO | | | ELC |
|----------|---|--------------|---------|----|-----|
| | | SÍ | PARCIAL | NO | |
| 1 | Diagnóstico del Sistema de Distribución | | | | |
| 1.1 | Descripción General del Sistema de Distribución | | | | |
| 1.1.1 | Ubicación geográfica | X | | | SÍ |
| 1.1.2 | Principales características de la concesión, precisando la extensión y límites de las redes primarias y secundarias | | X | | P |
| 1.1.3 | Diagrama Unifilar | X | | | SÍ |
| 1.2 | Caracterización de la Oferta y Demanda | | | | |
| 1.2.1 | Principales características de la demanda y oferta en el área de concesión | X | | | SÍ |
| 1.2.2 | Número de clientes atendidos, clasificándolos según su tipo y/o tamaño | X | | | SÍ |
| 1.2.3 | Diagrama de carga típico según los sectores de consumo | X | | | SÍ |
| 1.2.4 | Diagrama de carga del día de máxima demanda del año anterior | X | | | SÍ |
| 1.2.5 | Proveedores de la energía en bloque | | | X | NO |
| 1.2.6 | Principales características de sus contratos de suministro | | | X | NO |
| 1.3 | Análisis de los Programas de Mantenimiento | | | | |
| 1.3.1 | Reportes de inspecciones del estado de las estructuras de soporte, líneas y accesorios | | | X | NO |
| 1.3.2 | Programas de mantenimiento y reportes de inspección de redes primarias y secundarias subterráneas | | | X | NO |
| 1.3.3 | Reportes de inspección de subestaciones de transformación | | | X | NO |
| 1.3.4 | Inspección y verificación del estado de los sistemas de puesta a tierra | | | X | NO |
| 1.3.5 | Relación de inspecciones, reparaciones y/o cambios de los principales componentes | | | X | NO |
| 1.4 | Análisis de Fallas en el Sistema de Distribución | X | | | SÍ |
| 1.5 | Análisis de Flujo de Carga | X | | | SÍ |
| 2 | Evaluación de la Infraestructura para atender Contingencias | | | | |
| 2.1 | Equipamiento de reserva y repuestos disponibles | X | | | SÍ |
| 2.2 | Capacidad operativa de los grupos humanos disponibles | X | | | SÍ |
| 2.3 | Sistema logístico para atender contingencias con prontitud y eficacia | | X | | P |
| 2.4 | Planos de las redes de agua y desagüe, redes telefónicas, de cable, etc. | | X | | P |
| 2.5 | Existencia de generación alternativa | X | | | SÍ |
| 2.6 | Canales de comunicación | X | | | SÍ |
| 2.7 | Terceras empresas | X | | | SÍ |
| 3 | Evaluación de Riesgos en el Sistema de Distribución | | | | |
| 3.1 | Riesgos en las estructuras de soporte de las redes primarias y secundarias | X | | | SÍ |
| 3.2 | Riesgos sobre las subestaciones de transformación y equipos de maniobra y seccionamiento | X | | | SÍ |
| 3.3 | Riesgos que proceden de los agentes urbanos como el tráfico, las construcciones, instalaciones de agua y desagüe | X | | | SÍ |
| 4 | Identificación de Elementos y Situaciones Críticas | | | | |
| 4.1 | Identificación de líneas y transformadores que se consideren críticos | X | | | SÍ |
| 4.2 | Descripción de causas que pueden producir la falla | X | | | SÍ |
| 4.3 | Estimación de probabilidad de ocurrencia | X | | | SÍ |
| 4.4 | Estimación de potencia y energía que se dejara de suministrar | X | | | SÍ |

| ÍTEM | DESCRIPCIÓN | CUMPLIMIENTO | | | ELC |
|---------------------------------|--|--------------|---------|----|-----|
| | | SÍ | PARCIAL | NO | |
| 4.5 | Duración de la restricción hasta el reemplazo o reparación del elemento | X | | | SÍ |
| 5 | Elaboración del Plan de Acción - Manuales de Procedimientos en Contingencia | | | | |
| 5.1 | Organización que dirigirá ejecución de plan de contingencias | X | | | SÍ |
| 5.2 | Procedimientos para cuantificar, confirmar y precisar naturaleza de la contingencia | X | | | SÍ |
| 5.3 | Procedimientos para brindar un suministro provisional a la mayor cantidad de clientes afectados | X | | | SÍ |
| 5.4 | Procedimientos para recuperar la plena capacidad del suministro eléctrico | X | | | SÍ |
| 5.5 | Presentación de diagrama de control PERT-CPM para contingencias complejas | | | X | NO |
| 5.6 | Relación de repuestos y equipos de reserva disponibles en propios almacenes y otras empresas | X | | | SÍ |
| 5.7 | Directorio telefónico y direcciones | X | | | SÍ |
| 6 | Administración del Plan de Contingencia Operativo | | | | |
| 6.1 | Organización temporal | X | | | SÍ |
| 6.2 | Procedimiento para declarar situación de contingencia | X | | | SÍ |
| 6.3 | Designación de persona o área funcional que hará seguimiento | X | | | SÍ |
| 6.4 | Mecanismos para evaluar de manera cualitativa y cuantitativa su propia eficacia y funcionamiento | X | | | SÍ |
| Total Lineamientos cumplidos | | | | | 31 |
| Total Lineamientos no cumplidos | | | | | 8 |
| Total lineamientos incompletos | | | | | 3 |
| % cumplimiento | | | | | 74% |

De la Tabla N° 5.2, se observa que el documento PCO elaborado por ELECTROCENTRO para sus sistemas de distribución es conforme, pues cumple con la mayoría de los puntos exigidos por OSINERGMIN (74%); además cumple con los puntos de cumplimiento obligatorio ya mencionados anteriormente.

Se consideran como puntos claves para la evaluación el cumplimiento de la presentación de elementos y situaciones críticas, planes de acción a seguir durante la contingencia y la organización encargada de ejecutar el PCO. El incumplimiento de estos puntos consideraría al PCO como inconforme.

De los 8 puntos que no fueron cumplidos en la elaboración del PCO se puede destacar que la mayoría (5) pertenecen a los reportes del análisis de mantenimiento de las instalaciones de distribución (redes aéreas y subterráneas, subestaciones de transformación, equipos de corte y maniobra, etc.). En ese sentido se puede mencionar que ELECTROCENTRO presentó estos reportes en su PCO del sistema de transmisión, donde se menciona el mantenimiento de los componentes de sus subestaciones de transformación de AT/MT;

pero omitió consignarlo en el de distribución, por lo tanto resultando inconforme en este aspecto.

Las 3 puntos restantes donde salió inconforme fueron: presentación de la relación de proveedores de energía en bloque, las características de sus contratos de suministro y la presentación de diagrama de control PERT-CPM, este ultimo ítem es opcional pues sólo aplica ante contingencias complejas.

Los resultados de esta evaluación fueron comunicados a la empresa ELECTROCENTRO S.A., para la futura mejora o actualización del PCO en la siguiente presentación a OSINERGMIN.

5.2. Supervisión en campo del Plan de Contingencias Operativo

La verificación del PCO de ELECTROCENTRO con lo reportado a OSINERGMIN, se hizo a través de una supervisión in situ de las instalaciones, almacenes, equipos y herramientas, etc. Como ELECTROCENTRO dispone de 6 Unidades de Negocio, se seleccionó 3 de ellos para la supervisión, las cuales fueron: Unidad de Negocio Huánuco – Tingo María (Servicio Eléctrico Huánuco y Tingo María), Unidad de Negocio Tarma – Pasco y Unidad de Negocio Selva Central.

De acuerdo a lo coordinado con el Coordinador de ELECTROCENTRO Ing. Romeo Rojas Bravo, la supervisión por parte del OSINERGMIN se efectuó desde el 07 hasta el 10 de agosto de 2007, participando en dicha supervisión los Ingenieros Edilberto Parra Valencia y Andrés Alfaro Villanueva.

Las fotografías tomadas de la supervisión en campo realizada a las instalaciones de las unidades de negocio de ELECTROCENTRO se encuentran en el Anexo E del presente informe.

Los principales aspectos supervisados del PCO de ELECTROCENTRO fueron los elementos críticos y su planes de acción declarados en el PCO, la supervisión se centró básicamente sobre los equipos o repuestos de reservas, enlaces con otras empresas y los procedimientos provisionales y definitivos reportados para solucionar la contingencia. A continuación, se detallan los resultados de la supervisión de los elementos críticos y su plan de acción:

5.2.1. Supervisión en campo de la Unidad de Negocio Tarma

Según el PCO de los sistemas de distribución de la empresa ELECTROCENTRO S.A., se tiene 3 situaciones críticas en el sistema eléctrico Tarma:

a) Falla o colapso del transformador de potencia de 10 MVA, 44/22.9/10 kV, cuya máxima demanda que abastece es de 4.2 MW.

El PCO menciona que se cuenta con un transformador de potencia de reserva de 7 MVA localizado en la Subestación Eléctrica de Transmisión (SET) Ninatambo. También se contempla la puesta en servicio de la generación hidráulica de Paccha y Acobamba para las cargas consideradas críticas de Tarma rural.

En la supervisión en campo de las instalaciones de la Unidad de Negocio Tarma y algunas entrevistas con personal responsable de la empresa, se verificó lo siguiente:

- El transformador declarado como reserva para contingencia está en la SET Ninatambo (7/9 MVA ONAN/ONAF).
- Se verificó que estaba en proceso la instalación de equipos de maniobra lado 44, 22.9 y 10 kV, para mantener tensionado transformador de potencia de reserva.
- La minicentral Paccha cuenta con dos grupos de 0.11 MW c/u y transformador elevador 0.44/22.9 kV suministra energía en 22.9 kV al alimentador A4704, y la minicentral Acobamba con un grupo de 0.22 MW y transformador elevador 0.44/22.9 kV suministra energía en 22.9 kV al alimentador A4703.
- En total las dos minicentrales tienen 0.44 MW en 22.9 kV para alimentar la barra 22.9 kV a cargas críticas de Tarma rural en los alimentadores A4703 y A4704.

b) Colapso total de la subestación de transmisión Ninatambo existente.

Los planes de acción para este caso son el requerimiento de suministro de energía alternativa, a través de 4 grupos electrógenos de 500 kW, para las cargas críticas de Tarma, por el periodo que demore la habilitación del transformador de reserva de 7 MVA.

Otra actividad a realizar es la puesta en servicio de la generación hidráulica de Paccha y Acobamba para las cargas críticas de Tarma rural, en el periodo de habilitación del transformador de reserva 7 MVA.

En la supervisión en campo, se verificó lo siguiente:

- Los grupos electrógenos serán instalados en el punto inicial de los alimentadores con sus transformadores elevadores 22.9 y 10 kV, según sea el caso y/o se harán enlaces

entre los alimentadores de 10 kV, no disponen de grupos electrógenos en sitio, deberán ser trasladados desde la sede central de ELECTROCENTRO.

- En total las minicentrales tienen 0.44 MW en 22.9 kV, para alimentar a Tarma rural en los alimentadores con cargas críticas, hasta que reciba el apoyo de otra fuente de generación.
- c) Falla de conductores subterráneos 10 y 22.9 kV de alimentadores desde la SET Tarma.**

En el PCO se tiene previsto realizar transferencia de carga en los alimentadores, poner en servicio generación hidráulica y reemplazar los conductores o cables fallados.

En la supervisión en campo, se verificó lo siguiente:

- ELECTROCENTRO, cuenta con stock mínimo de cables subterráneos en sus almacenes, para reemplazar los fallados.
- Los alimentadores en 10 kV tienen la posibilidad de realizar transferencias de carga entre ellos con seccionadores cut outs de enlace normalmente abiertos.
- El alimentador en 22.9 kV (A4704) será alimentado desde la central hidroeléctrica Paccha para las cargas críticas y el alimentador en 22.9 kV (A4703) será alimentado desde la central hidroeléctrica Acobamba para atender a las cargas críticas.

5.2.2. Supervisión en campo de la Unidad de Negocio Selva Central (Chanchamayo)

Para la supervisión en campo de la Unidad de Negocio Selva Central, se eligió el sistema eléctrico Chanchamayo, donde según el PCO, se tiene 2 situaciones críticas:

- a) Falla o colapso del transformador de potencia de 10 MVA, 44/35/22.9 kV, máxima demanda abastecida = 4.4 MW.**

Lo informado en el PCO indica que la central hidroeléctrica Chanchamayo suministrará energía a una parte de las cargas críticas y las restantes se atenderán con 4 grupos de 500 kW, mientras dure el transporte e instalación del transformador de 7 MVA (reserva) ubicado en la SET Ninatambo. Utilizando 22.9 kV del Transformador en la SET de Ninatambo se tensionará la línea de 44 kV L-6077 (Ninatambo – Chanchamayo) con bypass.

En la inspección en campo, se verificó lo siguiente:

- La central hidroeléctrica Chanchamayo está en servicio continuo con una capacidad de 0.44 MW, que inicialmente atenderá cargas especiales.
- Los grupos electrógenos se instalarán al inicio de los alimentadores.
- El transformador (reserva) está en la SET Ninatambo (7/9 MVA, ONAN/ONAF).
- El enlace se hará directamente en la SET de Ninatambo.

b) Falla conductores subterráneos 22.9 kV de alimentadores desde la SET Chanchamayo.

En el PCO se tiene previsto realizar transferencia de carga en los alimentadores y reemplazar los conductores o cables fallados.

En la inspección en campo, se verificó lo siguiente:

- ELECTROCENTRO, cuenta con stock mínimo de cables subterráneos en sus almacenes, para reemplazos.
- El alimentador A4802 hacia San Ramón tiene el enlace coordinado con el circuito en 22.9 kV desde la SET Aynamayo de la compañía minera SIMSA
- El alimentador A4803 hacia San Ramón tiene enlace con el alimentador A4802 en 22.9 kV de la SET Villa Rica de la Unidad de Negocio Tarma, tiene punto de enlace con seccionador cut out abierto en el tramo comprendido entre los puentes de Capelo y Paucartambo.

5.2.3. Supervisión en campo de la Unidad de Negocio Huánuco – Tingo María

Para la supervisión de esta Unidad de Negocio, se inspeccionó las instalaciones de distribución del sistema eléctrico Huánuco y del sistema eléctrico Tingo María. Cada uno de estos sistemas eléctricos, según lo declarado en el PCO cuenta con 2 situaciones críticas, a continuación se detalla dichas situaciones críticas para cada sistema eléctrico, los planes de acción reportados en el PCO, y lo verificado mediante la supervisión en campo realizada.

a) Falla o Colapso del transformador de potencia 138/10.7 kV – 25/33 MVA en la SET Huánuco de REP.

En el PCO se indica que ELECTROCENTRO solicitará a REP, el disponer de un transformador de potencia de reserva para la solución de la contingencia. También se menciona la instalación de grupos electrógenos, ante falta de energía desde REP.

En la supervisión en campo de las instalaciones de la Unidad de Negoció Huánuco – Tingo María y entrevistas con personal responsable de la empresa, se verificó lo siguiente:

- El Plan de Contingencias Operativo para transformadores de potencia de REP indica que al suceder esta contingencia, REP cuenta con un transformador de reserva disponible para operar en forma inmediata y asumir toda la carga de la subestación Huánuco. La puesta en operación del transformador de reserva de REP, es independiente de que lo solicite o no ELECTROCENTRO.
- REP tiene instalado el segundo transformador de reserva para contingencias de 138/24/10.5 kV, 12-3-9/16-4-12/20-5-15 MVA (ONAN-ONAF1-ONAF2), con equipos de maniobra, protección y medición instalados con interruptor abierto en barra de 22.9 y 10 kV abierto, listo para cerrar en caso de falla de su transformador en servicio.
- ELECTROCENTRO y REP cuentan con una lista de proveedores de grupos electrógenos que pueden ser solicitados al momento de la contingencia, para alimentar las ciudades de Huánuco y Huánuco rural.

b) Falla conductores subterráneos 10 y 22.9 kV de alimentadores desde la SET Huánuco de REP.

En el PCO se tiene previsto realizar transferencia de carga en los alimentadores y reemplazar los conductores o cables fallados.

En la supervisión en campo, se verificó lo siguiente:

- ELECTROCENTRO cuenta con stock mínimo de cables subterráneos en almacenes, para reemplazos de conductores fallados.
- A su vez los alimentadores en 10 kV tienen la posibilidad de realizar transferencias de carga entre ellos con seccionadores cut outs de enlace normalmente abiertos.
- Para los alimentadores en 22.9 kV, necesariamente tienen que realizar el cambio de conductor subterráneo fallado para reponer el servicio.

c) Falla o colapso del transformador de potencia 138/10.5 kV – 16.7 MVA en la SET Tingo María de REP (T27-11).

En el PCO se indica que se solicitará a REP el disponer de un transformador de potencia de reserva. También se menciona la instalación de grupos electrógenos, ante falta de energía desde REP.

En la supervisión en campo, se verificó lo siguiente:

- El Plan de Contingencias Operativo para transformadores de potencia de REP indica que al suceder esta contingencia, REP cuenta con un transformador de reserva disponible para operar en forma inmediata y asumir toda la carga de la subestación Huánuco. La puesta en operación del transformador de reserva de REP, es independiente de que lo solicite o no ELECTROCENTRO.
- REP tiene instalado el segundo transformador de reserva para contingencias de 138/10.5 kV, 10 MVA, con equipos de maniobra, protección y medición instalados con interruptor abierto en barra de 10 kV abierto, listo para cerrar en caso de falla de su transformador en servicio.
- REP ha instalado suministro 10 kV aéreo desde el transformador T27-11 a la barra 10.5 kV, debido a la pérdida de aislamiento de un conductor subterráneo de los 6 que estaban instalados (dos por fase), pueden energizarse de emergencia un conductor por fase que es suficiente para cubrir la máxima demanda.
- ELECTROCENTRO y REP cuentan con una lista de proveedores de grupos electrógenos que pueden ser solicitados al momento de la contingencia, para alimentar las ciudades de Tingo María y Huánuco rural.

d) Falla conductores subterráneos 10 kV de alimentadores desde la SET Tingo María de REP.

En el PCO se tiene previsto realizar transferencia de carga en los alimentadores y reemplazar los conductores o cables fallados.

En la supervisión en campo, se verificó lo siguiente:

- ELECTROCENTRO, cuenta con stock mínimo de cables subterráneos en sus almacenes, para reemplazos.
- Los alimentadores en 10 kV tienen la posibilidad de realizar transferencias de carga entre ellos con seccionadores cut outs de enlace normalmente abiertos.

5.3. Seguimiento de contingencias en distribución ocurridas en ELECTROCENTRO S.A.

Como ejemplo del proceso de seguimiento que realiza OSINERGMIN de una contingencia ocurrida en los sistemas de distribución, en este caso para ELECTROCENTRO,

tomaremos la interrupción de suministro en la subestación de transmisión Pasco sucedida el 1° de abril de 2008.

ELECTROCENTRO reporta la salida de la Subestación SET P443 de Pasco, por actuación del relé diferencial del transformador de potencia 12 MVA, 50/22.9 kV, que en ese momento se presentaba una fuerte descarga atmosférica en la subestación, el transformador de potencia quedó en evaluación, el evento se produjo el 1 de abril de 2008 a las 17:19 horas, tal como lo reportó la empresa a través del portal del procedimiento N° 074-2004-OS/CD, que se muestra en la Tabla N° 5.3.

Tabla N° 5.3: Detalle de interrupción en SET Pasco P443

| Detalle de la Interrupción Importante | | | |
|---------------------------------------|---|-------------------------------|---------------------|
| Registro | | | |
| Nro. Registro Grabación: | 20080803 | Fecha de Grabación: | 02/04/2008 10:22:54 |
| Rango de Fechas | | | |
| Fecha y hora de inicio: | 01/04/2008 17:19:00 | Continúa | |
| Motivo y Causa | | | |
| Motivo: | FALLA | Causa: | FENOMENOS NATURALES |
| Detalle de la causa: | Apertura de interruptor en 50 kV por actuación del relé diferencial del transformador de potencia. En el momento de interrupción se presenta fuerte descarga atmosférica en la subestación. Se evalúa el transformador. | | |
| Instalación Causante | | | |
| Descripción: | SET Pasco P443 | Pertenencia: | PROPIO |
| Tipo: | DISTRIBUCION | | |
| Afectados | | | |
| Número de Usuarios: | 14820 | Demanda Afectada (kW): | 3170 |
| Sistemas Eléctricos | | | |
| Sistema Eléctrico | Lugar Afectado | Ubicación | Ubiceno |
| SE0063 | CERRO DE PASCO | CHAUPIMARCA | 190101 |

El Supervisor Regional de Huánuco de OSINERGMIN, inspeccionó las instalaciones donde ocurrió el evento, el día 3 de abril de 2008, enviando un reporte fotográfico (Anexo F), donde se muestra:

- Huellas de descarga eléctrica entre la platina de la puesta a tierra y la carcasa del transformador de potencia 12 MVA-50/22.9 kV.

- Huellas de descarga eléctrica en el punto de conexión al pararrayo 22.9 kV, del conductor aluminio al conector fase R.
- Instalación del transformador de 2 MVA, 12/22.9 kV, al costado de la subestación 1° de Mayo – Volcan, con las medidas de seguridad (mallas metálicas - plástico y carteles) de protección, que entró en servicio a las 02:50:00 horas del 03/04/2008, transformador trasladado de Huariaca.
- Vista del lugar preparado para instalar el transformador de 2 MVA – 12/22.9 kV, en traslado de la localidad de Pichanaki.

5.3.1. Planes de acción previstas en el Plan de Contingencias Operativo

Las acciones previstas a ejecutarse para suministrar servicio eléctrico a las cargas críticas por parte de ELECTROCENTRO en su Plan de Contingencias Operativo, ante la falta de suministro eléctrico por falla grave en el transformador de potencia 7/9 MVA de la SET Pasco, son las siguientes:

- Destinar 3 grupos electrógenos de 500 kW.
- Trasladar e instalar el transformador de potencia de contingencia de 7 MVA a la SET Pasco.
- Solicitar a la Minera Volcan, un punto de suministro en la SET Compresora y para ello se debe de disponer de transformador elevador de 12/22.9 kV, 2 MVA que se tiene en Huariaca. Y a cambio destinar un grupo electrógeno de 500 kW para atender la demanda de Huariaca en 22.9 kV.

En la Tabla N° 5.4, se muestra el cronograma de actividades para la reposición del servicio normal de Pasco, prevista por ELECTROCENTRO en su PCO.

Tabla N° 5.4: Cronograma de actividades para la reposición del servicio normal de Pasco, prevista por ELECTROCENTRO

| Ítem | Actividad | Días | | | | |
|------|--|------|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Logística inicial de recursos (organización, responsabilidades) | ■ | ■ | | | |
| 2 | Traslado de equipos de reserva propios | | ■ | ■ | | |
| 3 | Alquiler de grupos electrógenos o compra de equipos de reemplazo | | ■ | ■ | | |
| 4 | Instalación de equipos de reserva y/o reemplazo | | ■ | ■ | ■ | |
| 5 | Ejecución de obras de reparación o restauración | | | ■ | ■ | ■ |
| 6 | Reposición del servicio normal | | | | | ■ |

5.3.2. Planes de acción ejecutados por ELECTROCENTRO

Los planes de acción tomados por la empresa ELECTROCENTRO, luego de sucedido la contingencia, reportadas por el Ing. Rubén Hinojosa, Jefe Unidad de Negocio Tarma – Pasco, fueron las siguientes:

- El día 02/04/2008, inicialmente fue instalado un grupo electrógeno de 500 KW, para atender parcialmente localidad de Pasco, luego fue retirado e instalado en localidad de Pichanaki, por problemas en la bocatoma de la central hidroeléctrica Pichanaki, superado la emergencia permaneció como refuerzo para atender la carga en 10 kV, debido a que en la SET Pichanaki 22.9 kV, el enlace con 10 kV estaba abierto, debido a que el transformador 12/22.9 kV, estaba en Pasco.
- El día 03/04/08 se instaló el transformador de potencia de 2 MVA, 12/22.9 kV de Huariaca al costado de la SET 1° de Mayo de Volcan, en su reemplazo para atender la localidad de Huariaca se instaló un transformador de distribución de 200 KW.
- El día 04/04/2008 se instaló el transformador de potencia de 2 MVA, 12/22.9 kV de Pichanaki, al costado de la SET 1° de Mayo de Volcan, en Pasco.
- El día 05/04/08 se instaló el transformador de potencia de 2 MVA, 12/22.9 kV, prestado de Piura (ENOSA), al lado de la SET 1° de Mayo de Volcan.
- El suministro eléctrico, en la localidad de Pasco, con los tres transformadores de 2 MVA-12/22.9 kV, fue atendido al 100 % en forma provisional.
- Se procesó la gestión administrativa para el traslado del transformador de potencia de contingencia de 7/9 MVA, 50/22.9 kV, ubicado en la SET Tarma, para reemplazar el

transformador de potencia 12 MVA-50/22.9 kV, que será retirado para revisión y reparación, el transformador de contingencia permitirá atender el suministro eléctrico en Pasco al 100 % también provisionalmente, hasta la reparación del transformador que se retirará del servicio para inspección y probable reparación.

En resumen:

- PCO previsto: tres grupos electrógenos de 500 KW y un transformador potencia 2 MVA-12/22.9 kV con una potencia total de 3.1 MW, para evento en la SET Pasco, se preveía restricciones de suministro eléctrico, hasta la instalación provisional del transformador de contingencia de Tarma 7/9 MVA, atendándose recién el 100 % del suministro.
- PCO aplicado: instalación provisional de transformadores de potencia 12/22.9 kV, 2 MVA (4.8 MW), en un lapso de 5 días ante el evento de la SET Pasco, se permitió en situación provisional atender el 100 % de usuarios del área de influencia de la SET Pasco.
- Por último se reportó la gestión de traslado del transformador de contingencia 7-9 MVA – 50/22.9 kV, para su instalación en la SET Pasco, que una vez instalado también provisionalmente, permitirá retirar los transformadores potencia 12/22.9 kV, 2 MVA, para que cumplan las funciones que estos venían cumpliendo en los sistemas eléctricos del Grupo Distriluz.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tomando en cuenta los puntos analizados en el presente informe, se puede concluir lo siguiente:

1. La implementación de un plan de contingencias operativo es muy importante para las empresas concesionarias de distribución, en especial para las empresas que brindan servicio de suministro de energía en el interior del país al ser su configuración mayormente radial, pues la ocurrencia de una contingencia causaría perjuicios económicos a la actividad doméstica, comercial e industrial de las localidades afectadas, dañando la imagen institucional de las mismas empresas y de los organismos del sector electricidad.
2. El plan de contingencia operativo de ELECTROCENTRO en líneas generales es conforme, cumple con la mayor parte de los lineamientos dados por OSINERGMIN para su elaboración, la información declarada en PCO es verídica, tal como se comprobó en la supervisión en campo, los planes de acción previstos son viables y adaptados a la realidad de la empresa.
3. La supervisión de los planes de contingencia operativos de las empresas de distribución es vital, ya que al contar con normas fijadas y un organismo fiscalizador se asegura que las empresas prevean las acciones necesarias para lograr garantizar la continuidad del servicio eléctrico.
4. La metodología de supervisión de un plan de contingencia operativo de una empresa distribuidora por parte de OSINERGMIN es buena, pues se asegura con los lineamientos que la empresa identifique sus elementos y situaciones críticas, los planes de acción y la infraestructura para afrontar la contingencia con las que cuenta la empresa. Mediante la supervisión en campo se verifica la información declarada en PCO y con el seguimiento de una contingencia se consigue comprobar si las acciones previstas en el plan son las mismas que se ejecutan al momento de la contingencia, de esta manera se puede detectar fallas o mejoras que permitan actualizar el PCO.

5. Un aspecto importante para la recuperación en forma provisional del suministro eléctrico es el uso de medios alternativos como grupos electrógenos, de la calificación hecha a los planes de contingencia de las empresas, se observó que la mayoría de empresas cuentan con ello o si no tienen una lista de empresas proveedoras a ser contactados al momento de la contingencia. Otro medio alternativo es la generación distribuida que se indicó en la supervisión del PCO de ELECTROCENTRO.
6. Los equipos de reserva y repuestos disponibles con las que cuenta una empresa, así como la ubicación en sitios estratégicos de los mismos es primordial porque permite reponer el servicio eléctrico en el menor tiempo posible de manera provisional, tal como se demostró en el ejemplo de una contingencia ocurrida en ELECTROCENTRO, donde contaba con transformadores de reserva listos para ser trasladados y entrar en operación.
7. El cumplimiento de los programas de mantenimiento es un factor importante para lograr la operación normal de un sistema eléctrico, ya que la falta de mantenimiento llevaría a una interrupción de la energía eléctrica debido a fallas en los componentes del sistema de distribución, todo por falta de mantenimiento.
8. El aspecto logístico juega un rol importante, porque los mayores problemas que surgen en las empresas para el reemplazo de equipos fallados por uno de reserva, son los tiempos de desplazamiento por las dificultades de la autorización de permisos por parte del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, para el tránsito por las carreteras del país de equipos de gran peso y tamaño.

A continuación se mencionan algunas sugerencias, con el fin de mejorar la implementación y supervisión del plan de contingencia operativo para empresas de distribución:

1. La mayor parte de las empresas no realizan simulacros de su plan de contingencia operativo, en consecuencia no se tiene en forma precisa el grado de conocimiento ni las funciones que tendrían cada uno de los trabajadores o personal responsable si ocurriese una contingencia severa, por lo tanto se sugiere que la empresa realice una política de simulacros dirigida por el área o persona designada encargada de ejecutar y actualizar el PCO, para así poder detectar fallas, dificultades que surgieron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.
2. De entrevistas realizadas con el personal que labora en las empresas de distribución que tiene funciones para actuar ante una contingencia, se notó que éstos no estaban enterados en forma precisa sobre cuáles eran sus funciones a seguir; en algunos casos

ni siquiera se les había alcanzado el documento PCO. Se sugiere a las empresas difundir el PCO a través de su intranet, con el fin de que el personal responsable tenga acceso a dicho documento.

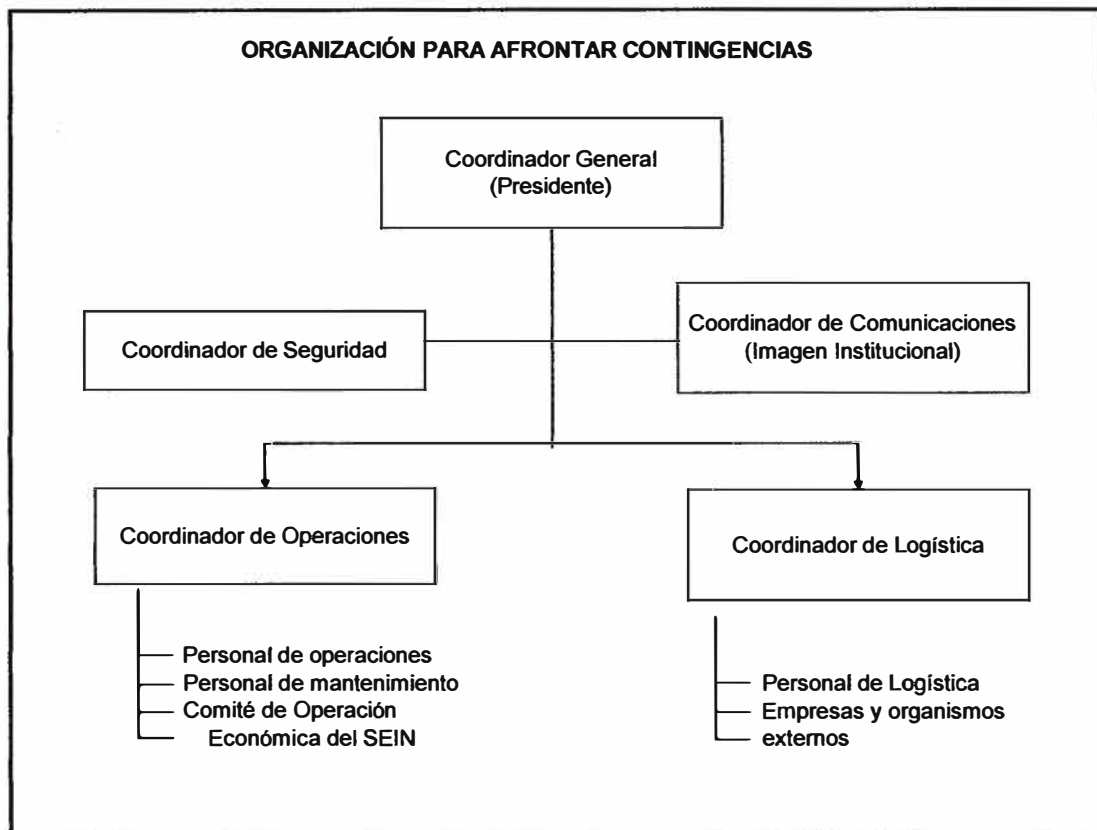
3. OSINERGMIN debería considerar en sus lineamientos que la empresa distribuidora realice en forma obligatoria una auditoría a la gestión de su PCO, con el objetivo de evaluar su eficacia, esta auditoría tendría que ser realizada por un organismo o entidad reconocido prestigio e independencia en temas de auditoria con experiencia en electricidad, tal como lo exige la normativa en Argentina a las empresas del sector distribución.
4. OSINERGMIN debería de crear un procedimiento propio para las concesionarias de distribución eléctrica, contemplando que dichas empresas implementen sus planes de contingencia operativos, con el fin de mitigar las interrupciones de suministro, tal como se ha establecido para las empresas de transmisión y sistemas aislados.
5. En el tema de seguimiento de una contingencia para mejorar dicho aspecto el área encargada de OSINERGMIN (Unidad de Post Privatización) debe crear un sistema informático de supervisión tal que le permita efectuar el seguimiento de la implementación de los planes de contingencia, conocer los elementos críticos de los sistemas eléctricos y los planes de acción previstos a ejecutar en casos de contingencia.

ANEXO A
ADMINISTRACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

ADMINISTRACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA

1. ORGANIZACIÓN PARA AFRONTAR CONTINGENCIAS

La organización para afrontar contingencias estará conformada por lo menos de cinco personas, cada una de ellas deberá pertenecer al más alto nivel de la empresa en el área correspondiente. El siguiente es el organigrama mínimo sugerido para afrontar contingencias:



En forma referencial, los roles y funciones de cada uno de los miembros serán los que siguen. Cada empresa adaptará estas funciones a las particularidades propias de su organización pudiendo ampliarla si la magnitud y/o la amplitud geográfica de sus instalaciones así lo ameriten.

Coordinador General.- Es el que dirige todas las actividades hasta superar la contingencia. Se recomienda que este cargo sea ejercido por el Gerente General o por la persona de mayor rango ejecutivo de la empresa.

Coordinador de Comunicaciones.- Sirve de apoyo al Coordinador General para manejar las comunicaciones al interior y exterior de la empresa. Al interior de la empresa el Coordinador de Comunicaciones se enlaza con los canales de comunicaciones normales. Para las comunicaciones externas el Coordinador de comunicaciones representa a la empresa y tendrá la voz oficial de la misma ante otras entidades públicas y privadas.

Coordinador de Operaciones.- Actúa directamente en línea con el Coordinador General y es el que ejecuta todas las acciones que sean necesarias para superar la contingencia y que se tengan que realizar sobre el sistema eléctrico siguiendo las indicaciones del Plan de Acción. El Coordinador de Operaciones tendrá a su mando toda el área de operaciones y mantenimiento que normalmente la empresa utiliza y coordinará con el Comité de

Operación Económica del Sistema las operaciones relacionadas con la solución de la contingencia.

Coordinador de Logística.- El rol del Coordinador de Logística será el de dirigir el área logística de la empresa en las acciones que se realicen para superar la contingencia y de coordinar la participación de otras empresas u organismos externos cuando la magnitud de la contingencia haga necesario buscar apoyo fuera de la empresa.

Coordinador de Seguridad.- Tendrá a su cargo la preservación de la seguridad del personal que interviene en la ejecución del Plan de Contingencias supervisando el cumplimiento de las normas de seguridad.

2. DECLARACIÓN DE LA SITUACIÓN DE CONTINGENCIA Y PUESTA EN EJECUCIÓN DEL PLAN

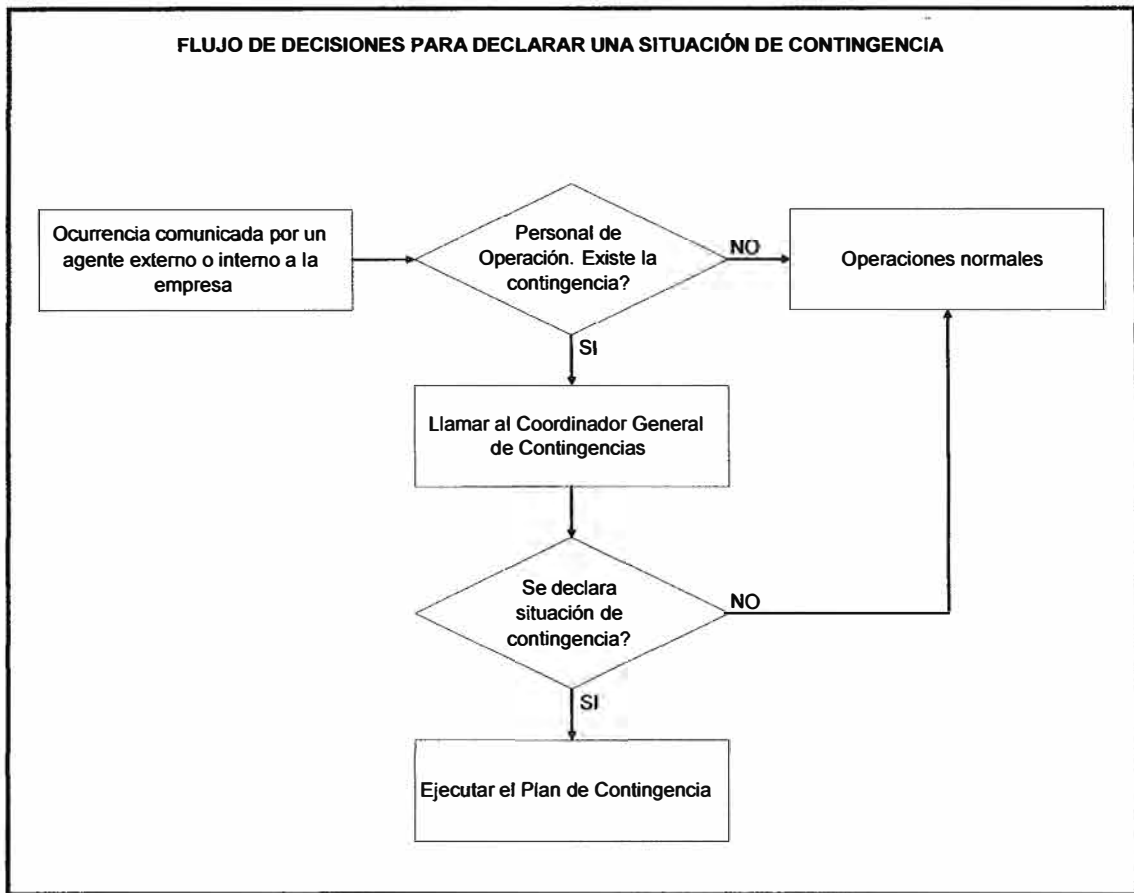
Normalmente una ocurrencia de falta de suministro en el sistema eléctrico es comunicada al centro de control por agentes internos o externos de la empresa, cualquiera de estas ocurrencias es potencialmente una contingencia y es el personal de operación normal el que en cada caso decidirá si para superar el problema es necesario el concurso del Coordinador General de contingencias o si la organización normal de la empresa será suficiente.

El Coordinador General analizará la situación y declarará la situación de Contingencia si la ocurrencia de falta de suministro cumple simultáneamente con las siguientes condiciones:

- Que exista una real o potencial falta de suministro.
- La falta de suministro afecte a más del 25% de la carga servida en el área de influencia. Para calcular este porcentaje se utilizará el número de clientes, la demanda de potencia normal, o cualquier otro parámetro que sea apropiado.
- Que la falta de suministro no podrá ser superada en menos de 24 horas.

Una vez declarada la situación de contingencia, el Coordinador General convocará a los miembros de su organización con quienes pondrá en marcha el Plan de Acciones correspondiente a la naturaleza de la contingencia ocurrida siguiendo las indicaciones del Manual de Procedimientos para afrontar contingencias hasta restablecer las condiciones normales del servicio.

En el siguiente gráfico se muestra el diagrama de flujo de las decisiones que llevan a una declaración de Situación de Contingencia:



ANEXO B
RESOLUCIÓN ENRE 0905/1999

**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

BUENOS AIRES, 21 DE JULIO DE 1999

VISTO: Los Expedientes ENRE N° 6433/99, N° 6434/99 y N° 6435/99, y

CONSIDERANDO:

Que a fin de controlar el cumplimiento, por parte de las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, de sus obligaciones en materia de seguridad pública, resulta necesario, entre otras acciones, definir los aspectos esenciales que deben cumplir los planes de emergencias a ser utilizados por las Distribuidoras en situaciones de crisis;

Que con ese objeto se iniciaron los Expedientes citados en el Visto, en los cuales se requirió a "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A." información referida a: a) detalle de las instalaciones y equipos de sus respectivos sistemas de distribución que, ante contingencia de falla, no puedan ser subsanadas mediante maniobras operativas inmediatas, ocasionando un corte de suministro; b) magnitud y duración previsibles del corte de la demanda que en cada caso ocasionaría la falla; c) planes de contingencias con que cuentan para superar las emergencias; d) listado actualizado de los procedimientos correspondientes a los planes de contingencias y emergencias vigentes en sus respectivas empresas; e) listado actualizado de las obras de infraestructura en redes y subestaciones en AT, nuevas o adecuaciones de instalaciones existentes, con obligación de actualizarlo semestralmente;

Que "EDENOR S.A." presentó en el Expte. ENRE N° 6433/99 las Notas Entrada ENRE N° 34997, N° 36023 y N° 37355 en las cuales efectuó un detalle sus instalaciones de AT, subestaciones afectadas y lista de obras correspondientes a sus planes de inversión para los años 1999 y 2000, así como acompañó los listados de normas y procedimientos vigentes relacionados con situaciones de contingencias y emergencias en sus redes; en tal sentido, hizo saber que cuenta, para la gestión de las emergencias, con un Plan Operativo de Emergencia, a lo que debe agregarse la profesionalidad y experiencia del personal a cargo de la conducción de las operaciones; asimismo presentó el listado de obras en infraestructura correspondiente al semestre mayo-octubre del corriente año;

Que, por su parte, "EDESUR S.A.", en sus Notas Entrada ENRE N° 34987, N° 35216 y N° 37380 ha presentado un resumen de los criterios de operación y planificación del sistema eléctrico, con detalle de los principios básicos, los objetivos y criterios de operación del mismo, así como el Plan de Contingencia que contiene, entre otros datos, el listado de clientes críticos, personal capacitado para actuar en la emergencia, disponibilidad de grupos electrógenos, sistema para aislación de fallas, diagrama de guardias, atención de llamadas de emergencia, plan de cortes por inundaciones, etc.; asimismo, ha presentado el listado de obras de infraestructura previstas para el periodo mayo-octubre de 1999;

Que, por último, "EDELAP S.A." ha remitido un resumen de la información solicitada, que obra en el Expte. ENRE N° 6435/99;

Que conforme lo establece el art. 16 de la Ley N° 24.065, las Distribuidoras están obligadas a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública y a cumplir los reglamentos y resoluciones que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD emita al efecto;

Que, en ese contexto, resultan de fundamental importancia las acciones que las empresas concesionarias del servicio público adopten ante las emergencias, -entendidas como situaciones imprevistas que provoquen interrupciones importantes del servicio-, de modo de minimizar los riesgos a que se ve expuesta la población, así como de colaborar en las tareas de auxilio;

Que sin perjuicio de los planes que las Distribuidoras han elaborado, resulta conveniente y necesario que el ENRE, a fin de homogeneizar el tratamiento de las situaciones de crisis, establezca los contenidos básicos de los planes de emergencias, cuya aplicación será obligatoria para las concesionarias;

Que deben fijarse plazos para que las Distribuidoras adecuen sus planes de emergencias a dichos contenidos básicos;

Que los Planes de Emergencias deben estar compuestos por un Manual General y por los correspondientes Procedimientos;

Que, asimismo, en procura de la excelencia de la gestión resulta conveniente que los Planes de Emergencias sean validados y auditados por entidades técnicas de reconocido prestigio e independencia, especializadas en el control de calidad;

Que el Directorio del ENRE debe velar por la protección de la seguridad pública en la operación de los sistemas de distribución (art. 56 inc. k) de la Ley N° 24.065 citada;

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD se halla facultado para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto en el artículo 56, incisos a) b) y k) de la Ley N° 24.065.

Por ello:

**EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL
REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD
RESUELVE:**

ARTÍCULO 1.- Aprobar los Contenidos Básicos para la elaboración de los Planes de Emergencias de las empresas concesionarias "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A." que, como Anexo, forman parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2.- Las citadas Distribuidoras deberán adecuar sus Planes de Emergencias a los referidos Contenidos Básicos.

ARTÍCULO 3.- "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A." deberán presentar al ENRE dentro del plazo de sesenta (60) días corridos contados desde la notificación de la presente Resolución, el Manual General del Plan de Emergencias, que respete las pautas incluidas en el Anexo del presente acto. Asimismo, dentro del plazo de doscientos cuarenta (240) días corridos contados desde la notificación de la presente Resolución, deberán contar con el Plan de Emergencias completo, compuesto por el Manual General y los Procedimientos correspondientes y presentar al ENRE las constancias de la validación y auditoría de los Procedimientos, realizadas por una entidad técnica, aprobada por el ENRE, de reconocido prestigio e independencia, especializada en control de calidad.

ARTÍCULO 4.- Los Planes de Emergencias deberán ser actualizados y revalidados una vez al año por una entidad técnica, aprobada por el ENRE, de reconocido prestigio e independencia, especializada en control de calidad. Durante el mes de enero de cada año las Distribuidoras deberán presentar al ENRE el Manual General actualizado y las constancias de la validación indicada.

ARTÍCULO 5.- El incumplimiento a lo establecido en la presente Resolución dará lugar a la aplicación de las sanciones correspondientes.

ARTÍCULO 6.- Se delegan en el Jefe del Área Aplicación y Administración de Normas Regulatorias las facultades necesarias para instruir las actuaciones a que diere lugar el cumplimiento de la presente Resolución. El Área deberá informar sobre las mismas en forma inmediata al Directorio.

ARTÍCULO 7.- Notifíquese a "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A.".

ARTICULO 8.- Regístrese, comuníquese, publíquese en extracto, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION ENRE N° 905/99

ACTA N° 475

Daniel Muguera,
Vocal Tercero.-
Alberto Enrique Devoto,
Vicepresidente.-
Juan Antonio Legisa,
Presidente.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN ENRE N° 905/99

CONTENIDOS BÁSICOS DE LOS PLANES DE EMERGENCIAS DE LAS
EMPRESAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

1.- OBJETO

El objeto del Plan de Emergencias es prever la reacción oportuna y adecuada de la empresa ante incidentes imprevistos que provoquen interrupciones importantes del servicio. La importancia de la interrupción puede estar caracterizada por abarcar grandes áreas y/o cantidad de usuarios o por requerir tiempos elevados de restablecimiento del servicio.

Dado que, ante estas situaciones, las decisiones deben tomarse con la mayor celeridad, las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para que resulten eficaces y no se trabaje en direcciones incorrectas.

Para ello, se deben definir los criterios y desarrollar los procedimientos a aplicar en estos casos para permitir, a quienes tengan asignada la responsabilidad, utilizar todos los recursos humanos y materiales disponibles en forma ordenada reduciendo al mínimo los efectos adversos.

Debe asegurarse que el personal que pudiera verse involucrado en una emergencia esté preparado para reconocer y manejar estas situaciones de manera expeditiva y segura.

El Plan de Emergencias debe conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, a la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente y a disminuir el riesgo del sistema.

Para ello debe estar orientado para cumplir las siguientes funciones básicas

- a) Consolidar la seguridad del sistema priorizando la salud y seguridad de los usuarios de la zona afectada.
- b) Planificar un sistema eficiente de fuentes alternativas de abastecimiento que provea el servicio en forma temporaria hasta que se supere la contingencia.
- c) Organizar a la empresa adecuadamente para administrar situaciones de crisis, pudiendo disponer un aumento del personal asignado a la solución del problema y a la atención de la zona afectada y requerir apoyo de otras empresas u organismos, ya sean privados o estatales, para mejorar la restauración del servicio.

- d) Identificar a los usuarios en peligro debido a la interrupción. Se debe priorizar la restauración del servicio a hospitales, clínicas y a los usuarios que, por razones de salud o edad no puedan abandonar sus domicilios. De no poder cumplir con estas necesidades, deberá recurrir al Gabinete de Emergencias del Gobierno Nacional.
- e) Diseñar un plan de comunicaciones que brinde rápidamente información a los usuarios afectados, a los medios de comunicación (radio, TV, diarios, etc.), y al propio personal de la empresa.

2.- ALCANCE

El Plan de Emergencias debe contemplar todos los eventos que puedan dar lugar a importantes interrupciones del servicio, como ser:

- Huracanes.
Tornados.
- Terremotos.
Inundaciones.
Sudestadas.
- Tormentas.
- Accidentes.
- Incendios.
Sabotajes.
- Conflictos laborales.
- Fallas graves del sistema eléctrico.
Caída de torres de alta tensión.
Pérdida total o parcial del suministro de energía eléctrica desde el Sistema Argentino de Interconexión.

Estos eventos pueden provocar consecuencias que van desde efectos reducidos hasta daños a los bienes materiales, la economía, o afectaciones a la salud, la vida y la seguridad de las personas y el medio ambiente.

En algunos casos los procedimientos a aplicar pueden requerir, además de los recursos de la empresa, la participación de otras empresas u Organismos.

3.- DEFINICIONES

Se deberán definir todos los términos, funciones, características, etc., particulares que sean utilizados en la documentación del Plan de Emergencias.

4.- PLAN DE EMERGENCIAS

Estará compuesto por el Manual General y por los procedimientos escritos necesarios para la administración de una emergencia. Deberá contener todos los procedimientos escritos requeridos para enfrentar las situaciones de emergencia más críticas que puedan presentarse.

4.1.- CONTENIDO

Los mismos deberán considerar como mínimo:

- La existencia de un Centro de Operaciones de Emergencias o Sala de Crisis
 - Activación
 - Organigrama y recursos
 - Comunicaciones
 - Servicios accesorios
- Niveles de alerta y aprestos para la emergencia

Recepción de la información, identificación y clasificación del evento

Asegurar el manejo rápido y adecuado de todas las llamadas relativas a emergencias provenientes de usuarios, empleados de la compañía u otras fuentes.

Instruir al personal que recibe llamadas para obtener la información necesaria de quien llama y canalice la misma al personal designado para tratar ese tipo de emergencia.

Evaluación de la información a efectos de determinar las acciones a realizar.

Secuencia de implementación

Disponibilidad de personal, equipos, herramientas, y materiales necesarios

Movilización

Requerimientos de seguridad para la protección, primero de las personas y luego de los bienes

Procedimientos de información a las autoridades gubernamentales

- Operaciones de restablecimiento de emergencia
 - Metodología de restablecimiento del servicio
 - Prioridades para el restablecimiento del servicio
 - Estimación de daños y trabajos requeridos
 - Evaluación de necesidades y métodos técnicos
 - Monitoreo del avance del restablecimiento
 - Manejo de desperdicios peligrosos
 - Coordinación de personal
 - Comida, alojamiento, limpieza y servicios médicos para el personal
 - Desmovilización
- Administración de los recursos humanos, los medios, las comunicaciones y la información a los usuarios
 - Formalización de la relación y coordinación con organismos y entidades con las cuales es importante prever una actividad conjunta en caso de crisis.
 - Asignación de personal y medios para atender la zona afectada, ya sea propio, por cooperación de concesionarias vecinas o de otras empresas de servicios, para contar con capacidad suficiente para sobrellevar los efectos de una crisis o erradicar peligros potenciales.
 - Flujo de comunicaciones e informaciones
 - Comunicados a los medios e información pública
 - Contactos con organismos gubernamentales
 - Centros de comunicación a los usuarios
- Evaluación e informes post-emergencia
 - Informe del incidente
 - Evaluación y cuantificación de los daños y las consecuencias económicas sobre el medio ambiente y la salud.
 - Reclamos de los usuarios
 - Rever las actividades realizadas durante la emergencia para verificar el cumplimiento de los procedimientos.
- Capacitación y entrenamiento
 - Respuesta ante emergencias. Instrucciones generales sobre la misión, políticas y objetivos de la organización para emergencias.
 - Entrenamiento en operaciones. Instrucciones específicas de cómo manejar las operaciones de restablecimiento del servicio
 - Adiestramiento en emergencias. Realización de simulacros de emergencias.

Puesta a disposición de todo el personal de la empresa de la documentación del plan de emergencias

- Actualización anual
 - Revisar la suficiencia del plan de emergencias contra el peor desastre natural o humano
 - Revisar el análisis de riesgos ante nuevas y potenciales amenazas
 - Analizar el mejor uso de todos los recursos de la empresa
 - Analizar los incidentes ocurridos y optimizar el plan de acuerdo a las conclusiones.
- Acciones Preventivas
 - Monitoreo y control de los puntos vulnerables e la red.
 - Protección de las instalaciones contra accidentes, acciones naturales, acciones internas y externas a las mismas, etc.
 - Programas de prevención de daños que permitan disminuir la probabilidad de ocurrencia del riesgo o detectarlo con suficiente antelación para evitar o disminuir sus consecuencias.
 - Evaluación puntual de riesgos potenciales en aquellas obras y trabajos a efectuar en plantas, instalaciones, redes, etc., nuevas o existentes, que puedan originar un riesgo. Providencias oportunas para evitar inconvenientes.
 - Planes de capacitación relacionados con el plan de prevención.
 - Programa educacional para los clientes y público en general sobre emergencias.
 - Plan de higiene y seguridad del trabajo.
 - Prevención de incendios.

4.2.- ÁMBITO GEOGRÁFICO DEL PLAN

Es el espacio físico donde potencialmente se pueden producir perjuicios a los bienes materiales, la economía, o afectaciones a la salud, la vida y la seguridad de las personas y el medio ambiente como consecuencia de una interrupción del suministro.

Para las Distribuidoras debe abarcar toda su área de concesión, independientemente de cual haya sido la causa o el causante de la interrupción.

La documentación del Plan deberá contener una descripción del ámbito geográfico, incluyendo características y particularidades de cada zona, actividades y población, y un detalle de las instalaciones de la concesionaria involucradas.

4.3.- ANALISIS DE RIESGOS

El análisis de riesgo tiene el objetivo de evaluar las condiciones de seguridad del servicio, vinculando las causas de las interrupciones del mismo, que pueden ser tecnológicas, climáticas, humanas, operativas, etc., con las consecuencias que producen sobre la salud, la economía, los bienes materiales y el medio ambiente.

Tiene como objetivo aportar a:

- Estimar, clasificar y reducir los riesgos
- Priorizar inversiones orientadas a seguridad
- Planificar respuestas ante emergencias
- Cumplir con las normativas vigentes

Se debe identificar los puntos vulnerables de la red y los eventos que puedan producir interrupciones del suministro.

La identificación de los riesgos asociados a cada evento permitirá definir las normas y acciones a incluir en el plan de emergencias que deben activarse en cada caso.

Para ello se deberán tener en cuenta las siguientes clasificaciones para definir en cada evento que acciones del plan de emergencias debe activarse.

4.3.1. Clasificación de la magnitud del evento

Cada evento que afecte el suministro eléctrico puede ser calificado, basándose en la magnitud de sus consecuencias, en alguna de las siguientes categorías.

Categoría 1

Eventos que produzcan un perjuicio reducido o nulo a los bienes materiales de la empresa, no afectan la salud y seguridad de las personas, ni a los bienes materiales de terceros ni al medio ambiente y no han llamado la atención de la opinión pública. Estos eventos, si bien deben ser resueltos rápidamente para que no evolucionen hacia consecuencias peores, pueden ser controlados con recursos disponibles en las instalaciones afectadas o en la propia empresa. Sólo requiere información de rutina al ENRE.

Categoría 2

Eventos que produzcan un perjuicio limitado a los bienes materiales de la empresa o de terceros, afectan levemente la salud y seguridad de las personas (pueden llegar a producir heridas leves), tienen escaso impacto sobre el medio ambiente y atraen la atención de la opinión pública local. Estos eventos pueden ser controlados con recursos disponibles en las instalaciones afectadas o en la propia empresa, y, eventualmente con recursos externos. Requieren información particular e inmediata al ENRE y a algún otro Organismo Oficial.

Categoría 3

Eventos graves que puedan provocar daños a los bienes materiales de la Empresa y/o de terceros, a bienes de interés común (suministro de agua, transporte, etc.), afectan la salud, pudiendo llegar a poner en peligro la vida y la seguridad de las personas, impactan significativamente sobre el medio ambiente, provocan la atención de la opinión pública local y nacional e involucran al ENRE y a otros Organismos Nacionales. Es necesario movilizar todos los recursos de la Empresa, de personal y medios externos y de organismos nacionales. Requieren información permanente al ENRE, a otros Organismos Oficiales, a los medios y a la población.

Dado que las consecuencias de un evento no dependen solamente de las causas del incidente, sino también del lugar geográfico donde ocurra, se deberá tener en cuenta al clasificar un evento, la cantidad de usuarios afectados, las condiciones de acceso y el tiempo estimado de restablecimiento del servicio.

4.3.2. Clasificación por probabilidad de ocurrencia

Cada evento que afecte el suministro eléctrico puede ser calificado, basándose en su probabilidad de ocurrencia y en los riesgos vinculados a las instalaciones en sí, en, por ejemplo, "poco probable", "esporádico", "probable", "frecuente", "muy probable".

4.3.3. Clasificación del riesgo

El riesgo de un evento estará caracterizado por la magnitud de las consecuencias en relación con su probabilidad de ocurrencia.

Sobre la base de esta consideración, el plan de emergencias deberá contener una escala de niveles de riesgo teniendo en cuenta probabilidades y magnitud de las consecuencias. El nivel de riesgo de cada evento determinará las acciones de emergencia a adoptar.

4.4.- ORGANIZACION FUNCIONAL DE EMERGENCIAS

Es la estructura orgánica que se pone en funcionamiento en la empresa para enfrentar la situación de emergencia. Debe ser capaz de enfrentar la situación más crítica que pueda presentarse.

Debe definir la estructura centralizada y/o regional/zonal que manejará la crisis indicando las autoridades que conformarán el Comité de Emergencias, las personas y/o grupos que actuarán, especificando las tareas y responsabilidades de cada uno en la iniciación y desarrollo del plan, y las dependencias jerárquicas.

5.- RESPONSABILIDADES

Se deberá identificar a los responsables del plan de emergencias, entre ellos:

Máximo funcionario de la empresa a cargo del Plan de Emergencia.

Máximo funcionario de la empresa a cargo de la gestión de la crisis.

Responsable técnico. Máximo responsable técnico de la gestión en el lugar donde se declaró la emergencia.

Responsable de las comunicaciones: máximo responsable de la comunicación entre los miembros de la empresa y hacia los medios de comunicación, organismos y público en general.

Lista de responsables encargados de responder inmediatamente ante cualquier evento con identificación de sus teléfonos empresarios, celulares y particulares.

Se deberán indicar las tareas y responsabilidades de cada área de la empresa durante la emergencia, así como las dependencias jerárquicas durante la misma.

6.- REFERENCIAS

Deberán listarse todas las leyes, decretos, reglamentaciones, resoluciones, normas técnicas nacionales e internacionales, procedimientos de inspección y ensayo de instalaciones, normas laborales, etc., aplicables.

Se deberán referir las normas y procedimientos internos de la empresa aplicables a contingencias y emergencias. También los procedimientos relacionados con medidas preventivas, como ser, mantenimiento preventivo y predictivo de equipos e instalaciones, manejo del impacto ambiental en la construcción de obras, evaluación y calificación de subcontratistas y proveedores, validación por terceros idóneos de nuevos proyectos y/o modificaciones, etc.

7.- REGISTROS

Deberá indicarse toda la información que debe registrarse:

En las acciones preventivas

Durante una emergencia.

Después de la emergencia

En las actualizaciones del Plan de emergencias

Con esta información se deberá crear un archivo estadístico histórico que deberá ser rápidamente accesible por el ENRE.

8.- ANEXOS

Deberá contener toda la documentación, procedimientos, etc., necesarios para la administración de la emergencia. A continuación se listan algunos a modo ejemplificativo:

- Anexos incluidos en el Manual General de Emergencia

Organigrama de la empresa en la que se destaque claramente el sector que se hará cargo del plan de emergencia.

Listados de recursos humanos, materiales y equipamientos con que cuenta la empresa para implementar el plan de emergencias.

Listados de recursos humanos, materiales y equipamientos críticos asignados exclusivamente a la atención de emergencias.

Listados de recursos, materiales y equipamientos críticos de otras empresas u organismos para implementar el plan de emergencias.

Listado de empresas de servicios de distinto tipo con los cuales es necesario contar en caso de emergencias.

Listados telefónicos de la empresa, de algunos funcionarios específicos, (máximo funcionario de la empresa a cargo de la gestión de la crisis, responsable técnico, máximo responsable técnico de la gestión en el lugar donde se declaró la emergencia, máximo responsable de la comunicación entre los miembros de la empresa y hacia los medios de comunicación, organismos y público en general, lista de responsables encargados de responder inmediatamente ante cualquier evento, con identificación de sus teléfonos empresarios, celulares y particulares), como así también de organismos estatales, de salud, fuerzas de seguridad, clientes importantes, industrias peligrosas y empresas posibles de convocar ante situaciones de emergencia.

Diagramas de guardias activas y pasivas.

Identificación de usuarios sensibles (hospitales, sanatorios, usuarios en peligro de afectación de su salud o muerte por falta de suministro, etc.), y prioridades de restablecimiento del suministro.

Documentación técnica de la red eléctrica (planos unifilares, geográficos, etc.)

Listado de los procedimientos escritos de emergencia.

- Procedimientos escritos de emergencia referidos en el Manual General de Emergencia
 - Recepción, identificación y clasificación de emergencias
 - Escala detallada de niveles de riesgo de las instalaciones
 - Establecimiento y conservación de medios adecuados de comunicación
 - Aseguramiento de la disponibilidad de personal, equipo, herramientas y materiales
 - Instrucciones para proteger a las personas y a la propiedad
 - Cortes preventivos para minimizar riesgos
 - Neutralización de peligros reales o potenciales
 - Reposición del servicio
 - Investigación de fallas
 - Manuales de instrucciones
 - Procedimientos de capacitación al personal para emergencias.
 - Programa educacional para los clientes y público en general sobre emergencias
 - Etc.

ANEXO C
RESOLUCIÓN ENRE 0251/2006

**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

BUENOS AIRES, 9 DE MARZO DE 2006

VISTO: El Expediente ENRE N° 19.630/2005, y

CONSIDERANDO:

Que por medio de la Resolución N° 905 del 21/07/99, el DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD aprobó los Contenidos Básicos para la elaboración de los Planes de Emergencias de las empresas concesionarias "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A."

Que el artículo 3 de dicha Resolución expresa que "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A." deberán contar con el Plan de Emergencias completo, compuesto por el Manual General y los Procedimientos correspondientes y presentar al ENRE las constancias de la validación y auditoría de los Procedimientos, realizadas por una entidad técnica, aprobada por el ENRE, de reconocido prestigio e independencia, especializada en control de calidad.

Que las presentaciones requeridas por ese artículo ya fueron realizadas por las esas Empresas Distribuidoras en los plazos y condiciones indicados en la mencionada Resolución.

Que asimismo el artículo 4 de la Resolución aludida establece que los Planes de Emergencias deberán ser actualizados y revalidados una vez al año por una entidad técnica, aprobada por el ENRE, de reconocido prestigio e independencia, especializada en control de calidad.

Que a fojas 2 del Expediente del visto, se presenta la empresa DET NORSKE VERITAS requiriendo al ENRE que sean reconocidas sus verificaciones y certificaciones bajo esta Resolución como válidas.

Que la Resolución ENRE N° 905/1999 no indica las condiciones requeridas para dicho reconocimiento.

Que, por otra parte, la Resolución ENRE N° 311/2001 establece que las empresas concesionarias de distribución "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A." deberán implementar sus Sistemas de Seguridad Pública de acuerdo a las pautas y requisitos que prevé la Guía de Contenidos Mínimos establecida en la misma, los que deberán haber sido debidamente certificado por un organismo o entidad de certificación de Sistemas de Calidad IRAM 3800, ISO 9000 e/o ISO 14000, que acredite haber efectuado como mínimo DIEZ (10) certificaciones bajo las normas mencionadas, en empresas argentinas.

Que a los efectos de unificar criterios y dado el avance producido en los últimos años en el campo de las certificaciones bajo normas ISO ocurrido en el país, resulta conveniente establecer las mismas condiciones de aceptación para la Resolución ENRE N° 905/1999.

Por ello:

**EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL
REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD
RESUELVE**

ARTÍCULO 1.- Reemplácese el Artículo 4 de la Resolución ENRE N° 905/1999 por el siguiente texto:

“ARTÍCULO 4.- Los Planes de Emergencias deberán ser actualizados y revalidados una vez al año por un organismo o entidad de certificación de Sistemas de Calidad IRAM 3800, ISO 9000 e/o ISO 14000 de reconocido prestigio e independencia, que acredite haber efectuado como mínimo DIEZ (10) certificaciones bajo las normas mencionadas, en empresas argentinas. Durante el mes de enero de cada año las Distribuidoras deberán presentar al ENRE el Manual General actualizado y las constancias de la validación indicada.”

ARTICULO 2.- Notifíquese a "EDENOR S.A.", a "EDESUR S.A." y a "EDELAP S.A."

ARTICULO 3.- Regístrese, comuníquese, publíquese en extracto, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y Archívese.

RESOLUCION ENRE N° 251/2006

ACTA N° 846

Jorge Daniel Belenda,

Vocal Tercero.-

Julio César Molina,

Vocal Segundo.-

Marcelo Baldomir Kiener,

Vocal Primero.-

Ricardo Alejandro Martínez Leone,

Vicepresidente.-

ANEXO D

**DECRETO 19/2008 – REGULACIÓN DE LA GARANTÍA DE SUMINISTRO
ELÉCTRICO EN LA COMUNIDAD DE MADRID**

I. COMUNIDAD DE MADRID

A) Disposiciones Generales

Consejería de Economía y Consumo

1073 *DECRETO 19/2008, de 13 de marzo, del Consejo de Gobierno, por el que se desarrolla la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.*

La Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid, modificada por la Ley 4/2007, de 13 de diciembre, tiene por objeto regular requisitos adicionales de garantía del suministro de energía eléctrica en la misma, como elemento esencial para el desarrollo económico de la región, atendiendo así mismo al derecho de todos los ciudadanos a que dicho suministro les sea debidamente garantizado.

La citada disposición establece, por tanto, un marco general en el que se reflejan las principales líneas de actuación que puede acometer la Comunidad de Madrid para ejercer sus competencias en materia de planificación y control de la infraestructura eléctrica con el fin de mejorar la calidad del suministro eléctrico, contando en todo momento para ello con la colaboración de las empresas distribuidoras que operan en nuestra región.

La reciente aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, que modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo, y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, ha supuesto la división de la red de transporte de energía eléctrica en dos redes diferenciadas, la red de transporte primario y la red de transporte secundario, integrada por las instalaciones de tensiones nominales iguales o inferiores a 220 kV, asignando a las Comunidades Autónomas las competencias de autorización, inspección y sanción de la mencionada red de transporte secundario cuando esta no exceda de su ámbito territorial. Este nuevo contexto normativo debe ser tenido en cuenta a la hora de regular las condiciones en las que se presta el suministro de la energía eléctrica, máxime considerando la dependencia que existe entre la red de distribución y la de transporte que la alimenta para su correcto funcionamiento.

El presente Decreto desarrolla el contenido de la Ley 2/2007 y de la Ley 17/2007 en lo que se refiere al transporte secundario y regula una serie de medidas y procedimientos concretos destinados a detectar posibles problemas estructurales, presentes y futuros, en la red de distribución; corregir dichos problemas acometiendo las inversiones necesarias; evitar en lo posible que se produzca una incidencia de tipo eléctrico; y, por último, garantizar que las empresas distribuidoras cuenten con los medios materiales y humanos necesarios para afrontar dicha incidencia en caso de que esta tenga lugar y para hacerlo en un tiempo máximo adecuado.

Con estos fines fundamentales, el Decreto establece la obligación de que las empresas distribuidoras presenten todos los años un Programa periódico de medios humanos y materiales e inversiones en el que se describan las actuaciones que vayan a acometer en el conjunto de la red de distribución de energía eléctrica existente en la Comunidad de Madrid, haciendo especial referencia a las medidas adoptadas para garantizar el suministro eléctrico en caso de que se produzcan incidencias de importancia en la misma. Dicho Programa servirá, por un lado, para aportar una visión global del estado de la red de distribución, así como para revelar posibles carencias o defectos estructurales que puedan producirse a corto, medio y largo

plazo con la incorporación de nuevos grandes consumidores de energía eléctrica. Por otra parte, permitirá constatar que se están cumpliendo las medidas establecidas en el presente Decreto, así como garantizar que las empresas distribuidoras cuentan con los medios humanos y materiales necesarios para afrontar cualquier tipo de incidencia en un tiempo razonable.

En este sentido, la disposición fija además unos tiempos máximos para que las citadas entidades atiendan cualquier incidencia en la red, repongan el servicio y normalicen este, asegurando así que estas dispongan de los medios necesarios para hacerlo y que estos estén adecuadamente distribuidos en el territorio de la Comunidad de Madrid, estableciendo además unos equipos auxiliares mínimos de los que deben disponer para poder afrontar cualquier situación de este tipo.

Por otro lado, el Decreto incluye una serie de criterios, que deberán ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar tanto las redes de distribución como las propias subestaciones, destinados a garantizar una adecuada cobertura de todo el mercado en condiciones excepcionales de explotación derivadas de puntas de demanda o de la existencia de una incidencia de importancia en la red, así como la rápida sustitución o refuerzo de una subestación por equipos auxiliares en caso de que esta se produzca.

Asimismo, el Decreto recoge los criterios de mantenimiento que deberán observarse en este tipo de instalaciones e intensifica las inspecciones en entornos urbanos.

Por último, este Decreto establece los requisitos y el procedimiento de intercambio de información entre las empresas transportistas y distribuidoras y terceros que vayan a realizar obras o actividades que puedan afectar a las infraestructuras eléctricas.

El artículo 26.3.1.3 del Estatuto de Autonomía de la Comunidad de Madrid, aprobado por la Ley Orgánica 3/1983, de 25 de febrero, atribuye a la Comunidad de Madrid la competencia exclusiva en materia de industria, sin perjuicio de lo que determinen las normas del Estado en materia de seguridad, sanitarias o de interés militar y las normas relacionadas con las industrias que estén sujetas a la legislación de minas, hidrocarburos y energía nuclear. Asimismo, el artículo 26.1.1.1 del Estatuto de Autonomía establece la competencia exclusiva de la Comunidad de Madrid en materia de "instalación de producción, distribución y transporte de cualesquiera energías, cuando el transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra Comunidad".

Asimismo, el artículo 27.8 de dicho Estatuto establece que corresponde a la Comunidad de Madrid, en el marco de la legislación básica del Estado y, en su caso, en los términos que la misma establezca, el desarrollo legislativo, la potestad reglamentaria y la ejecución en materia de régimen minero y energético.

En virtud de lo expuesto, a propuesta del Consejero de Economía y Consumo, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Gobierno en su reunión de 13 de marzo de 2008,

DISPONGO

Capítulo I

Disposiciones generales

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

1. El presente Decreto tiene por objeto desarrollar medidas complementarias para el diseño, explotación, mantenimiento e inspección de las instalaciones eléctricas de distribución, de transporte secundario, así como condiciones adicionales que deben cumplir las

empresas distribuidoras para garantizar el suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.

2. El presente Decreto será de aplicación a las empresas que ejerzan su actividad en la Comunidad de Madrid y a los medios materiales y humanos con los que cuenten para atender el suministro de energía eléctrica en la región.

Artículo 2

Definiciones

1. A los efectos de este Decreto se entenderá por:
 - a) Tiempo transcurrido hasta la atención de una incidencia: Tiempo transcurrido desde que la empresa distribuidora tiene conocimiento de una incidencia hasta que esta activa los medios humanos y materiales para subsanarla. En caso de que la primera maniobra de reposición de la incidencia requiera la realización de una actuación material no telemandada, la incidencia no se considerará atendida hasta que el personal encargado de llevar a cabo las actuaciones o reparaciones manuales no se encuentre físicamente en el lugar donde estas deban ser realizadas.
 - b) Tiempo de reposición del servicio: Tiempo transcurrido desde que ocurre una incidencia hasta que se repone totalmente el servicio al mercado principal atendido por una subestación afectada por la misma.
 - c) Suministro regular de energía: Tras una incidencia, se entenderá que se ha conseguido un suministro regular de energía eléctrica del mercado afectado por esta si una vez alcanzada la tensión de suministro declarada, la energía eléctrica suministrada cumple los criterios de calidad legalmente establecidos de forma continuada durante, al menos, veinticuatro horas.
 - d) Tiempo de normalización del servicio: Tiempo empleado, una vez que se ha repuesto el servicio, en realizar las actuaciones necesarias en la subestación o la red afectada por una incidencia para conseguir un suministro regular atendido exclusivamente por esta o por otras subestaciones existentes, incluidas las subestaciones móviles.

2. Para determinar la definición del resto de términos se estará a lo establecido en la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid; el Real Decreto 1955/2006, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, y en sus Instrucciones Técnicas complementarias.

Capítulo II

Garantía y calidad de suministro

Artículo 3

Medios materiales y personales

1. Las empresas distribuidoras deberán presentar ante el órgano competente en materia de energía, antes del 15 de octubre de cada año, un Programa periódico de medios humanos y materiales e inversiones en el que se describan las actuaciones que vayan a acometer en el año en curso, en el conjunto de la red de distribución de energía eléctrica existente en la Comunidad de Madrid, haciendo especial referencia a las medidas adoptadas para garantizar el suministro eléctrico en caso de que se produzcan incidencias de importancia en la misma.

2. El Programa periódico deberá recoger, al menos, los siguientes apartados, divididos en dos bloques diferenciados:

- A) Situación de la red de distribución y actuaciones de mejora de la misma:
 - 1.º Estudio sobre los índices de calidad zonal e individual del ejercicio anterior, desglosado por municipios, en el formato que determine la Dirección General competente en materia de energía.
 - 2.º Estudio sobre atención de la demanda y cobertura del sistema de distribución de la Comunidad de Madrid ante incidencias. Dicho estudio, deberá elaborarse para el

ejercicio en curso, haciendo uso de datos estimados, y contemplará los siguientes escenarios:

- a) Funcionamiento del sistema en régimen de explotación normal (valores medios).
- b) Funcionamiento del sistema en situación de punta de demanda.

Para cada uno de dichos escenarios se reflejarán, por subestación, los siguientes parámetros:

- Potencia instalada en la subestación.
- Potencia demandada por el mercado principal asignado a la misma.
- Cobertura de dicho mercado ante fallo simple (situación N-1) de cualquier elemento de la red de alta tensión sin hacer uso de equipos auxiliares.
- Cobertura de dicho mercado ante fallo total en la subestación sin hacer uso de equipos auxiliares.
- Cobertura de dicho mercado ante fallo total en la subestación haciendo uso de equipos auxiliares (indicando, en este caso, el número y características de los equipos auxiliares que resultarían comprometidos).

- 3.º Identificación de municipios que presenten un TIEPI, un percentil 80 del TIEPI o un NIEPI superiores a los límites reglamentariamente establecidos y actuaciones programadas para corregir estas situaciones.
- 4.º Identificación de zonas o puntos de la red que, a juicio de la empresa, presenten alguna debilidad estructural o deban ser reforzadas.
- 5.º Mejoras realizadas en el último ejercicio en las instalaciones en la red de distribución de energía eléctrica y previsión para el ejercicio en curso, incluyendo su valoración económica.
- 6.º Acciones más significativas de mantenimiento y revisión de instalaciones realizadas en el último ejercicio y previsión para el ejercicio en curso.
- 7.º Previsión de enganche de grandes consumidores de energía eléctrica durante el ejercicio en curso, entendiendo como tales a nuevos clientes o agrupaciones de clientes debidas, entre otros, a desarrollos urbanísticos, cuya potencia demandada se prevea que supere los 10 MVA.
- 8.º Plan de inversiones en infraestructuras a corto, medio y largo plazo o, en su caso, seguimiento y actualización de los planes en curso.

B) Garantía del suministro eléctrico en caso de incidencias de importancia:

- 1.º Medios materiales destinados a tal fin, indicando número, características, localización y zona a la que proporciona cobertura.
- 2.º Medios humanos destinados a tal fin.
- 3.º Protocolo de actuación en caso de incidencias de importancia en el que se indiquen los datos de contacto de las personas que serán responsables de mantener puntualmente informada a la Dirección General competente en materia de energía sobre todo lo relativo a dichas incidencias y a los trabajos desarrollados para subsanarlas.
- 4.º Plan de inversiones previstas en medios materiales y humanos destinados a atender cualquier eventualidad relacionada con la garantía y calidad de suministro eléctrico.
- 5.º Dispositivos de atención a clientes de los que dispone la empresa y medios con los que prevé reforzar los mismos en caso de incidencia.

3. Cualquier modificación de los datos incluidos en el Programa periódico que suponga una disminución de más de un 20 por 100 en inversiones o medios deberá ser comunicada a la Dirección General competente en materia de energía en un plazo inferior a un mes.

4. Las empresas transportistas deberán presentar el Programa periódico con los contenidos que les resulten de aplicación.

5. Las empresas distribuidoras deberán presentar con carácter mensual, a la Dirección General competente en materia de energía, los índices de calidad zonal del año en curso, desglosados por municipios, en el formato que determine la Dirección General competente en materia de energía.

Artículo 4

Registro de Incidencias

1. Las empresas distribuidoras deberán incluir entre la información recogida en sus Registros de Incidencias, regulados por la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, los siguientes parámetros referidos a cada incidencia registrada: Tiempo transcurrido hasta la atención de la incidencia, tiempo de reposición del servicio, porcentajes de reposición más significativos y tiempo de normalización del servicio.

Dicha información estará a disposición de la Dirección General competente en materia de energía.

2. Con el fin de garantizar la calidad del producto suministrado por las empresas distribuidoras y llevar a cabo planes de control de la misma, estas deberán disponer de analizadores de redes en número suficiente para atender las mediciones requeridas por el órgano competente, remitiendo a este los informes con los resultados de las mismas y, en su caso, las medidas correctoras propuestas.

Artículo 5

Atención de incidencias

1. El Programa periódico establecido en el artículo 3 deberá distribuir los medios materiales y personales de forma que los tiempos transcurridos hasta la atención de las incidencias que puedan producirse no superen los siguientes límites máximos:

| Tipo de zona | Tiempo máximo (h) |
|------------------------------|-------------------|
| Urbana | 1,0 |
| Semiurbana | 1,5 |
| Rural concentrada y dispersa | 2,0 |

2. La Dirección General competente en materia de energía podrá exigir que se revisen y adecuen los medios materiales y personales incluidos en el Programa periódico al que se refiere el artículo 3 cuando estos tiempos sean superados por el 20 por 100 de las incidencias producidas en cualquiera de dichas zonas.

Artículo 6

Tiempos máximos de reposición y normalización del servicio

1. Ante cualquier incidencia en la red de distribución de media y alta tensión el tiempo máximo de reposición del servicio no deberá superar los siguientes valores máximos:

Para el 70 por 100 del mercado: Tres horas, contadas a partir de que se produzca la incidencia.

Para el 100 por 100 del mercado: Seis horas, contadas a partir de que se produzca la incidencia.

2. Asimismo, el tiempo necesario para alcanzar el suministro regular de energía y el tiempo de normalización del servicio deberán ser inferiores a veinticuatro y cuarenta y ocho horas, respectivamente, independientemente del número de clientes afectados o del tipo de zona en la que se produzca la incidencia.

3. No obstante, en incidencias provocadas por actos terroristas o catástrofes naturales, la Dirección General competente en materia de energía, previa justificación aportada por la empresa distribuidora, podrá ampliar dichos tiempos ajustándolos a la gravedad de la incidencia.

4. Las empresas distribuidoras mantendrán puntualmente informada a la Dirección General competente en materia de energía de los diferentes tiempos mencionados en los puntos anteriores, hasta la completa normalización del servicio.

Artículo 7

Diseño de subestaciones

1. La alimentación de las subestaciones se diseñará considerando el mercado principal y los secundarios a atender por la misma.

2. Todo suministro situado en zona urbana pertenecerá a un mercado principal y, al menos, a un mercado secundario antes del 16

de abril de 2009. Se procurará, no obstante, que todo suministro ubicado en zona semiurbana o en zona rural cumpla también esta condición.

3. A los efectos del presente Decreto, se considera que un suministro pertenece a un mercado principal y al menos a uno secundario cuando, como mínimo, esté conectado eléctricamente a una estructura topológica de media tensión con posibilidad de estar alimentada desde dos subestaciones distintas.

4. En los nuevos suministros urbanos, la empresa distribuidora deberá poner a disposición del peticionario un punto de conexión que cumpla la condición citada en el apartado 2 del presente artículo.

5. Ningún nuevo suministro urbano o semiurbano podrá conectarse a la red de distribución en media tensión en antena.

6. Se diseñarán las alimentaciones principales suficientes para cubrir la potencia nominal de la instalación. Asimismo, de acuerdo a la topología de la red, se preverán alimentaciones secundarias para que en caso de incidente, mediante las maniobras oportunas, puedan atender el mercado secundario que tengan asignado.

7. La entrada de alimentaciones y salida de los conductores de toda subestación se diseñará de tal modo que, en caso de incidente, pueda llevarse a cabo una rápida conexión de los equipos auxiliares de emergencia que resulten necesarios, de forma que todo el mercado principal atendido por la misma quede cubierto, bien a través del sistema fijo de distribución que continúe estando operativo o bien a través de dichos equipos.

8. En aquellas subestaciones de nuevo diseño que por las características de su ubicación no dispongan en su entorno de espacio suficiente o adecuado para la instalación de subestaciones móviles de auxilio, deberá preverse dentro del propio recinto una zona destinada a tal fin. Dicha zona deberá ser suficiente para albergar el número de unidades necesarias para cumplir los criterios de garantía de suministro establecidos en el presente Decreto.

9. Cuando por razones topológicas derivadas de la naturaleza de la red las empresas distribuidoras no puedan cumplir lo señalado en los apartados anteriores, deberán presentar un informe que justifique tal circunstancia así como las medidas alternativas para conseguir un nivel equivalente de cobertura de la demanda ante la Dirección General competente en materia de energía, quien, a la vista del mismo, podrá autorizar la excepción aceptando las medidas alternativas propuestas o estableciendo las modificaciones que considere convenientes a las mismas.

Artículo 8

Potencia de transformación

1. La potencia nominal de los transformadores de la subestación deberá dimensionarse para atender el mercado principal y garantizar que exista margen de reserva suficiente para atender, además, el suministro en períodos de demanda punta y el mercado secundario que tenga asignado dicha subestación.

En este sentido, las empresas distribuidoras diseñarán su red de distribución de tal forma que, en las condiciones de demanda punta del año anterior, la potencia demandada por el mercado principal atendido por cada subestación no supere el 70 por 100 de su potencia nominal.

2. Cada subestación que suministre a zonas urbanas estará eléctricamente conectada con tantas subestaciones como resulte necesario para garantizar que la suma de potencia de reserva de estas últimas sea igual o superior al 60 por 100 de la potencia demandada por la primera.

3. Cuando por razones topológicas derivadas de la naturaleza de la red las empresas distribuidoras no puedan cumplir lo señalado en el apartado 2 del presente artículo, deberán presentar un informe que justifique tal circunstancia así como las medidas alternativas para conseguir un nivel equivalente de cobertura de la demanda ante la Dirección General competente en materia de energía, quien, a la vista del mismo, podrá autorizar la excepción aceptando las medidas alternativas propuestas o estableciendo las modificaciones que considere convenientes a las mismas.

Artículo 9

Equipos auxiliares de emergencia

Las empresas distribuidoras dispondrán de equipos auxiliares de emergencia, subestaciones móviles y grupos electrógenos, en la can-

tidad y potencia que sea necesario con el fin de poder recuperar el mercado de la subestación con mayor demanda, incluso en el caso de fallo de todas las líneas de alimentación y toda la transformación a media tensión. Dicho mercado se recuperará mediante la utilización de la potencia de reserva disponible en las subestaciones próximas según recoge el artículo 8 del presente Decreto y, el resto, mediante el uso de los citados equipos auxiliares de emergencia, en la forma y cantidad que permitan las características del mercado afectado.

Dichos medios serán los mínimos necesarios de los que deberá disponer cada empresa distribuidora y quedarán afectos al suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.

Artículo 10

Mantenimiento

1. Las empresas dispondrán de un protocolo de mantenimiento preventivo y predictivo de las instalaciones debidamente actualizado, en el que se recojan todos los trabajos y actuaciones a realizar así como la periodicidad de los mismos.

2. Tanto las labores de mantenimiento, que deberán quedar debidamente documentadas, como el protocolo de mantenimiento preventivo y predictivo estarán a disposición del órgano competente en materia de energía.

Artículo 11

Inspecciones periódicas

1. Subestaciones eléctricas:

a) Las subestaciones que se encuentren ubicadas en suelo urbano deberán ser inspeccionadas al menos cada dos años. Para el resto de subestaciones se estará a lo dispuesto en la normativa aplicable.

b) Todas las subestaciones deberán ser inspeccionadas por un Organismo de Control Autorizado que será designado por la empresa titular de las mismas. No podrá designarse al mismo Organismo de Control Autorizado para realizar la inspección de una misma instalación más de dos veces consecutivas.

2. Centros de transformación:

a) Anualmente, la Dirección General de Industria, Energía y Minas seleccionará una muestra de, al menos, un 10 por 100 de los centros de transformación que hayan sido objeto de inspección periódica por las empresas distribuidoras en el año inmediatamente anterior. Las instalaciones incluidas en dicha muestra deberán ser inspeccionadas por el Organismo de Control Autorizado que designe la empresa titular de las mismas. No podrá designarse al mismo Organismo de Control Autorizado durante más de dos años consecutivos.

b) El porcentaje de muestreo podrá ser modificado por Orden del Consejo competente en materia de energía si como resultado de la experiencia y de los datos estadísticos resultantes se considerase conveniente.

Artículo 12

Inspecciones por órganos de la Administración

1. La Administración efectuará cuantas inspecciones o comprobaciones crea conveniente, por sus propios medios o utilizando una entidad colaboradora, de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente decreto, así como de los medios materiales y sistemas de gestión aplicados por las empresas para garantizar el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente.

2. El personal que desarrolle las funciones de inspección, debidamente acreditado, realizará cuantas actuaciones se requieran para el cumplimiento de la función inspectora, y en especial:

a) Acceder a todo centro o instalación sujeta al presente decreto acompañado por un responsable de la empresa titular de la misma.

b) Proceder a las pruebas, investigaciones o exámenes necesarios para comprobar el cumplimiento de lo previsto en este decreto y en las normas que se dicten para su desarrollo.

c) Realizar cuantas otras actuaciones sean precisas en orden al cumplimiento de las funciones de inspección que desarrollen.

3. Las empresas dispondrán los medios materiales y humanos precisos para facilitar la actuación inspectora del personal al servicio de las Administraciones Públicas.

Capítulo III

Control y autorizaciones especiales

Artículo 13

Comunicación de incidencias en el suministro

1. Las empresas distribuidoras deberán comunicar a la mayor brevedad y, en todo caso, en el plazo máximo de seis horas, las siguientes incidencias:

Las que a los quince minutos de producirse, sigan afectando a más de 2.000 suministros.

Las que tengan una duración superior a seis horas, independientemente del número de suministros al que afecten.

Las que afecten a más de 10.000 suministros y tengan una duración superior a tres minutos.

2. En caso de que las incidencias tengan su origen en incidentes que hayan dañado gravemente las instalaciones de distribución o los edificios en los que estas se alojen, la comunicación se efectuará con la mayor urgencia posible y, en todo caso, en un plazo inferior a treinta minutos.

Artículo 14

Autorizaciones provisionales

1. La solicitud de una autorización provisional de una instalación eléctrica deberá acompañarse de un informe justificativo del interés y urgencia de la misma. Si como consecuencia del procedimiento administrativo de autorización y aprobación del proyecto definitivo es necesario modificar la instalación autorizada provisionalmente, el solicitante será responsable de realizar dichas modificaciones así como de las posibles afecciones ocasionadas a terceros.

2. La resolución de autorización administrativa provisional no requerirá publicación en el BOLETÍN OFICIAL DE LA COMUNIDAD DE MADRID y deberá señalar el plazo máximo por el cual se autoriza la puesta en servicio provisional, que en todo caso, no excederá de un año.

3. La resolución de autorización administrativa y aprobación de proyecto con carácter definitivo conllevará la emisión del acta de puesta en servicio con carácter definitivo, siempre y cuando no se hayan producido variaciones en el proyecto autorizado provisionalmente y el acta de puesta en servicio emitida con carácter provisional esté en vigor.

Capítulo IV

Prevención contra incidencias causadas por terceros

Artículo 15

Registro y archivo

1. Los titulares de las instalaciones eléctricas objeto del presente Decreto contarán con información cartográfica detallada de las mismas, permanentemente actualizada.

2. Como medios de información, registro o archivo podrán utilizarse sistemas informáticos, formato papel, u otros sistemas de suficiente fiabilidad.

Artículo 16

Comunicación

1. Sin perjuicio de las competencias municipales en esta materia, cualquier entidad o persona que desee realizar obras en la vía pública deberá comunicar sus intenciones y solicitar información al titular de las instalaciones eléctricas objeto de este Decreto, existentes en la zona. La solicitud de información se realizará por escrito e indicará los datos concretos de la localización.

2. En un plazo máximo de veinte días desde la recepción de la solicitud, el titular de la instalación proporcionará al solicitante la información correspondiente a la localización de sus instalaciones, que al menos incluirá: Las redes existentes, acotación a fachada y profundidad, tensión de la red y escala del plano, así como las obligaciones y normas a respetar en sus inmediaciones, y los medios de comunicación con el servicio de asistencia de urgencias. Entre la información suministrada se incluirá el plazo de validez de la misma que, una vez superado, exigirá la actualización de esta.

3. El solicitante no podrá dar comienzo a sus trabajos hasta que haya recibido y aceptado formalmente esta información y se haya procedido al replanteo previo de los trabajos para salvaguardar la integridad de las instalaciones eléctricas. En dicho trabajo de replanteo, podrán participar conjuntamente la compañía eléctrica y la empresa que lleva a cabo las obras.

4. La entidad solicitante comunicará el inicio de sus actividades al titular de las instalaciones eléctricas al menos con veinticuatro horas de antelación.

5. En el caso de que la obra prevista por el solicitante afecte directamente al trazado o localización de las instalaciones eléctricas, el titular de dichas instalaciones podrá manifestar su desacuerdo a su realización por razones técnicas o de seguridad.

6. En caso de producirse dicho desacuerdo, resolverá la Dirección General competente en materia de energía.

7. Las comunicaciones e intercambios de información mencionados en los apartados anteriores deberán realizarse por cualquier medio que permita tener constancia de su contenido y recepción.

Artículo 17

Actualización de la información suministrada

1. Cuando, a pesar de las medidas de seguridad adoptadas, la entidad solicitante detecte en el transcurso de los trabajos la existencia de una instalación eléctrica cuya localización o características no correspondan con la información aportada por el titular de la misma, se detendrán inmediatamente estos, comunicando el hecho a dicho titular.

2. En caso de producirse el hecho mencionado en el apartado 1 el titular de la instalación eléctrica dispondrá de un plazo de setenta y dos horas para actualizar la información suministrada sobre la misma.

3. En ningún caso podrán continuarse los trabajos sin que se hayan adoptado las medidas de seguridad adecuadas conforme a la información actualizada señalada en el apartado anterior.

Capítulo V

Infraacciones y sanciones

Artículo 18

Infraacciones y sanciones

Las infraacciones a lo dispuesto en el presente Decreto se sancionarán conforme a lo establecido en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria; la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y en la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única

Adaptación de medios materiales

1. Las empresas dispondrán de un año para adaptar sus equipos auxiliares de emergencia y registros de incidencias a lo dispuesto en el presente decreto.

2. Las instalaciones existentes a la entrada en vigor del presente decreto deberán adecuar sus potencias, alimentaciones y líneas de salida e instalaciones auxiliares a las disposiciones del mismo en el plazo de dos años.

3. No obstante lo anterior, en aquellos casos en los que las empresas justifiquen debidamente la imposibilidad de cumplir algunos de los preceptos del presente Decreto en el plazo establecido, se faculta titular de la Consejería competente en materia de energía para prorrogar dicho plazo.

DISPOSICIONES FINALES

Primera

Modificación del Decreto 170/1998, de 1 de octubre, de Gestión de Infraestructuras de Saneamiento

Se establece una disposición adicional cuarta en el Decreto 170/1998, de 1 de octubre, de Gestión de Infraestructuras de Saneamiento, que quedará redactada en los siguientes términos:

"Cuarta.

1. Cualquier persona natural o jurídica que prevea la realización de obras u otras actuaciones en la vía pública, sin perjuicio de las autorizaciones y licencias pertinentes, deberá comunicarlo al Canal de Isabel II a fin de que este organismo valore la idoneidad de las mismas respecto de las posibles incidencias sobre las instalaciones, gestionadas, encomendadas o de la titularidad del Canal de Isabel II y destinadas a los servicios de aducción, distribución, alcantarillado y depuración, tal y como aparecen definidos en la Ley 17/1984, de 20 de diciembre, Reguladora del Abastecimiento y Saneamiento de Agua en la Comunidad de Madrid.

2. En un plazo máximo de veinte días desde la recepción de la solicitud, el Canal de Isabel II comunicará al solicitante la información correspondiente a la localización de sus instalaciones, aceptando dicha solicitud, denegándola por razones de seguridad, o, en su caso, proponiendo las alternativas de localización que garanticen dicha seguridad.

3. El solicitante no podrá dar comienzo a sus trabajos hasta que haya recibido y aceptado formalmente esta información y se haya procedido al replanteo previo de los trabajos para salvaguardar la integridad y seguridad de las instalaciones referidas. En dicho trabajo de replanteo, podrán participar conjuntamente el Canal de Isabel II y la empresa que lleva a cabo las obras.

4. En todo caso, la entidad solicitante comunicará el inicio de sus actividades al Canal de Isabel II al menos con veinticuatro horas de antelación.

5. En el supuesto de que la entidad solicitante no esté de acuerdo con la comunicación del Canal de Isabel II, resolverá la Consejería a la que esté adscrita el Canal de Isabel II en el plazo de un mes. La falta de resolución expresa en el plazo mencionado tendrá carácter desestimatorio.

7. Las comunicaciones e intercambios de información mencionados en los apartados anteriores deberán realizarse por cualquier medio que permita tener constancia de su contenido y recepción.

8. Cuando, a pesar de las medidas de seguridad adoptadas, la entidad solicitante detecte en el transcurso de los trabajos la existencia de una instalación cuya localización o características no correspondan con la información aportada por el Canal de Isabel II, se detendrán inmediatamente estos, comunicando el hecho a dicho organismo.

9. En caso de producirse el hecho mencionado en el apartado anterior, el Canal de Isabel II dispondrá de un plazo de setenta y dos horas para actualizar la información suministrada sobre la instalación de que se trate.

10. En ningún caso podrán continuarse los trabajos sin que se hayan adoptado las medidas de seguridad adecuadas conforme a la información actualizada señalada en el apartado anterior. En caso de desacuerdo, será de aplicación lo previsto en el apartado 5 de este artículo".

Segunda

Habilitación normativa

Se faculta al Consejero competente en materia de energía para dictar las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente Decreto.

Tercera

Entrada en vigor

El presente Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL DE LA COMUNIDAD DE MADRID. Dado en Madrid, a 13 de marzo de 2008.

El Consejero de Economía y Consumo,
FERNANDO MERRY DEL VAL
Y DIEZ DE RIVERA

La Presidencia,
ESPERANZA AGUIRRE GIL DE BIEDMA

(03/7.805/08)

ANEXO E
FOTOGRAFÍAS DE LA SUPERVISIÓN EN CAMPO DE LAS INSTALACIONES
DE ELECTROCENTRO S.A.

ELECTROCENTRO (UNIDAD DE NEGOCIO HUÁNUCO – TINGO MARÍA)



FOTO N° 1: Se muestra la SED Tingo María, 10.5/22.9 kV, para alimentar Tingo María rural, que es conectado con cable subterráneo de la barra 22.9 kV. De la misma forma son conectados los alimentadores para la ciudad Tingo María de la barra 10.5 kV desde la SET Tingo María REP.



FOTO N° 2: Se muestra salida de los alimentadores en 10 kV en el primer poste para Huánuco ciudad, desde la barra 10.5 KV y Huánuco rural de la barra 22.9 kV desde la SET Huánuco.

ELECTROCENTRO (UNIDAD DE NEGOCIO – TARMA)

FOTO N° 3: SET Ninatambo ELECTROCENTRO: Transformador de potencia en servicio actual 44/10/22.9 kV, 10/5/5 MVA



FOTO N° 4: SET Ninatambo ELECTROCENTRO: Transformador de potencia de reserva instalado con base definitiva. En caso de requerirse en otros servicios eléctricos se trasladará tal como está declarado en su PCO.



FOTO N° 5: SET Ninatambo ELECTROCENTRO: Equipos de maniobra 44 kV, encajonado lista para su montaje para energizar transformador de potencia en reserva.

ANEXO F
REPORTE FOTOGRÁFICO DEL EVENTO OCURRIDO EN LA S.E.T. PASCO



FOTO N° 1: Vista de la platina de cobre de puesta a tierra y de estructura metálica del transformador DELCROSA 12 MVA, con huellas de descarga eléctrica.



FOTO N° 2: Vista del conductor de aluminio de bajada al pararrayos fase "R", lado de 22.9 kV, se aprecia huella de descarga eléctrica.



FOTO N° 3: Vista del transformador de potencia DELCROSA de la SET Pasco, de 50/22.9 kV, 12 MVA, fuera de servicio.



FOTO N° 4: Vista del transformador de 2 MVA, 12/22.9 Kv, trasladado desde Huariaca, instalado al costado de la S.E. 1° de Mayo; entro en operación a las 02:50 a.m. del 03/04/2008.

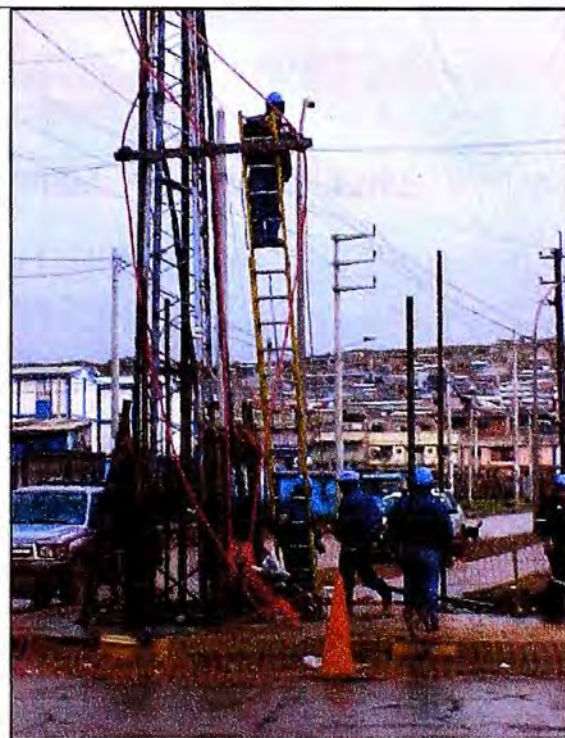


FOTO N° 5: Vista del lugar donde se instalará el segundo transformador de 2 MVA proveniente de Pichanaki.

BIBLIOGRAFÍA

1. OSINERGMIN, “Diagnóstico y Lineamiento para la formulación del Plan de Contingencias del Sistema Interconectado Nacional y de los principales Sistemas Aislados”, Lima, 2006.
2. ELECTROCENTRO S.A., “Plan de Contingencias Operativo de los Sistemas de Distribución de ELECTROCENTRO S.A.”, Huancayo, 2006.
3. ELECTROCENTRO S.A., “Plan de Contingencias Operativo de los Sistemas Secundarios de Transmisión de ELECTROCENTRO S.A.”, Huancayo, 2007.
4. REP, “Plan de Contingencia Operativo para Transformadores de Potencia - REP”, Lima, 2007.
5. Ente Nacional Regulador de la Electricidad, “Resolución ENRE 0905/1999”, Argentina, 1999
<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.NSF/6112a4b947f112d80325712a004a9693/6b44602c22d90c8e032567bd00694569?OpenDocument>
6. Ente Nacional Regulador de la Electricidad, “Resolución ENRE 0251/2006”, Argentina, 2006
<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.NSF/6112a4b947f112d80325712a004a9693/6b44602c22d90c8e032567bd00694569?OpenDocument>
7. Comunidad de Madrid, “Boletín Oficial de la Comunidad de Madrid Núm. 63”, España, 2008
http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=seccionpdf&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=CM_Seccion_BOCM&blobwhere=1142434747456&ssbinary=true