



INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR

Resolución de Presidencia

N° 361-19-IPEN/PRES

Lima, 27 DIC. 2019

VISTOS: El Memorándum N° D000030-2019-IPEN-SEIN, remitido por la Oficina de Administración con Proveído N° D000320-2019-IPEN-ADMI; el Memorándum N° D000013-2019-IPEN/PLAN, remitido con Proveído N° D000365-2019-IPEN/PLPR de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, y;

CONSIDERANDO:

Que, con Memorándum N° D00030-2019-IPEN/SEIN, se remite a la Unidad de Logística el "Plan de Contingencia Operativo del Sistema de Transmisión Eléctrica de 60KV del Centro Nuclear "RACSO" – Año 2020", en virtud del "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión", aprobado con Resolución de Consejo Directivo del Organismos de Supervisión de la Inversión en Energía – OSINERG N° 091-2006-OS/CD y sus modificatorias; el mismo que es elevado a la Oficina de Planeamiento y Presupuesto para la revisión correspondiente;

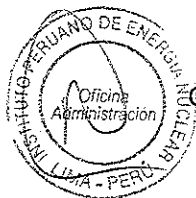
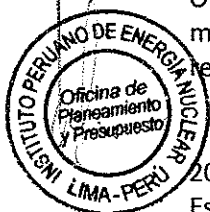
Que, con Memorándum N° D000013-2019-IPEN/PLAN, remitido con Proveído N° D000365-2019-IPEN/PLPR de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, se informa que de acuerdo al Plan Estratégico Institucional 2020-2022 (PEI) aprobado mediante Resolución de Presidencia N° 072-2019-IPEN/PRES, dicho Plan está articulado con los siguientes objetivos y acciones estratégicas del PEI:

- OEI.05 "Fortalecer la gestión institucional"
 - AEI.05.05 "Mantenimiento de la infraestructura e instalaciones convencionales adecuado y oportuno en la entidad".
- OEI.06 "Fortalecer la gestión de riesgo de desastres en el IPEN"
 - AEI.06.01 "Programa de prevención y respuesta de riesgo de desastres implementado adecuadamente en la entidad"
 - AEI.06.02 "Programa de continuidad operativa actualizado en la entidad"

Que, de acuerdo a lo señalado por SEIN, dicho plan debe ser presentado ante OSINERGMIN como plazo máximo el 30 de diciembre del presente año;

Que, en ese sentido corresponde emitir el acto administrativo correspondiente;

De conformidad con los artículos 9 y 10 del Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Peruano de Energía Nuclear, aprobado con Decreto Supremo N° 065-2005-EM;



Con los vistos del Gerente General, del Director de la Oficina de Administración, del Director de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y de la Directora de la Oficina de Asesoría Jurídica;

SE RESUELVE:

Artículo Primero.- Aprobar el "Plan de Contingencia Operativo del Sistema de Transmisión Eléctrica de 60KV del Centro Nuclear "RACSO" – Año 2020" que a fojas cuarenta y cinco forma parte integrante de la presente Resolución.

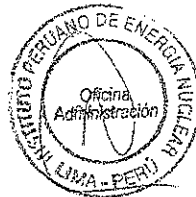
Artículo Segundo.- La Oficina de Administración queda encargada de la presentación del mencionado documento en la mesa de partes de OSINERGMIN y en el portal de dicho Organismo Supervisor dentro del plazo legal.

Artículo Tercero.- Encargar a la Secretaria General la publicación de la presente Resolución en la página web institucional, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles de haber sido expedida.

PUBLÍQUESE, REGISTRESE Y COMUNIQUESE



SUSANA PETRICK CASAGRANDE
Presidente
Instituto Peruano de Energía Nuclear

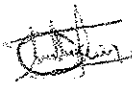
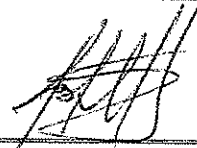
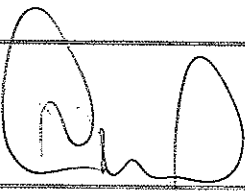


PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

SISTEMA DE TRASMISIÓN ELECTRICA - 60 KV

CENTRO NUCLEAR "RACSO"

AÑO – 2020

			
Elaborado por: Ing. Dorys E. Navarro Suarez Especialista Mantenimiento CIP 32517	Revisado por: Ing. Rolando Arrieta Especialista eléctrico CIP 88382	Revisado por: Sr. Norvil Coronel Director Administracion	Aprobado por: Dra. Susana Petrick C. Presidenta

RESUMEN:

El presente Plan establece las acciones necesarias para lograr la seguridad operativa frente a situaciones de contingencia del sistema de transmisión eléctrica que alimenta las instalaciones del Centro Nuclear "RACSO" con el fin de garantizar la continuidad del servicio de suministro eléctrico durante el año 2020.

HUARANGAL, CENTRO NUCLEAR "RACSO" – DICIEMBRE 2019

EL PERÚ PRIMERO



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

ITEM

INDICE

- 1 Generalidades
 - 1.1. Introducción
 - 1.2. Objetivos
 - 1.2.1. Objetivo General
 - 1.2.2. Objetivos Específicos
 - 1.3. Alcance y Estrategia
 - 1.3.1. Alcance
 - 1.3.2. Estrategia
 - 1.4. Definiciones
- 2 Plan de Contingencia Operativo del Sistema
 - 2.1. Diagnóstico del Sistema
 - 2.1.1. Descripción General del Sistema
 - 2.1.1.1. Ubicación Geográfica
 - 2.1.1.2. Descripción del Sistema Eléctrico
 - 2.1.1.2.1. Sistema eléctrico interconectado
 - 2.1.1.2.2. Subestación 60KV/10KV.
 - 2.1.1.2.3. Red de anillo de 10 KV.
 - 2.1.1.2.4. Línea de Transmisión de 60 KV.
 - 2.1.1.2.5. Representaciones esquemáticas
 - 2.1.1.2.5.1. Sistema de Transmisión
 - 2.1.1.2.5.2. Red de anillo de 10 KV
 - 2.1.1.3. Red de anillo de 10 KV.
 - 2.1.1.4. Línea de Transmisión de 60 KV.
 - 2.1.1.5. Representaciones esquemáticas
 - 2.1.1.5.1. Sistema de Transmisión
 - 2.1.1.5.2. Red de anillo de 10 KV
 - 2.1.2. Análisis del Programa de Mantenimiento
 - 2.1.2.1. El Sistema Eléctrico de Transmisión
 - 2.1.2.1.1. Requerimientos de Línea de Transmisión
 - 2.1.2.1.1.1. Cables
 - 2.1.2.1.1.2. Aisladores
 - 2.1.2.1.1.3. Soportes
 - 2.1.2.1.1.4. Puesta a Tierra
 - 2.1.2.1.1.5. Mantenimiento de la franja servidumbre
 - 2.1.2.1.1.6. Monitoreo Campo magnético y eléctrico
 - 2.1.2.1.2. Subestación Principal (60KV/10KV)
 - 2.1.2.1.2.1. Orientación del mantenimiento
 - 2.1.2.1.2.2. Tareas de Mantenimiento
 - 2.1.2.1.2.2.1. Inspección visual
 - 2.1.2.1.2.2.2. Mantenimiento preventivo
 - 2.1.2.1.2.2.3. Mantenimiento correctivo
 - 2.1.2.1.2.2.4. Conclusión del análisis
 - 2.1.2.2. Subestación Principal (60KV/10KV)
 - 2.1.2.2.1. Orientación del mantenimiento
 - 2.1.2.2.2. Tareas de Mantenimiento
 - 2.1.2.2.2.1. Inspección visual
 - 2.1.2.2.2.2. Mantenimiento preventivo
 - 2.1.2.2.2.3. Mantenimiento correctivo
 - 2.1.2.2.2.4. Conclusión del análisis
 - 2.1.3. Análisis de Fallas en el sistema
 - 2.1.4. Estudio de flujo de cargas
 - 2.2. Infraestructura para atender contingencias
 - 2.2.1. Equipamiento
 - 2.2.2. Sistema Logístico

- 2.2.3. Personal
 - 2.2.4. Medios de comunicación
 - 2.2.5. Empresas de Soporte
- 2.3. Evaluación de Riesgos en el Sistema LT de 60 KV.
 - 2.3.1. Identificación de peligros
 - 2.3.2. Análisis de vulnerabilidad
 - 2.3.3. Resultado de Análisis de riesgos
 - 2.3.3.1. Riesgos de origen natural
 - 2.3.3.2. Riesgos de origen antrópico
 - 2.3.4. Riesgos asociados y Plan de prevención
 - 2.3.5. Hipótesis de trabajo
- 2.4. Identificación de elementos y situaciones críticas
- 2.5. Plan de acción – Manual de procedimientos
 - 2.5.1. Organización rectora
 - 2.5.2. Manual de Procedimientos de contingencia
- 2.6. Administración del Plan de contingencia operativo
 - 2.6.1. Organización para afrontar contingencias
 - 2.6.2. Funciones de miembros de la organización
 - 2.6.2.1. Director (Coordinador General)
 - 2.6.2.2. Comité de Prevención de Desastres
 - 2.6.2.3. Comunicaciones
 - 2.6.2.4. Logística
 - 2.6.2.5. Operaciones
 - 2.6.2.5.1. Jefe de Respuesta
 - 2.6.2.5.2. Brigadas de intervención
 - 2.6.2.5.2.1. Brigada de intervención propia
 - 2.6.2.5.2.2. Brigadas de apoyo especializado
 - 2.6.2.5.2.3. Brigadas de apoyo simple
 - 2.6.3. Declaración de la situación de emergencia
 - 2.6.4. Supervisión e implementación del Plan
 - 2.6.4.1. Capacitación y entrenamiento
 - 2.6.4.2. Lista de contactos
- 3. Referencias Bibliográficas
- 4. Anexos
 - Anexo No 1: Procedimiento para evaluar la contingencia
 - Anexo No 2: Procedimiento para la recuperación provisional
 - Anexo No 3: Procedimiento para la recuperación plena
 - Anexo No 4: Requerimiento de Información para OSINERGMIN



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO (PCO) PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO DE 60 KV QUE ALIMENTA EL CENTRO NUCLEAR "RACSO"

1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCION

- El Plan de Contingencia tiene por misión establecer las acciones que se deben ejecutar para prevenir y/o controlar riesgos o posibles accidentes y desastres dentro de un área de influencia.
- Para hacer frente a la contingencia, se debe establecer, los componentes críticos del sistema, las acciones para evitar o minimizar sus efectos y una organización con funciones y responsabilidades para hacerlas frente y por supuesto con poder de decisión inmediata.
- El Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN), es un Organismo Público Ejecutor, perteneciente al Sector de Energía y Minas, encargado de promover, asesorar, coordinar, controlar, representar y organizar las acciones para el desarrollo de la Energía Nuclear y sus aplicaciones pacíficas en el País.
- Una de sus principales instalaciones del IPEN es el Centro Nuclear denominado Oscar Miro Quesada de la Guerra "RACSO". Este Centro cuenta con diversas instalaciones dedicadas a la investigación y el desarrollo de la Tecnología Nuclear, resaltando el Reactor Nuclear de Investigación que es usado como fuente de neutrones, la Planta de Producción de Radioisótopos, la Planta de Gestión de Residuos Radiactivos y otras más. Todas estas instalaciones necesitan de la energía eléctrica para su adecuado funcionamiento
- Para el funcionamiento de sus diversas instalaciones, el Centro Nuclear "RACSO" tiene necesidad del suministro eléctrico, con este fin el Instituto Peruano de Energía Nuclear ha construido y administra un sistema de transmisión eléctrica de 60 kV desde la Subestación Zapallal hasta la Zona de Huarangal utilizando una línea de simple terna con una extensión de 14. km aproximadamente.
- El suministro se realiza bajo contrato con la actual Empresa de Distribución Eléctrica ENEL DISTRIBUCIÓN PERU SAA antes EDELNOR. Este flujo energético debe ser garantizado por la administradora, en todo momento, por lo que se debe prever un **Plan de Contingencias Operativo (PCO)** para contrarrestar los efectos que se puedan generar por la ocurrencia de eventos asociados a fenómenos de orden natural y a emergencias producidas por alguna falla de las instalaciones de seguridad o errores involuntarios en la operación y/o mantenimiento de equipos e infraestructura involucrada en la transmisión de la energía eléctrica.
- Es necesario resaltar que el Centro Nuclear "RACSO" posee un Plan General de Contingencias para casos de emergencias de origen natural y antropogénico con una organización que involucra a las autoridades institucionales y a un Comité Permanente de Prevención donde están representados todas las áreas de trabajo e instalaciones del Centro Nuclear. Esta misma organización servirá de soporte a este PCO.
- El PCO complementa al de desastres en lo concerniente al restablecimiento buscando la continuidad del suministro eléctrico, el mismo que ha sido diseñado con hipótesis de siniestros que pudieran ocurrir durante la vida útil de la línea y subestación asociada, planes de respuesta ante estos eventos, procedimientos para implementar dichos planes o guías de acción, coordinaciones, materiales, equipos a utilizar, sistema de comunicaciones, etc.

EL PERÚ PRIMERO



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

- Esta nueva versión acoge los cambios internos producidos en el IPEN y ha sido actualizado bajo lineamientos del Ente Fiscalizador OSINERGMIN para el año 2020.

1.2. OBJETIVOS

Con el Plan de Contingencia Operativo se busca conseguir los siguientes objetivos:

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

- El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.
- Planificar, describir la capacidad y las actividades de respuesta frente a situaciones de contingencia de manera oportuna y eficaz a fin de garantizar la continuidad en el servicio de suministro eléctrico.
- Asimismo, establecer una tabla de responsabilidades y procedimientos de respuesta ante la ocurrencia de accidentes, fallas en los sistemas eléctricos, etc., que pudiera surgir, tomando acciones de control de emergencias, notificación y comunicación permanente, capacitación y adoctrinamiento del personal.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

El Plan de Contingencia Operativo (PCO) tiene además los siguientes objetivos específicos:

- Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos dentro de Sistema.
- Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones. Las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el periodo de recuperación del servicio.
- Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente: así como a disminuir el riesgo del sistema.
- Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - ✦ Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - ✦ Organizar la entidad para administrar las situaciones de contingencias;
 - ✦ Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos, Hospitales, otras autoridades y al propio personal;
 - ✦ Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.
 - ✦ Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
 - ✦ Evitar la repetición de contingencias similares.

EL PERÚ PRIMERO

1.3. ALCANCE Y ESTRATEGIA

1.3.1. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO EI PCO del sistema de transmisión eléctrica de la Línea Eléctrica de 60 kV

- Este Plan abarcará las líneas de transmisión, las instalaciones de transformación y todo el equipamiento de corte y seccionamiento; los sistemas de medición, protección y control de los equipos mencionados para la línea en 60 KV simple terna desde la Subestación Zapallal – hasta la Subestación ubicada en el emplazamiento del Centro Nuclear de Investigaciones del Perú Oscar Miroquesada de la Guerra "RACSO".
- La elaboración del PCO contempla los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro Eléctrico por Terremotos, Huaycos, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro. Para estos casos, IPEN cuenta con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales, conforme a lo establecido en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD).
- El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

1.3.2. ESTRATEGIA

Como estrategia de prevención, durante la operación del sistema de transmisión eléctrico se tienen en cuenta lo siguiente:

- Ubicación de las zonas y lugares de mayor riesgo y vulnerabilidad y áreas críticas. Se considera durante la operación el ámbito de influencia de los campos electromagnéticos de acuerdo a la información de línea base.
- Las radiaciones electromagnéticas medidas debajo de las Líneas de Transmisión de 60KV existentes dieron valores entre 2 a 4 mm Gauss, que corresponde a valores aceptables dentro del margen conservador de 1000 mm Gauss (según Normas internacionales).
- Reconocimiento de las áreas de seguridad, tanto internas como externas, lugares vulnerables y áreas críticas. Esto se encuentra especificado en el Plan general de Contingencias contra desastres y es de conocimiento de todo el personal.
- Especificaciones de las zonas de seguridad y su identificación. Para cada zona clasificada se tiene las zonas de seguridad adecuadamente identificadas, dependiendo del tipo de emergencia, en ella se encuentran incluidas la sub estación principal, las subestaciones de la red de anillo y todo el sistema eléctrico.
- Señalización preventiva de lugares y zonas estratégicas, tanto interna como externa de tableros de control, equipos de generación, oficinas y todo otro sitio de trabajo que implique riesgo potencial.
- Todas las instalaciones que albergan tableros (incluida la principal), los generadores eléctricos de emergencia y todo sistema potencialmente peligroso se encuentran señalizados.

- Evaluaciones parciales de cada estrategia preventiva.- a fin de poder realizar la mejora continua de cada una de ellas realizando simulacros y simulaciones referidos al Plan de evacuaciones parcial y general en caso de accidentes, desastres, incendios, etc. (como se contempla en el Plan contra desastres) complementándose con la garantía del suministro eléctrico que es muy necesario para algunas labores post accidente.
- Para el Plan de contingencia operativo a fin de declarar la situación de contingencia y de poner en ejecución el Plan es necesario tener una Comunicación oportuna, para este fin se debe tener la Identificación y registro de contactos internos (autoridades, responsables de áreas y jefes de respuesta) y externos (Defensa Civil, Bomberos, Policía Nacional, etc.).

1.4. DEFINICIONES

Para los fines de este plan, se definen:

- **Contingencia.-** Situación causada por falla interna o fenómeno natural o provocado externamente que afecta al sistema de transmisión eléctrica del C. N. "RACSO" cuyo resultado es no poder abastecer por más de 12 horas a por lo menos el 25 % de la carga normalmente abastecida.
- **Elemento crítico.-** Elemento cuya falla o ausencia puede producir contingencia. Nuestro sistema cada componente es crítico: (Línea de transmisión (LT 60 KV) y subestación Principal (60 KV / 10KV)).
- **Plan de contingencia Operativo.-** Documento normativo para describir los riesgos en el sistema eléctrico del C. N. "RACSO" estableciendo los elementos críticos, planes de acción, infraestructura para enfrentar contingencias, acciones para minimizar efectos negativos de las contingencias, los actores y sus responsabilidades que intervienen en la solución de las contingencias.
- **Situación crítica:** Situación natural o accidental cuya ocurrencia puede producir una contingencia.

2. PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO DEL SISTEMA

2.1 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA

El diagnostico se hace para identificar los elementos críticos y situaciones críticas, a fin de determinar las contingencias más probables, se ha realizado una evaluación detallada de las actuales condiciones del sistema de transmisión y subestaciones de transformación asociadas del Centro Nuclear RACSO.

2.1.1 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA

Con esta descripción se pretende examinar detalladamente las actuales condiciones del sistema planteado haciendo énfasis en sus características mecánicas y eléctricas, su representación esquemática y el lugar donde se encuentra emplazado. También se reporta la longitud de la línea, su capacidad de transformación, el tipo de conexión y la antigüedad de las instalaciones.

2.1.1.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA

El Centro Nuclear se encuentra localizado en el Departamento y Provincia de Lima, Distrito de Carabaylo a 42 Km de la Ciudad de Lima, a una altura de 400 m sobre el nivel del mar.

"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

Desde la ciudad de Lima se llega a la zona de la Línea de Transmisión Eléctrica LT- 717 de 60 KV, a través de la carretera Panamericana Norte, hasta la altura de la Sub Estación de Zapallal, en un tiempo aproximado de 30 minutos.

La Línea Eléctrica está emplazada actualmente por las vías principales de los Asentamientos Humanos de la zona de Zapallal Alto en el distrito de Puente Piedra y a lo largo de la Avenida las Lomas de Carabayllo y la zona de San Diego en el distrito de Carabayllo, hasta llegar al Centro Nuclear de Huarangal.

La Línea Eléctrica está ubicada entre las siguientes coordenadas.

Descripción	Coordenadas Norte – UTM *	Coordenadas Este – UTM*
Sub Estación Zapallal – Punto Inicial de la línea 60 KV	8'690,619	270,067
SE Huarangal – Punto Final de la línea 60 KV	8'694,262	280,787

* **Nota:** Coordenadas UTM WGS 84

La zona se ubica entre los 11° y 12° de latitud sur, con un clima extremadamente árido y semicálido, con precipitaciones reducidas (20mm promedio anual) y temperaturas medias anuales de 18.6° C.

2.1.1.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DEL CENTRO NUCLEAR.

La instalación más importante en el Centro Nuclear es el Reactor Nuclear "RP-10" y por lo tanto para la presentación del sistema eléctrico tomaremos esa referencia.

2.1.1.2.1 Sistema Eléctrico Interconectado Peruano.

Este sistema comprende las centrales de generación de potencia que a través de un sistema de distribución que pasando por la Subestación de CHAVARRÍA en Sol de Oro (Los Olivos), alimenta la Subestación de ZAPALLAL de ENEL DISTRIBUCIÓN PERU SAA en Ventanilla.

2.1.1.2.2 Sub-estación 60 KV/10 KV.

La Sub-estación 60 KV/10 KV del Centro Nuclear es alimentada desde la Sub-estación Zapallal y a su vez alimenta la red en anillo de 10 KV.

El transformador principal tiene, las siguientes características:

- ✓ N° de serie: L30250
- ✓ Potencia: 7 MVA
- ✓ Fabricante: ABB
- ✓ Cantidad de aceite: 7235 Kg.
- ✓ Año de fabricación: 1985.

2.1.1.2.3 Red en anillo de 10 KV.

- La red en anillo de 10 KV consiste en 06 Sub-estaciones conectadas en anillo y alimentadas por la Sub-estación principal de 60 KV/10 KV.

EL PERÚ PRIMERO

"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

- De estas 06 Sub-estaciones, la Sub-estación N° 2 alimenta el Reactor Nuclear "RP-10" y la Planta de Producción de Radioisótopos (PPRR). Siendo esta la principal carga de todo el sistema y trabaja con dos transformadores en paralelo de 1 MVA cada uno.
- El sistema en total cuenta con 08 transformadores – como se muestra en la figura 02 - Cada uno de los transformadores alimenta determinada carga a 220 V, para los efectos de este trabajo, se considera una carga total del Centro Nuclear. "RACSO"

2.1.1.2.4 Línea de transmisión eléctrica de 60 KV

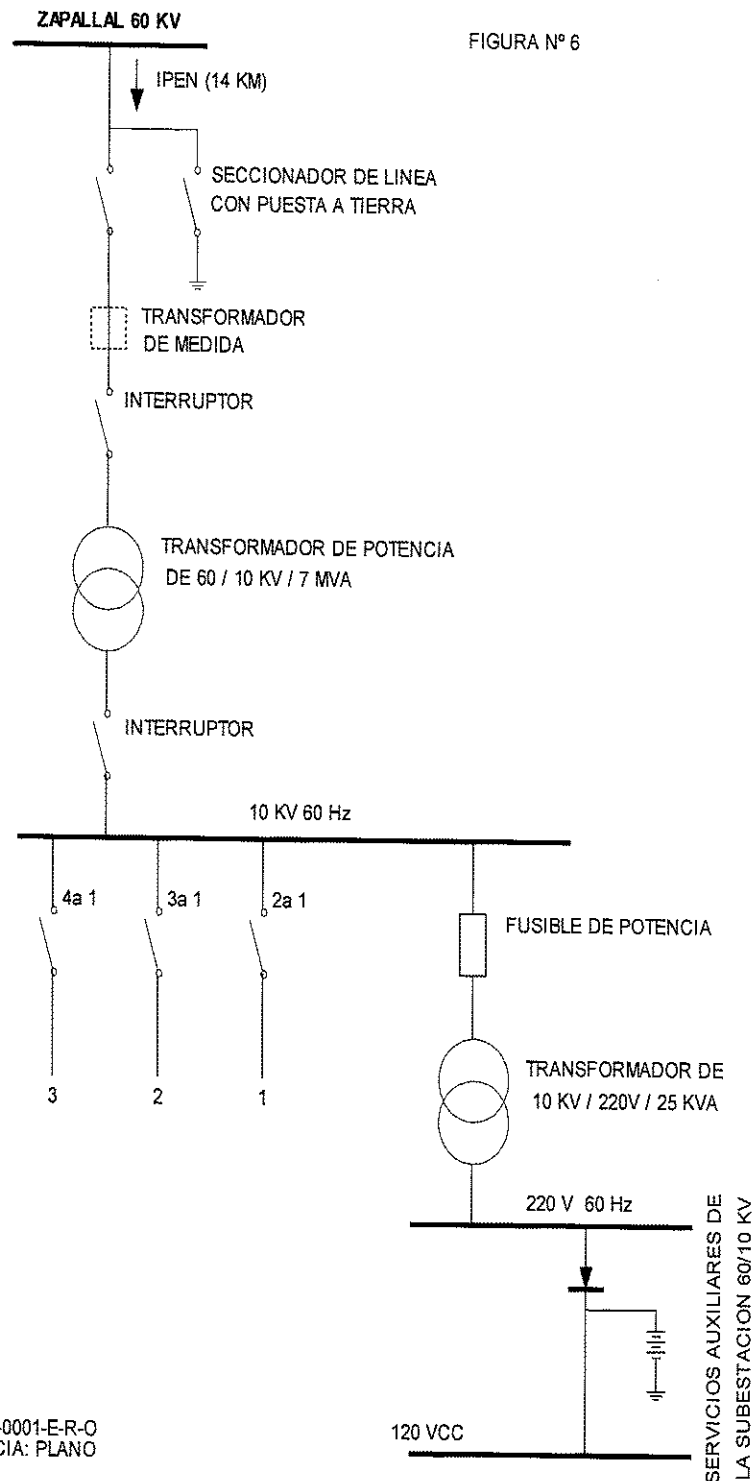
- El suministro de Energía Eléctrica al Centro Nuclear se realiza a través de la Línea de Transmisión Eléctrica Trifásica, en 60 Kilovoltios (LTE 60 KV), que se alimenta desde la Subestación de ENEL DISTRIBUCIÓN PERU SAA en Zapallal y se dirige hacia la Subestación Principal del CENTRO NUCLEAR en Huarangal, con una longitud total aproximada de 14 Kilómetros. fue instalado el año de 1981.
- Los conductores eléctricos desnudos son de Aleación de Aluminio tipo ALDREY de AWG 2/0, que están sostenidos por Cadena de Aisladores poliméricos y su respectiva ferretería asociada.
- Las cadenas de aisladores, a su vez, están sostenidas por 64 Estructuras de Concreto Armado, cuyas alturas son de 15 metros (1 poste); de 18 metros (61 postes) y de 21 metros (2 postes). Más tres Aisladores Sintéticos instalados en una estructura de madera de 21 metros de altura, todas las estructuras están ancladas en bases de concreto armado y cada una de ellas con su respectiva puesta a tierra.
- El ancho mínimo de la faja de Servidumbre es de 8 metros de ancho a cada lado del eje de la Línea eléctrica de 60kV, de acuerdo al "Código Nacional de Electricidad Suministro 2001"
- Para detallar la ubicación precisa de las 65 estructuras que sostienen la LTE 60kV, desde la estructura P-1, a la salida de la Subestación de ENEL en Zapallal; hasta el Pórtico de llegada a la Subestación Principal del Centro Nuclear "RACSO" en Huarangal, se ha efectuado un relevamiento topográfico en Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas con el sistema WGS86.

2.1.1.2.5 REPRESENTACIONES ESQUEMATICAS

2.1.1.2.5.1 SISTEMA DE TRASMISIÓN ZAPALLAL – CENTRO NUCLEAR "RACSO"

La Sub-estación 60/10 KV recibe tensión de la estación transformadora Zapallal 60 KV (ver figura 1). A través de un transformador de 7 MVA alimenta la barra de 10 KV que alimenta la red en anillo. Estas instalaciones tienen una antigüedad de 30 años.

FIGURA 01: DIAGRAMA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZAPALLAL "RACSO" DE 60 KV



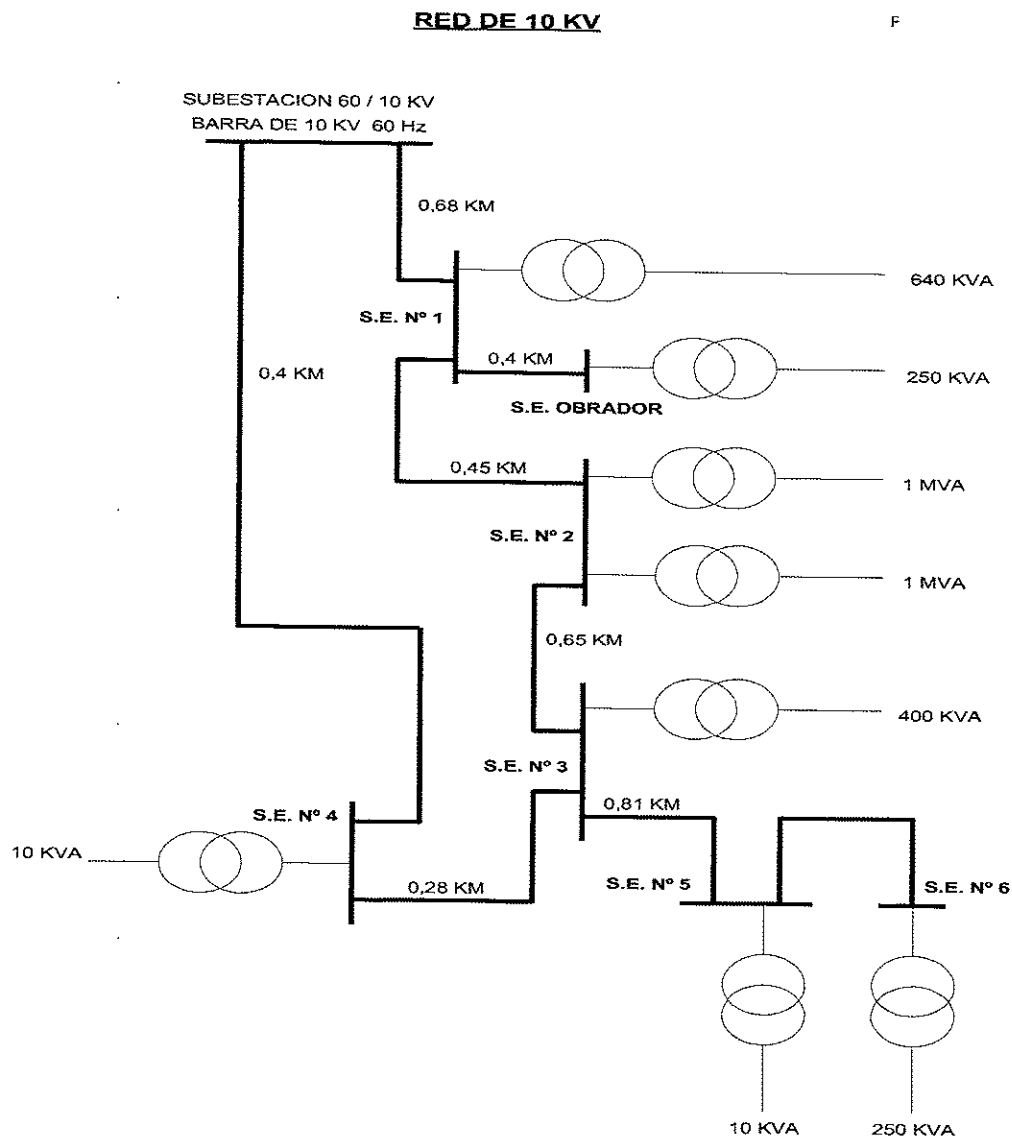
PE 01-24-99-7142-0001-E-R-0
REFERENCIA: PLANO

2.1.1.2.5.2 RED EN ANILLO DE 10 KV

Para apreciar la carga presentamos la red en anillo de 10 KV del C.N. "RACSO" con una longitud total de 2460 metros.

Las Sub-estaciones 1, 2, 3 y 4 están conectadas en serie, en tanto que las Sub-estaciones 5 y 6 son alimentadas directamente por la Sub-estación N° 3.

FIGURA 02: DIAGRAMA DE LA RED DE ANILLO DEL CENTRO NUCLEAR "RACSO"



REFERENCIA: PLANO
PE 01.23-99-6133-004.E.3C-4

2.1.2 ANALISIS DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO

Para este análisis, primero, se explica cómo se encara la gestión del mantenimiento, la que está representada en el siguiente esquema:

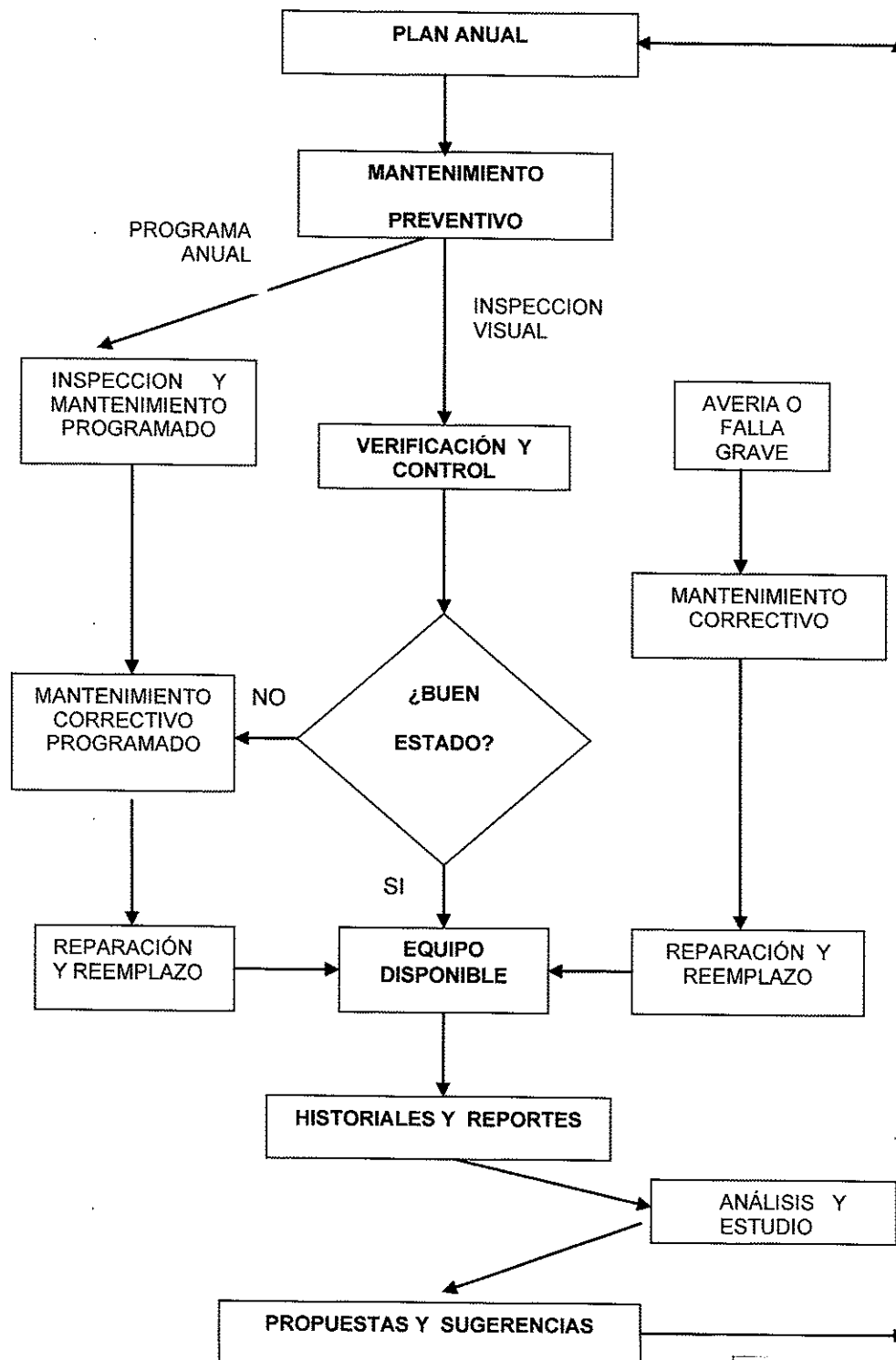


FIGURA 03: ORGANIGRAMA DEL MANTENIMIENTO DE LA LTE 60 KV

EL MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Las acciones más importantes de mantenimiento eléctrico son: planificación, programación, ejecución, supervisión y control.

- El mantenimiento del sistema eléctrico del Centro Nuclear RACSO, está a cargo del Personal del Área de Servicios Internos (SEIN), cuyo soporte son los servicios de terceros (empresas de servicios) para poder realizar adecuadamente este trabajo.
- Servicios Internos es la encargada de realizar la Planificación Anual del Mantenimiento Preventivo, cuyo objetivo es:
 - ♣ Reducir las paradas imprevistas de los diferentes equipos.
 - ♣ Lograr que los equipos funcionen ininterrumpidamente y con eficiencia.
 - ♣ Llevar a cabo una inspección sistemática de todas las instalaciones, con intervalos de control para detectar oportunamente cualquier desgaste o rotura.
 - ♣ Mantener permanentemente los equipos e instalaciones, en su mejor estado para evitar los tiempos de parada que aumentan los costos.
 - ♣ Efectuar las reparaciones de emergencia lo más pronto posible.
 - ♣ Prolongar la vida útil de los equipos e instalaciones al máximo.
 - ♣ Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
 - ♣ Gestionar el mantenimiento para que incluya todos los aspectos relativos dirigidos al Mantenimiento Eléctrico.
 - ♣ Definir políticas de mantenimiento de calidad y seguridad.
 - ♣ Clasificar los equipos en función de su importancia y qué modelo de mantenimiento debe ser aplicable a cada equipo.
- Servicios Internos realiza mantenimiento rutinario, siendo una actividad diaria y consiste en una serie de tareas, tales como: toma de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación y reapriete de tornillos en equipos, máquinas e instalaciones en servicio; como así también el cuidado y limpieza de los espacios comunes y no comunes del área de mantenimiento.
- Servicios Internos, programa las inspecciones de las líneas de transmisión y la sub estación principal, para diagnosticar las fallas, programando las acciones correspondientes, a fin de garantizar la disponibilidad y continuidad del servicio eléctrico a las instalaciones del Centro Nuclear RACSO.
- Las empresas de servicios son las encargadas de realizar el mantenimiento programado realizado por Servicios Internos; así como los mantenimientos correctivos, reparando las fallas o averías producidas, generando los historiales y reportes, los Reportes generados son estudiados y analizados por SEIN para su programación anual.

2.1.2.1 SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) del Centro Nuclear "RACSO", tiene dos componentes, cada uno con funciones específicas dentro del sistema, para cumplir con la calidad y la continuidad del servicio, estos componentes son:

1. Línea de transmisión (LT 60 KV).
2. Subestación Principal (60 KV / 10KV)

2.1.2.1.1 REQUERIMIENTOS DE LINEAS DE TRANSMISION

2.1.2.1.1.1 CABLES

Los cables, son los componentes más importantes (por tratarse de líneas aéreas) y por ende se le concede la atención que necesita por estar en una zona costera.

Todo conductor debe poseer suficiente resistencia mecánica para soportar, sin romperse o deformarse permanentemente los esfuerzos aplicados al mismo, en el servicio normal, y aun en las condiciones anormales, pero previsibles en el diseño. La construcción física de los conductores deriva principalmente de la esencia de las necesidades mecánicas mínimas para la operación segura, ante las eventualidades y operación normal.

En el caso de las líneas de transmisión aéreas, los esfuerzos mecánicos normales son: el peso del conductor, el efecto del viento a una velocidad límite, etc.

Por lo tanto se hace necesario un control de la degradación de los cables debido a:

- ✓ Influencia del medio ambiente
- ✓ Calentamiento del conductor
- ✓ Fatiga del metal

2.1.2.1.2 AISLADORES

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía.

Esta contaminación afecta también a toda la ferretería metálica asociada y en particular al pasador que une o ensambla una unidad con la siguiente, así como las pistolas y empalmes bifilares; provocando su adelgazamiento y el riesgo de rotura y caída del conductor.

En general, todos los accesorios metálicos son vulnerables a la corrosión, intensificándose en función de la zona geográfica donde se encuentran.

Las corrientes superficiales en los aisladores y por tanto las pérdidas transversales se incrementan en función del depósito de contaminante, razón por la cual es recomendable implementar algún control del valor de las pérdidas transversales con el fin de desarrollar una programación precisa de la limpieza de los aisladores.

2.1.2.1.3 SOPORTES

Las estructuras o postes son de concreto armado, pues son relativamente frágiles y pesados. También son muy flexibles. Son muy convenientes en las cercanías del mar porque hasta preservarlos exteriormente con su tapa poros para que el salitre no los penetre y así no deteriore el acero, con lo cual no requieren de mantenimiento.

2.1.2.1.4 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra, considerado para nuestras estructuras son dos electrodos de coperweld de 2.70 metros de longitud conectados al poste mediante aproximadamente 6 metros de conductor desnudo de cobre N° 2 AWG.

2.1.2.1.5 MANTENIMIENTO DE FRANJAS DE SERVIDUMBRE EN ÁREAS FORESTALES

La ruta seguida no contempla directivas o procedimientos para el tratamiento de la poda de árboles por no cruzar áreas forestales.

2.1.2.1.6 MONITOREO DEL CAMPO MAGNÉTICO Y DEL CAMPO ELÉCTRICO

Se realiza un monitoreo que exige la ley (Para el campo magnético el límite es de $15 \mu T$ y para el campo eléctrico: $2000 V / m$, ambos al borde de la servidumbre).

2.1.2.1.2 SUBESTACION PRINCIPAL (60 KV / 10 KV)

En la subestación principal existen:

- Interruptores, encargados de unir o abrir circuitos entre si.
- Transformador de potencia, encargados de transmitir la potencia de un sistema a otro con las características deseadas de voltaje y corriente.
- Transformadores de medida, que se encargan de medir las características de la señal eléctrica para fines de protección y registro.
- Seccionadores, que unen o separan circuitos.
- Bancos de capacitores, que sirven para compensar la caída de tensión al final de la línea de transmisión.

2.1.2.1.2.1 ORIENTACION DEL MANTENIMIENTO DE LA SUB ESTACION PRINCIPAL

Para la sub estación de entrada del Centro Nuclear se aplica, tanto los argumentos de la filosofía del Mantenimiento Productivo Total (TPM) y del Mantenimiento basado en la Confiabilidad (RCM).

El mantenimiento en la sub estación es un sistema mixto buscando la Confiabilidad de la subestación, y la disponibilidad de los equipos de la misma.

2.1.2.1.2.2 TAREAS DE MANTENIMIENTO

Para el mantenimiento se realizan las siguientes actividades:

- Reemplazo de elementos dañados: Tramos de cable, aisladores o ferretería.
- Inspección del estado de las estructuras de soporte.
- Análisis de aceites de transformadores.
- Inspección y verificación de estado de los sistemas de tierra.
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de principales componentes de interruptores, seccionadores, transformadores de medición, etc.

Los análisis de aceites, el estado de los sistemas de tierra y las inspecciones con instrumentación sofisticada son realizados por terceros, bajo la supervisión de Servicios Internos del IPEN.

Los reemplazos y reparaciones son parte del mantenimiento preventivo programado (predictivo) o del correctivo cuando se presenten los daños.

2.1.2.1.2.2.1 INSPECCION VISUAL DEL SISTEMA.

Esta tarea es efectuada por el personal de Servicios Internos – SEIN, siguiendo los criterios siguientes:

TABLA 01: LINEAMIENTOS PARA INSPECCION VISUAL

LLENADO DE PLANILLAS DE INSPECCION VISUAL		
LETRA	SIGNIFICADO	ESTADO
G	Grave.- Significa un estado de avería del equipo mostrado en el exterior, que implicará programación de un mantenimiento correctivo.	Cimientos quebrados, falta de perfiles o pernos de la estructura, perfiles dañados, conexión a tierra suelta, cables sueltos (no aislados) en el mando, baja densidad en las celdas del banco de baterías, manchas graves de aceite, fuga del aislante (aceite), porcelanas seriamente dañadas, rotas o fogoneadas, falta de aisladores o seriamente dañados, conductores sueltos o hebras rotas, iluminación fuera de servicio, falta de fusibles, presencia de humedad, daños en manómetros, vacuómetros o medidores de temperatura, radiadores rotos, bajo nivel en las celdas, banco de baterías, averías en cubicales, silicagel no azul, daños en anillos equipotenciales.
L	Leve.- El daño es menor, avería menor que puede solucionarse cuando se efectúe el mantenimiento programado.	Leve daño en porcelanas, polvo en el mando, daños menores en el mando, aisladores rajados, manchas leves de aceite o de óxido, polvo en las porcelanas, falta de señalización de seguridad, el patio no está limpio, visores de aceite sucios.
S	Sin novedad.-Significa que el equipo está en buen estado, visto exteriormente, implica la ausencia de los casos antes señalados.	

Existen ciertos puntos relevantes al realizar una inspección visual, que se registran el estado de ellos en las planillas de inspección.

Para los equipos de una subestación, se tiene:

TABLA 02: PUNTOS A INSPECCIONAR POR EQUIPO

Transformadores de potencia	Construcciones civiles, tanque, conexión a tierra, porcelanas de los bushings, limpieza general, tanque conservador, radiadores, ventiladores, silicagel, relé Buchholz, cambiador de taps, manómetro, vacuómetro, nivel de aceite, indicador de temperatura, caja de control, terciario, temperaturas de aceite y bobinas.
Interruptores (aceite)	Construcciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, indicador de estado, mando, borneras, calefacción, hermeticidad, fugas de aceite, presión de gas (N2), número de operaciones, hermeticidad.
Transformadores de medida (CT's, PT's, CCPD's)	Construcciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, visor de aceite, nivel de aceite, calefacción, caja de borneras, nivel de N2, capacitor
Seccionadores	Construcciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, hermeticidad mando, relé de conexión a tierra.
Pararrayos	Construcciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, anillo equipotencial, número de descargas, conexión de potencia.
Banco de Capacitores	Construcciones civiles, estructura soporte, conexión a tierra, malla de seguridad, señalización, aisladores conexiones, fugas.
Banco de baterías	Estructura soporte, conexión a tierra, ventilación, tensión de banco, tensión de cada celda, nivel, temperatura, densidad.

2.1.2.1.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El Mantenimiento Preventivo es programado con el propósito de reducir la probabilidad de fallas, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes.

Consiste en una serie de pruebas a realizar en los equipos para verificar su estado. El trabajo tiene carácter preventivo, pero también engloba al mantenimiento predictivo.

El mantenimiento predictivo interviene cuando al efectuar las pruebas al equipo, se llega a conocer su estado actual y es posible entonces, conocer el estado futuro o anticiparse a las posibles fallas, son pruebas que se realizan a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas que se podrían ocasionar. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento.

El mantenimiento preventivo se realiza generalmente con línea desenergizada, pero existen algunas técnicas que se pueden aplicar sin desenergizar la línea.

Estas técnicas se aplican, en base a recomendaciones de normas internacionales (IEC-76, IEC-72), lo programado, se detallan a continuación.

TABLA 03: PROGRAMA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Técnica de diagnosis o actividad	Estado del equipo	Frecuencia
Análisis de aceite aislante		
Físico- químico de calificación	Des energizado	Anual
Gases disueltos		Anual
Concentración derivados de aldehído		Anual
Medidas dieléctricas		
Capacidad entre devanados y tierra	Des energizado	Anual
Factor de potencia		Anual
Resistencia de aislamiento en corriente continua		Anual
Tensión resorción papel – aceite		Anual
Medidas eléctricas		
Relación de transformación.	Des energizado	Anual
Resistencia de devanados.		Anual
Corriente de excitación.		Anual
Reactancia de dispersión.		Anual
Análisis de respuestas a diferentes frecuencias	Des energizado	Anual
Réspuesta dinámica del cambiador de tomas	Des energizado	Anual
Medidas de Ruido y vibraciones	Energizado	Tres años
Limpieza de bushings	Des energizado	Anual
Limpieza del tanque	Des energizado	Anual
Limpieza y revisión de válvulas	Des energizado	Anual
Limpieza del sistema de refrigeración	Des energizado	Anual
Consumo de motores de ventilación	Des energizado	Anual
Limpieza del sistema de protección y control	Des energizado	Anual

TABLA 04: PROGRAMA PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA

TRANSFORMADORES DE MEDIDA		
Técnica de diagnosis o actividad	Estado del equipo	Frecuencia
Análisis de aceite aislante Físico- químico de calificación Gases disueltos	Des energizado	Tres años Tres años
Medidas dieléctricas Capacidad Factor de potencia		Anual Anual
Medida de descargas parciales	Des energizado	Anual
Medida de clase de precisión	Energizado	Tres años
Medidas Eléctricas Relación de transformación Resistencia de devanados Corriente de excitación y Reactancia de dispersión.	Des energizado	Anual Anual Anual

TABLA 05: PROGRAMA PARA INTERRUPTORES

INTERRUPTORES		
Técnica de diagnóstico o actividad	Estado del equipo	Frecuencia
Resistencia Circuito Principal y conexiones	Des energizado	Anual
Resistencia Dinámica	Des energizado	Tres años
Resistencia de Aislamiento en Corriente Continua	Des energizado	Anual
Tiempos de maniobra y sincronismo entre contactos	d / e	Anual
Análisis gráfico de consumo de bobinas	Des energizado	Anual
Análisis gráfico: Movimiento de interruptor		
Recorrido de contactos	Des energizado	Anual
Penetración de contactos	Des energizado	Anual
Velocidad de apertura y cierre	Des energizado	Anual
Amortiguación, sobre recorridos y rebotes	Des energizado	Anual
Control sistema de acumulación de energía		
Tiempo de reposición	Des energizado	Anual
Intensidad motor de carga resortes	Des energizado	Anual
Consumo de energía en maniobras	Des energizado	Anual
Control medio de extinción		
Rigidez dieléctrica, niveles (PVA)	d / e	Tres años
Presión, consumo, humedad (aire)	d / e	Tres años
Humedad, acidez, calidad gas (SF6)	d / e	Tres años
Comprobación fuga de aislante (SF6)	Des energizado	Anual
Limpieza de porcelanas	Des energizado	Anual
Limpieza del mando	Energizado	Tres años
Lubricación del mecanismo de accionamiento	Des energizado	Anual
Ajustes o reemplazo del cableado de mando	Des energizado	Anual
Revisión: varillaje del mecanismo de accionamiento	Des energizado	Anual

TABLA 06: PROGRAMA PARA SECCIONADORES Y CAPACITORES

SECCIONADORES		
Técnica de diagnóstico o actividad	Estado del equipo	Frecuencia
Resistencia circuito principal y conexiones	Des energizado	Anual
Tiempos de maniobra	Des energizado	Anual
Consumo de energía por maniobra (motores)	d / e	Anual
Limpieza del mando	Des energizado	Anual
Ajustes en el cableado del mando	Des energizado	Anual
BANCO DE CAPACITORES		
Técnica de diagnóstico o actividad	Estado del equipo	Frecuencia
Medida de Capacitancia		
Del banco	Des energizado	Anual
Del Ramal	Des energizado	Anual
De cada unidad	Des energizado	Anual
Limpieza general	Des energizado	Anual

TABLA 07 CRITERIO PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Circuito o bahía	Programación	Criterio
Llegada	Fines de semana Días de menor consumo (Ma- Mi- Ju - Sa)	Se requiere coordinación con las empresas o centros de costos que despachan la energía a la sub estación donde se va a realizar el mantenimiento. Para des energizar la llegada debe des energizar la línea respectiva (llegada). Reducir flujo de potencia de llegada implica reducción de flujo de potencia despachada
Salida	Fines de semana Días de menor consumo (Ma- Mi- Ju - Sa)	Se requiere coordinación y aviso a los consumidores o centros de costo a los que se despacha la carga. El flujo de potencia de salida se reduce.
Interconexión	Días particulares	El flujo de potencia puede desviarse por otro circuito similar
Transformación	Fines de semana -Días de menor consumo (Ma- Mi- Ju - Sa)	Debido a su complejidad y a que son los encargados de la transmisión de potencia, se deben buscar días de menor consumo para programar la intervención. La complejidad de estos circuitos y la cantidad de equipos que los componen, obliga a que las actividades se programen al menos para dos días
Barras colectoras	Fines de semana o días de menor consumo (simple barra). (Ma- Mi- Ju - Sa) -Días particulares (barra partida o más de una barra).	Ya que los equipos se conectan a las barras para tomar la energía a transmitir, para des energizar la barra se requiere des energizar gran parte de la subestación, para disposiciones de simple barra. Si el sistema tiene una disposición de barra partida o de más de una barra, es posible des energizar la barra en la cual se va a efectuar el mantenimiento sin interrumpir el servicio, pero aun así existirán equipos que deban quedar des energizados.
Circuitos especiales	- Días particulares (Lu-Ma-Mi-JU-Vi)	Ya que la función de estos circuitos no consiste en la transmisión de potencia o interconexión de circuitos, es posible programar las intervenciones en cualquier día.

2.1.2.1.2.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Mantenimiento Correctivo.- es la reparación que se realiza a la instalación una vez que se ha producido la falla con el objetivo de restablecer el funcionamiento y eliminar la causa que ha producido la falla, tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados y que no pueden funcionar operativamente en la subestación, el reemplazo también se da cuando los equipos han cumplido las horas de trabajo para las que fue fabricado.

El mantenimiento correctivo se puede considerar dividido en dos partes:

- ✓ Mantenimiento correctivo por avería.
- ✓ Mantenimiento correctivo programado.

El mantenimiento correctivo por averías se cuando existe una falla o avería grave de algún o algunos equipos de la subestación, estas averías se deben a factores externos: condiciones climáticas, daños de terceros, problemas en la línea de transmisión o distribución.

El mantenimiento correctivo programado es una actividad correctiva que implica reparación y reemplazo de piezas que tiene carácter preventivo, ya que en función de las condiciones del equipo o de ciertos parámetros se efectúan las reparaciones con la intención de anticiparse y prevenir daños mayores que afecten a la disponibilidad del equipo.

Puede ser debido a las siguientes razones:

- ✓ Número de Operaciones.
- ✓ Resultados de las inspecciones.
- ✓ Resultados del mantenimiento predictivo

- **Número de operaciones**

Es una condición que obliga a la intervención de un mantenimiento correctivo planificado en interruptores.

Después de cierto número de operaciones por falla u operaciones manuales de un interruptor, el aislamiento es afectado y los contactos se llenan de cavitaciones en su superficie, debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que han estado sometidos, lo que obliga a una intervención en el equipo.

Las actividades que se realizan son:

TABLA 08 MANTENIMIENTO AISLANTE Y CONTACTOS

Cambio de aislante	Implica el reemplazo del medio aislante, sin necesidad de la comprobación de su estado.	Cambio de aceite
Cambio de los contactos de la cámara de corte	Debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que han estado sometido los contactos muestran cavitaciones, los que luego se pueden rellenar con soldadura por personal calificado.	Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura.

- **Resultados de las inspecciones**

Si los resultados de las inspecciones visuales o termo gráficas revelan que el estado de algún equipo o de alguno de sus componentes es grave (G) o existen anomalías (A), será necesario programar una intervención en el equipo para efectuar las reparaciones correspondientes.

• **Resultados de mantenimiento predictivo**

Las técnicas de diagnóstico aplicadas durante el mantenimiento preventivo programado tienen la finalidad de revelar el estado de los equipos de la subestación, para poder anticiparse a las fallas y averías; si el diagnóstico revela mal estado o menor que el admisible, será necesario programar una intervención.

2.1.2.1.2.2.4 CONCLUSIÓN DEL ANALISIS

El mantenimiento en la subestación y sus líneas de transmisión asociadas cumplen con tener el sistema disponible y confiable.

La orientación dada a las tareas es la mejor opción por tratarse de un sistema de transmisión eléctrico evitando la ocurrencia de aquellas fallas previstas, en especial las que puedan causar contingencias. Se tiene enfatizado el uso de recursos y procedimientos y alianzas estratégicas para el servicio, por que dependemos de terceros para el servicio, cambio o reparación.

2.1.3 ANALISIS DE FALLAS EN EL SISTEMA.

De las estadísticas registradas presentamos un cuadro de desconexiones eléctricas o incidentes del año 2019:

TABLA 09 DESCONEXIONES ELECTRICAS O INCIDENTES EN EL SUMINISTRO ELECTRICO EN EL C. N. "RACSO" – 2019

Código	Fecha de Inicio Interrupción	Fecha de Fin Interrupción	Causa Interrupción.	Tipo de la Causa	Descripción
<u>202742</u>	06/10/2019 05:33	07/10/2019 19:40	Forzada	Fenómenos Naturales	Rotura de cuello muerto, fase R
<u>201282</u>	26/08/2019 11:57	27/08/2019 19:30	Forzada	Componentes o instalación que pertenece a otra empresa	personal contratista de telefónica del Perú, hizo descarga en el conductor de la Fase R, entre el Vano 4-5
<u>200780</u>	05/08/2019 14:20	06/08/2019 09:40	Forzada	Falla de Equipamiento	POSTE 64- AISLADOR
<u>200240</u>	14/07/2019 08:00	14/07/2019 17:37	Programada	Mantenimiento preventivo	Limpieza de aisladores
<u>196465</u>	07/03/2019 06:00	07/03/2019 18:00:00 p.m.	Programada	Mantenimiento preventivo	limpieza de aisladores y mantenimiento de subestación principal de Huaranga
<u>195355</u>	12/02/2019 06:04	12/02/2019 20:12	Programada	Mantenimiento preventivo	Mantenimiento SE PRINCIPAL-HUARANGAL
<u>205079</u>	06/12/2019 12:06	07/12/2019 06:46	Forzada	Condiciones Ambientales	Falla a tierra, fase R

Como podemos observar las situaciones de contingencia ocurridas en la Línea sucedieron por mantenimiento programado, por intervención de terceros, fenómenos naturales y por falla propia; sin embargo se aplicó correctamente el Plan de contingencias y la fase de recuperación provisional con uso de los Grupos Electrónicos, no ha permitido efectos negativos en el C. N. "RACSO"

2.1.4 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGAS

Para poder detectar la violación potencial de los límites operativos, la sobrecarga de líneas y/o transformadores se presenta el estudio de flujo de cargas en la condición más adversa.

Por tratarse de un Centro de Investigación el diagrama de cargas tiene una componente constante de los consumos en los laboratorios, instalaciones y oficinas que componen el Centro Nuclear, la Planta de Producción de Radioisótopos funciona todos los días (lunes a sábado) de 00:00 a 06:00 horas y el Reactor de investigación,

actualmente trabaja a plena carga los días jueves de 08:00 a 16:00 horas y los viernes (de 08:00 a 20:00 horas) y el resto de instalaciones laboran de lunes a viernes de 08:00 a 16:00 horas (no existen superposiciones) resumidamente presentamos la tabla 10 con la demanda de potencia para cada centro de consumo.

Para el análisis se considera que toda esta demanda de potencia sea en simultaneo (condición más desfavorable).

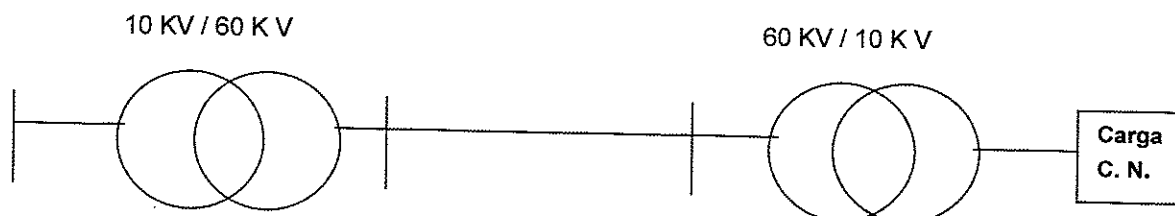
TABLA 10 MAXIMA DEMANDA EN EL CENTRO NUCLEAR "RACSO"

INSTALACION	POTENCIA (KW)
Reactor Nuclear "RP-10"	650
Planta de Producción	150
Resto del Centro Nuclear	100
Total	900

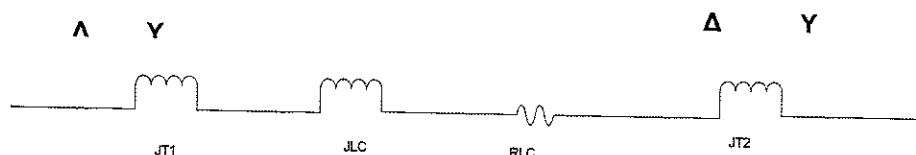
La representación del Sistema de Potencia Eléctrico a cargo del IPEN es sumamente sencillo y por lo tanto su análisis y el estudio de cargas.

Para esto se debe considerar a toda la red de anillo como una sola carga.

REPRESENTACIÓN UNIFILAR:



REPRESENTACION ELECTRICA:



- Por la simplicidad de nuestro sistema de transmisión no es necesario realizar un estudio detallado del flujo de cargas, porque se tiene una línea y una subestación asociada las que trabajan lejos de las condiciones críticas y esto nos lleva a afirmar que una "sobre carga" no nos debe conducir a contingencias en las actuales condiciones de trabajo.

EL PERÚ PRIMERO

“Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad”
“Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres”

- Para realizar estos cálculos tomaremos en cuenta la potencia máxima consumida de 900 KW que con factor de potencia ($\cos \phi$) de 0.9 nos da una potencia total de 1000 KVA muy lejos para sobre cargar los 7000 KVA de capacidad de los transformadores (sin considerar las pérdidas).
- La máxima potencia contratada por el IPEN es de 1200 KW medidos en la celda de salida de la Sub Estación de Zapallal, desde el último contrato de suministro firmado con ENEL DISTRIBUCION PERU SAA; el Centro Nuclear no ha tenido exceso de máxima demanda, que reafirma nuestra aseveración.
- Las líneas han sido diseñadas para trabajar con la máxima capacidad de los transformadores, por lo que trabajan al 20 % de su capacidad de carga.
- En las actuales condiciones de trabajo del Centro Nuclear es imposible sobre cargar el sistema de transmisión eléctrica (LTE 60 kV).
- El transformador principal y la línea de transmisión de 60 KV (Zapallal – Huarangal) son elementos críticos, por ser únicos (no existe alternativas) y por eso deben tener un Plan de Mantenimiento, para garantizar un suministro continuo.

2.2 INFRAESTRUCTURA PARA ATENDER CONTINGENCIAS

Examinaremos los medios de respuesta que tiene el IPEN y particularmente el SEIN para atender contingencias específicas para el sistema eléctrico de transmisión y distribución que alimenta al Centro Nuclear “RACSO”.

Cuando se presente una situación de contingencia, se involucra a la organización correspondiente.

2.2.1 EQUIPAMIENTO

- En cuanto al equipamiento, el IPEN cuenta, en el Centro Nuclear con herramientas e instrumentos para realizar las inspecciones básicas.
- El área de SEIN cuenta con repuestos, incluido una celda de salida, varios juegos de aisladores y otras cosas más que no siempre resultaran suficientes para atender contingencias, pero se tiene el respaldo de organizaciones de fácil ubicación en el mercado para este tipo de eventos.

2.2.2 SISTEMA LOGISTICO.

- El IPEN cuenta con el Área de Logística que está preparada para atender situaciones de contingencia. Los procedimientos para adquisición de repuestos, equipos y materiales se ajustan a las características de una entidad pública.
- Por las características del sistema de transmisión no se necesita grandes facilidades en el transporte. El IPEN tiene acceso a suficientes unidades de transporte para estos fines. Tampoco es problema los accesos a las instalaciones y la atención del personal. En resumen el sistema logístico es suficiente para atender una contingencia operativa en el sistema de transmisión y no se tiene grandes complicaciones por encontrarse cerca de la Ciudad de Lima y contar con el apoyo de instituciones soporte.

2.2.3 PERSONAL DESTINADO A LA ATENCIÓN DE CONTINGENCIAS

- Servicios Internos cuenta con personal para realizar la operación, el control, y parte del mantenimiento de las sub estaciones y sus líneas de transmisión, además de otros técnicos dedicados a otras tareas afines a los servicios (mecánica, carpintería, gasfitería, etc). En caso de contingencias operativas, todo este personal sirve de apoyo para hacerle frente.
- En el Centro Nuclear existen otras dependencias, que también cuentan con personal de operación y mantenimiento (y desde luego con electricistas calificados) que sirven de apoyo en estos casos. El grado de conocimiento del personal es bastante bueno, por ser profesionales de la electricidad con años de experiencia.
- En el punto 2.2.5 se presenta las empresas que proveen servicios de mantenimiento y para la atención de contingencias. La localización estratégica de los grupos de trabajo no es necesaria por estar cerca de la ciudad y con más de un acceso y para la movilización, el IPEN cuenta con varios vehículos de distintas capacidades para transportar personal y materiales o equipos.
- En el punto 2.6.4.2 (tabla 18) se presenta un listado de contactos internos para la ubicación del personal (para tomar decisiones y para intervenir) También se cuenta con listado de contactos externos a fin de notificar la ocurrencia de situaciones de contingencia a los entes involucrados.

2.2.4 MEDIOS DE COMUNICACIÓN.

El Centro Nuclear cuenta con los siguientes medios de comunicación:

- ✓ Telefonía Fija.
- ✓ Telefonía móvil (celulares).
- ✓ Radio enlace de largo alcance.
- ✓ Radio enlace de corto alcance.

Los vehículos de transporte de personal están equipados con radios de largo alcance, hasta la fecha, los medios de comunicación disponibles han sido suficientes para afrontar contingencias de diversa índole.

2.2.5 EMPRESAS DE SOPORTE.

TABLA 11: LISTA DE EMPRESAS SOPORTE PARA CONTINGENCIAS

EMPRESA	DIRECCION	TELEFONO	ESPECIALIDAD	CONTACTO
ENEL DISTRIBUCION PERU SAA	Calle Cesar Lopez N° 201 Urb Maranga San Miguel Lima	517-1176	Distribuidora de electricidad	Ing. Walter Felipe
EMEL POWER	Av. Manuel Odría 120-Aconbamba	940775146	Contratista	Francisco Vicuña
LUJAVI	C Mar de Plata Mz L - Lote 22- Urb Santa Rosita II Etapa Ate	992372021	Contratista	Jaime De La Cruz
MARINO PEREZ GOMEZ	Av Tacna N° 539 Lima	427-4418	Contratista	Marino Pérez
PROMINS REPSERVICE SRL	Calle Mariscal Andres de Santa Cruz N° 338 Urb El Pino San Luis Lima	326-6000	Contratista	Carlos Arones
ACTIVIDADES ELECTROMECHANICAS INDUSTRIALES SRL	Jr. Huancabamba 1059 Breña Lima	425-1111	Contratista	Adolfo Manrique

2.3 EVALUACION DE RIESGO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELECTRICO

La evaluación de los riesgos se efectuó utilizando el análisis basado en la intuición, la experiencia y la aplicación de métodos de observación directa de las personas que ha laborado o conocen el sistema o han participado en su construcción.

Se usaron, a su vez, medición y análisis de datos históricos de variables que propician riesgos (climatológicas, hidrológicas, geológica, sísmicas, ambientales, etc.).

El riesgo depende de dos factores:

- El Peligro: Potencial de producir contingencia
- La vulnerabilidad: Grado de exposición al peligro

Para la evaluación del riesgo (R), se identifica los peligros (P) a los que está expuesto el sistema de transmisión eléctrica de 60 KV, para que luego de realizar un análisis de vulnerabilidades (V).

Se pueda determinar el riesgo

Sabiendo que:

$$R = P * V$$

Para esto se necesita conocer los peligros a los que está sometido la LT 60 KV, como por ejemplo sismos (número de sismos/año) y cuan vulnerable es este sistema para el peligro identificado (Corte de suministro/sismo) la que nos da el riesgo en (Corte de suministro/año).

Existe otro método cualitativo, para determinar riesgos, está basado en consideraciones descriptivas de riesgos y peligros para determinar calidades de riesgo (bajo, medio, alto y muy alto) a las que asigna valores entre cero y uno a las calidades de riesgo.

- Siguiendo esta metodología encontramos los riesgos de la LT 60 KV.

2.3.1 IDENTIFICACION DE PELIGROS

Para la Línea de Transmisión Eléctrica de 60 KV, de acuerdo a su origen, se han identificado los siguientes peligros:

1. Fenómenos climatológicos (lluvias).
2. Medio Ambiente. (Vegetación)
3. Contaminación Ambiental (polución).
4. Accidentes.
5. Hurtos.
6. Sabotaje.
7. Terceros

2.3.2 ANALISIS DE VULNERABILIDADES

- Para el análisis de vulnerabilidades de los diversos tipos de grados de debilidad o exposición de las diversos elementos e instalaciones del Centro Nuclear frente a la ocurrencia de un peligro, que se considera la vulnerabilidad Física, considerando que el resto son bajas por los tipos de instalaciones que se tiene y al personal muy calificado que en ella labora.

“Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad”
“Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres”

- Para este análisis se considera calidades de vulnerabilidades (bajo, medio, alto y muy alto) a las que asigna valores entre cero y uno (de 0 a 0.25, 0.26 a 0.5, 0.51 a 0.75, 0.76 a 1) respectivamente.
- La vulnerabilidad física está relacionada con los siguientes parámetros:
 - ✓ Calidad o tipo de material utilizado en la construcción de la sub estación y de las líneas de transmisión.
 - ✓ Infraestructura para asimilar los efectos del peligro.
 - ✓ Calidad del suelo y lugar donde se asienta la sub estación y los lugares por donde atraviesa las líneas de transmisión.
- Adicionalmente debe incluirse los mecanismos no estructurales para mitigar esta vulnerabilidad, como es:
 1. Cumplimiento de las reglamentaciones y normativa sobre diseño, funcionamiento y mantenimiento y para nuestro sistema, planteamos la tabla 12:

TABLA 12: ANALISIS DE VULNERABILIDADES DE LA LTE 60 KV

NIVEL DE VULNERABILIDAD					
SUB ESTACION ELECTRICA	VARIABLE	BAJA (<25%)	MEDIA (26 a 50%)	ALTA (51 a 75%)	MUY ALTA (75 a 100%)
	MATERIALES	Adecuados	Medios	Sin garantía	Malos
	CONSTRUCCION	Adecuada	Media	Sin garantía	Malos
	NORMAS	Cumplidas	A Medias	No cumple	Sin normas
	MANTENIMIENTO	Adecuado	Medio	Poco	No cumple
LINEA DE TRANSMISION ELECTRICA	VARIABLE	BAJA (<25%)	MEDIA (26 a 50%)	ALTA (51 a 75%)	MUY ALTA (75 a 100%)
	MATERIALES	Adecuados	Medios	Sin garantía	Malos
	CONSTRUCCION	Adecuada	Media	Sin garantía	Malos
	NORMAS	Cumplidas	A Medias	No cumple	Sin normas
	MANTENIMIENTO	Adecuado	Medio	Poco	No cumple

De lo resaltado en la tabla 12, se tiene un nivel de vulnerabilidad medio.

Nivel de vulnerabilidad = $(1/8) (0.25 + 0.25 + 0.25 + 0.5 + 0.25 + 0.25 + 0.25 + 0.5) = 31.6$, este valor nos indica una vulnerabilidad del sistema: **Medio**.

2.3.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO

Considerando el nivel de vulnerabilidad y para los peligros considerados, tenemos:

2.3.3.1 RIESGOS DE ORIGEN NATURAL

TABLA 13: RIESGOS NATURALES PARA LT 60 KV

ORIGEN	EVENTO	NIVEL DE PELIGRO	VULNERABILIDAD ASOCIADA	RIESGO
	SISMO	ALTO	MEDIO	ALTO
NATURAL	HUAYCO	MEDIO	MEDIA	MEDIO
	CLIMA	ALTO	BAJA	MEDIO
	VEGETACIÓN	MEDIO	MEDIA	MEDIO

2.3.3.2 RIESGOS DE ORIGEN ANTRÓPICO O TECNOLÓGICO

TABLA 14: RIESGOS ANTROPICOS PARA LT 60 KV

ORIGEN	EVENTO	NIVEL DE PELIGRO	VULNERABILIDAD ASOCIADA	RIESGO
ANTROPOGENICO	ACCIDENTES	MEDIO	MEDIA	MEDIO
	SABOTAJE	MEDIO	ALTA	MEDIO
	CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	ALTO	BAJA	MEDIO
	TERCEROS	ALTO	MEDIA	MEDIO

Para los Riesgos medios, el rango de ponderación, se encuentra entre 26 % y 50 % y para el riesgo alto será entre 51% y 75%. Solo consideramos: Sabotaje y Sismos severos.

2.3.4 RIESGOS ASOCIADOS Y PLAN DE PREVENCIÓN.

Los Riesgos a los que está sometido la LT 60 KV, pueden ser adecuadamente gestionados si se trabaja en el ámbito preventivo de las vulnerabilidades (inspección, ensayo y mantenimientos periódicos) siendo una solución de compromiso entre el costo y el beneficio.

TABLA 15: MEDIDAS PREVENTIVAS PARA LT 60 KV

ESTRUCTURA	PELIGRO	MEDIDAS PREVENTIVAS
Conductores y cables de guard	Existencia de obstáculos	Vigilancia permanente.
Conductores y cables de guard	Envejecimiento del cableado	Mantenimiento y cambio oportuno
Estructuras metálicas de soporte	Corrosión de elementos metálicos	Control preventivo de la corrosión medidas correctivas.
Estructuras de madera para soporte	Ataque hidrobiológico de la madera	Tratamiento preventivo de la madera.
Elementos de maniobra y seccionamiento	Sobre Carga	Vigilancia operativa de la red de anillo
Equipo de transformación en la llegada / Salida	Incendio	Cumplir normas de seguridad contra incendios
Sistema de transmisión y Sub estación C.N.	Sismo de gran magnitud	Practicar Plan de Contingencias Operativo y restablecimiento
Sistema de transmisión y Sub estación C.N.	Sabotaje	Vigilancia y control
Sistema de transmisión y Sub estación C.N.	Sabotaje consumado	Practicar Plan de Contingencias Operativo y restablecimiento

"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

Por todo lo analizado, existe un peligro para los que no se pueden presentar planes preventivos y es el colapso masivo de las líneas de transmisión por un terremoto de gran magnitud. Otro peligro es el sabotaje de una o más torres de transmisión.

Con estos dos peligros formulamos nuestras hipótesis de trabajo considerando las demás situaciones de que se presentan son poco probables de cumplir con la condición de contingencia eléctrica.

2.3.5 HIPOTESIS DE TRABAJO

- Colapso masivo de líneas de transmisión y parte de la subestación principal por efectos catastróficos de un sismo de alta intensidad (grado VIII en la escala Mercalli modificado). El escenario planteado: es que ocurra un día domingo (con personal mínimo en el Centro Nuclear y con dificultades para movilizarse hacia las líneas.
- Voladuras simultaneas de más del 20 % de las estructuras por sabotaje de grupos subversivos. El escenario que se plantea es que sea de noche y con acoso a las fuerzas del orden y personal que quiera reparar el daño.

2.4 IDENTIFICACION DE ELEMENTOS Y SITUACIONES CRÍTICAS

Para el caso particular del sistema estudiado los elementos críticos son: El Transformador principal y la LT 60 KV (todo el sistema) los que puedan generar contingencias.

TABLA 16: ELEMENTOS CRITICOS Y RIESGO ASOCIADO

ELEMENTO	PELIGRO	RIESGO	POTENCIA NO	TIEMPO
			TRASMITIDA (%)	RESTABLECER (h)
LT 60 KV	SISMO CATASTROFICO	75	100	24
SUBESTACION	SISMO CATASTROFICO	50	100	48
LT 60 KV	SABOTAJE MULTIPLE	50	100	48
SUBESTACION	SABOTAJE MULTIPLE	25	100	NO SE SABE

Como ya se ha explicado en las hipótesis de trabajo existen solo dos orígenes que nos lleva a situaciones de contingencia el resto solo son ocurrencias que hasta hoy han sido resueltos.

2.5 PLAN DE ACCION – MANUAL DE PROCEDIMIENTOS

Las contingencias más probables ya fueron descritas en el punto 2.4, para estas contingencias es necesario confeccionar un Plan de acción con un detalle suficiente que nos permita afrontar estas ocurrencias y restablecer el servicio.

2.5.1 ORGANIZACIÓN RECTORA.

Las contingencias estudiadas serán enfrentadas por la organización interna que tiene el área de Servicios Internos con el soporte y la ayuda de las otras dependencias que conforman el Centro Nuclear y estará bajo la responsabilidad del Gerente General del IPEN, teniendo como Jefe de Respuesta al Jefe o responsable del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, que está a cargo del área de Servicios Internos.

Teniendo en cuenta que existe un comité permanente para la atención de desastres naturales y antrópicos, como una garantía para guardar coherencia y rapidez de respuesta; para lo cual tiene atribuciones de decisión inmediata.

Esta organización está detallada en el punto: 2.6.1 de este documento.

2.5.2 MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EN CONTINGENCIA

En anexo a este documento presentamos los siguientes procedimientos.

1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR LA CONTINGENCIA
2. PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN PROVISIONAL y
3. PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN PLENA.
4. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN PARA OSINERGMIN

2.6 ADMINISTRACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

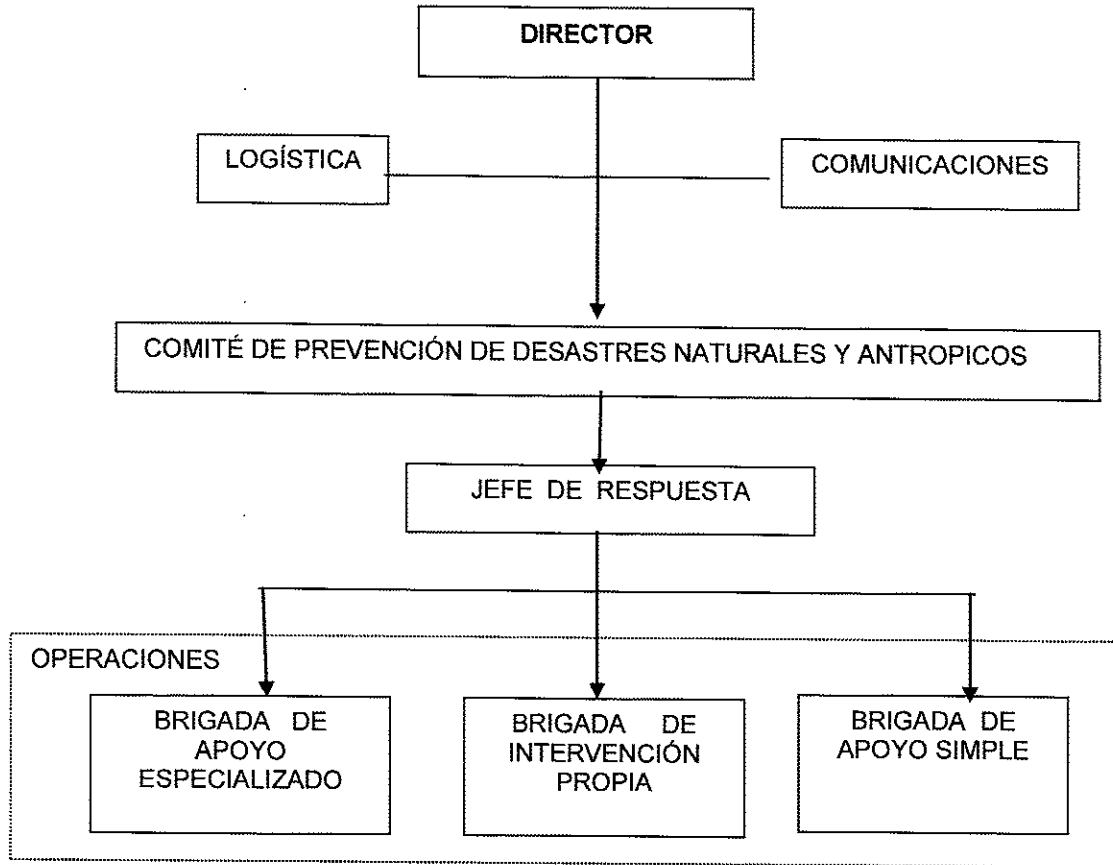
Para la ejecución de este Plan se ha diseñado una organización a fin de adaptar las estructuras institucionales del IPEN a una situación de contingencia en el suministro de energía eléctrica. Las organizaciones actuantes, referidas a una situación contingente son:

- **Antes:** El adecuado funcionamiento del sistema de transmisión eléctrico está a cargo de la Oficina de administración, Unidad de Logística y el Área de Servicios Internos (electricidad). Las medidas de prevención a nivel institucional se coordinan con el comité de prevención de desastres, en consecuencia las medidas preventivas y las coordinaciones involucrará a estos dos estamentos.
- **Durante:** Organización para afrontar contingencias, diseñado con este fin y descrito en el punto siguiente
- **Después:** La evaluación post contingencia estará a cargo de la misma organización diseñada con la intervención del comité de prevención de desastres y luego de ser superado nuevamente quedará a cargo del Área de Servicios Internos dependiente de la Unidad de Logística y perteneciente a la oficina de Administración.

2.6.1 ORGANIZACIÓN PARA AFRONTAR CONTINGENCIAS

Toda contingencia debe ser afrontada al más alto nivel, en el caso de esta organización, está basada en la organización de la Prevención de Desastres de la Zona III que incluye al área de Servicios Internos. El organigrama esta presentado en la figura 4:

FIGURA 04: ORGANIGRAMA PARA AFRONTAR CONTINGENCIAS DEL PCO



Si bien, es cierto, en general todo el personal profesional, técnico, administrativo y de servicios forma parte de la organización anti contingencias del C.N. "RACSO".

Para este Plan Operativo se cuenta primordialmente con todos los electricistas y profesiones afines, de todas las instalaciones asentadas, en el área de influencia del Centro Nuclear.

2.6.2 FUNCIONES DE LOS MIEMBROS DE LA ORGANIZACIÓN PARA CONTINGENCIAS

Las funciones principales de los miembros de la Organización son las siguientes:

2.6.2.1 DIRECTOR (COORDINADOR GENERAL)

- Dirige todas las actividades hasta superar la Contingencia.
- El cargo es ejercido por el Gerente General del IPEN.
- En caso de ausencia es reemplazado por:
 - Director de Administración.
 - Jefe de Logística.



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

Sus principales funciones son:

1. Conformar el Sistema de Comando de operaciones.
2. Reporta al Presidente y coordina con el Comité de Prevención de desastres naturales y antrópicos.
3. Coordina los apoyos logísticos y humanos para el control y la mitigación de la emergencia.
4. Gestiona las comunicaciones internas y externas.
5. Coordina y reporta a la Autoridad Competente.
6. Dirige las Operaciones de intervención.
7. Identifica y confirma la contingencia.
8. Evalúa y notifica la finalización de la contingencia.

2.6.2.2 COMITÉ DE PREVENCIÓN DE DESASTRES NATURALES Y ANTROPICOS

Es el órgano coordinador entre los estamentos que conforman los diversos grupos de actuación del Centro Nuclear y en el caso específico de este Plan debe preservar la seguridad total del personal y de las instalaciones supervisando el cumplimiento de las normas de seguridad y poniendo en acción los lineamientos de protección física.

Estas tareas son asumidas de manera colegiada por todos los miembros bajo la dirección del Presidente del Comité. El IPEN integra el Sistema Nacional de gestión de Riesgos de desastres, donde el titular de la institución es el que preside estos grupos de trabajos.

2.6.2.3 COMUNICACIONES

Apoya al Director en las comunicaciones al interior y al exterior de la Institución, para las comunicaciones externas representa al IPEN ante las autoridades pertinentes, para lo cual necesita información que debe ser proporcionado por los canales de comunicación habituales. Estará a cargo de la Secretaría General del IPEN apoyado por la Unidad de Imagen institucional.

2.6.2.4 LOGÍSTICA

Es la encargada de proveer todos los elementos necesarios (recursos, materiales, insumos, herramientas, transporte, personal etc.) para apoyar las acciones que nos permitan superar la contingencia.

En algunos casos deberá coordinar con empresas que realicen trabajos como apoyo o en forma independiente para regresar a la normalidad, luego de la contingencia. Está a cargo de los responsables de Administración y del Área de Servicios Internos.

2.6.2.5 OPERACIONES

Este grupo actúa directamente en línea con el Director y el Comité, ejecutando todas las acciones que sean necesarias para superar la contingencia y las tareas posteriores de restablecimiento que se tengan que realizar sobre el sistema eléctrico de acuerdo al Plan de Acción.

EL PERÚ PRIMERO



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

Tendrá a su mando toda el área de operaciones y restablecimiento, para lo cual coordinará con la Distribuidora ENEL DISTRIBUCION PERU y si es necesario con el Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES) hasta superar la contingencia. Tiene una estructura interna que estará integrado de la siguiente manera:

2.6.2.5.1 JEFE DE RESPUESTA

Es el encargado de Servicios Internos y en su ausencia es asumido por el Jefe de Logística, y tiene a su cargo:

1. Generar el Centro de Control de la Emergencia (CCE)
2. Asume el mando de todas las Brigadas de Intervención.
3. Es el responsable de las actuaciones que se lleven a cabo durante la contingencia.
4. Decide el concurso de personal de ayuda externa.
5. Informa al Director sobre el control de la contingencia hasta la finalización.

Centro de Control de la Emergencia (CCE): Será el lugar donde se centraliza la información y la toma de decisiones durante una contingencia y es designado el mismo lugar asignado para el control de emergencias que queda en el primer piso del edificio de Seguridad Radiológica u otro lugar fijado por el jefe de respuesta.

2.6.2.5.2 BRIGADAS DE INTERVENCIÓN

El Plan de Contingencia Operativo ha considerado formar una organización para resolver los problemas presentados hasta el restablecimiento total del suministro de energía eléctrica.

Se cuenta con tres brigadas de intervención, de acuerdo a la magnitud de la contingencia:

- ✓ Brigadas de intervención propia
- ✓ Brigadas de apoyo especializado
- ✓ Brigadas de apoyo simple

2.6.2.5.2.1 BRIGADAS DE INTERVENCIÓN PROPIA

Está conformado por el personal que tiene a su cargo las labores de operación y mantenimiento de la sub estación y de las líneas de transmisión que alimentan al Centro Nuclear, es el personal del Área de Servicios Internos.

Serán los que intervienen en primera línea y los que den la voz de alerta cuando se produzcan ocurrencias que pueden derivar en contingencias, son los que conocen las instalaciones y por lo tanto deben dirigir las acciones.

EL PERÚ PRIMERO

2.6.2.5.2.2 BRIGADAS DE APOYO ESPECIALIZADO

Está conformado por todos los electricistas y personal dedicado al mantenimiento de sistemas eléctricos y electrónicos en las diversas dependencias del Centro Nuclear (Reactor, Planta de Producción de Radioisótopos, Planta de Gestión de Residuos Radiactivos, Servicios, Seguridad Radiológica, Dirección de investigación, etc.).

También están involucrados los Ingenieros Electricistas y Mecánicos – Electricistas para asesorar si el caso lo amerita.

2.6.2.5.2.3 BRIGADAS DE APOYO SIMPLE

En este grupo está involucrado todo el personal técnico del Centro Nuclear que accionaran de acuerdo a requerimientos del Jefe de Respuesta.

Para la activación de las brigadas de apoyo se coordinará con el Comité de Prevención de Desastres, donde están representados todos los que tomaran las decisiones de las diversas instalaciones.

Si la contingencia es producto o produce fenómenos que nos pueda llevar a desastre se debe activar el Plan que involucra la intervención de otras brigadas (Contra Incendios, Rescate y Primeros Auxilios y Evacuación)

2.6.3 DECLARACIÓN Y EJECUCION DE LA SITUACIÓN DE EMERGENCIA

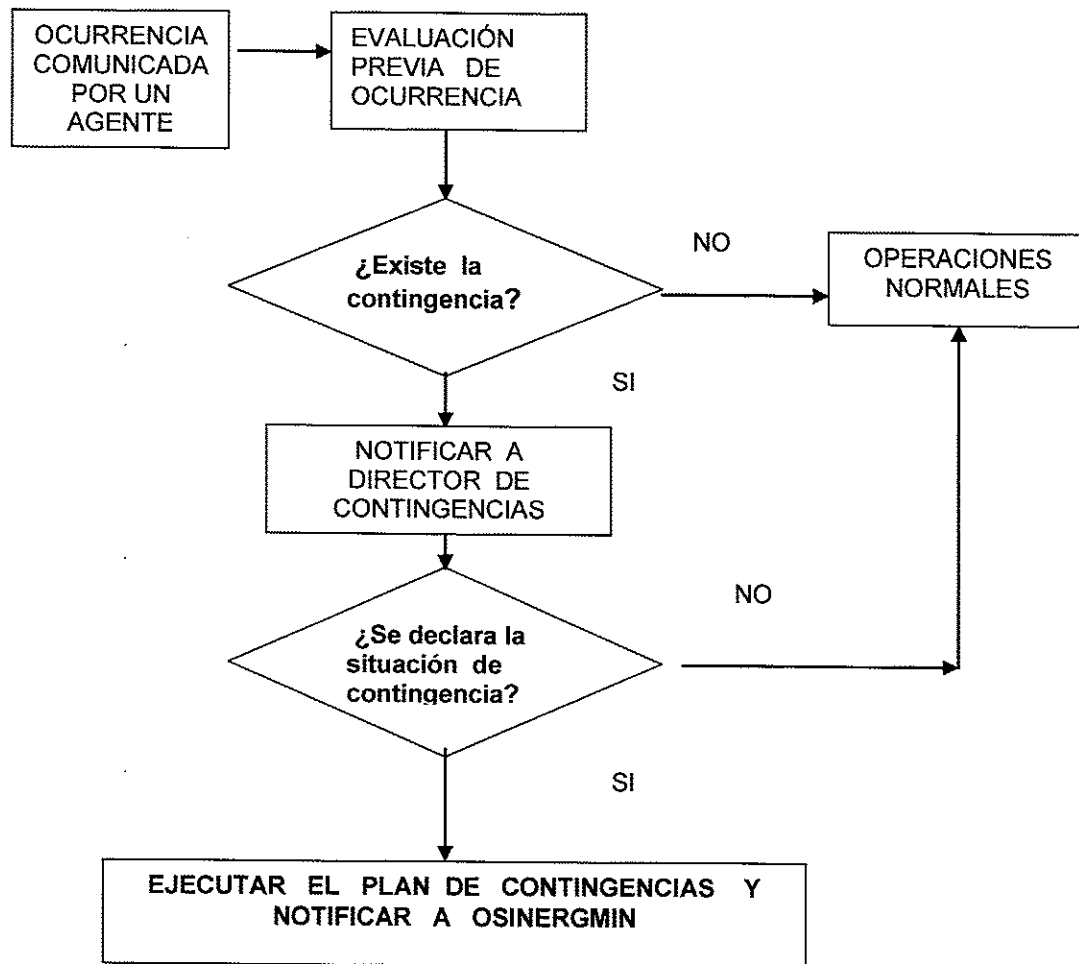
Puesto en conocimiento la falta de suministro eléctrico al Centro Nuclear por el personal a cargo, el Director (Coordinador General) luego de analizar la situación declarará la situación de contingencia, si se cumple simultáneamente:

- ✓ Que exista una real o potencial falta de suministro.
- ✓ Que la falta de suministro afecte a más del 25 % de la carga servida en el área de concesión, para el Centro Nuclear o que el Reactor "RP-10" no tenga suministro.
- ✓ Que la falta de suministro no pueda ser subsanada en menos de 12 horas.

Una vez declarada la contingencia, el Director encargado, convocará a los miembros de su organización y conjuntamente con ellos pondrá en marcha el Plan de acción; siguiendo las pautas mostradas en el diagrama de flujo de la figura 05.

Dentro de las doce (12) horas, después de haber declarado la contingencia operativa, el encargado de Servicios Internos quien es el Jefe de respuesta de la contingencia, reportara a OSINERGMIN vía extranet, mediante el Portal Integrado del Sistema de Información Técnica – GFE, registrando la desconexión del sistema eléctrico, en el Anexo 1.1 del Performance de transmisión.

FIGURA 05: DIAGRAMA DE FLUJO: DECLARAR UNA SITUACIÓN DE CONTINGENCIA



Para esto se debe seguir las indicaciones del Manual de procedimientos que tiene SEIN para afrontar contingencias hasta el restablecimiento del servicio.

2.6.4 SUPERVISIÓN E IMPLEMENTACION DEL PLAN

Este Plan de Contingencia Operativo debe ser presentado a OSINERGMIN para su supervisión y control, a través de la gerencia de Fiscalización Eléctrica.

La Presidencia es quien aprueba el presente Plan de Contingencia, mediante una Resolución Presidencia, la difusión e implementación queda a cargo del Área de Servicios Internos con el asesoramiento del Comité de Prevención de Desastres.

2.6.4.1 CAPACITACIÓN Y ENTRENAMIENTO

Con el propósito de mantener al personal debidamente entrenado para prevenir y enfrentar cualquier contingencia, el IPEN deberá disponer de un plan de entrenamiento para el personal involucrado en estas situaciones, a través de charlas periódicas en los que se describan los riesgos existentes, se analicen los sistemas de evaluación y se indiquen las distintas formas de solucionarlos, las medidas de mitigación que se puedan adoptar y el monitoreo que se deba implementar para controlar la consecución de los fines y métodos de minimización de los efectos implementados y el periodo de vigilancia que se ha de adoptar para su total corrección.

Las acciones que deberá adoptarse serán las siguientes:

- Entrenamiento y capacitación en el Plan de Contingencias, para las tres brigadas
- Difusión de los procedimientos del Plan de Contingencias al personal operativo.
- Reuniones de coordinación con los miembros del comité de seguridad.
- Charlas de capacitación y adoctrinamiento.
- Publicación de boletines de seguridad, afiches, etc.
- Instrucciones a las Brigadas de Respuesta.
- Prácticas y manejo de implementos de seguridad.
- Práctica y entrenamiento sobre procedimientos de trabajo.

El Plan de Entrenamiento incluye los siguientes aspectos:

- Un Programa Anual de Entrenamiento al personal involucrado en el Plan, indicando tipo de emergencias, posibles lugares, fechas tentativas, y acciones a tomar.
- Un formato para reportar la secuencia y poder evaluar la práctica del entrenamiento.
- Clasificación de los problemas eléctricos, por categorías de acuerdo al área afectada.
- Se incluirá la relación del personal que ha recibido entrenamiento para el control de contingencias indicando su dirección y teléfono con la finalidad de ser ubicados en caso de producirse.

2.6.4.2 LISTA DE CONTACTOS

TABLA 17: RELACIÓN DE CONTACTOS EXTERNOS

ENTIDAD	AREA	TELEFONO	DIRECCION
MEM	Dirección General de Electricidad	475-0065 -156 / 4750206 /4750212	Av. Las Artes 260 – San Borja
OSINERGMIN	Gerencia Fiscalización de Lima	219 – 3400 / 1201	Av. Las Artes 260 – San Borja
COES – SINAC	Central	216-7777	Av. Camino Real 465- Torre Real pisos 15-16 San Isidro
INDECI	Central	221-8585 / 225-9898	Calle Dr. Ricardo Angulo N° 649 – Urb. Corpaco San Isidro

"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

Compañía de Bomberos	Central De Emergencias	222-0222	Calle Paredes Roncal N° 755 Ancón
Policía Nacional del Perú	Comisaria de San Pedro de Carabaylo	225-0202	Jr. Miguel Grau. San Pedro de Carabaylo
Cruz Roja Peruana	Jefatura de Emergencias	423-7779	Av Arequipa N° 1286 Lince
Desactivación de Explosivos	Jefatura de Unidad	481-2900 / 4815118	Plaza 30 se Agosto S/N Urb. Corpac-San Isidro
Oficina Técnica de la Autoridad Nacional	Emergencias	463-1170 -402	Justo Vigil No 456 Magdalena del Mar.

TABLA 18: RELACIÓN DE CONTACTOS INTERNOS

CARGO	NOMBRE	CELULAR	DIRECCION
DIRECTOR de Contingencia	Jim Carrera	940242182	Delibes No 136-San Borja
Jefe de Seguridad Física	Jaime Callacna	99002586	Corpancho N° 180 Block H Dpto. 101
Comunicaciones	Lilian Rivera	999466252	Jr Honorio Delgado 875 Urb. Santa Catalina La Victoria
Logística	Hialmer Ordinola	980308261	Calle J. Strauss 440 Dpto 301 San Borja
Jefe de Respuesta	Dorys Navarro	997703209	Av. Hernán Delgadillo Mz.C - Lote 4 - Zona 4 - Ventanilla -Callao
Apoyo Propio	José Blas	991343736	Jr. Andrés Avelino Cáceres N° 887 El Progreso Comas
Apoyo Propio	Alcides Guevara	943743864	Av. Cinco de Enero - Lte. N° 03 Carabaylo
Apoyo Propio	Ruben Llallico	999311393	Urb Vipo! Mz C lote 15 San Martin de Porres
Apoyo Propio	Pablo Sosa	998592008	Carretera a Canta Km. N° 34 - Chocas
Apoyo Propio	Wilfredo Pumahuacre	961558974	Jr. Vargas Machuca N° 1110 Carabaylo
Apoyo Propio	Wilmer Rebolledo	993210301	Av. Canto Grande Mz. "6" - Lte. "4" Las Palmeras
Apoyo Especializado	Miguel Farfán	945220347	Calle San Carlos Mz B-Lote 17-San Miguel
Apoyo Especializado	Pedro Canaza	987420679	Av Cultura Huarí N° 254 Coop. Andahuaylas - Sta. Anita
Apoyo Especializado	Rodion Santivañez	993492521	Calle Las camelias 109 Urb. Santa Rosa de Surco
Apoyo Especializado	Rolando Arrieta	959024722	Jr. Los libertadores 221 - Santa Anita

REFERENCIAS

- 1) INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR.
- 2) EMPRESA DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE LIMA NORTE / INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR "CONTRATO DE SUMINISTRO ELECTRICO" LIMA, PERU- 24 AGOSTO DE 1999.
- 3) INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR: COMITÉ DE PREVENCIÓN DE DESASTRES: Plan de Contingencias contra Desastres Naturales y Tecnológicos del Centro Nuclear Oscar Miro Quesada de la Guerra "RACSO"
- 4) INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR, DIRECCIÓN DE PRODUCCION, DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN: Informe de Seguridad del Reactor "RP-10",- Capítulo V- "El Reactor" - Lima Perú, Octubre, 2008.
- 5) INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR, DIRECCIÓN DE PRODUCCION, DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN: Informe de Seguridad del Reactor "RP-10",- Capítulo III – "Características del Emplazamiento" - Lima Perú, Octubre, 2008.
- 6) INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR, DIRECCIÓN DE PRODUCCION, DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN: Informe de Seguridad del Reactor "RP-10",- Capítulo IX – "El Sistema Eléctrico" - Lima Perú, Octubre, 2008.
- 7) INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR, UNIDAD DE LOGISTICA / Servicios Internos: Cuaderno de ocurrencias – del año 2019- Lima Perú.
- 8) INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR, UNIDAD DE LOGISTICA / Servicios Internos Informe de Mantenimiento de la LT 60 KV, LIMA, PERU- Noviembre 2019.
- 9) ORGANISMO DE LA INVERSIÓN EN ENERGIA: Lineamientos para la Formulación de Planes de Contingencia Operativo de los Sistemas de Transmisión. Procedimiento N° 091 -2006- OS/ CD www.osinerg.gob.pe
- 10) INSTITUTO NACIONAL DE DEFENSA CIVIL –INDECI- : "Manual Básico para la Estimación del Riesgo" Lima-Perú..
- 11) INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA NUCLEAR: COMITÉ DE PREVENCIÓN DE DESASTRES: Estimación de Riesgo en el Centro Nuclear Oscar Miroquesada de la Guerra "RACSO" (Documento en preparación).
- 12) Presidencia del Consejo de Ministros: Reglamento de la Ley 29664: Sistema nacional de Gestión de Riesgo de desastres – Lima Perú – Decreto Supremo N° 048 – 2011 -PCM



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

ANEXO No 1

PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR LA CONTINGENCIA

A.1. OBJETIVO

Establecer la metodología para cuantificar, confirmar y precisar la naturaleza de la contingencia.

A.2. ALCANCE

- A todo el sistema de transmisión eléctrica (Zapallal – Centro Nuclear "RACSO")
- Al personal de Servicios Internos y los Grupos de apoyo.

A.3. REFERENCIAS

- Plan de Contingencia Operativo de la LT 60 KV

A.4. RESPONSABILIDADES

- Es responsabilidad del Jefe de Respuesta confirmar y precisar la naturaleza de la contingencia.
- El Director de la Contingencia declarará y evaluará la contingencia para su posterior cuantificación

A.5. REQUISITOS PREVIOS

- Existencia de eventos que interrumpen el flujo de potencia eléctrica al Centro Nuclear.
- Recibir información por parte del personal operador del STE 60 KV de una ocurrencia.
- Sistemas de comunicación habilitados.

A.6. PRECAUCIONES

- No aplicable.

A.7. LÍMITES PERMISIBLES

- No aplicable

A.8. ACCIONES

- Al recibir la Notificación de una emergencia en el sistema de transmisión LTE 60 KV el Jefe de Respuesta (coordinador de operaciones) comunicará al Director de la Contingencia que se ha producido una emergencia.
- El Director encargado deberá convocar a los demás miembros de su organización:
- Puesto en conocimiento la falta de suministro eléctrico al Centro Nuclear el Director (Coordinador General) luego de verificar la información y analizar la situación convocará a los demás miembros de su organización:
- Comité de Prevención de Desastres.
- Grupo de Apoyo Logístico.
- Grupo de Comunicaciones
- Jefe de Respuesta (Operaciones)





"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

- El Director (con el apoyo de su equipo) declarará la situación de contingencia si se cumple simultáneamente:
 - ✓ Que exista una real o potencial falta de suministro.
 - ✓ Que la falta de suministro afecte a más de 25 % de la carga servida en el área de concesión, para el Centro Nuclear que el Reactor "RP-10" no tenga suministro.
 - ✓ Que la falta de suministro no pueda ser sub sanada en menos de 24 horas.

Una vez declarada la contingencia:

- El Jefe de Respuesta convocará a la Brigada de Intervención Propia para una evaluación preliminar de los daños causados por la contingencia.
- El Director de la contingencia, por medio de su grupo de comunicaciones comunicará telefónicamente a la gerencia de fiscalización eléctrica del OSINERGMIN; dentro de las dos horas después de haber declarada la contingencia (Call Center: 01 – 219 – 3410 / 01 – 219-3411).
- De acuerdo a la magnitud de daños se convocará a la brigada de apoyo especializado para las tareas de corte técnico y a las brigadas de apoyo para realizar tareas colaterales a fin de facilitar las otras tareas.
- Luego de superada la contingencia se realizará una evaluación final de daños y pérdidas a cargo de toda la organización.

A.9. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

Adecuada evaluación de la Contingencia (Ver Directivas OSINERGMIN).

A.10. RESTABLECIMIENTO

De acuerdo a la determinación de las autoridades pertinentes puede ser:

- Recuperación provisional, o
- Recuperación Plena



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

ANEXO No 2

PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN PROVISIONAL

A.1. OBJETIVO

Establecer los pasos a seguir para la recuperación provisional del suministro eléctrico al C.N. "RACSO" luego de una contingencia.

A.2. ALCANCE

- A todo el sistema de transmisión eléctrica (Zapallal – Centro Nuclear "RACSO")
- Al personal de Servicios Internos – SEIN y los Grupos de apoyo.

A.3. REFERENCIAS

- Plan de Contingencia Operativo de la LT 60 KV
- Procedimientos de puesta en marcha de los grupos electrógenos.

A.4. RESPONSABILIDADES

- Es responsabilidad del Director de la Contingencia aprobar este procedimiento.
- Es responsabilidad del Jefe de Respuesta dirigir el trabajo con este procedimiento.
- Es responsabilidad de los brigadistas cumplir con este procedimiento.

A.5. REQUISITOS PREVIOS

- Declaratoria de la Contingencia.
- Existencia de eventos que interrumpen el flujo de potencia eléctrica al Centro Nuclear.
- Disponibilidad de los Grupos de Generación de Emergencia.

A.6. PRECAUCIONES

- Asegurarse el total desabastecimiento de la energía eléctrica externa.
- Cumplir Normas de seguridad.

A.7. LÍMITES PERMISIBLES

Las que figuran en los manuales respectivos (Nivel de tensión, frecuencia, etc.) de cada zona de trabajo.

A.8. ACCIONES

Al no tener alimentación eléctrica por el sistema de transmisión LTE 60 KV el Jefe de Respuesta (coordinador de operaciones) realizará, por medio de las brigadas de intervención propia y la brigada de apoyo especializado:

- a) Verificación que los Grupos Generadores de Emergencia (GGE) dispuestos en las sub estaciones: SE N° 01 (150 KW) que alimenta al área de Seguridad Física de las 16 Has, Edificio de Seguridad Radiológica y Gestión de Residuos Radiactivos, Grifos; Planta de Tratamiento de Aguas y Antena de Telefonía Celular; y la SE N° 04 (20KV) que alimenta al área de PNP-Huarangal y Puerta Principal y Antena Microondas de comunicaciones de Telefónica en Cerro Hermanas Toledo; se han puesto en marcha automáticamente.

EL PERÚ PRIMERO

- b) Coordinar la puesta en marcha de los Grupos Electrógenos emplazados en la SE N° 02 ("RP-10" de 270 KW y la PPR de 300 KW) con las brigadas de apoyo especializado de cada una de estas sedes.
- c) Coordinador y verificar la alimentación eléctrica a las demás áreas que la requieran.
- d) Suministrar insumos necesarios (combustibles y lubricantes) para un adecuado funcionamiento.
- e) Con el soporte de los Grupos Electrógenos el Centro Nuclear puede realizar sus labores habituales, salvo el funcionamiento del Reactor Nuclear "RP-10" para producción de Radioisótopos para lo cual necesitamos potencias superiores a las provistas por el GGE local.
- f) Para la alimentación eléctrica, los diversos sistemas de seguridad (radiológica, nuclear y física) son primordiales y nunca dejan de ser atendidos; en la PPR y el "RP-10" se tienen, incluso bancos de baterías para las cargas de seguridad.

A.9. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

Aplicable a cada instalación en particular referido a los niveles de voltaje, frecuencia y factor de potencia en los tableros de salida.

A.10. RESTABLECIMIENTO

Al ser repuesto la Energía externa, deberá quedar deshabilitados todos los Grupos Electrógenos y quedando disponibles para los próximos cortes.



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

ANEXO No 3

PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN PLENA

A.1. OBJETIVO

Establecer la metodología para la recuperación plena (100%) del suministro eléctrico al C. N. "RACSO" luego de una contingencia.

A.2. ALCANCE

- A todo el sistema de transmisión eléctrica (Zapallal – Centro Nuclear "RACSO")
- Al personal de Servicios Internos y los Grupos de apoyo.

A.3. REFERENCIAS

- Plan de Contingencia Operativo de la LT 60 KV
- Contratos con empresas de servicios.

A.4. RESPONSABILIDADES

- Es responsabilidad del Jefe de Respuesta dirigir el trabajo con este procedimiento.
- Es responsabilidad del Director de la Contingencia aprobar este procedimiento.
- Es responsabilidad de las empresas de servicios realizar los trabajos en condiciones de seguridad.

A.5. REQUISITOS PREVIOS

Existencia de eventos que interrumpen el flujo de potencia eléctrica al Centro Nuclear.

A.6. PRECAUCIONES

- Cumplir normas de seguridad.
- Llevar indumentaria requerida.

A.7. LÍMITES PERMISIBLES

- Para la reposición: Las que se fijen en los contratos de servicios
- Para las tareas: Las fijadas en las normas de seguridad.

A.8. ACCIONES

- El Jefe de Respuesta (coordinador de operaciones) realizará las coordinaciones con las empresas de soporte del EI IPEN, notificándoles de la contingencia.
- El Responsable del Grupo de Logística realizará los contratos específicos para el pago por los servicios prestados.
- El Responsable del grupo de comunicaciones explicará a las autoridades pertinentes los alcances de la contingencia presentada.
- La empresa soporte seleccionada prestará los servicios necesarios para la recuperación Plena del suministro de energía al Centro Nuclear en condiciones seguras.
- Las brigadas de apoyo realizarán tareas complementarias (remoción de escombros, traslado de materiales, ayuda a heridos, etc.)

A.9. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

Niveles de voltaje: 230 V, frecuencia: 60 Hz y factor de potencia en el tablero de salida de la sub estación principal.

A.10. RESTABLECIMIENTO

Pleno funcionamiento del Centro Nuclear.

EL PERÚ PRIMERO



"Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad"
"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

ANEXO No 4

REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN PARA OSINERGMIN

A.1. OBJETIVO

Sistematizar la obligación del IPEN para poner a disposición del OSINERGMIN, con carácter de declaración jurada, la información requerida según la referencia (b):

A.2. ALCANCE

- La información será remitida vía extranet, a través del portal de OSINERGMIN.
- Los archivos, cuando sea el caso, contendrán la información de acuerdo a los campos considerados en los anexos del numeral 12 del procedimiento proporcionado por la referencia (b). La extensión de los archivos será en Excel.

A.3. REFERENCIAS

- a) Plan de Contingencia Operativo de la LT 60 KV.
- b) Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía OSINERG N° 091-2006-OS /CD

A.4. RESPONSABILIDADES

- Es responsabilidad del Jefe de Respuesta informar lo requerido y del Director de la Contingencia vigilar lo informado.

A.5. REQUISITOS PREVIOS

Preparar los formatos de información.

A.6. PRECAUCIONES

- Informar adecuadamente según plazos y motivos.

A.7. LÍMITES PERMISIBLES

- Cumplir plazos establecidos.

A.8. ACCIONES

A.8.1. INFORMACION

Se presentará en forma obligatoria, con carácter de declaración jurada, la siguiente información:

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

A.8.2 PLAZOS

Los plazos solicitados, por OSINERGMIN son los siguientes:

PLAZOS PARA REMITIR INFORMACION PROCEDIMIENTO N° 091-2006-OS/CD-OSINERGMIN			
ITEM	DESCRIPCION	FRECUENCIA	PLAZO
1	Indicadores de Performance	Semestral	Del 20 al 31 de Enero del 20 al 31 de Julio
2	Registro de desconexiones programadas	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción
3	Registro de desconexiones forzadas	En la oportunidad que ocurran	Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido la interrupción (*)
4	Reporte de Máxima demanda de transformadores y/o auto transformadores	Mensual	20 días calendarios posteriores a la finalización de cada mes
5	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o reemplazo de equipos	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan.
6	Plan de contingencia Operativo.	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan.
7	Programa y reporte de mantenimiento	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores a la ejecución
8	Actualización de data Técnica de instalación y equipamiento	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones

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

A.9. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

A requerimiento de OSINERGMIN.

A.10. RESTABLECIMIENTO

No aplicable.