

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE UNA COMPAÑÍA MINERA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSÉ IGNACIO LÓPEZ MEDINA

**PROMOCIÓN
2002 - I**

**LIMA – PERÚ
2009**

**PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO DEL SISTEMA
DE TRANSMISIÓN DE UNA COMPAÑÍA MINERA**

Dedicatoria

Un eterno agradecimiento a mis hijos y esposa por ser mi motivación, a mis padres y hermanas por apoyarme incondicionalmente.

SUMARIO

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

En tal sentido, con fecha 10 de marzo de 2006; se publicó la Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG N° 091-2006-OS/CD que aprueba el "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión", que dentro de sus alcances establece la presentación del Plan de Contingencias por parte de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión.

El OSINERGMIN estableció los lineamientos para presentar los Planes de Contingencias Operativos de los Sistemas de Generación y Transmisión, los mismos que deben seguir las empresas de transmisión en la elaboración de sus Planes de Contingencias Operativo.

El Plan de Contingencias Operativo se define como el documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por el OSINERGMIN, para reducir al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico y sus efectos, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres naturales.

Por tanto, es motivo del presente informe elaborar el Plan de Contingencias Operativo para el sistema de transmisión de propiedad de la empresa minera Atacocha S.A., siguiendo los lineamientos establecidos por el OSINERGMIN.

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	3
DIAGNOSTICO GENERAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	3
1.1 Descripción general del sistema de transmisión	3
1.1.1.Líneas de Transmisión	3
1.1.2.Descripción de subestaciones	6
1.1.3.Centro de control	10
1.1.4.Sistema de comunicaciones	11
1.2. Análisis de los programas de mantenimiento	11
1.3. Análisis de fallas	14
CAPÍTULO II	16
EVALUACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA EMPRESA PARA ATENDER CONTINGENCIAS	16
2.1. Equipamiento y repuestos para subestaciones y líneas de transmisión	16
2.1.1.Repuestos para líneas de transmisión	17
2.1.2.Equipos de generación para suministro provisional de emergencia	17
2.1.3.Ubicación y disponibilidad de los equipos de reserva, materiales y repuestos	18
2.1.4.Tiempos estimados para traslado desde la S.E. Chicrin a otras subestaciones y facilidades de accesos	18
2.1.5.Tiempos estimados para traslado desde el almacén a las líneas de transmisión y facilidades de accesos	19
2.1.6.Relación de empresas suministradoras de equipos, materiales y repuestos para subestaciones	20
2.1.7.Relación de empresas que proveerán materiales para líneas de transmisión	20
2.2. Capacidad operativa del recurso humano	21
2.2.1.Supervisores y personal técnico de subestaciones y líneas de transmisión	21
2.2.2.Contratos y convenios con proveedores	22
2.2.3.Localización de los recursos humanos	23
2.3. Sistema logístico de la empresa	23

2.3.1. Procedimiento de adquisiciones	23
2.3.2. Personal	24
2.3.3. Almacenes	24
2.3.4. Apoyo de comunicación	24
2.3.5. Transporte de personal y materiales	25
CAPÍTULO III	26
EVALUACIÓN DE RIESGOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	26
3.1. Riesgos por acción de la naturaleza	26
3.2. Riesgos de carácter constructivo	26
3.3. Riesgos por error humano	26
3.4. Riesgos por acción de terceros	27
3.5. Riesgos evaluados	27
3.5.1. Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523, Paragsha I – Chicrin, 50 kV	27
3.5.2. Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 A, Chaprin – Chicrin, 50 kV	29
3.5.3. Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 B, Chicrin - Atacocha, 50 kV	30
3.5.4. Salida de servicio de la línea de transmisión Marcopampa - Chicrin, 4.16 kV	32
3.5.5. Salida de servicio de un banco de transformadores de la S.E. Atacocha	33
3.5.6. Salida de servicio del banco de transformadores de potencia de la S.E. Chicrin	34
3.5.7. Salida de servicio del transformador trifásico de potencia de la S.E. Chicrin	35
3.5.8. Salida de servicio del transformador trifásico de potencia de la S.E. Chaprin	35
3.5.9. Salida de servicio del banco de transformadores monofásicos, de potencia de la S.E. Chaprin	36
CAPÍTULO IV	38
IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS CRÍTICOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES	38
4.1. Riesgo crítico 1.- Salida de servicio de la L-6523, Paragsha I – Chicrin, 50kV.	40
4.2. Riesgo crítico 2.- Salida de servicio de la L-6523 Chaprin – Chicrin, 50 kV.	42
4.3. Riesgo crítico 3.- Salida de servicio del transformador trifásico de la SE Chicrin	43
4.4. Riesgo crítico 4.- Salida de servicio de la línea L-6523B Chicrin - Atacocha	44
4.5. Riesgo crítico 5.- Salida de servicio de un banco de transformadores de la SE Atacocha	46
4.6. Riesgo crítico 6.- Colapso masivo de líneas de transmisión por efectos catastróficos de la naturaleza	46
CAPÍTULO V	48

ELABORACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN – MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EN CONTINGENCIAS	48
5.1. Organización para la ejecución del plan de contingencias operativo	48
5.2. Procedimiento para confirmar y cuantificar la contingencia	49
5.3. Directorio telefónico del personal, proveedores, contratistas y otros que brindarán apoyo en caso de contingencia	48
5.4. Riesgo crítico 1.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523, Paragsha I – Chicrin, 50 kV.	50
5.5. Riesgo crítico 2.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 A, Chaprin – Chicrin, 50 kV.	54
5.6. Riesgo crítico 3.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 B, Chicrin – Atacocha, 50 kV.	58
5.7. Riesgo crítico 4.- Salida de servicio de un banco de transformadores de potencia en la S.E. Atacocha.	62
5.8. Riesgo crítico 5.- Salida de servicio de un transformador de potencia en la S.E. Chicrin.	65
5.9. Riesgo crítico 6.- Colapso masivo de líneas de transmisión por efectos catastróficos de la naturaleza.	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
ANEXOS	73
BIBLIOGRAFÍA	86

PRÓLOGO

En el sistema eléctrico interconectado, en los últimos años se han presentado eventos que han originado desconexiones prolongadas, las mismas han motivado a las empresas propietarias de instalaciones de transmisión, a tomar las previsiones ante contingencias que se puedan presentar en sus sistemas de transmisión.

Es propósito central del presente trabajo, elaborar el Plan de Contingencia Operativo del Sistema de Transmisión de la compañía minera Atacocha S.A., cumpliendo con los lineamientos establecidos por el OSINERGMIN para su elaboración, ver anexo A.

Para el cumplimiento del propósito planteado se bosquejó un plan de trabajo, así como, una metodología a seguir que contempla la disponibilidad de información con que cuenta la empresa, considerando que su giro principal de negocio es minería y no la transmisión eléctrica. En este caso la atención se centra en la información proporcionada por la empresa de los años anteriores 2004, 2005 y 2006.

En el primer capítulo se describe técnicamente las instalaciones de transmisión de la empresa, se realiza un diagnóstico del estado actual de las instalaciones de transmisión y transformación, evaluando el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento comparando el mantenimiento preventivo programado con lo ejecutado, así como, se realiza un análisis de las fallas que se presentaron en los últimos 3 años en el sistema.

En el segundo capítulo se realiza una evaluación de la infraestructura de ATACOCHA, disponible para atender contingencias previendo la existencia de equipos y materiales mayores de reserva, repuestos en almacenes, vías de accesos a las instalaciones, alternativas de comunicación y otros conceptos necesarios para afrontar de manera adecuada una contingencia.

En el tercer capítulo, considerando los resultados de los capítulos anteriores se evalúan los riesgos latentes en las instalaciones de transmisión describiendo sus posibles causas y cuantificando sus efectos.

En el cuarto capítulo, con el empleo de una metodología de evaluación de riesgos se identificaran los elementos y situaciones críticas del sistema de transmisión.

En el quinto capítulo se presentarán los planes de acción a seguirse de acontecer cada uno de los riesgos identificados como críticos para el sistema de transmisión, verificando la organización para la administración del Plan de Contingencias Operativo.

Finalmente, se presenta las recomendaciones y conclusiones relevantes, las cuales que se desprenderán del análisis desarrollado en los capítulos anteriores del presente informe, siendo la conclusión más saltante el tomar medidas preventivas que nos ayuden en la toma de decisiones y marquen las acciones a seguir en momentos de la ocurrencia de una contingencia, la cuales permitan afrontar con una mayor eficacia estas situaciones y en consecuencia reducir sus efectos.

Aprovecho esta oportunidad para agradecer a mi Alma Mater, la Universidad Nacional de Ingeniería, por la formación profesional recibida en sus aulas y haber colaborado en mi formación personal.

CAPÍTULO I

DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

1.1. Descripción general del sistema de transmisión

El sistema de transmisión de ATACOCHA, diseñado en los niveles de tensión de 50 kV y 4.16 kV, está ubicado en la zona central del país, recorriendo el departamento de Cerro de Pasco, pasando por zonas con diferentes climas y altitudes, alcanzando una altitud máxima de 4,400 m.s.n.m. en las cercanías a la S.E. Paragsha I, en la línea Paragsha I – Chicrin. La mina propiamente esta a la altitud de 4,000 m.s.n.m.

El sistema de transmisión de ATACOCHA, se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SINAC) en 50 kV en la S.E. Paragsha I. ATACOCHA, se autoabastece en aproximadamente un 60%, comprándole el porcentaje restante de energía a Termoselva.

1.1.1. Líneas de transmisión

El Sistema de transmisión de ATACOCHA, está conformado por las siguientes instalaciones:

- Línea de Transmisión a 50 kV, Paragsha I – Chicrin (L-6523);
- Línea de Transmisión a 50 kV, Chicrin - Chaprin (L-6523 A);
- Línea de Transmisión a 50 kV, Chicrin – Atacocha (L-6523 B)
- Línea Primaria a 4.16 kV, Chicrin – Marcopampa

a. L.T. 50 KV, Paragsha I – Chicrin, L-6523

Recorre el departamento de Cerro de Pasco en la sierra central, con una longitud total aproximada de 17.28 km con 9 MVA de capacidad, conductor de aleación de aluminio AAAC de 53.5 mm², en disposición trifásica triangular, con cable de guarda de acero de 1/4", torres metálicas en un total de 145 estructuras, 5 de ellas son postes de madera (estructura de la 5 a la 8 y la 10) iniciando la numeración en la S.E. Paragsha I, y aisladores de porcelana socket 53-3.

b. L.T. 50 KV, Chicrin – Chaprin, L-6523 A

Recorre el departamento de Cerro de Pasco en la sierra central, con una longitud total aproximada de 13.46 km con 7 MVA de capacidad, conductor de aleación de aluminio reforzado ACSR de 32 mm², en disposición trifásica triangular, con cable de guarda de

acero de ¼", torres metálicas en un total de 68 estructuras, iniciando la numeración en la S.E. Chicrin, y aisladores de porcelana socket 52-3.

c. L.T. 50 KV, Chicrin – Atacocha, L-6523 B

Recorre el departamento de Cerro de Pasco en la sierra central, con una longitud total aproximada de 2.92 km con 7 MVA de capacidad, conductor de aleación de aluminio reforzado ACSR de 32 mm², en disposición trifásica triangular, con cable de guarda de acero de ¼", torres metálicas en un total de 19 estructuras, iniciando la numeración en la S.E. Chicrin, y aisladores de porcelana socket 52-3.

d. L.P. 4.16 KV, Chicrin - Marcopampa

Recorre el departamento de Cerro de Pasco en la sierra central, con una longitud total aproximada de 1.8 km con 1.5 MVA de capacidad, conductor de AAAC de 95 mm², en disposición trifásica triangular, con cable de guarda de acero de ¼", torres metálicas en un total de 15 estructuras, iniciando la numeración en la S.E. Chicrin, y aisladores de porcelana socket 52-3.

Tabla N° 1.1. Características generales de las líneas de transmisión de Atacocha

Línea	Región	Tensión Nominal	Número de ternas	Longitud (km)	Cantidad de Estructuras	Capacidad de Transporte (MVA)
L-6523	Sierra	50 kV	Una	17.28	145	9
L-6523 A	Sierra	50 kV	Una	13.46	68	7
L-6523 B	Sierra	50 kV	Una	2.92	19	7
L-4.16kV Chicrin - Marcopampa	Sierra	4.16 kV	Una	1.80	15	1.5

Conductor

En la Tabla N° 1.2 se resumen las características técnicas de los conductores utilizados en cada tramo de línea.

Tabla N° 1.2. Características de los conductores

Línea	Conductores				
	Material	Sección (mm ²)	Diámetro del Cable (mm)	N° de hilos	Peso (kg / m)
L-6523	AAAC	53.5	10.11	7	0.162
L-6523 A	ACSR	32.0	7.41	6/1	0.151
L-6523 B	ACSR	32.0	7.41	6/1	0.151
L-4.16kV Chicrin - Marcopampa	AAAC	95.0	13.10	7	0.25

Estructuras

En la Tabla N° 1.3 se resumen las características de las estructuras utilizadas en cada tramo de línea.

Tabla N° 1.3. Características de las estructuras

L-6523		Cantidad	Descripción
Tipo			Acero galvanizado
Disposición de conductores			Triangular
Cantidad de torres		145	Unidades
Tipos de torres empleadas			
Suspensión		56	Unidades
Anclaje		89	Unidades
NOTA: 5 ESTRUCTURAS SON POSTES DE MADERA			
L-6523 A		Cantidad	Descripción
Tipo			Acero galvanizado
Disposición de conductores			Triangular
Cantidad de torres		68	Unidades
Tipos de torres empleadas			
Suspensión		30	Unidades
Anclaje		38	Unidades
L-6523 B		Cantidad	Descripción
Tipo			Acero galvanizado
Disposición de conductores			Triangular
Cantidad de torres		19	Unidades
Tipos de torres empleadas			
Suspensión		6	Unidades
Anclaje		13	Unidades

Las estructuras usadas en las líneas de transmisión de ATACOCHA, corresponden a estructuras con un solo cable de guarda.

Aisladores

La cantidad y tipo de aisladores utilizados en las torres de suspensión y anclaje, para las líneas de transmisión por diferentes zonas son las consignadas en la Tabla N° 1.4

Cable de guarda

Las características del cable de guarda son las indicadas en la Tabla N° 1.5

Tabla N° 1.4. Características de aisladores

Zona	Torre	Aisladores	
		Cantidad	Tipo
L-6523	Suspensión	5	Socket 53-3
	Anclaje	5	Socket 53-3
L-6523 A	Suspensión	6	Socket 52-3
	Anclaje	6	Socket 52-3
L-6523 B	Suspensión	6	Socket 52-3
	Anclaje	6	Socket 52-3

Tabla N° 1.5. Características de cable de guarda

Código	Material	Diámetro. (pulgadas)	Sección (mm ²)
L-6523	Acero galvanizado	¼"	32
L-6523 A	Acero galvanizado	¼"	32
L-6523 B	Acero galvanizado	¼"	32

1.1.2. Descripción de subestaciones

Las características principales de los equipamientos considerados en las subestaciones, son las siguientes:

a. S.E. CHICRIN

La S.E. CHICRIN se encuentra ubicada aproximadamente en el km 325 de la carretera Central, provincia de Pasco, departamento de Cerro de Pasco, antes de la localidad de Huariaca.

Esta subestación consta de una barra de 48 kV, con 3 celdas de líneas en 50kV, la primera para la L-6523, que es la interconexión con el SEIN que viene desde la Subestación PARAGSHA I, la segunda, para la L-6523 A, que viene desde la C.H. CHAPRIN la misma que cuenta con 3 generadores de 2.25 MVA y la tercera para la L-6523 B, que va a la S.E. ATACUCHA, aparte de esto se tiene la línea de 4.16 kV, de 3.2 km, que viene desde la C.H. MARCOPAMPA que cuenta con un generador de 1.42 MVA.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

Un barra en 48 kV, a la intemperie, para la recepción y despacho de energía.

Existen 3 celdas de líneas y 2 de transformación:

Las celdas de líneas cuentan con un pórtico estructural cuadrangular y un juego de barras tubulares en donde están los seccionadores de línea trifásicos con cuchilla de puesta tierra, para uso en la intemperie, de mando manual de 69 kV y 200 A, pararrayos

de 60 kV, transformadores de tensión capacitivos y transformadores de corriente para la medición y protección.

Las dos celdas de transformación cuentan con:

Transformador trifásico con conmutador en vacío.

Marca ABB ASEA BROWN BOVERI S.A.

Pot. Aparente (MVA) Corriente (Amp)

5/6 60.1/72.1

3/3.6 416.4/499.6

2/2.4 2405.6/2886.6

Tensión (Voltios) 48000 Calentamiento 60/65 °C
4160
480

Enfriamiento ONAN/ONAF (futuro)

Altitud 4000m.s.n.m.

Impedancias de AT/MT (5 MVA) : 6.3%

Cortocircuito: AT/BT (5 MVA) : 11.3%

MT/BT (5 MVA) : 4.6. %

Año de fabricación : 1998

Tipo : TFD3AN

Norma : CEI-Pub 76

Aceite : SHELL DIALA

Un seccionador de barra trifásico con cuchilla de puesta a tierra de 69 kV y 200 A, Pararrayos de 48 kV, un Interruptor de 72 kV, 200 A y 25 KA.

En la barra de 4.16 kV, 03 salidas, una a la S.E. Molienda con un transformador de 3 MVA, interruptor de 12 kV y 600 A y pararrayos, las otras dos salidas alimentan a cargas diversas de la mina, incluyendo oficinas, comedores, albergues, talleres, etc. Hay una línea primaria de llegada de la C.H. Marcopampa.

En la barra de 0.48 kV, 07 salidas para diversas cargas de la mina.

Banco II: Tres Transformadores Monofásicos en aceite:

Marca : General Electric

Potencia : 3x501 KVA

Relación de Voltaje : $46.20 \pm 2.5 \pm 5\%$ / 0.48 kV

Impedancia de corto circuito : 6.96%

Conexión : Triangulo – Triangulo

Año de instalación : 1960

Un seccionador fusible en el lado de 48 kV, de 200 A.

Dos salidas en el lado de 0.48 kV, 2 seccionadores fusibles de 800 A.

Tableros de control, protección y medición, servicios auxiliares, banco de baterías y cargador.

La principal carga para esta subestación resulta la Planta concentradora II, Se interconecta en 4.16 kV con el circuito de la C.H. Marcopampa.

b. S.E. ATACOCHA

La S.E. ATACOCHA se encuentra ubicada aproximadamente en el km 325 de la carretera Central, provincia de Pasco, departamento de Cerro de Pasco, antes de la localidad de Huariaca.

Esta subestación consta de una barra de 48 kV con la línea L-6523 B, Atacocha - Chicrin de 7 MVA de capacidad. Esta barra tiene 2 sub barras, cada una con 2 bancos de transformadores monofásicos.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

Un barra en 48 kV, a la intemperie, para la recepción y despacho de energía.

Esta barras tiene 2 sub barras, tienen un pararrayos de 48 kV y cada sub barra tiene un seccionador de 69 kV y 600 A, esto está ubicado en un pórtico estructural cuadrangular y un juego de barras tubulares. Existen dos bancos de transformadores monofásicos en cada sub barra.

Las celdas de transformación cuentan con:

Banco I: Tres transformadores monofásicos en aceite.

Marca : General Electric
 Potencia : 3x500 KVA
 Relación de voltaje : $27.4 \cdot \sqrt{3} \pm 2.5 \pm 5\%$ /0.48 kV
 Impedancia de corto circuito : 6.2%
 Conexión : Estrella Triangulo.
 Año de instalación : 1945

Banco II: Tres transformadores monofásicos en aceite.

Marca : General Electric
 Potencia : 3x667 KVA
 Relación de voltaje : $27.8 \cdot \sqrt{3} \pm 2.5 \pm 5\%$ /4.16 kV
 Impedancia de corto circuito : 6.49%
 Conexión : Estrella Triangulo.
 Año de instalación : 1955

En el lado de alta hay un seccionador fusible de 80 A, y cada Banco tiene un pararrayos y un interruptor, uno de 7.2 kV y 600 A y el otro de 5 kV y 600 A.

Banco III: Tres transformadores monofásicos en aceite.

Marca : General Electric
 Potencia : 3x500 KVA
 Relación de voltaje : $27.4 \cdot \sqrt{3} \pm 2.5 \pm 5\%$ /4.16 kV
 Impedancia de corto circuito : 6.6%
 Conexión : Estrella Triangulo.
 Año de instalación : 1960

Banco IV: Tres transformadores monofásicos en aceite.

Marca : BBICT
 Potencia : 3x500 KVA
 Relación de voltaje : $26.29 \cdot \sqrt{3} \pm 2.5 \pm 5\%$ /4.16 kV
 Impedancia de corto circuito : 5.3%
 Conexión : Estrella Triangulo.
 Año de instalación : 1978

En el lado de alta hay un seccionador fusible de 80 A, el primer Banco (a 0.48 kV) tiene un interruptor de 600 V y 3000 A, el segundo Banco de tiene un interruptor de 4.16 V y 300 A y un transformador de medida mixto Transformix de tensión y corriente para protección y medición.

La principal carga para esta sub estación es toda la infraestructura de la mina (secciones 2, 3 y 4), sala de compresoras (7 unid. operativas), locales de servicio administrativos, talleres (maestranza, diesel, eléctrico, herrería, aguzadora, soldadura, etc.) y proyecto presa relave Atacocha.

c. S.E. CHAPRIN

La S.E. CHAPRIN se encuentra ubicada aproximadamente en el km 339 de la carretera Central, provincia de Pasco, departamento de Cerro de Pasco, antes de la localidad de Huariaca.

Esta subestación consta de una barra de 2.4 kV, que recepciona la energía de 3 grupos de generación hidráulica, cada uno de 2.25 MVA. Existen 2 celdas de transformación, una es de un Transformador trifásico de 3.3 MVA y la otra es de un Banco de Transformadores monofásicos de 3x1.25 MVA, ambas celdas elevan el nivel de tensión a 50 kV. En la barra de 2.4 kV hay una salida a la localidad de Huariaca y una salida a los servicios auxiliares.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

Transformadores trifásicos en aceite:

Marca : General Electric
 Potencia : 3300 KVA
 Relación de voltaje : $50 \pm 2.5 \pm 5\%$ /2.4 kV
 Impedancia de corto circuito : 7.36%
 Conexión : Estrella Triangulo.
 Año de instalación : 1954

Banco II: Tres transformadores monofásicos en aceite.

Marca : General Electric
 Potencia : 3x1250 KVA
 Relación de voltaje : $28.85 \pm 2.5 \pm 5\%$ /2.4 kV
 Impedancia de corto circuito : 7.4%
 Conexión : Estrella Triangulo.
 Año de instalación : 1953

Cada celda cuenta con interruptores de 50 kV y 600 A y seccionadores de 4.16 kV y 1200 A, y transformadores de corriente en los lados de 2.4 y 50 kV.

En la barra de 2.4 kV hay una salida a la localidad de Huariaca (máxima demanda de 850 kW), con un Transformador de 3 MVA, y un interruptor de 1200 A y 2.4 kV, además hay una salida para los servicios auxiliares, tableros de control, protección y medición, servicios auxiliares, banco de baterías y cargador.

d. C.H. MARCOPAMPA

La C.H. MARCOPAMPA se encuentra ubicada aproximadamente en el km 330 de la carretera Central, provincia de Pasco, departamento de Cerro de Pasco, antes de la localidad de Huariaca.

La Central consta de una barra de 4.16 kV., que recepciona la energía de un grupo de generación hidráulica de 1.42 MVA. Existe una salida a la S.E. Chicrin, línea de 1.8 km, y conductor de AAAC de 95 mm². Existen además dos salidas, líneas, que alimentan a cargas diversas y una salida a la presa antigua. Tableros de control, protección y medición, servicios auxiliares, banco de baterías y cargador.

1.1.3. Centro de control

a. S.E. ATACUCHA

No se dispone de sala de control propiamente dicho, pero si existen tableros de mando y protección localizados en cada una de las celdas de líneas, transformador y sistema de barras.

b. S.E. CHICRIN

Se dispone de una sala de control, donde se ubican los equipos de protección y medición. Los mandos para maniobras se ubican en tableros de campo del patio de llaves.

Funciones de la Sala de Control:

Monitorear y controlar en tiempo real las principales variables de su sistema eléctrico de transmisión.

Llevar registros manuales de datos de operación y fallas.

1.1.4 Sistema de comunicaciones

Para sus coordinaciones operativas, ATACOCHA posee un sistema privado de comunicaciones conformado por los subsistemas de Telefonía y Radiocomunicaciones VHF. El sistema tiene como función principal brindar los servicios de telefonía interna local y de larga distancia a todas sus unidades administrativas y operativas de la empresa.

a. Relación de equipos de comunicaciones

Se indica la relación de subsistemas y equipos de comunicación utilizados para atender el sistema de transmisión de ATACOCHA, haciendo resaltar la existencia de teléfonos satelitales fijos, portátiles y móviles para su uso como sistema de respaldo (caso de los satelitales fijos) y donde no existe cobertura de otro medio de comunicación (caso de los satelitales portátiles y móviles).

b. Subsistemas

Teléfonos Satelitales fijos, portátiles y móviles (para atender contingencias en líneas de transmisión y subestaciones no atendidas.

Teléfonos celulares de línea abierta y RPM.

1.2. Análisis de los programas de mantenimiento

ATACOCHA, la gestión del mantenimiento de sus instalaciones de transmisión lo realiza con terceros. Empresas especializadas en el desarrollo de actividades de mantenimiento que se encargan de la supervisión y ejecución del mantenimiento preventivo, medición de parámetros y mantenimiento correctivo del sistema de transmisión de ATACOCHA; y la prestación de los servicios de asistencia técnica en las actividades asociadas al mantenimiento de los equipos de subestaciones y componentes de líneas de transmisión de propiedad de ATACOCHA, permitiendo una mayor flexibilidad en la gestión del mantenimiento.

a. Programa de mantenimiento propuesto

El programa de mantenimiento es una herramienta dinámica de gestión que implementa la empresa con el objeto de minimizar fallas en sus instalaciones, basándose en la

información técnica de los equipos suministrados por los proveedores, la experiencia propia de la operación y de las características particulares de la zona donde se encuentra instalado nuestro sistema de transmisión.

Los programas de mantenimiento, la empresa los trabaja como proyectos que sirven de base para la gestión presupuestal.

b. Proyecto de mantenimiento menor

Conformados por actividades de inspección y control, mantenimiento menor pudiéndose incluir actividades de mantenimiento por recomendación del fabricante o experiencia adquirida en la operación, estas actividades se realizan sin restricción del servicio.

c. Proyecto de mantenimiento mayor

Conformados por actividades establecidas en forma repetitiva en periodos ya prefijados; de inspección y control, mantenimiento mayor, por recomendación de fabricante o experiencia de operación. Estas actividades de mantenimiento se realizan con la instalación fuera de servicio.

d. Proyecto mantenimiento imprevisto

Como previsión se establece una disponibilidad presupuestal para actividades de mantenimiento menor o mayor no programada, que necesariamente debe ser ejecutado como correctivo o repotenciación parcial, a fin de no originar desconexiones que puedan causar contingencias mayores que signifique aplicar el Plan de Contingencias Operativo, que representaría mayor costo y tiempo con perjuicio a la sociedad y a entidades productivas. El aviso previo o posterior justificación será comunicado para ser incluido en el programa de mantenimiento, a fin de corregir las periodicidades del mantenimiento menor o mayor.

e. Proyecto de mantenimiento total - repotenciación

Conformados por actividades de mantenimiento programadas en el tiempo con frecuencias mayores a un año que implica salidas de servicio de las instalaciones por reparación parcial o total de equipos mayores de subestaciones (transformadores, bahías o celdas de líneas o transformadores, barras de conexión de las bahías) o cambio de estructuras, conductores en líneas de transmisión por colapso previsto o debido a causa de la naturaleza (corrosión, podredumbres, cambio trazo de rutas).

f. Proyectos de inversión por mantenimiento

Conformados por actividades de mitigación en el tiempo de los elementos y situaciones críticas identificados en el Plan de Contingencias Operativo de cada año, previo estudio y evaluación. Se presupuesta en forma individual.

Son actividades que implican cambios de rutas de líneas de transmisión, reubicación de subestaciones o adecuaciones por estado situacional del lugar geográfico a fin de reducir

o eliminar los riesgos latentes sin perjuicio de otras instalaciones ya existentes. También consisten en reemplazo de equipos en subestaciones o elementos de líneas de transmisión, por cumplimiento del periodo de vida útil o por incremento de carga, debido a presencia de mayores usuarios o incorporación de nuevas entidades productivas.

g. Proyectos de inversión por ampliación o modificación

Conformado por actividades a ejecutarse por ampliación de capacidad de transformación y/o de transmisión de energía que involucre necesariamente salida de servicio de instalaciones existentes y adyacentes por tiempo prolongado.

En la actualidad (diciembre 2006), esta en proceso de finalización el proyecto de ampliación del Sistema Eléctrico de ATACOCHA, para la ejecución de la obra a partir de Abril del 2007, consistente básicamente en:

Nueva Subestación en 138/50/10 kV, esta se interconectará con el SEIN a través de la línea L-1120 de 138 kV de REP, Paragsha II - Huanuco, con un transformador de potencia $3\emptyset$ de 20 MVA, con el equipamiento electromecánico adecuado para la recepción y envío de energía. Para lo cual se construirá una nueva línea en 138 kV de aproximadamente 5 km para enlazar la L-1120 con la nueva subestación.

De la mencionada subestación saldrán nuevas líneas en 50 kV y 10 kV, hacia las nuevas subestaciones Chicrin y Atacocha. La nueva S.E. Atacocha será de 10/4.16/0.48 kV y 6 MVA, y la nueva S.E. Chicrin de 50/4.16/0.48 kV y 6 MVA con las celdas y el equipamiento electromecánico adecuado.

Adicionalmente, esta previsto la construcción de la C.H. CHAPRIN II, que sería de características muy similares a la actual C.H. CHAPRIN. Tendría 3 nuevos grupos de generación hidráulica de 8 MVA en total y 2 transformadores trifásicos, con igual potencia.

Está previsto para abril del 2007, se inicien las obras mencionadas y antes de finalizar el año éstas estén concluidas.

h. Análisis de los programas de mantenimiento programado y ejecutado para el periodo 2004 – 2006.

De la revisión de los programas de mantenimiento anual para las instalaciones de transmisión de ATACOCHA, en el periodo 2004-2006, se ha verificado el grado de cumplimiento de estos programas de mantenimiento por instalación.

En la Tabla Nº 1.6, se muestra el resultado del análisis comparativo efectuado para las líneas de transmisión en los años del 2004 al 2006.

Tabla N° 1.6. Nivel de cumplimiento de los programas de mantenimiento de líneas de transmisión por año

INSTALACIÓN	AÑO	PROGRAMADO		EJECUTADO		VARIACIÓN	
		N° Act.	Horas	N° Act.	Horas	N° Act.	Horas
LÍNEA CHAPRIN –CHICRIN, 50 KV	2004	1	11.0	1	10.45	0	0.55
L.T. 50 KV, PARAGSHA I – CHICRIN	2006	1	10	1	10	0	0
LÍNEA CHAPRIN –CHICRIN, 50 KV	2006	1	10.5	1	10.5	0	0
L-T. 50 KV, ATACOCHA – CHICRIN	2006	1	3.5	1	3.5	0	0

En la Tabla N° 1.7, se muestra el resultado del análisis comparativo efectuado a nivel de equipos principales de subestaciones para el periodo del 2004 al 2006.

Tabla N° 1.7. Nivel de cumplimiento del programa de mantenimiento de subestaciones de transmisión por año

INSTALACIÓN	AÑO	PROGRAMADO		EJECUTADO		VARIACIÓN	
		N° Act.	Horas	N° Act.	Horas	N° Act.	Horas
SUBESTACION CHICRIN	2004	1	8.0	1	8.00	0	0
SUBESTACION ATACOCHA	2004	1	8.0	1	8.00	0	0
CELDA DE LINEA S.E. PARAGSHA	2006	1	7	1	7	0	0
SUBESTACION ATACOCHA 7 MVA	2006	1	1	1	1	0	0
SUBESTACION CHICRIN	2006	1	8	1	8	0	0
SUBESTACION ATACOCHA	2006	1	8	1	8	0	0

1.3. Análisis de fallas

Para el análisis estadístico de fallas se ha empleado la información con que dispone ATACOCHA, para el periodo comprendido entre 2003 al 2006.

Para realizar el análisis de fallas, solo se han considerado aquellos eventos que implican salida de elementos de la red sin programación previa, razón por la cual se han eliminado de este análisis todos los mantenimientos programados.

Las principales causas encontradas para las interrupciones no programadas entre los años del 2003 al 2006, las cuales se muestran en la Tabla N° 1.8.

Así mismo, se ha realizado una evaluación respecto al número de horas de interrupción por elemento y por causa que motivó dicha interrupción, de los años 2003 al 2006, éstas se muestran en la Tabla N° 1.9.

Tabla N° 1.8. Horas de interrupción por causas

CAUSA	2003	2004	2006	TOTAL GENERAL
EQUIPO	5:10	0:30	0:12	5:52
EXTERNO	0:10	0:13		0:23
NATURAL	0:15	1:14		1:29
TERCERO			0:15	0:15
TOTAL GENERAL	5:35	1:57	0:27	7:59

Tabla N° 1.9. Horas de interrupción por instalación

INSTALACIONES	2003	2004	2006	TOTAL GENERAL
S.E. ATACUCHA	0:53			0:53
LT. CHAPRIN-CHICRIN	4:21			4:21
LT. PARAGSHA-CHICRIN	0:06	0:13	0:15	0:34
LT. DE 50 Kv	0:15			0:15
SE. CHICRIN		1:44	0:12	1:56
LT de 4.16 kV	2:18		0:08	2:26
TOTAL GENERAL	7:53	1:57	0:35	10:25

CAPÍTULO II

EVALUACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA EMPRESA PARA ATENDER CONTINGENCIAS

ATACOCHA, mantiene un stock de repuestos y herramientas ubicados en el almacén principal de ATACOCHA, un segundo almacén ubicado en la S.E. Chicrin y otro en la C.H. Chaprin, lo cual permite que el suministro de repuestos sea inmediato. En los almacenes y debidamente mantenidos, codificados y operativos se encuentran un conjunto equipos de medición, de transformación, de corte y seccionamiento para subestaciones; postes, torres de celosía completas, perfiles sueltos, aisladores, ferreterías para conductores, accesorios de cadena de aisladores y cable de guarda para líneas de transmisión.

Se dispone de una relación actualizada de empresas suministradoras de equipamiento y repuestos para subestaciones y líneas de transmisión.

Se dispone de vehículos todo terreno y camionetas de doble tracción, debidamente mantenidos y en servicio para traslado de personal de mantenimiento y materiales.

Se tiene contratos vigentes con empresas que proporcionan vehículos de doble tracción, y vehículos para transporte pesado.

Se mantienen coordinaciones fluidas para acciones de apoyo con otras empresas concesionarias de electricidad y con empresas mineras en caso de contingencias, para suministrar vehículos, equipos, repuestos de subestaciones y líneas de transmisión.

2.1. Equipamiento y repuestos para subestaciones y líneas de transmisión

La relación de equipos, repuestos, personal, vehículos para subestaciones y líneas de transmisión se indican en los siguientes capítulos.

Así mismo, se muestran la relación de empresas que pueden suministrar el personal técnico, repuestos y equipos necesarios para atender casos de emergencias que superen la capacidad técnica propia.

2.1.1. Repuestos para líneas de transmisión

El resumen de materiales y repuestos principales de líneas de transmisión como conductores, torres, cable de guarda, ferreterías para conductor y cadenas de aisladores, se muestran en Tabla N° 2.1, indicando el almacén donde se ubican.

Tabla N° 2.1. Relación de Repuestos

Item	Und	Cant.	Descripción	Ubicación
1	Und	1	Estructura metálica	Segundo Almacén
2	m	500	Conductor ACSR de 32 mm ²	Segundo Almacén
3	m	500	Conductor AAAC de 53.5 mm ²	Segundo Almacén
4	m	300	Conductor AAAC de 95 mm ²	Segundo Almacén
5	Und	100	Aisladores socket 52-3 y 53-3	Segundo Almacén
6	Jgo	50	Ferreterías y Acc. para cadena de aisladores	Segundo Almacén

Cabe señalar que la cantidad de repuestos principales de líneas indicados, no es apropiada para afrontar una contingencia, la cantidad de conductores señalados resultaría insuficiente si se requeriría remplazar las tres fases en más de 2 vanos de la línea, sin embargo se debe considerar que la empresa Atacocha se soporta mayormente en el servicio de terceros. En el Anexo C, se detalla el listado de repuestos con que cuenta actualmente la empresa.

2.1.2. Equipos de generación para suministro provisional de emergencia

El Sistema Eléctrico de Generación de MINERA ATACOCHA, está conformado por dos centrales de generación, que en conjunto tienen una potencia instalada de 6.6 MW, que cubre el 75% del consumo local del complejo minero, y el 25% restante lo adquiere del SEIN.

ATACOCHA como empresa auto productora de energía, no es integrante del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Nacional (COES-SINAC), pero si opera Interconectada al SEIN en la Sub estación Paragsha I.

ATACOCHA; en el corto plazo tiene programado ejecutar el proyecto de ampliación de la C.H. Chaprin, que utilizará los recursos hídricos de la cuenca del río Pucuruhuay, este proyecto permitirá aumentar la potencia instalada a 14.6 MW.

ATACOCHA, no dispone de grupos electrógenos rodantes o estacionarios igual o mayor de 500 kW. de emergencia para apoyar durante una contingencia mayor a las poblaciones que atienden las concesionarias de distribución.

Debido a la magnitud de potencia y energía que la MINERA ATACOCHA tiene comprometida con el complejo minero y sus clientes, no es factible sustituir este déficit de

oferta por medio de grupos electrógenos de emergencia. La MINERA ATACOCHA utiliza como fuente de sustitución, la reserva rotante del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Se dispone de grupos de emergencia menores instalados en cada una de las subestaciones de ATACOCHA para atender la operación en las subestaciones ante la ausencia de fluido eléctrico de los sistemas normales de alimentación de arranque automático y para apoyar actividades nocturnas en las subestaciones y grupos electrógenos portátiles para trabajos nocturnos en las líneas de transmisión, o en el caso fuese necesario realizar actividades por seguridad social, a fin de reacomodar y liberar carreteras o terrenos para el paso de personas y vehículos obstaculizadas por torres o conductores caídos.

2.1.3. Ubicación y disponibilidad de los equipos de reserva, materiales y repuestos

ATACOCHA, con fines estratégicos ha dispuesto la ubicación de tres almacenes uno ubicado frente a la S.E. Chicrin, el segundo antes de las oficinas principales y el otro en la C.H. Chaprin.

2.1.4. Tiempos estimados para traslado desde la S.E. Chicrin a otras subestaciones y facilidades de accesos

En la Tabla N° 2.2, se indica el tiempo estimado de transporte de transformadores de potencia, desde Lima, debido a no contar con equipos de reserva. Además el tiempo estimado es una vez montado la cuba del transformador sobre el tráiler.

Tabla N° 2.2. Traslado de transformadores de potencia

Descripción	Tiempo de transporte a las subestaciones desde Lima			Tiempo por Transporte una vez montado la cuba y accesorios sobre el trailer (horas)
	SSEE a donde se trasladarán los equipos			
Transformadores de Potencia trifásico y Banco de transformadores monofásicos	SE Atacocha	Banco de transformadores monofásicos	Lima – Oroya – Cerro de Pasço Chicrin	30 hrs.
	SE Chicrin	Transformador trifásico	Lima – Oroya – Cerro de Pasço Chicrin	24 hrs.
		Banco de Transformadores monofásicos	Lima – Oroya – Cerro de Pasço Chicrin	24 hrs.
	CH Chaprin	Transformador de Potencia trifásico	Lima – Oroya – Cerro de Pasço Chicrin	24 hrs.
		Banco de transformadores monofásicos	Lima – Oroya – Cerro de Pasço Chicrin	24 hrs.
	El tiempo de traslado considerado es desde Lima, no se considera el tiempo de transporte en caso se requiera el préstamo de otra empresa para solución temporal, considerando que Atacocha no dispone de transformadores de potencia de reserva.			

En la Tabla N° 2.3, se indica el tiempo estimado de transporte de transformadores de medición, pararrayos, interruptores, seccionadores, condensadores, desde el almacén principal a las demás subestaciones una vez montados sobre el camión grúa.

Tabla N° 2.3. Traslado de otros equipos y ferretería de subestaciones

Descripción	Tiempo de transporte de repuestos desde el almacén de la SE Atacocha		
	SSEE a donde se trasladarán los equipos		Tiempo por transporte una vez montados los equipos sobre el camión-grúa (horas)
Transformadores de Tensión Transformadores de Corriente Pararrayos Seccionadores Interruptores Condensadores Ferretería importada (conectores, terminales, etc.)	SE Atacocha	Almacén principal – Atacocha	40 minutos
	SE Chicrin	Almacén principal – Chicrin	15 minutos
	CH Chaprin	Almacén principal – CH Chaprin	45 minutos

En la Tabla N° 2.4, se muestra el estado de las carreteras y accesos a cada subestación, donde se ubican instalaciones pertenecientes a ATACOCHA.

Tabla N° 2.4. Estado de las carreteras y accesos a cada subestación

Ítem	Acceso	Facilidad de acceso		
		Por traslado por Carretera	Dentro de la SE	Observaciones
1	Lima Chicrin –	Buena, asfaltado	Afirmado	Carretera Central km 325
2	Lima Atacocha –	Buena, asfaltado hasta Chicrin, afirmado hasta Atacocha	Afirmado	Carretera Central km 325
3	Lima Chaprin –	Buena, asfaltado	Afirmado	Carretera Central aprox. km 335

2.1.5. Tiempos estimados para traslado desde el almacén a las líneas de transmisión y facilidades de accesos

En la Tabla N° 2.5, se visualiza la longitud de las líneas de transmisión, así como, el tiempo estimado mínimo, máximo y promedio para el transporte de los principales elementos de líneas (postes, torres y conductor), según la experiencia de los operadores de las instalaciones y del personal de mantenimiento de ATACOCHA.

El tiempo estimado es respecto al almacén ubicado frente a la subestación Chicrin a cada una de las líneas de transmisión.

Tabla N° 2.5. Tiempos estimados para traslado de postes de madera, torres, conductor, estructuras provisionales, aisladores, cables de guarda, retenidas y ferretería en general.

Características y Tiempo de transporte de materiales mayores de L.T., desde el almacén principal							
Características de la línea de transmisión					Tiempo al punto mas cercano de la L.T. (mínimo)	Tiempo al punto mas lejano de la L.T. (máximo)	Tiempo promedio (horas)
Código	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Tensión (kV)	Long. (km)			
L-6523	PARAGSHA I	CHICRIN	50	17.28	00:20	00:45	00:35
L-6523 A	CH CHAPRIN	CHICRIN	50	13.46	00:20	00:30	00:25
L-6523 B	CHICRIN	ATACOCHA	50	2.92	00:20	00:45	00:35

2.1.6. Relación de empresas suministradoras de equipos, materiales y repuestos para subestaciones

En la Tabla N° 2.6, se indican las empresas que proveerán equipos y repuestos de subestaciones en caso de contingencia.

2.1.7. Relación de empresas que proveerán materiales para líneas de transmisión.

En la Tabla N° 2.7, se indican las empresas que proveerán equipos y repuestos de Líneas de Transmisión en caso de contingencia.

Tabla N° 2.6. Empresas proveedoras para subestaciones.

Compañía	Dirección
Para Subestaciones	
ASEA BROWN BOVERI S.A.	Av. Argentina 3120 Lima
DELCROSA S.A.	Av. Argentina 1515 Lima
ELECTROWERKE S.A.	Av. Javier Prado 4921 Of. 02 La Molina Lima
SIEMENS S.A.C.	Av. Domingo Orué 971 Surquillo Lima

Tabla N° 2.7. Empresas proveedoras para líneas de transmisión.

Compañía	Dirección
Para Líneas de Transmisión	
JORVEX & COMPAÑÍA S.R.L.	Av. Tingo María 311 Breña Lima
NUEVA ERA TECNOLOGICA	Av. José Gálvez Barrenechea 592 Of. 701 Corpac Lima
INDECO S.A.	Av. Universitaria 683 Lima

2.2. Capacidad operativa del recurso humano

Para apoyar la capacidad de respuesta de nuestra organización en todos sus niveles de gestión, se cuenta con las empresas contratistas Ensecor SAC y Semhor SRL,

encargada de la supervisión y ejecución de las actividades de mantenimiento, proporcionando el personal calificado y equipos necesarios para su correcta realización, considerando que el negocio principal de ATACOCHA es el aspecto minero.

El personal que atiende el sistema de transmisión de Atacocha, está debidamente capacitado para responder adecuadamente ante cualquier eventualidad mayor que se presentara y se indican en los cuadros siguientes.

2.2.1. Supervisores y personal técnico de subestaciones y líneas de transmisión.

La capacidad operativa de personal para afrontar casos de contingencia en subestaciones se ha evaluado considerando dos grupos de profesionales, incluido el personal de las contratistas, que cumplen las funciones de mantenimiento de líneas y subestaciones. Ver Tabla N° 2.8.

Tabla N° 2.8. Profesionales y técnicos para la atención de contingencias.

Supervisores

Item	Nombre y apellidos	Profesión	Cargo	Experiencia
1	Miguel Herrera	Ing. Electromecánico	Superintendente de Energía y Mantenimiento	Mas de 10 años
2	Víctor Segura Tello	Ing. Electricista	Jefe de Mantenimiento. Eléctrico y Generación	25 años
3	David Aranda Rojas	Ing. Electromecánico	Jefe C.H. Chaprin	5 años
4	Mirko Rodríguez	Ing. Electromecánico	Jefe C.H. Marcopampa.	5 años
	J. Chumpitaz	Técnico	Jefe de Taller Eléctrico	5 años
	Ing. Cristian Leandro Sauri	Ing. Electromecánico	Emp. Semhor	5 años
5	Ing. Lorenzo Pascual Pena	Ing. Electromecánico	Emp. Semhor	5 años

Personal técnico

Atacocha – Personal Propio	Experiencia
QUISPE CARBAJAL MARCO	Técnico con 18 años experiencia
RAMOS QUITO LUIS	Técnico con 8 años experiencia
CONDE RUIZ JULIO	Técnico con 10 años experiencia
ACEVEDO PEREZ TIOFANES MAXIMO	Técnico con 10 años experiencia
SINCHE ESTEBAN EUSEBIO	Técnico con 6 años experiencia
ANGEL TORRES ROWING FILOMENO	Técnico con 6 años experiencia
GUTIERREZ TORRES MIGUEL ANGEL	Técnico con 6 años experiencia
PALOMINO TORRES RAUL MARCELO	Técnico con 5 años experiencia
VELASQUEZ GUZMAN EDUARDO	Técnico con 9 años experiencia
BLANCO CARO EDEN ROBERT	Técnico con 8 años experiencia
CHACON LOPEZ ROLANDO	Técnico con 8 años experiencia
ARRIETA HERRERA NILS	Técnico con 4 años experiencia
CORDOVA QUISPE EDSON RILDO	Técnico con 4 años experiencia

Atacocha – Personal Propio	Experiencia
ESTRELLA PAUCAR CLAVERIANO HILARIO	Técnico con 4 años experiencia
PALACIOS CARLOS RAFAEL PERCY	Técnico con 8 años experiencia
MARTINEZ ORDOÑEZ RODER	Técnico con 8 años experiencia
RAMOS ZEVALLOS EDGAR	Técnico con 7 años experiencia
ROMERO URBANO PERCY ELEAZAR	Técnico con 6 años experiencia
TRUCIO RIVERA CARLOS	Técnico con 8 años experiencia
Chicrin – Personal Propio	Experiencia
HUARICAPCHA GALLARDO OVIDIO	Técnico 10 años de experiencia
HERNANDEZ SAUNE LUIS	Técnico 7 años de experiencia
TORRES AJALLA JUAN CARLOS	Técnico 6 años de experiencia
FABIAN PONCE MANUEL	Técnico 4 años de experiencia
AGÜERO MONGE GERMAN	Técnico 7 años de experiencia
HUAMANCAYO YAMACURE LUIS	Técnico 2 años de experiencia

Chicrin – Terceros (Empresa Semhor)	Experiencia
LEANDRO SAURI CRISTIAN	Ing. 2 años de experiencia
PASCUAL PENA LORENZO	Ing. 1 año de experiencia
PANIAGUA VASQUEZ FREDDY	Técnico 3 años de experiencia
ISLAS BASURTO ALEJANDRO	Técnico 15 años de experiencia
LORENZO PASCUAL MARDONIO	Técnico 1 año de experiencia
DELGADO GALLARDO GILMER	Técnico 2 años de experiencia
GALA BELITO ALFREDO	Técnico 4 años de experiencia
CAPCHA CHUQUILLANQUI RUBEN	Chofer 4 años de experiencia
PAREDES MORENO VICTOR	Ayudante 2 años de experiencia

2.2.2. Contratos y convenios con proveedores

Se cuenta con una lista de empresas proveedoras que de ser necesario se harían presentes en el menor tiempo posible, para ejecutar las actividades con personal propio y sus respectivas herramientas, equipos especiales y vehículos, es decir con actuación independiente.

ATACUCHA en la actualidad cuenta con la siguiente relación de empresas (terceros) que proporcionan personal para la ejecución del mantenimiento electromecánico y obras civiles que se encuentran en situación de disponibilidad frente a cualquier eventualidad.

Ver Tabla N° 2.9.

Tabla N° 2.9. Relación de Empresas que brindan apoyo en las actividades de mantenimiento de las instalaciones de transmisión.

EMPRESA	TELEFONO
Ensecor SAC	539 2898
Semhor SRL	361 8277

2.2.3. Localización de los recursos humanos

La ubicación de los recursos humanos para mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones es estratégica y es como se indica.

El personal técnico y supervisores de subestaciones y líneas de transmisión están en la S.E. Chicrin, S.E. Atacocha, C.H. Chaprin y C.H. Marcopampa.

2.3. Sistema logístico de la empresa

Se cuenta con un grupo de empresas proveedoras de equipos y materiales para la adquisición de los mismos, afín de mantener un stock mínimo en almacenes.

Se cuenta además con un grupo de empresas contratistas proveedoras de personal técnico y de vehículos de transporte livianos y pesados, que nos brindan apoyo técnico en caso de contingencias que supere nuestra capacidad operativa de recursos humanos, equipos de pruebas, herramientas especiales, vehículos de transporte.

MINERA ATACOCHA, mantiene una comunicación fluida con otras empresas de electricidad y otras mineras, cercanas a nuestras instalaciones para el apoyo mutuo en casos de emergencia.

2.3.1. Procedimiento de adquisiciones

El procedimiento normal de adquisiciones esta a cargo del Superintendente de Energía y Mantenimiento, que tiene la responsabilidad de conducir el proceso de adquisición de repuesto, equipos y materiales, desde el registro del requerimiento, concurso de ofertas, la adjudicación, los términos comerciales del contrato, el derecho de reclamos y las garantías.

Adquisición propia:

Se genera la requisición y se solicita la aprobación en 4 niveles desde el Jefe de Mantenimiento Eléctrico y Generación hasta el Superintendente de Energía y Mantenimiento, donde se fija la prioridad y el tiempo de atención; el departamento de logística adquiere el pedido y envía con movilidad contratada (Multiservisos 2 M. transportistas de Mineral y las empresas de transporte a Huanuco y a Cerro de Pasco y de esta a Chicrin).

Terceros ó Contratistas:

La compra ó suministro de materiales se determina en la requisición y orden de compra entregada al contratista y el transporte se efectúa por Atacocha ó por el mismo contratista.

Sin embargo, para casos de contingencias es decisión del Superintendente de Energía y Mantenimiento agilizar el procedimiento de adquisición, evitando los concursos de oferta, procesos de adjudicación, etc.

La estructura del área logística de MINERA ATACOCHA, se conforma de la siguiente manera:

2.3.2. Personal

El área de logística cuenta con 7 personas:

- Superintendente de Logística
- Asistente de Adquisiciones
- Asistente Almacén Servicios y Administración
- Técnico de Adquisición
- Técnico de Almacén
- Técnico de Servicio
- Técnico de transporte

2.3.3. Almacenes

Cuentan con dos almacenes estratégicamente ubicados e implementándose:

Su infraestructura está constituida por material noble y techo de calaminas contra los riesgos naturales que existe en la zona.

El almacén Principal está ubicado en la S.E. Chicrin

El almacén Secundario está ubicado al frente de las oficinas de Atacocha.

2.3.4. Apoyo de comunicación

En cuestión de eventualidades, la Minera Atacocha, cuentan con medios de comunicación, tal como se describe a continuación:

a. Subestación Chicrin

Radio motorola

Teléfono Satelital

Teléfono fijo

c. Taller Eléctrico Chicrin

Comunicación por radio tipo Flexcom (4 radios) (Chicrin – Atacocha – interior mina)

Teléfono Satelital

Teléfono fijo

Teléfono Móvil

d. C.H. Chaprin

Teléfono Satelital

Teléfono fijo

e. C.H. Marcopampa

Teléfono Satelital

Teléfono fijo

Teléfono inalámbrico

Comunicación por radio tipo Flexcom (2 radios)

f. S.E. Atacocha

Teléfono fijo

Teléfono Móvil

Comunicación por radio tipo Flexcom (4 radios) (Chicrin – Atacocha – interior mina).

2.3.5. Transporte de personal y materiales

En la Tabla N° 2.10, se indica la relación de vehículos exclusivos para mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones.

En la Tabla N° 2.11, se indica la relación de empresas que suministran vehículos, los cuales se usan en el mantenimiento de las líneas de transmisión y subestaciones

Tabla N° 2.10. Relación de vehículos para mantenimiento de LL.TT y SS.EE.

DESCRIPCIÓN	PLACA	MARCA	PROPIEDAD
CAMIONETA 4 x 4	PIK 741	TOYOTA	PROPIO
CAMIÓN GRÙA	4E 2019	MERCEDES BENZ	PROPIO
CAMIONETA 4 X 4	PE6757	NISSAN	TERCEROS

Tabla N° 2.11. Empresas que suministran vehículos

EMPRESA	TELEFONO	CONTACTO
Multiservicios 2M	2549741	Edison Macuri
Transportes RIOS SRL	3241701	Máximo Córdoba Villegas
Ensecor SAC	5392898	
Semhor SRL	3618277	

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE RIESGOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los Riesgos en el Sistema de Transmisión de ATACOCHA, se clasifican de la siguiente forma.

- Riesgos por acción de la naturaleza
- Riesgos de carácter constructivo
- Riesgos por error humano
- Riesgos por acción de terceros.

3.1. Riesgos por acción de la naturaleza

Son riesgos latentes por acción de la geografía de los terrenos colindantes con las instalaciones eléctricas, como el caso de un sector del canal de la C.H. Chaprin en la zona de Batanchaca km 336-337 de la carretera central, un huayco afecto el ducto ocasionando que esta Central no genere por aproximadamente 15 días y debido al deslizamiento de piedras hubieron algunos muertos en un ómnibus que transitaba en la carretera.

Por sismos, fuertes vientos y lluvias que provocan el desprendimientos de rocas y deslizamientos de terrenos adyacentes a las instalaciones de transmisión.

Riesgos por cercanía de las aguas de los ríos a las estructuras, que pueden erosionar el terreno que los separa.

3.2. Riesgos de carácter constructivo

Riesgos inevitables generados en la fase de construcción, como por ejemplo estructuras ubicadas al costado de vías públicas de transporte, como es el caso de las torres ubicadas en las cercanías de la S.E. Paragsha I, pues estas se encuentran en zona urbana y existe el riesgo de que vehículos impacten en ellas. Del mismo modo las torres 50 al 52 de la línea Chicrin – Chaprin, ubicadas al lado de la carretera.

3.3. Riesgos por error humano

Son generados por las inadecuadas maniobras del operador ó por inadecuadas maniobras durante las actividades de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión, las cuales podrían originar desperfectos en los equipos de transmisión. Fue

el caso del contacto accidental de una retroexcavadora con la línea Paragsha I - Chicrin, en el mes de octubre 2006, ocasionando la salida de servicio de la línea.

3.4. Riesgos por acción de terceros

Son riesgos latentes en las instalaciones de transmisión, ocasionados accidentalmente, por actos de vandalismo de terceras personas o accidentes de tránsito, como es el caso de la línea de transmisión Chicrin - Marcopampa en 4.16 kV, de 1.8 km y con conductor de Cu de 25 mm², que ha sufrido aproximadamente 15 robos de conductor, en los últimos 2 años.

Nuestras líneas de transmisión también están expuestas a actos vandálicos como rotura de aisladores, sustracción de cables de puestas a tierra y deterioro de nuestras señalizaciones.

3.5. Riesgos evaluados

Los riesgos latentes en las instalaciones de transmisión evaluados son:

3.5.1. Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523, Paragsha I – Chicrin, 50 kV.

La línea de transmisión L-6523, PARAGSHA I – CHICRIN, es una línea con disposición triangular en torres metálicas, con cable de guarda de acero y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de transmisión de 50 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores o cable de guarda por acción accidental o provocada por terceros.
- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores.
- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores.
- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea.
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea de transmisión L-6523 por actuación automática de su sistema de protección.

- Si una falla es fugaz la reconexión de la línea L-6523 es inmediata.
- Si la falla es permanente la línea quedará fuera de servicio y será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la recuperación provisional del suministro y luego las actividades de reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

Cuando esta línea de transmisión de 50 kV, L-6523, Paragsha I – Chicrin, sale de servicio, colapsa el sistema de ATACOCHA; es decir las Centrales hidroeléctricas Chaprin y Marcopampa dejan de generar y las líneas de transmisión quedan sin servicio.

a. Falla fugaz, con la implicancia de la salida de 2 CHs, todo el Sistema de Atacocha queda sin energía.

Al ser la falla fugaz, se produce la reconexión de la línea L-6523. Luego se reinicia el proceso de puesta en marcha de las 2 CHs, Chaprin y Marcopampa para después poner en servicio las líneas de transmisión, estimando este tiempo en aproximadamente una hora, con lo que se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha.

b. Falla permanente, todo el Sistema de Atacocha queda sin energía.

Se reinicia el proceso de puesta en marcha de las 2 CHs, Chaprin y Marcopampa en un tiempo estimado de 15 minutos, progresivamente se ingresan las cargas, abasteciéndolas parcialmente. En temporadas de estiaje, la demanda Interrumpida es de aproximadamente un 58% y en épocas de caudales máximos la interrupción es de un 25% de la demanda total del Sistema Atacocha.

Paralelamente se ubica la falla y se hace la recuperación provisional del servicio de la línea L-6523. En el caso de que la falla en la línea sea la caída de una torre, usando una torreta o “bypass”, se estima hacer la recuperación provisional del servicio en un tiempo estimado de una jornada de trabajo es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una torre o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma provisional.

Posteriormente se coordina y trabaja en la reparación definitiva, en el caso de la caída de una torre, se debe hacer el desmontaje de la torre colapsada y montar la nueva torre. Luego se debe coordinar un corte de energía en la línea para hacer el traslado de los conductores del “bypass” a la nueva torre.

Una vez confirmada la culminación de la solución provisional y/o definitiva la reposición de servicio de la línea de transmisión de 50 kV, L-6523, se realizará previa coordinación con el COES-SINAC.

3.5.2. Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 A, Chaprin – Chicrin, 50 kV.

La línea de transmisión L-6523 A, CHAPRIN – CHICRIN, es línea en disposición triangular en torres metálicas, con cable de guarda de acero y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de transmisión de 50 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores o cable de guarda por acción accidental o provocada por terceros.
- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores.
- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores.
- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea.
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea de transmisión L-6523 A por actuación automática de su sistema de protección.

- Si una falla es fugaz con salida de la CH CHAPRIN, se debe reiniciar la puesta en marcha de la central y la línea de transmisión.
- Si la falla es permanente la línea y la central quedarán fuera de servicio y será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la recuperación provisional del suministro y luego las actividades de reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

- a. Falla fugaz, con la implicancia de salida de la CH CHAPRIN.

No hay demanda interrumpida pues el SEIN, es decir la S.E. Paragsha I y la L-6523, asumen la no generación de la CH CHAPRIN. Se estima en aproximadamente 30 minutos la reposición de la CH y la línea.

b. Falla permanente, con la implicancia de salida de la CH CHAPRIN.

No hay demanda interrumpida, pero si generación interrumpida. El SEIN, es decir la S.E. Paragsha I y la L-6523, asumen la no generación de la CH CHAPRIN.

Se ubica la falla en la línea y se hace la recuperación provisional del servicio de la línea de transmisión L-6523 A. En el caso de que la falla de la línea haya sido la caída de una torre, usando una torreta o "bypass", se estima hacer la recuperación provisional del servicio en un tiempo estimado de una jornada de trabajo es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una torre o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma provisional.

Posteriormente se coordina y trabaja en la reparación definitiva, en el caso de la caída de una torre, se debe hacer el desmontaje de la torre colapsada y montar la nueva torre. Luego se debe coordinar un corte de energía en la línea para hacer el traslado de los conductores del "bypass" a la nueva torre

Una vez confirmada la culminación de la solución provisional y/o definitiva la reposición de servicio de la línea de transmisión de 50 kV, L-6523 A, se realizará previa coordinación con el COES-SINAC.

3.5.3. Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 B, Chicrin – Atacocha, 50 kV.

La línea de transmisión L-6523 B, CHICRIN - ATACOCHA, es línea en disposición triangular en torres metálicas, con cable de guarda de acero y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de transmisión de 50 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores o cable de guarda por acción accidental o provocada por terceros.
- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores.
- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores.

- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea.
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea de transmisión L-6523B por actuación automática de su sistema de protección.

- En caso de una falla fugaz la reposición es inmediata.
- Si la falla es permanente la línea queda fuera de servicio, las cargas de la S.E. Atacocha quedan desatendidas y será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la recuperación provisional del suministro y luego las actividades de reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

- a. Falla fugaz, la reposición de la línea es inmediata. Si hay salida de cargas estas se repondrán progresivamente.
- b. Falla permanente.

Las generaciones de las CHs no se ven afectadas, pero las cargas de la S.E. Atacocha quedan desatendidas.

En épocas de estiaje, el flujo de potencia de la línea Paragsha I - Chicrin mantiene su mismo sentido transmitiendo una potencia relativamente pequeña que sumada a la generación de las CHs completa la demanda de la S.E. Chicrin.

En épocas de máximos caudales, el flujo de potencia de la línea Paragsha I - Chicrin invierte su sentido pues la generación de las CHs satisface la demanda de la S.E. Chicrin y el sobrante fluye a la S.E. Paragsha I.

Luego se debe ubicar la falla en la línea y se hace la recuperación provisional del servicio de la línea de transmisión L-6523 B. En el caso de que la falla de la línea haya sido la caída de una torre, usando una torreta o "bypass", se estima hacer la recuperación provisional del servicio en un tiempo estimado de una jornada de trabajo es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una torre o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma provisional.

Posteriormente se coordina y trabaja en la reparación definitiva, en el caso de la caída de una torre, se debe hacer el desmontaje de la torre colapsada y montar la nueva torre. Luego se debe coordinar un corte de energía en la línea para hacer el traslado de los conductores del “bypass” a la nueva torre.

Una vez confirmada la culminación de la solución provisional y/o definitiva la reposición de servicio de la línea de transmisión de 50 kV, L-6523 B, se realizará previa coordinación con el COES-SINAC.

3.5.4. Salida de servicio de la línea de transmisión Marcopampa – Chicrin, 4.16 KV.

La línea de transmisión MARCOPAMPA - CHICRIN, es línea en disposición triangular, con postería de madera y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de 4.16 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores por acción accidental o provocada por terceros;
- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores;
- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores;
- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea;
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea MARCOPAMPA - CHICRIN por actuación automática de su sistema de protección.

- Caso de una falla es fugaz, con salida de la CH Marcopampa,
- Si la falla es permanente la línea queda fuera de servicio, así como la CH Marcopampa, sin embargo el SEIN asume las cargas de la barra 4.16 kV, de la S.E. Chicrin. Luego será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

a. Falla fugaz, el SEIN asume las cargas que eran alimentadas por la CH Marcopampa. Se estima en aproximadamente 30 minutos la reposición de la CH y la línea.

b. Falla permanente.

Queda sin servicio la generación de la CH Marcopampa pero el SEIN asume las cargas en 4.16 kV de la S.E. Chicrin.

El sentido del flujo de potencia de las líneas de 50 kV se mantiene y el flujo en la L-6523 se incrementa.

Luego se debe ubicar la falla en la línea y se hacer la recuperación definitiva de la misma, estimándose, en el caso de la caída de una estructura, en una jornada de trabajo es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una o estructura o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma definitiva.

Nuestras líneas de transmisión también están expuestas a actos vandálicos como rotura de aisladores, sustracción de cables de puestas a tierra y deterioro de nuestras señalizaciones.

3.5.5. Salida de servicio de un banco de transformadores de la S.E. Atacocha

Este caso se refiere a la salida de servicio de cualquiera de los 4 bancos de transformadores de la S.E. ATACOCHA, es decir el Banco I que es a 0.48 kV o los Bancos II, III o IV que son a 4.16 kV.

Causas

Estos Bancos transformadores, tienen un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde las más simples como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando uno de estos transformadores sale de servicio, las cargas respectivas se quedan sin alimentación y en la mayoría de casos es posible hacer conexiones provisionales adecuadas, de un banco a otro para hacer la recuperación parcial del servicio hasta lograr la recuperación o reparación del transformador afectado.

Magnitud

Parte de la demanda es interrumpida

Disminuye el flujo de potencia transmitida en las L-6523 y L-6523 B.

Por ejemplo, si sale un transformador del Banco IV, las cargas afectadas son, el Grifo 5, Ñanuelpun, la Cancha relave y Centac 15, y haciendo conexiones de los bancos I y II se

puede recuperar provisionalmente el servicio en éstas parcialmente, en un tiempo estimado de 48 horas, hasta lograr la reparación del transformador afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

3.5.6. Salida de servicio del banco de transformadores de potencia de la S.E. Chicrin

Causas

Este Banco de transformadores, tienen un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde las más simples como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando el Banco sale de servicio, sus cargas respectivas se quedan sin alimentación y es posible hacer conexiones provisionales adecuadas, del transformador trifásico contiguo desde la barra de 0.48 kV para hacer la recuperación parcial del servicio hasta lograr la recuperación o reparación del transformador afectado.

Magnitud

Parte de la demanda es interrumpida

Disminuye el flujo de potencia transmitida en las L-6523.

El tiempo estimado para recuperar provisionalmente el servicio en estas (cargas) parcialmente, con conexiones provisionales, es de 48 horas, hasta lograr la reparación del transformador afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los

tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

3.5.7. Salida de servicio del transformador trifásico de potencia de la S.E. Chicrin.

Causas

Este transformador trifásico, tiene un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde la más simple como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando el Transformador trifásico, sale de servicio, parcialmente sus cargas se quedan sin alimentación, prácticamente las de la barra de 4.16 kV continúan alimentadas por la Central Marcopampa y es posible hacer conexiones provisionales adecuadas, del otro Banco de transformadores desde la barra de 0.48 kV para hacer la recuperación parcial del servicio hasta lograr la recuperación o reparación del transformador afectado.

Magnitud

Parte de la demanda es interrumpida

Disminuye el flujo de potencia transmitida en las L-6523.

El tiempo estimado para recuperar provisionalmente el servicio en estas (cargas) parcialmente, con conexiones provisionales, es de 48 horas, hasta lograr la reparación del transformador afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

3.5.8. Salida de servicio del transformador trifásico de potencia de la S.E. Chaprin.

Causas

Este transformador trifásico, tiene un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde la más simple como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando el Transformador trifásico sale de servicio, el Banco de Transformadores sale por sobrecarga y consecuentemente salen los grupos de generación y la línea Chaprin Chicrin, L-6523 A.

Magnitud

La salida del transformador trifásico ocasiona la salida del Banco de Transformadores y la de los Grupos de generación, es decir se interrumpe la generación, sin embargo el SEIN es decir la S.E. Paragsha I y la Línea L-6523 asumen la no generación mencionada.

Aumenta el flujo de potencia transmitida en las L-6523.

El procedimiento es la puesta en marcha de la generación adecuada (uno o dos grupos dependiendo de si se esta en época de máximos caudales o de estiaje) y la puesta en servicio del banco de transformadores monofásicos. Luego se debe hacer la puesta en servicio de la línea L-6523 A. El tiempo estimado para recuperar el servicio con el procedimiento mencionado es de aproximadamente 02 horas, hasta lograr la reparación del transformador trifásico afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio el transformador trifásico, dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

3.5.9. Salida de servicio del banco de transformadores monofásicos de potencia de la S.E. Chaprin.

Causas

Este Banco de transformadores monofásico, tiene un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde la más simple como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando el Banco de Transformadores sale de servicio, el Transformador trifásico sale por sobrecarga y consecuentemente salen los grupos de generación y la línea Chaprin Chicrin, L-6523 A.

Magnitud

La salida del Banco de Transformadores ocasiona la salida del transformador trifásico y la de los Grupos de generación, es decir se interrumpe la generación, sin embargo el SEIN es decir la S.E. Paragsha I y la Línea L-6523 asumen la no generación mencionada.

Aumenta el flujo de potencia transmitida en las L-6523.

El procedimiento es la puesta en marcha de la generación adecuada (uno o dos grupos dependiendo de si se esta en época de máximos caudales o de estiaje) y la puesta en servicio del transformador trifásicos. Luego se debe hacer la puesta en servicio de la línea L-6523 A. El tiempo estimado para recuperar el servicio con el procedimiento mencionado es de aproximadamente 02 horas, hasta lograr la reparación del Banco de transformadores afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio el Banco de transformadores, dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

CAPÍTULO IV

IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS CRÍTICOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

Para realizar la evaluación y priorización de riesgos, se ha aplicado la metodología contenida en el PMBOK® (Project Management Book of Knowledge), que es la guía metodológica utilizada por el PMI (Project Management Institute) en su capítulo referente a riesgos. En aplicación de esta metodología para evaluar riesgos, se ha determinado un grado de severidad del evento, considerando un impacto y probabilidad de ocurrencia, en función de determinadas variables.

El grado de severidad de cada elemento, se ha determinado en función de la prioridad de los mismos, considerando el evento de una falla en dicho equipamiento. Este resultado nos permite evaluar la importancia de cada elemento, de manera que pueda reflejarse en el plan de contingencias. La metodología utilizada se ilustra en el esquema indicado en la Fig. 4.1.

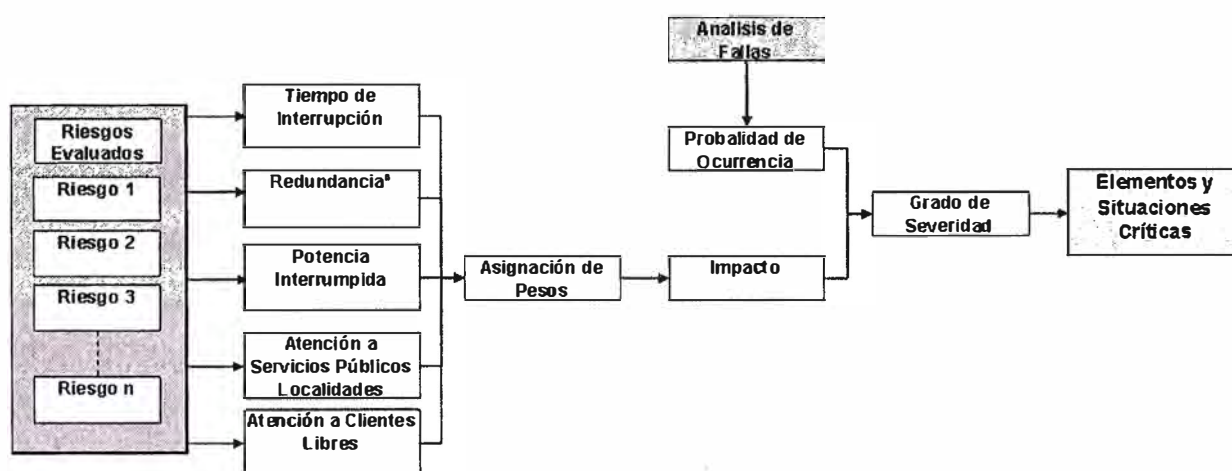


Fig. 4.1. Esquema del procedimiento de determinación de elementos y situaciones críticas

Producto de la evaluación de la estadística de fallas, inspección de las instalaciones en campo y la experiencia de los profesionales operadores del sistema de transmisión de ATACOCHA, se formuló una relación de posibles riesgos que podrían presentarse en las instalaciones de transmisión de ATACOCHA, evaluadas en el capítulo anterior.

Tal como lo establecen los Lineamientos del Plan de Contingencias Operativo, se deben identificar en los riesgos evaluados, aquellos que presenten mayor grado de severidad, para ello ATACOCHA empleó los siguientes criterios:

Probabilidad de ocurrencia:

Para determinar la probabilidad de ocurrencia de un evento, se ha partido de un análisis de fallas, mediante el cual se determina el número de horas de salida de cada elemento desde el 2003 hasta el 2006. Esta probabilidad de ocurrencia se ha determinado según la escala indicada en la Tabla N° 4.1.

Tabla N° 4.1. Probabilidad de ocurrencia de un evento

Frecuencia	Probabilidad
5	0,90
4	0,75
3	0,50
2	0,25
1	0,10

- Impacto:

Para determinar el impacto de la ocurrencia del evento, se han analizado diversas variables, cuyos pesos específicos dependen de la importancia que estas variables tienen para ATACOCHA.

Las variables analizadas son las siguientes:

- Redundancia: Se analiza si la salida de algún elemento de la red produce un racionamiento, o si existe forma de suplir el funcionamiento de dicho elemento con otras conexiones.
- Potencia no suministrada: Se refiere a la cantidad de MW que deja fuera de servicio la falla de un determinado equipo o instalación.
- Salida de localidades urbanas: En caso se deje de alimentar a subestaciones desde donde se suministran cargas residenciales. Cabe señalar que uno de los motivos y/o objetivos principales de los Planes de Contingencias Operativo es la recuperación del suministro eléctrico a este tipo de carga en el menor tiempo posible.
- Clientes libres: En caso se dejen de alimentar clientes libres.

e. Tiempo de interrupción: El tiempo que demora la interrupción provocada por la salida de algún elemento de la red.

f. Tiempo de reparación: El tiempo que toma efectuar las reparaciones necesarias para volver a conectar el elemento que falló.

Considerando estas variables, a las cuales se ha asignado un índice en función de su valor y un peso específico en función de su grado de importancia, se ha obtenido un grado de impacto para cada elemento, el cual se calcula como el producto del índice por el peso específico en cada caso.

- Severidad:

El grado de severidad se obtiene como el producto de la probabilidad de ocurrencia por el impacto de la salida de cada elemento. Finalmente los diferentes elementos se ordenan en función del grado de severidad obtenido.

De lo indicado, se desprende que los elementos y/o situaciones críticas identificadas son:

Riesgo Crítico 1.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523, de 50 kV, Paragsha I- Chicrin.

Riesgo Crítico 2.- Salida de servicio de línea de transmisión L-6523 A, de 50 kV, Chaprin - Chicrin.

Riesgo Crítico 3.- Salida de servicio del Transformador Trifásico de la Subestación Chicrin.

Riesgo Crítico 4.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 B, de 50 kV, Chicrin - Atacocha.

Riesgo Crítico 5.- Salida de servicio de un Banco de Transformadores de la Subestación Atacocha.

Riesgo Crítico 6.- Colapso masivo de líneas de transmisión por efectos catastróficos de la naturaleza.

4.1. Riesgo Crítico 1.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523, Paragsha I – Chicrin, 50 kV.

La línea de transmisión L-6523, PARAGSHA I – CHICRIN, es una línea con disposición triangular en torres metálicas, con cable de guarda de acero y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de transmisión de 50 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores o cable de guarda por acción accidental o provocada por terceros.

- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores.
- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores.
- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea.
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea de transmisión L-6523 por actuación automática de su sistema de protección.

- Si una falla es fugaz la reconexión de la línea L-6523 es inmediata.
- Si la falla es permanente la línea quedará fuera de servicio y será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la recuperación provisional del suministro y luego las actividades de reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

Cuando la línea de transmisión de 50 kV, L-6523, Paragsha I – Chicrin, sale de servicio, colapsa el sistema de ATACOCHA; es decir las Centrales Hidroeléctricas Chaprin y Marcopampa dejan de generar y las líneas de transmisión quedan sin servicio.

a. Falla fugaz, con la implicancia de la salida de 2 CHs, todo el Sistema de Atacocha queda sin energía.

Al ser la falla fugaz, se produce la reconexión de la línea L-6523. Luego se reinicia el proceso de puesta en marcha de las 2 CHs, Chaprin y Marcopampa para después poner en servicio las líneas de transmisión, estimando este tiempo en aproximadamente una hora, con lo que se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha.

b. Falla permanente, todo el Sistema de Atacocha queda sin energía.

Se reinicia el proceso de puesta en marcha de las 2 CHs, Chaprin y Marcopampa en un tiempo estimado de 15 minutos, progresivamente se ingresan las cargas, abasteciéndolas parcialmente. En temporadas de estiaje, la demanda Interrumpida es de aproximadamente un 58% y en épocas de caudales máximos la interrupción es de un 25% de la demanda total del Sistema de Atacocha.

Paralelamente se ubica la falla y se hace la recuperación provisional del servicio de la línea L-6523. En el caso de que la falla en la línea haya sido la caída de una torre, usando una torreta o "bypass", se estima hacer la recuperación provisional del servicio en un tiempo estimado de una jornada de trabajo, es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una torre o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma provisional.

Posteriormente se coordina y trabaja en la reparación definitiva, en el caso de la caída de una torre, se debe hacer el desmontaje de la torre colapsada y montar la nueva torre. Luego se debe coordinar un corte de energía en la línea para hacer el traslado de los conductores del "bypass" a la nueva torre.

Una vez confirmada la culminación de la solución provisional y/o definitiva, la reposición de servicio de la línea de transmisión de 50 kV, L-6523, se realizará previa coordinación con el COES-SINAC.

4.2. Riesgo Crítico 2.- Salida de servicio de la línea de transmisión L-6523 A, Chaprin – Chicrin, 50 kV.

La línea de transmisión L-6523 A, CHAPRIN – CHICRIN, es línea en disposición triangular en torres metálicas, con cable de guarda de acero y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de transmisión de 50 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores o cable de guarda por acción accidental o provocada por terceros.
- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores.
- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores.
- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea.
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea de transmisión L-6523 A por actuación automática de su sistema de protección.

- Si una falla es fugaz con salida de la CH CHAPRIN, se debe reiniciar la puesta en marcha de la central y la línea de transmisión.
- Si la falla es permanente, la línea y la central quedarán fuera de servicio y será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la recuperación provisional del suministro y luego las actividades de reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

a. Falla fugaz, con la implicancia de salida de la CH CHAPRIN.

No hay demanda interrumpida pues el SEIN, es decir la SE Paragsha I y la L-6523, asumen la no generación de la CH CHAPRIN. Se estima en aproximadamente 30 minutos la reposición de la CH y la línea.

b. Falla permanente, con la implicancia de salida de la CH CHAPRIN.

No hay demanda interrumpida, pero si generación interrumpida. El SEIN, es decir la SE Paragsha I y la L-6523, asumen la no generación de la CH CHAPRIN.

Se ubica la falla en la línea y se hace la recuperación provisional del servicio de la línea de transmisión L-6523 A. En el caso de que la falla de la línea haya sido la caída de una torre, usando una torreta o "bypass", se estima hacer la recuperación provisional del servicio en un tiempo estimado de una jornada de trabajo, es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una torre o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma provisional.

Posteriormente se coordina y trabaja en la reparación definitiva, en el caso de la caída de una torre, se debe hacer el desmontaje de la torre colapsada y montar la nueva torre. Luego se debe coordinar un corte de energía en la línea para hacer el traslado de los conductores del "bypass" a la nueva torre.

Una vez confirmada la culminación de la solución provisional y/o definitiva la reposición de servicio de la línea de transmisión 50 kV, L-6523 A, se realizará previa coordinación con el COES-SINAC.

4.3. Riesgo Crítico 3.- Salida de servicio del transformador trifásico de la SE Chicrin

Causas

Este transformador trifásico, tiene un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde la

más simple como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando el Transformador trifásico, sale de servicio, parcialmente sus cargas se quedan sin alimentación, prácticamente las de la barra de 4.16 kV continúan alimentadas por la Central Marcopampa y es posible hacer conexiones provisionales adecuadas, del otro Banco de transformadores desde la barra de 0.48 kV para hacer la recuperación parcial del servicio, hasta lograr la recuperación o reparación del transformador afectado.

Magnitud

Parte de la demanda es interrumpida

Disminuye el flujo de potencia transmitida en la línea L-6523.

El tiempo estimado para recuperar provisionalmente el servicio en éstas (cargas) parcialmente, con conexiones provisionales, es de 48 horas, hasta lograr la reparación del transformador afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave, el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

4.4.Riesgo Crítico 4.- Salida de servicio la línea de transmisión L-6523 B, Chicrin – Atacocha, 50 kV.

La línea de transmisión L-6523 B, CHICRIN - ATACOCHA, es línea en disposición triangular en torres metálicas, con cable de guarda de acero y las posibles causas de su salida de servicio las enumeramos a continuación:

Causas

La salida de servicio de esta línea de transmisión de 50 kV, puede ocurrir por una falla en la línea, a consecuencia de:

- Caída de conductores o cable de guarda por acción accidental o provocada por terceros.
- Error de maniobras en el mantenimiento que puede provocar el deterioro de conductores y cadena de aisladores.

- Rotura de aisladores por acción de terceros que origine pérdida de aislamiento en la cadena de aisladores.
- Por avería de los elementos de interrupción y/o corte en las celdas de salida o llegada de la línea o por falla de los elementos de control, medición o protección de la línea.
- Error durante maniobras por parte del operador que puede provocar la pérdida de elementos de interrupción y/o corte en las celdas de las subestaciones y elementos de la línea de transmisión.
- Por falla eléctrica, como cortocircuito en alguna carga o en la línea, sobrecarga sostenida, brusca variación de tensión en el sistema, descargas atmosféricas, etc.

Restricciones

Cualquiera de las fallas mencionadas puede provocar la desconexión intempestiva de la línea de transmisión L-6523 B por actuación automática de su sistema de protección.

- En caso de una falla fugaz la reposición es inmediata.
- Si la falla es permanente la línea queda fuera de servicio, las cargas de la SE Atacocha quedan desatendidas y será necesario ubicar el elemento fallado, realizar actividades para la recuperación provisional del suministro y luego las actividades de reparación definitiva o reemplazo total del elemento fallado.

Magnitud

- a. Falla fugaz, la reposición de la línea es inmediata. Si hay salida de cargas estas se repondrán progresivamente.
- b. Falla permanente.

Las generaciones de las CHs no se ven afectadas, pero las cargas de la SE Atacocha quedan desatendidas.

En épocas de estiaje, el flujo de potencia de la línea Paragsha I - Chicrin mantiene su mismo sentido transmitiendo una potencia relativamente pequeña que sumada a la generación de las CHs completa la demanda de la SE Chicrin.

En épocas de máximos caudales, el flujo de potencia de la línea Paragsha I - Chicrin invierte su sentido pues la generación de las CHs satisface la demanda de la SE Chicrin y el sobrante fluye a la SE Paragsha I.

Luego se debe ubicar la falla en la línea y se hace la recuperación provisional del servicio de la línea de transmisión L-6523 B. En el caso de que la falla de la línea haya sido la caída de una torre, usando una torreta o "bypass", se estima hacer la recuperación provisional del servicio en un tiempo estimado de una jornada de trabajo es decir aproximadamente 08 horas. En el caso del colapso de más de una torre o fallas mas graves el tiempo estimado podría ser más de 24 horas.

Se normaliza el sistema eléctrico de Atacocha en forma provisional.

Posteriormente se coordina y trabaja en la reparación definitiva, en el caso de la caída de una torre, se debe hacer el desmontaje de la torre colapsada y montar la nueva torre. Luego se debe coordinar un corte de energía en la línea para hacer el traslado de los conductores del “by pass” a la nueva torre

Una vez confirmada la culminación de la solución provisional y/o definitiva la reposición de servicio de la línea de transmisión 50 kV N° L-6523 B, se realizará previa coordinación con el COES-SINAC.

4.5. Riesgo Crítico 5.- Salida de servicio de un banco de transformadores de la SE Atacocha

Este caso se refiere a la salida de servicio de cualquiera de los 4 bancos de transformadores de la SE Atacocha, es decir el Banco I que es a 0.48 kV o los Bancos II, III o IV que son a 4.16 kV.

Causas

Estos Bancos de transformadores, tienen un buen sistema de protección y el mantenimiento es periódico, sin embargo también existe la posibilidad de una falla, que puede ser desde las más simples como las falsas actuaciones de los elementos de protección hasta las más graves que pueden requerir el rebobinado del transformador.

Restricciones

Cuando uno de estos transformadores sale de servicio, las cargas respectivas se quedan sin alimentación y en la mayoría de casos es posible hacer conexiones provisionales adecuadas, de un banco a otro para hacer la recuperación parcial del servicio hasta lograr la recuperación o reparación del transformador afectado.

Magnitud

Parte de la demanda es interrumpida

Disminuye el flujo de potencia transmitida en las L-6523 y L-6523 B.

Por ejemplo, si sale un transformador del Banco IV, las cargas afectadas son, el Grifo 5, Ñanuelpun, la Cancha relave y Centac 15, y haciendo conexiones de los bancos I y II se puede recuperar provisionalmente el servicio en estas (cargas) parcialmente, en un tiempo estimado de 48 horas, hasta lograr la reparación del transformador afectado.

El tiempo que quede fuera de servicio dependerá de la magnitud del daño en el transformador, las fallas leves podrán ser determinadas y subsanadas en un tiempo máximo estimado de seis horas.

En el caso más grave el transformador requerirá una intervención que involucre mayor tiempo dependiendo de la gravedad del daño sufrido en sus elementos externos o elementos internos, que puede conllevar al rebobinado del núcleo del transformador. Los

tiempos estimados de reparación varían de 24 horas hasta tres meses, tiempo que pueda durar el bobinado del núcleo incluido el traslado y retorno Pasco – Lima – Pasco. En otro caso se podría recurrir al alquiler de un transformador adecuado, con una capacidad y características muy similares que lo pueda sustituir.

4.6. Riesgo Crítico 6.- Colapso masivo de líneas de transmisión por efectos catastróficos de la naturaleza

Causas

Este tipo de riesgo latente puede tener su origen en lluvias torrenciales, fuertes vientos, sismos y otros, hechos que provocan el deslizamiento de grandes masas de lodos y rocas (huaycos), desprendimiento de bloques de rocas desde las zonas altas de los cerros y la acción del movimiento fuerte y oscilante del terreno que provocarían el colapso de las estructuras y la acción del viento fuerte que provoca el acercamiento de los conductores por oscilación de los mismos.

Restricciones

Dependiendo de la magnitud de los daños provocados por estos eventos, se produciría la salida de servicio de una o varias instalaciones de transmisión dejando sin servicio eléctrico un número importante de localidades y clientes libres por un tiempo prolongado.

Magnitud

El colapso masivo de instalaciones de transmisión por efecto catastrófico de fenómenos naturales, provocará la interrupción de servicio a un gran número de localidades y centros de producción.

Acciones para mitigar efectos de la contingencia

Para mitigar los efectos de la contingencia se debe efectuar la aplicación conjunta de los planes de contingencias de las empresas o entidades involucradas.

CAPÍTULO V

ELABORACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN – MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EN CONTINGENCIA

Para los elementos y situaciones críticas identificadas en el punto anterior se planteará el Plan de Acción respectivo.

Los planes de acción para los elementos y situaciones críticas identificadas presentan algunos puntos en común, como son la organización para ejecutar el plan de acción, el procedimiento para la confirmación y cuantificación de la contingencia y el directorio telefónico del personal, proveedores y contratista que brindarán apoyo a la empresa en caso de presentarse una contingencia.

Por lo tanto, estos puntos en común lo tratamos de manera conjunta:

5.1. Organización para la ejecución del plan de contingencias operativo

Para cada una de las situaciones de riesgo identificadas se plantea la misma organización.

ATACOCHA tiene previsto un solo esquema definido para la atención y ejecución del Plan de Contingencias Operativo, tanto en Jornada Normal de Lunes a Viernes de cada semana, y, en Jornadas de Fin de semana - Días Feriados, esto es debido a la modalidad de trabajo, pues se trabaja en turnos, laborando un grupo de días unos y descansando otros, y viceversa.

La Organización para la Ejecución del Plan de Contingencias Operativo está bajo la responsabilidad directa del Superintendente de Energía y Mantenimiento y el Jefe de Mantenimiento Eléctrico y Generación, esto incluye a los responsables de Telecomunicaciones e Informática, y al personal profesional y Jefe del Taller Eléctrico, Planta y Centrales, y técnicos, asimismo, se incluye al personal profesional y técnico de SEMHOR SRL y ENSECOR SAC, empresas contratistas encargada de la supervisión – ejecución de las actividades de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión y Centrales.

El sistema de respuesta ante contingencias está organizado según se indica en la Fig. 5.1.

Coordinador General: Ing. Miguel Herrera Quispe (Superintendente de Energía y Mantenimiento).

Teléfonos: Atacocha 99767794, RPM # 549104

e-mail: mherrera@atacocha.com.pe.

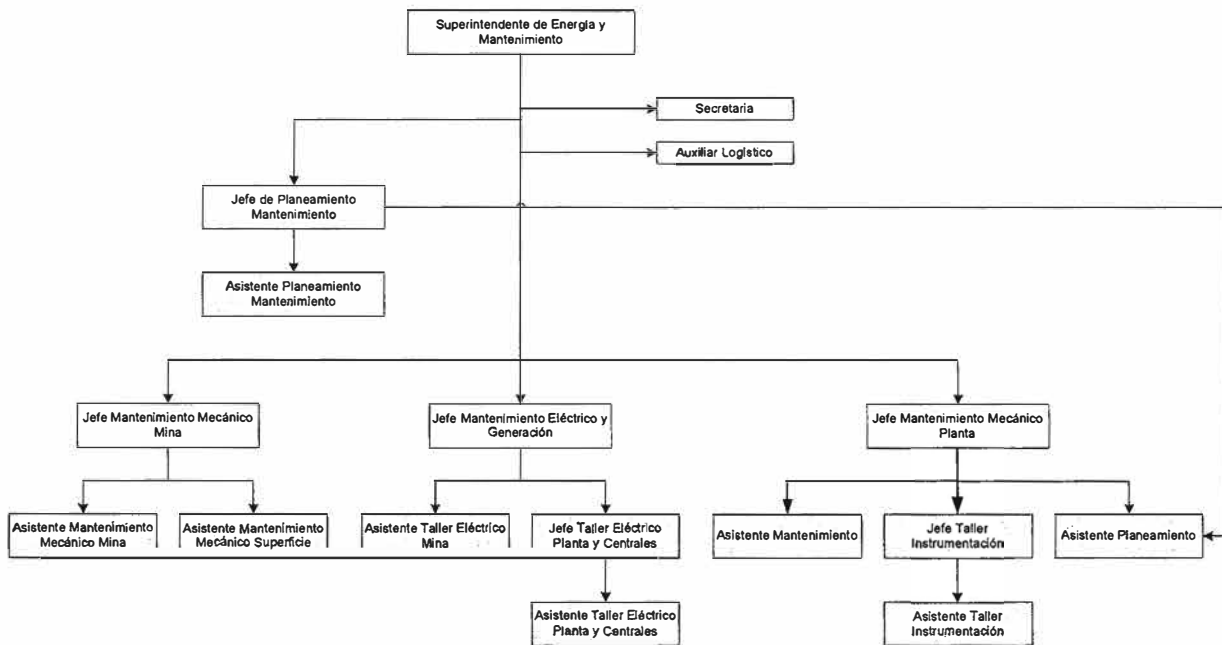


Fig. 5.1: Esquema para la atención del plan de contingencias

5.2. Procedimiento para confirmar y cuantificar la contingencia

La confirmación de la contingencia se efectúa luego de realizada la inspección y una vez ubicado en sitio el punto de falla permanente en el tramo de línea de transmisión, equipos de subestaciones y/o Centrales Hidroeléctricas.

El proceso de cuantificación implica la ejecución de los siguientes pasos:

Evaluar el nivel del daño del elemento afectado y estimación del material (cantidad de repuestos) a solicitar a almacén para su traslado a la zona afectada.

Estimación de materiales, vehículos y recursos humanos necesarios para la recuperación provisional del suministro eléctrico.

Estimación de los recursos humanos, materiales, repuestos y vehículos necesarios para la recuperación definitiva.

5.3. Directorio telefónico del personal, proveedores, contratistas y otros que brindarán apoyo en caso de contingencia

El directorio telefónico del personal directivo y técnico propio de la empresa, encargado de ejecutar el plan de contingencias, se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla N° 5.1. Datos del personal directivo de Atacocha y del personal de apoyo

NOMBRE Y APELLIDOS	CARGO	TELÉFONO	E-MAIL
Ing. Miguel Herrera	Superintendente de Energía y Mantenimiento	99767794	mherrera@atacocha.com.pe
Ing. Victor Segura Tello	Jefe de Mantenimiento Eléctrico y generación	063-837-101, anexo 2251	vsegura@atacocha.com.pe
Ing. David Aranda Rojas	Jefe CH Chaprin		
Ing. Mirko Rodríguez	Jefe CH Marcopampa.		
Tec. J. Chumpitaz	Jefe de Taller Eléctrico		jchumpitaz@atacocha.com.pe
Ing. Cristian Leandro Sauri	Ing. Emp. Semhor		
Ing. Lorenzo Pascual Pena	Ing. Emp. Semhor		

5.4. Riesgo Crítico 1.- Salida de servicio de línea de transmisión L-6523, Paragsha I – Chicrin, 50 kV.

a. Procedimiento para la recuperación provisional del servicio Premisa

El jefe de Mantenimiento eléctrico, debe confirmar al Coordinador General del Plan de Contingencias Operativo que la falla en la línea de transmisión N° L-6523 es de carácter permanente.

Actividades preliminares

Actividades que se realizan periódicamente para mantener en óptimas condiciones y debidamente codificados los repuestos para emergencias como postes, estructuras para atención de emergencias, elementos de aislamiento para instalación como elemento de emergencia para mejorar distancias de seguridad en los vanos (bastones, pértigas), herramientas y materiales para izado, excavación, etc.

Se tiene organizadas las cuadrillas de inspección, almacén, transporte y contabilidad, el jefe de mantenimiento eléctrico (exclusivo para coordinar con responsables de la Administración del Plan de Contingencias y COES), coordinador con terceros (personal, materiales, equipos y vehículos), cuadrillas para la actividad de recuperación provisional (personal técnico de maniobras en altura, personal técnico de apoyo, personal no calificado, coordinador de seguridad en sitio, cuadrilla de comunicación, etc.)

Proceso de recuperación provisional de la línea de transmisión:

Para el proceso de recuperación provisional del servicio se seguirán los siguientes pasos: La cuadrilla de inspección, una vez ubicado el punto de falla permanente, debe evaluar los daños, determinar los materiales necesarios para la recuperación provisional del

suministro de energía y ubicar los puntos para la instalación de la(s) estructura(s) provisional(es) fuera del eje de la línea para la posterior recuperación definitiva.

La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnico de terceros antes de su traslado al punto de falla o en el sitio.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, coordinando con la cuadrilla de almacén, cuadrilla de transporte, cuadrilla de comunicación debe acceder al punto de la falla.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, en el sitio debe verificar lo efectuado y complementar lo informado por la cuadrilla de inspección.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, antes de iniciar cualquier acción dicta la charla de 5 minutos, verificando todos los riesgos existentes en los elementos averiados y condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes a los trabajadores. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verifica que todo el personal tenga los elementos de seguridad personal.

En el sitio, durante la actividad la cuadrilla de seguridad apoyará a verificar en todo momento el cumplimiento del RSHOSSE y reglamento de seguridad interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las sub-actividades, previa evaluación de los puntos no previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional al culminar la actividad, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos y procede a retirar al personal dejando libre la zona de trabajo, para proceder a la prueba de aislamiento.

Culminada la actividad de recuperación provisional, el responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional informa al Coordinador general y cuadrilla de Centro de Control y este al COES, para que procedan a tensionar la línea de transmisión en mención.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro de la línea se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

b. Procedimiento para la recuperación plena del servicio

Premisa

Culminadas las actividades de recuperación provisional del servicio, se programa en una fecha y horarios adecuados la ejecución de la recuperación plena de la operatividad de la línea de transmisión L-6523, elaborándose el PERT-CPM, para el control de las actividades.

Actividades preliminares

Conocidos los daños y mientras se efectúa las actividad de recuperación provisional del suministro de energía, el coordinador del Plan de Contingencias conjuntamente con la cuadrilla de logística procederán a la verificación de la existencia en almacén de materiales y repuestos necesarios y/o gestionar la compra de los elementos faltantes.

Proceso de recuperación plena de la línea de transmisión

Para el proceso de recuperación plena del servicio se seguirán los siguientes pasos:

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena en coordinación con el responsable del Plan de Contingencias Operativo, debe consolidar el listado de materiales y repuestos necesarios para la recuperación plena del suministro.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, una vez recibida la Orden de Trabajo coordinará con la cuadrilla de almacén, cuadrilla de transporte y cuadrilla de comunicación la selección de los materiales, medios de comunicación, así como los medios para la alimentación del personal en el campo antes de acceder al punto de falla.

La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnico de la empresa de servicios contratada para apoyo en la ejecución de actividades, antes de su traslado al punto de falla o en el sitio de ser necesario.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, cada día, previo al inicio de sus actividades dictará la charla de seguridad de 5 minutos, verificando y comunicando al personal de todos los riesgos existentes en los elementos averiados y las condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verificará que todo el personal cuente con los implementos de seguridad personal, luego procede a la distribución de actividades a los responsables de cada grupo de trabajo

La cuadrilla de seguridad supervisará en todo momento el desarrollo de las actividades de recuperación plena, a fin de garantizar el cumplimiento del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad - RSHOSSE y el Reglamento de Seguridad Interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos al Coordinador General, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las actividades, previa evaluación de los puntos que no están previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminadas las actividades de recuperación plena, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos adyacentes y retira al personal dejando libre la zona de trabajo.

Culminadas las actividades de recuperación plena, se informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control.

La cuadrilla de Centro Control debe solicitar al COES la fecha de desenergización de la línea en mención, para conectar los elementos de la línea reparados o instalados en las actividades de recuperación plena.

Con la autorización del COES, para desenergizar la línea en mención, debe cumplirse con informar a las entidades involucradas para que tomen las previsiones del caso.

Cumplido con el párrafo anterior, en la fecha prevista en coordinación con el COES se procede a la desenergización de la línea en mención.

El responsable de la cuadrilla de la actividad de recuperación plena, procederá a la actividad del traslado de los conductores a la estructura reparada y/o cambiada.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminada la actividad de traslado de conductores, procederá a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos adyacente y procederá a retirar su personal dejando libre la zona de trabajo, para proceder a la prueba de aislamiento de la línea.

Culminado la actividad de traslado de conductores y prueba de aislamiento, se informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control y este su vez al COES-SINAC, para que procedan a energizar la línea de transmisión en mención.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, permanece en el sitio con su personal, hasta que el Coordinador general le confirme que el suministro de la línea se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, procede al desmontaje de todo lo instalado para la recuperación provisional de la línea en mención y su traslado al almacén.

c. Programa coordinado con terceros

Antes de la aplicación del Plan de Contingencias Operativo del sistema de transmisión de ATACOCHA., se realizan las evaluaciones de las soluciones técnicas posibles para la recuperación provisional y plena en el menor tiempo en caso de contingencias.

Para el cumplimiento de lo indicado, ATACOCHA coordinará con terceros (proveedores de equipos, materiales, vehículos y personal), para el apoyo en caso de contingencia que superen la capacidad operativa propia.

Se coordinará con las empresas proveedoras la adquisición de los equipos y materiales que no se encuentren en stock en los almacenes de la empresa, ni en las empresas concesionarias o empresas colindantes.

También se coordinará con las empresas proveedoras la adquisición de los equipos y materiales para reemplazar los elementos utilizados en la recuperación provisional y plena de los elementos de líneas dañados, a fin de conservar el stock mínimo de repuestos.

d. Relación de repuestos y equipos de reserva

Los equipos de reserva de subestaciones y líneas de transmisión se encuentran ubicados en el Almacén principal y en el antiguo almacén de la Mina Atacocha, ver anexo C.

5.5. Riesgo Crítico 2.- Salida de servicio de línea de transmisión L-6523 A, Chaprin – Chicrin, 50 kV.

a. Procedimiento para la recuperación provisional del servicio
Premisa

El jefe de Mantenimiento eléctrico, debe confirmar al Coordinador General del Plan de Contingencias Operativo que la falla en la línea de transmisión L-6523 A es de carácter permanente.

Actividades preliminares

Actividades que se realizan periódicamente para mantener en óptimas condiciones y debidamente codificados los repuestos para emergencias como postes, estructuras para atención de emergencias, elementos de aislamiento para instalación como elemento de emergencia para mejorar distancias de seguridad en los vanos (bastones, pértigas), herramientas y materiales para izado, excavación, etc.

Se tiene organizadas las cuadrillas de inspección, de almacén, transporte y contabilidad, el jefe de Mantenimiento eléctrico (exclusivo para coordinar con responsables de la Administración del Plan de Contingencias y COES), coordinador con terceros (personal, materiales, equipos y vehículos), cuadrillas para la actividad de recuperación provisional (personal técnico de maniobras en altura, personal técnico de apoyo, personal no calificado, coordinador de seguridad en sitio, cuadrilla de comunicación, etc.)

Proceso de recuperación provisional de la línea de transmisión:

Para el proceso de recuperación provisional del servicio se seguirán los siguientes pasos: La cuadrilla de inspección, una vez ubicado el punto de falla permanente, debe evaluar los daños, determinar los materiales necesarios para la recuperación provisional del

suministro de energía y ubicar los puntos para la instalación de la(s) estructura(s) provisional(es) fuera del eje de la línea para la posterior recuperación definitiva.

La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnicos de terceros antes de su traslado al punto de falla o en el sitio de ser necesario.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, coordinando con la cuadrilla de almacén, cuadrilla de transporte, cuadrilla de comunicación debe acceder al punto de la falla.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, en el sitio debe verificar lo efectuado y complementar lo informado por la cuadrilla de inspección.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, antes de iniciar cualquier acción dicta la charla de 5 minutos, verificando todos los riesgos existentes en los elementos averiados y condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes a los trabajadores. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verifica que todo el personal tenga los elementos de seguridad personal.

En el sitio, durante la actividad la cuadrilla de seguridad apoyará a verificar en todo momento el cumplimiento del RSHOSSE y reglamento de seguridad interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las sub-actividades, previa evaluación de los puntos no previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional al culminar la actividad, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos y procede a retirar al personal dejando libre la zona de trabajo, para proceder a la prueba de aislamiento.

Culminada la actividad de recuperación provisional, el responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional informa al Coordinador general y cuadrilla de Centro de Control y este al COES, para que procedan a tensionar la línea de transmisión en mención.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro de la línea se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

b. Procedimiento para la recuperación plena del servicio

Premisa

Culminadas las actividades de recuperación provisional del servicio, se programa en una fecha y horarios adecuados la ejecución de la recuperación plena de la operatividad de la línea de transmisión L-6523 A, elaborándose el PERT-CPM, para el control de las actividades.

Actividades preliminares

Conocidos los daños y mientras se efectúa la actividad de recuperación provisional del suministro de energía, el coordinador del Plan de Contingencias conjuntamente con la cuadrilla de logística procederán a la verificación de la existencia en almacén de materiales y repuestos necesarios y/o gestionar la compra de los elementos faltantes.

Proceso de recuperación plena de la línea de transmisión

Para el proceso de recuperación plena del servicio se seguirán los siguientes pasos:

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena en coordinación con el responsable del Plan de Contingencias Operativo, debe consolidar el listado de materiales y repuestos necesarios para la recuperación plena del suministro.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, una vez recibida la Orden de Trabajo coordinará con la cuadrilla de almacén, cuadrilla de transporte y cuadrilla de comunicación la selección de los materiales, medios de comunicación, así como los medios para la alimentación del personal en el campo, antes de acceder al punto de falla. La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnicos de la empresa de servicios contratada para apoyo en la ejecución de actividades, antes de su traslado al punto de falla o en el sitio de ser necesario.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, cada día, previo al inicio de sus actividades dictará la charla de seguridad de 5 minutos, verificando y comunicando al personal de todos los riesgos existentes en los elementos averiados y las condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verificará que todo el personal cuente con los implementos de seguridad personal, luego procede a la distribución de actividades a los responsables de cada grupo de trabajo

La cuadrilla de seguridad supervisará en todo momento el desarrollo de las actividades de recuperación plena, a fin de garantizar el cumplimiento del Reglamento de Seguridad

e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad - RSHOSSE y el Reglamento de Seguridad Interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos al Coordinador General, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las actividades, previa evaluación de los puntos que no están previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminadas las actividades de recuperación plena, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos adyacentes y retira al personal dejando libre la zona de trabajo.

Culminadas las actividades de recuperación plena, se informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control.

La cuadrilla de Centro Control debe solicitar al COES la fecha de desenergización de la línea en mención, para conectar los elementos de la línea reparados o instalados en las actividades de recuperación plena.

Con la autorización del COES, para desenergizar la línea en mención, debe cumplirse con informar a las entidades involucradas para que tomen las previsiones del caso.

Cumplido con el párrafo anterior, en la fecha prevista en coordinación con el COES se procede a la desenergización de la línea en mención.

El responsable de la cuadrilla de la actividad de recuperación plena, procederá a la actividad del traslado de los conductores a la estructura reparada y/o cambiada.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminada la actividad de traslado de conductores, procederá a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos adyacentes y procederá a retirar su personal dejando libre la zona de trabajo, para proceder a la prueba de aislamiento de la línea.

Culminado la actividad de traslado de conductores y prueba de aislamiento, se informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control y este su vez al COES-SINAC, para que procedan a energizar la línea de transmisión en mención.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, permanece en el sitio con su personal, hasta que el Coordinador general le confirme que el suministro de la línea se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, procede al desmontaje de todo lo instalado para la recuperación provisional de la línea en mención y su traslado al almacén.

c. Programa coordinado con terceros

Antes de la aplicación del Plan de Contingencias Operativo del sistema de transmisión de ATACOCHA., se realizan las evaluaciones de las soluciones técnicas posibles para la recuperación provisional y plena en el menor tiempo en caso de contingencias.

Para el cumplimiento de lo indicado, ATACOCHA coordinará con terceros (proveedores de equipos, materiales, vehículos y personal), para el apoyo en caso de contingencia que superen la capacidad operativa propia.

Se coordinará con las empresas proveedoras la adquisición de los equipos y materiales que no se encuentren en stock en los almacenes de la empresa ni en las empresas concesionarias o empresas colindantes.

También se coordinará con las empresas proveedoras la adquisición de los equipos y materiales para reemplazar los elementos utilizados en la recuperación provisional y plena de los elementos de líneas dañados, a fin de conservar el stock mínimo de repuestos.

d. Relación de repuestos y equipos de reserva

Los equipos de reserva de subestaciones y líneas de transmisión se encuentran ubicados en el Almacén principal y en el antiguo almacén de la Mina ATACOCHA, ver anexo C.

5.6.Riesgo crítico 3.- Salida de servicio de línea de transmisión L-6523 B, Chicrin – Atacocha, 50 kV.

a. Procedimiento para la recuperación provisional del servicio

Premisa

El jefe de Mantenimiento eléctrico, debe confirmar al Coordinador General del Plan de Contingencias Operativo que la falla en la línea de transmisión L-6523 B es de carácter permanente.

Actividades preliminares

Actividades que se realizan periódicamente para mantener en óptimas condiciones y debidamente codificados los repuestos para emergencias como postes, estructuras para atención de emergencias, elementos de aislamiento para instalación como elemento de emergencia para mejorar distancias de seguridad en los vanos (bastones, pértigas), herramientas y materiales para izado, excavación, etc.

Se tiene organizadas las cuadrillas de inspección, de almacén, transporte y contabilidad, el jefe de Mantenimiento eléctrico (exclusivo para coordinar con responsables de la Administración del Plan de Contingencias y COES), coordinador con terceros (personal, materiales, equipos y vehículos), cuadrillas para la actividad de recuperación provisional (personal técnico de maniobras en altura, personal técnico de apoyo, personal no calificado, coordinador de seguridad en sitio, cuadrilla de comunicación, etc).

Proceso de recuperación provisional de la línea de transmisión:

Para el proceso de recuperación provisional del servicio se seguirán los siguientes pasos:

La cuadrilla de inspección, una vez ubicado el punto de falla permanente, debe evaluar los daños, determinar los materiales necesarios para la recuperación provisional del suministro de energía y ubicar los puntos para la instalación de la(s) estructura(s) provisional(es) fuera del eje de la línea para la posterior recuperación definitiva.

La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnicos de terceros antes de su traslado al punto de falla o en el sitio de ser necesario.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, coordinando con la cuadrilla de almacén, cuadrilla de transporte, cuadrilla de comunicación debe acceder al punto de la falla.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, en el sitio debe verificar lo efectuado y complementar lo informado por la cuadrilla de inspección.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, antes de iniciar cualquier acción dicta la charla de 5 minutos, verificando todos los riesgos existentes en los elementos averiados y condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes a los trabajadores. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verifica que todo el personal tenga los elementos de seguridad personal.

En el sitio, durante la actividad la cuadrilla de seguridad apoyará a verificar en todo momento el cumplimiento del RSHOSSE y reglamento de seguridad interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las sub-actividades, previa evaluación de los puntos no previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional al culminar la actividad, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos y procede a retirar al personal dejando libre zona de trabajo, para proceder a la prueba de aislamiento.

Culminada la actividad de recuperación provisional, el responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional informa al Coordinador general y cuadrilla de Centro de Control y este al COES, para que procedan a tensionar la línea de transmisión en mención.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro de la línea se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

b. Procedimiento para la recuperación plena del servicio

Premisa

Culminadas las actividades de recuperación provisional del servicio, se programa en una fecha y horarios adecuados la ejecución de la recuperación plena de la operatividad de la línea de transmisión L-6523 B, elaborándose el PERT-CPM, para el control de las actividades.

Actividades preliminares

Conocidos los daños y mientras se efectúa las actividad de recuperación provisional del suministro de energía, el coordinador del Plan de Contingencias conjuntamente con la cuadrilla de logística procederán a la verificación de la existencia en almacén de materiales y repuestos necesarios y/o gestionar la compra de los elementos faltantes.

Proceso de recuperación plena de la línea de transmisión

Para el proceso de recuperación plena del servicio se seguirán los siguientes pasos:

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena en coordinación con el responsable del Plan de Contingencias Operativo, debe consolidar el listado de materiales y repuestos necesarios para la recuperación plena del suministro.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, una vez recibida la Orden de Trabajo coordinará con la cuadrilla de almacén, cuadrilla de transporte y cuadrilla de comunicación la selección de los materiales, medios de comunicación, así como los medios para la alimentación del personal en el campo, antes de acceder al punto de falla. La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnico de la empresa de servicios contratada para apoyo en la ejecución de actividades, antes de su traslado al punto de falla o en el sitio de ser necesario.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, cada día, previo al inicio de sus actividades dictará la charla de seguridad de 5 minutos, verificando y comunicando al personal de todos los riesgos existentes en los elementos averiados y las condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verificará que todo el personal cuente con los implementos de seguridad personal, luego procede a la distribución de actividades a los responsables de cada grupo de trabajo

La cuadrilla de seguridad supervisará en todo momento el desarrollo de las actividades de recuperación plena, a fin de garantizar el cumplimiento del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad - RSHOSSE y el Reglamento de Seguridad Interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos al Coordinador General, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las actividades, previa evaluación de los puntos que no están previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminadas las actividades de recuperación plena, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos adyacentes y retira al personal dejando libre la zona de trabajo.

Culminadas las actividades de recuperación plena, se informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control.

La cuadrilla de Centro Control debe solicitar al COES la fecha de desenergización de la línea en mención, para conectar los elementos de la línea reparados o instalados en las actividades de recuperación plena.

Con la autorización del COES, para desenergizar la línea en mención, debe cumplirse con informar a las entidades involucradas para que tomen las previsiones del caso.

Cumplido con el párrafo anterior, en la fecha prevista en coordinación con el COES se procede a la desenergización de la línea en mención.

El responsable de la cuadrilla de la actividad de recuperación plena, procederá a la actividad del traslado de los conductores a la estructura reparada y/o cambiada.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminada la actividad de traslado de conductores, procederá a verificar las distancias mínimas de seguridad en los vanos adyacentes y procederá a retirar su personal dejando libre la zona de trabajo, para proceder a la prueba de aislamiento de la línea.

Culminado la actividad de traslado de conductores y prueba de aislamiento, se informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control y este su vez al COES-SINAC, para que procedan a energizar la línea de transmisión en mención.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, permanece en el sitio con su personal, hasta que el Coordinador general le confirme que el suministro de la línea se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, procede al desmontaje de todo lo instalado para la recuperación provisional de la línea en mención y su traslado al almacén.

c. Programa coordinado con terceros

Antes de la aplicación del Plan de Contingencias Operativo del sistema de transmisión de ATACOCHA., se realizan las evaluaciones de las soluciones técnicas posibles para la recuperación provisional y plena en el menor tiempo en caso de contingencias.

Para el cumplimiento de lo indicado, ATACOCHA coordinará con terceros (proveedores de equipos, materiales, vehículos y personal), para el apoyo en caso de contingencia que superen la capacidad operativa propia.

Se coordinará con las empresas proveedoras la adquisición de los equipos y materiales que no se encuentren en stock en los almacenes de la empresa ni en las empresas concesionarias o empresas colindantes.

También se coordinará con las empresas proveedoras la adquisición de los equipos y materiales para reemplazar los elementos utilizados en la recuperación provisional y plena de los elementos de líneas dañados, a fin de conservar el stock mínimo de repuestos.

d. Relación de repuestos y equipos de reserva

Los equipos de reserva de subestaciones y líneas de transmisión se encuentran ubicados en el Almacén principal y en el antiguo almacén de la Mina ATACOCHA, ver anexo C.

5.7. Riesgo Crítico 4.- Salida de servicio de un banco de transformadores de potencia en la S.E. Atacocha.

a. Procedimiento para la recuperación provisional del servicio

Premisa

El jefe de Mantenimiento eléctrico debe confirmar al Coordinador General del Plan de Contingencias Operativo, que la falla en el banco de transformadores de potencia o de sus elementos, en la S.E. Atacocha, es de carácter permanente.

El Plan de Contingencias Operativo para la recuperación provisional se centrará en recuperar la operatividad del Banco de transformadores desconectando el transformador de potencia fallado y conectando otro transformador de potencia de emergencia con las mismas características y relación de transformación. Previamente se harían las conexiones provisionales adecuadas desde los otros Bancos de transformadores para recuperar el servicio de las cargas afectadas.

Actividades preliminares

Actividades que se realizan periódicamente para mantener en óptimas condiciones y debidamente codificados los repuestos para emergencias, equipos de maniobra (interruptor y seccionador), transformadores de medición (TT, TC), pararrayos, bushings de transformadores, estructuras metálicas para pórticos y soportes de equipos, aisladores

rígidos para by pass, elementos de aislamiento (bastones, pértigas) para su uso e instalación como elemento de seguridad, herramientas, materiales, etc.

Se tiene organizadas las cuadrillas de inspección, de almacén, transporte y contabilidad, el jefe de Mantenimiento eléctrico (exclusivo coordinar con responsables de la Administración del Plan de Contingencias y COES), coordinador con terceros (personal y vehículos), cuadrillas para la actividad de recuperación provisional (personal técnico de apoyo, personal técnico de maniobras en altura, personal no calificado, coordinador de seguridad en el sitio, cuadrilla de comunicación, etc).

Proceso de recuperación provisional del transformador de potencia o de sus elementos.

Para el proceso de recuperación provisional del servicio se seguirán los siguientes pasos:

La cuadrilla de inspección debe confirmar que el transformador de potencia no puede ser puesto en servicio por avería del mismo o de sus elementos, debe identificar la causa de la falla mediante inspección minuciosa y pruebas.

La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnicos de terceros antes de su traslado al punto de falla o en el sitio de ser necesario.

El responsable de la cuadrilla de recuperación provisional, debe evaluar los daños y determinar los materiales necesarios para la recuperación provisional del suministro de energía, tomando en consideración el tipo de avería.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, antes de iniciar cualquier acción dicta la charla de 5 minutos, verificando todos los riesgos existentes en los elementos averiados y condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes a los trabajadores. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verifica que todo el personal tenga los elementos de seguridad personal.

En el sitio, durante la actividad la cuadrilla de seguridad apoyará a verificar en todo momento el cumplimiento del RSHOSSE y reglamento de seguridad interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las sub-actividades, previa evaluación de los puntos no previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional al culminar la actividad, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en las conexiones efectuadas en el transformador de potencia provisional o de sus elementos.

Culminada la actividad de recuperación provisional, el responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional informa al Coordinador general y cuadrilla de Centro de Control y este al COES, para que procedan a energizar el transformador de potencia o de sus elementos.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro en el transformador de potencia o en sus elementos se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

b. Procedimiento para la recuperación plena del servicio

Premisa

En este caso, al conectar el transformador de potencia o sus elementos y ponerlo en servicio, se recupera plenamente el servicio.

Culminada la actividad de recuperación provisional, se procede a ejecutar las actividades para la reparación del transformador de potencia averiado, elaborándose el PERT-CPM, para control de las actividades.

Actividades preliminares

Culminada la actividad de recuperación provisional del suministro de energía, el coordinador del Plan de Contingencias Operativo con la cuadrilla de logística coordinan para consolidar el listado de repuestos o materiales necesarios para la actividad, así como, la reparaciones necesarias del transformador de potencia o sus elementos declarado en falla permanente, en el sitio o en taller externo dependiendo del tipo de falla. Estas actividades forman parte del programa PERT-CPM.

Proceso de recuperación plena del transformador de potencia o de sus elementos

Para el proceso de recuperación plena del servicio se seguirán los siguientes pasos:

Concluida la reparación en el sitio o en taller externo, se procede a ejecutar las actividades para colocar el transformador de potencia o de sus elementos, en su lugar de emplazamiento.

Determinado el personal necesario y si es necesario el apoyo de terceros, la cuadrilla de charla de seguridad dictará la charla de inducción de seguridad.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, cada día, previo al inicio de sus actividades dictará la charla de seguridad de 5 minutos, verificando y comunicando al personal de todos los riesgos existentes en los elementos averiados y las condiciones de la subestación que pudieran ocasionar accidentes. Asimismo, en coordinación con la cuadrilla de seguridad verificará que todo el personal cuente con los implementos de

seguridad personal, luego procede a la distribución de actividades a los responsables de cada grupo de trabajo.

La cuadrilla de seguridad supervisará en todo momento el desarrollo de las actividades de recuperación plena, a fin de garantizar el cumplimiento del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad - RSHOSSE y el Reglamento de Seguridad Interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos al Coordinador General, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las actividades, previa evaluación de los puntos que no están previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminadas las actividades de reparación y ubicación del transformador de potencia o sus elementos, en su lugar de emplazamiento, informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro en el transformador de potencia o en sus elementos se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

c. Programa coordinado con terceros

Para el cumplimiento de lo indicado en las actividades de recuperación provisional y recuperación plena, ATACOCHA coordina con terceros (talleres de reparación de transformadores, proveedores de equipos, Materiales, vehículos y personal), para la reparación del transformador de potencia con falla y/o asesoría externa para la reparación con personal propio, así mismo, el suministro de elementos especiales a almacén y transporte del transformador monofásico averiado si fuera necesario.

d. Relación de repuestos y equipos de reserva

Los equipos de reserva de subestaciones y líneas de transmisión se encuentran ubicados en el Almacén principal y en el antiguo almacén de la Mina ATACOCHA, ver anexo C.

5.8. Riesgo Crítico 5.- Salida de servicio de un transformador de potencia en la S.E. Chicrin.

a. Procedimiento para la recuperación provisional del servicio

Premisa

El jefe de Mantenimiento eléctrico debe confirmar al Coordinador General del Plan de Contingencias Operativo, que la falla de el transformador de potencia trifásico o de sus elementos, en la S.E. Chicrin, es de carácter permanente.

El Plan de Contingencias Operativo para la recuperación provisional se centrará en recuperar la operatividad del Transformador de potencia trifásico desconectando el transformador de potencia fallado y conectando otro transformador de potencia de emergencia con las mismas características y relación de transformación. Previamente se harían las conexiones provisionales adecuadas desde el Banco de transformadores contiguo para recuperar el servicio de las cargas afectadas en 0.48 kV, las cargas afectadas en 4.16 kV se alimentarían desde la CH Marcopampa y su línea respectiva.

Actividades preliminares

Actividades que se realizan periódicamente para mantener en óptimas condiciones y debidamente codificados los repuestos para emergencias, equipos de maniobra (interruptor y seccionador), transformadores de medición (TT, TC), pararrayos, bushings de transformadores, estructuras metálicas para pórticos y soportes de equipos, aisladores rígidos para by pass, elementos de aislamiento (bastones, pértigas) para su uso e instalación como elemento de seguridad, herramientas, materiales, etc.

Se tiene organizadas las cuadrillas de inspección, almacén, transporte y contabilidad, el jefe de Mantenimiento eléctrico (exclusivo coordinar con responsables de la Administración del Plan de Contingencias y COES), coordinador con terceros (personal y vehículos), cuadrillas para la actividad de recuperación provisional (personal técnico de apoyo, personal técnico de maniobras en altura, personal no calificado, coordinador de seguridad en el sitio, cuadrilla de comunicación, etc.

Proceso de recuperación provisional del transformador de potencia o de sus elementos.

Para el proceso de recuperación provisional del servicio se seguirán los siguientes pasos: La cuadrilla de inspección debe confirmar que el transformador de potencia no puede ser puesto en servicio por avería del mismo o de sus elementos, debe identificar la causa de la falla mediante inspección minuciosa y pruebas.

La cuadrilla de seguridad, procederá a dictar la charla de inducción de seguridad al personal no calificado y técnicos de terceros antes de su traslado al punto de falla o en el sitio.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, debe evaluar los daños y determinar los materiales necesarios para la recuperación provisional del suministro de energía, tomando en consideración el tipo de avería.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, antes de iniciar cualquier acción dicta la charla de 5 minutos, verificando todos los riesgos existentes en

los elementos averiados y condiciones del terreno que pudieran ocasionar accidentes a los trabajadores. Asimismo en coordinación con la cuadrilla de seguridad verifica que todo el personal tenga los elementos de seguridad personal.

En el sitio, durante la actividad la cuadrilla de seguridad apoyará a verificar en todo momento el cumplimiento del RSHOSSE y reglamento de seguridad interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las sub-actividades, previa evaluación de los puntos no previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional al culminar la actividad, procede a verificar las distancias mínimas de seguridad en las conexiones efectuadas en el transformador de potencia provisional o de sus elementos.

Culminada la actividad de recuperación provisional, el responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional informa al Coordinador general y cuadrilla de Centro de Control y este al COES, para que procedan a energizar el transformador de potencia o de sus elementos.

El responsable de la cuadrilla de la actividad de recuperación provisional, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro en el transformador de potencia o en sus elementos se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de actividad de recuperación provisional, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

b. Procedimiento para la recuperación plena del servicio

Premisa

En este caso, al conectar el transformador de potencia o sus elementos y ponerlo en servicio, se recupera plenamente el servicio.

Culminada la actividad de recuperación provisional, se procede a ejecutar las actividades para la reparación del transformador de potencia averiado, elaborándose el PERT-CPM, para control de las actividades.

Actividades preliminares

Culminada la actividad de recuperación provisional del suministro de energía, el coordinador del Plan de Contingencias Operativo con la cuadrilla de logística coordinan para consolidar el listado de repuestos o materiales necesarios para la actividad, así como, la reparaciones necesarias del transformador de potencia o sus elementos

declarado en falla permanente, en el sitio o en taller externo dependiendo del tipo de falla. Estas actividades forman parte del programa PERT-CPM.

Proceso de recuperación plena del transformador de potencia o de sus elementos

Para el proceso de recuperación plena del servicio se seguirán los siguientes pasos:

Concluida la reparación en el sitio o en taller externo, se procede a ejecutar las actividades para colocar el transformador de potencia o de sus elementos, en su lugar de emplazamiento.

Determinado el personal necesario y si es necesario el apoyo de terceros, la cuadrilla de seguridad dictará la charla de inducción de seguridad.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, cada día, previo al inicio de sus actividades dictará la charla de seguridad de 5 minutos, verificando y comunicando al personal de todos los riesgos existentes en los elementos averiados y las condiciones de la subestación que pudieran ocasionar accidentes. Asimismo, en coordinación con la cuadrilla de seguridad verificará que todo el personal cuente con los implementos de seguridad personal, luego procede a la distribución de actividades a los responsables de cada grupo de trabajo.

La cuadrilla de seguridad supervisará en todo momento el desarrollo de las actividades de recuperación plena, a fin de garantizar el cumplimiento del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad - RSHOSSE y el Reglamento de Seguridad Interno de ATACOCHA.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, verifica el cumplimiento de los procedimientos establecidos para esta actividad, informando oportunamente el avance de los trabajos al Coordinador General, solicitando los materiales que hicieran falta, autorizando la continuación de las actividades, previa evaluación de los puntos que no están previstos en los procedimientos.

El responsable de la cuadrilla de recuperación plena, culminadas las actividades de reparación y ubicación del transformador de potencia o sus elementos, en su lugar de emplazamiento, informa al Coordinador General y a la cuadrilla de Centro de Control.

El responsable de la cuadrilla de la actividad de recuperación plena, permanece en el sitio con su personal hasta que el Coordinador General le confirme que el suministro en el transformador de potencia o en sus elementos se ha normalizado.

El responsable de la cuadrilla de la actividad de recuperación plena, informa de todos los puntos no previstos en los procedimientos para su actualización.

c. Programa coordinado con terceros

Para el cumplimiento de lo indicado en las actividades de recuperación provisional y recuperación plena, ATACOCHA coordina con terceros (talleres de reparación de

transformadores, proveedores de equipos, Materiales, vehículos y personal), para la reparación del transformador de potencia con falla y/o asesoría externa para la reparación con personal propio, así mismo, el suministro de elementos especiales a almacén y transporte del transformador averiado si fuera necesario.

d. Relación de repuestos y equipos de reserva.

Los equipos de reserva de subestaciones y líneas de transmisión se encuentran ubicados en el Almacén principal y en el antiguo almacén de la Mina ATACOCHA, ver anexo C.

5.9. Riesgo crítico 6.- Colapso masivo de líneas de transmisión por efectos catastróficos de la naturaleza.

a. Procedimiento para la recuperación provisional del servicio

Premisa

Este tipo de riesgo es latente y puede tener su origen en lluvias torrenciales o sismos (según, lo ocurrido en junio 2001 que originó deterioro de equipos de maniobra y medición), que causan deslizamiento de masas de lodo con los huaycos, desprendimiento de bloques de rocas desde los cerros y la acción del movimiento fuerte y oscilante del terreno. También puede producirse un colapso masivo de estructuras por acción de explosivos.

Actividades preliminares

Se debe realizar coordinaciones con otras empresas concesionarias de electricidad y proponer la elaboración de un Plan de Contingencia Operativo Nacional de manera conjunta, a fin de evaluar la capacidad de respuesta inmediata ante este tipo de contingencia que pueden afectar las instalaciones del SEIN pertenecientes a varias empresas.

Se debería poner en conocimiento de los concesionarios de electricidad del SEIN y de las Empresa Mineras con instalaciones de transmisión de características similares, lo siguiente:

Relación de equipos instalados detallando tipo y características.

Relación de equipos instalados en calidad de reserva.

Relación de equipos y repuestos existentes en almacenes.

Relación de estructuras instaladas.

Relación de equipos de maniobras y protección

Relación vehículos disponibles.

Con el conocimiento de los equipos instalados y de reserva se puede mejorar los Planes de Contingencia Operativo de cada empresa concesionaria de electricidad, y se pueden realizar convenios de apoyo mutuo.

En casos de contingencia por efectos catastróficos en líneas de transmisión, para las líneas de transmisión declaradas con falla permanente, se establecerá cuadrillas de recuperación provisional propia, cuadrillas de apoyo de terceros y/o otras empresas concesionarias.

Se aplicará los mismos procedimientos establecidos para la recuperación provisional de una línea de transmisión indicados en sus respectivos planes de acción.

El coordinador del Plan de Contingencias Operativo será el único que de las órdenes a todas las cuadrillas de recuperación provisional.

b. Procedimiento para la recuperación plena del servicio

Premisa

Culminada las actividades de recuperación provisional, se procederá a recuperación plena del servicio con la calidad que exige la norma NTCSE a las entidades y localidades afectadas, para lo cual se elaborará un cronograma PERT-CPM que permita el control de las actividades.

Actividades preliminares

Los responsables de las cuadrillas de la actividad de recuperación Plena en coordinación con el responsable del Plan de Contingencias Operativo, deberán consolidar el listado de elementos y materiales necesarios para dicha actividad.

En la ejecución de las actividades de recuperación plena para cada instalación de transmisión afectada se aplicará lo indicado en su correspondiente plan de acción.

c. Programa coordinado con terceros

Antes de la aplicación del Plan de Contingencia Operativo del sistema de transmisión, ATACOCHA, se realizarán las evaluaciones para las soluciones técnicas posibles y su aplicación, en lo casos en que la línea de transmisión se declare en falla permanente, y a fin de lograr la continuidad del suministro eléctrico provisional en el menor tiempo y una vez superado la causa de la falla permanente, se procederá para la recuperación plena, con el traslado de lo instalado en las estructuras provisionales a las estructuras rehabilitadas.

Para el cumplimiento de lo indicado, ATACOCHA coordina con terceros, el suministro de elementos necesarios y el personal técnico calificado para realización de estas actividades.

d. Relación de repuestos y equipos de reserva

Las concesionarias de electricidad y Empresas Mineras de características similares, pondrán a disposición para la atención de las emergencias por fenómenos naturales, los materiales y equipos comprometidos para el apoyo mutuo. Asimismo se considerara dentro de estos los materiales propios de la empresa ATACOCHA.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El plan de contingencias Operativo se ha elaborado siguiendo los lineamientos formulados por el OSINERGMIN.
- Los elementos y situaciones críticas se determinaron sobre las base de criterios, probabilidad de ocurrencia, redundancia, potencia no suministrada, restricción de suministro eléctrico a localidades urbanas, restricción de suministro a clientes libres, tiempo de reparación, inspección de campo de instalaciones y la experiencia operativa de los profesionales de la empresa.
- Los riesgos críticos identificados son seis, tres correspondientes a fallas en líneas de transmisión, una falla en el transformador trifásico de la S.E. Chicrin, uno en el banco de transformadores de la S.E. Atacocha y el último el colapso masivo de instalaciones por acción de naturaleza.
- Se han establecido los procedimientos de acción para cada caso de riesgo crítico identificado, tanto para la recuperación provisional como para recuperación plena del elemento fallado y del suministro de energía.
- La empresa Atacocha S.A. en el caso de contingencias, se soporta mayormente en empresas proveedoras de servicios y componentes eléctricos para asegurarse el restablecimiento del servicio eléctrico, por ello se aprecia en almacén un reducido stock de repuestos para líneas de transmisión y subestaciones.

Recomendaciones

- Los planes de contingencias deben ser retroalimentados permanentemente con la experiencia acumulada y realizando una evaluación de la funcionalidad y eficacia de su aplicación en casos de contingencias.
- La empresa Atacocha S.A. debe establecer un procedimiento de adquisiciones simplificado para casos de contingencias, que permita una respuesta rápida y oportuna que minimice los tiempos de reposición del suministro de energía en condiciones normales de operación.
- Establecer periódicamente simulaciones de contingencias, que permitan evaluar de manera práctica la respuesta del personal de la empresa para afrontar emergencias.

- El OSINERGMIN debe conminar a las empresas propietarias de instalaciones de transmisión, cuyo rubro principal no es la transmisión de electricidad, a tener convenios con empresas proveedoras de servicios y componentes eléctricos para líneas de transmisión y subestaciones, para el suministro inmediato en casos de contingencias.

ANEXOS

ANEXO A: LINEAMIENTOS PARA LA FORMULACION DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE LOS SISTEMAS

1. Objetivos del plan de contingencia operativo

El objetivo general es prever las acciones necesarias para lograr la seguridad operativa frente a situaciones de contingencia con el fin de garantizar la continuidad del servicio de suministro eléctrico.

El Plan de Contingencia Operativo tendrá además los siguientes objetivos específicos:

Limitar al máximo la necesidad de tomar decisiones durante el período de recuperación del sistema;

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.

2. Alcances del plan de contingencia operativo

El Plan de Contingencia Operativo de los sistemas de Transmisión abarcará las líneas de transmisión, las instalaciones de transformación y todo el equipamiento de corte y seccionamiento; y los sistemas de medición, protección y control de los equipos mencionados cuyos niveles de tensión sean mayores ó iguales a 30 kV.

La elaboración del Plan de Contingencia Operativo en las instalaciones de transmisión y transformación se enmarcarán dentro los lineamientos especificados en el presente documento, debiéndose actualizar anualmente.

3. Lineamientos para la formulación del plan de contingencia operativo de los sistemas de transmisión

El Plan de Contingencia Operativo en los sistemas de transmisión y transformación deberán ser viables y adaptados a la realidad de cada empresa, para su formulación se deberán cumplir las siguientes etapas:

Diagnóstico del Sistema de Transmisión y Transformación.

Evaluación de la Infraestructura para atender Contingencias.

Evaluación de Riesgos en el Sistema de Transmisión y Transformación.

Identificación de los Elementos y Situaciones Críticas del Sistema.

Elaboración del Plan de Acción.

Administración del Plan

A continuación se expone el contenido de cada una de estas etapas.

3.1. Diagnóstico del Sistema de Transmisión y Transformación

Para identificar los elementos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, previamente debe realizarse un examen detallado de las actuales condiciones del sistema de transmisión y transformación. Para ello, deberá efectuarse un diagnóstico del mismo que consistirá de lo siguiente:

a) Descripción General del Sistema de Transmisión

Se describirán las instalaciones de transmisión y transformación, precisando sus principales características electromecánicas, ubicación geográfica y diagrama unifilar. En la descripción se deberá incluir un reporte de la longitud de líneas clasificadas por tensión y la capacidad de transformación, en ambos casos se indicará la antigüedad de las instalaciones.

b) Análisis de los Programas de Mantenimiento

Se examinarán los programas de mantenimiento del sistema de transmisión y transformación. Para este efecto, las empresas están obligadas a presentar sus programas de mantenimiento donde expongan los aspectos básicos de su gestión de mantenimiento. El análisis de los programas de mantenimiento se efectuará con el fin de revisar el grado de cumplimiento de los mismos y detectar las faltas u omisiones de mantenimiento que puedan conducir a la ocurrencia de una contingencia.

Se pondrá atención a la ejecución de las actividades de mantenimiento que a continuación se indican, según corresponda al tipo de línea de transmisión:

- Reemplazo de elementos dañados, como tramos de cable, aisladores o ferretería en general;
- Inspecciones 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, pararrayos, etc.;
- Inspección de cimentaciones de las estructuras de soporte.

c) Análisis de Fallas en el Sistema

Para elaborar el Plan de Contingencias Operativo se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en el sistema en los últimos tres años.

Se examinarán las fallas en líneas de transmisión o transformadores que hayan producido una interrupción a localidades con más de 1,000 suministros con una duración mayor a 12 horas. La finalidad de este análisis es obtener conclusiones de los eventos

más notables que hayan sucedido en la empresa en cuanto al comportamiento del sistema logístico, actuación del personal y manejo operativo de las situaciones de emergencia.

En este análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se analizarán las causas que la provocaron, se revisarán las medidas correctivas que se adoptaron, las dificultades que se enfrentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio. Todo ello con el fin de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencia.

d) A efectos de detectar la violación real o potencial de límites operativos, la sobrecarga de líneas y transformadores que puedan llevar a la ocurrencia de contingencias, se justificará y/o desarrollará un estudio de flujo de carga simulando las condiciones más adversas.

Se confeccionará una lista detallada de los transformadores y líneas sobrecargadas para posteriormente analizar si éstos se convierten en elementos críticos que puedan provocar una contingencia.

3.2. Evaluación de la Infraestructura para Atender Contingencias

Para la elaboración del Plan de Contingencia Operativo de los sistemas de Transmisión se deberán examinar los medios de respuesta que la empresa dispone para atender contingencias en sus sistemas de transmisión y transformación, entre ellos, se revisará el equipamiento de mantenimiento disponible, el sistema logístico y la cantidad y calidad del personal destinado a la atención de las contingencias.

El análisis de la infraestructura para responder a contingencias comprenderá las siguientes actividades:

a) Se examinará el equipamiento de reserva y repuestos disponibles en la empresa, evaluando lo siguiente:

- La existencia de repuestos para los principales componentes de transmisión, como conductores y cables de guarda, postes de fibra de vidrio o similares o perfiles para estructuras, elementos de soporte o perfiles para estructuras provisionales que permitan construir by pass en forma ligera, etc.;
- La existencia de repuestos para los principales componentes de transformación, como transformadores de repuesto, bushings, cambiadores de taps, aceite de reemplazo, etc.;
- Se deberá comprobar con anticipación si los repuestos están en condiciones de ser utilizados de inmediato;
- La compatibilidad de los repuestos con los empleados en las actuales instalaciones (grado de estandarización);

- Si el número de unidades de reserva y repuestos es suficiente para satisfacer las necesidades de la empresa;
 - Si los repuestos y equipos están ubicados en lugares estratégicos para cubrir toda el área de influencia del sistema de transmisión. Se deben examinar las facilidades o dificultades de acceso para su traslado.
 - La ubicación y disponibilidad de los repuestos, equipos de reserva, herramientas e instrumentos y las facilidades o dificultades de acceso para su traslado.
- b) Se analizará la capacidad operativa de los grupos humanos disponibles para efectuar reparaciones en el sistema, se examinará por lo menos lo siguiente:
- Si la cantidad de personal es suficiente para atender las contingencias o si será necesario contar con personal de apoyo de otros lugares de la empresa;
 - El grado de conocimiento que el personal tiene del sistema de transmisión y transformación y la experiencia que tienen en trabajos similares. Debe considerarse que en situaciones de contingencia el personal deberá efectuar tareas diferentes a las que realiza habitualmente;
 - La existencia de contratos y convenios con empresas proveedoras de servicios de mantenimiento. Se evaluará si dichos contratos comprenden la atención de situaciones de contingencia y se comprobará si la empresa de servicios está capacitada para ese tipo de tareas;
 - Igualmente, se examinará si los grupos de trabajo están localizados estratégicamente para cubrir el área de influencia del sistema y que cuenten con los medios para una rápida movilización.
- c) Se examinará el sistema logístico de la empresa para comprobar si está preparada para atender las situaciones de contingencia en el sistema de transmisión y transformación con la prontitud y eficacia necesarias. Se evaluará por lo menos lo siguiente:
- Los procedimientos para adquisición de repuestos, equipos y materiales;
 - Las facilidades para el transporte de equipo y personal disponibles en el interior de la empresa con unidades propias y en el exterior de la empresa a través de contratos con empresas de servicios;
 - Las facilidades para atención de las necesidades de los grupos de trabajo laborando simultáneamente en lugares muchas veces inhóspitos (alimentación, alojamiento, transporte, etc.);
 - Los accesos a las instalaciones de transmisión y transformación. Debe considerarse que durante las contingencias, en algunos casos, será necesario trasladar equipos cuyo tamaño no es el que usualmente soportan las vías de acceso.

Por lo tanto, se deberá evaluar con anticipación la capacidad de soporte de peso de las vías de acceso, la existencia de vías alternas, el tamaño de puentes y túneles y solicitar con anticipación los permisos y licencias necesarias para el transporte.

d) Se revisarán los medios de comunicación disponibles de la empresa para evaluar si ellos son capaces de soportar las exigencias de un Plan de Contingencias Operativo.

e) Se determinará si terceras empresas del sector eléctrico cuentan con equipamiento de reserva, repuestos y otras facilidades que pudieran ser solicitadas como apoyo en caso de contingencias.

3.3. Evaluación de Riesgos en el Sistema de Transmisión

Para evaluar los riesgos en el sistema de transmisión y transformación se estimará la probabilidad de que ocurra una contingencia y la magnitud de los efectos e impactos adversos que la misma producirá sobre el transporte de la energía, la salud y el medio ambiente durante un lapso específico de tiempo.

La evaluación de los riesgos en los sistemas de transmisión y transformación se efectuará utilizando el análisis basado en la intuición, la experiencia y la aplicación de métodos de observación directa de las personas que conocen el sistema de transmisión por haber estado involucradas en la construcción o instalación de los mismos. También se utilizarán técnicas basadas en la investigación, medición y análisis de datos históricos de variables climatológicas, hidrológicas, geológicas, sísmicas, entre otros, que son las que propiciaron la mayoría de los riesgos que se derivaron en contingencias en los sistemas de transmisión eléctrica.

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

Se hará un examen minucioso de las líneas de transmisión e instalaciones de transformación y alrededores para detectar los peligros que amenacen su integridad. Para esta evaluación se utilizará como soporte los análisis efectuados en el diagnóstico del sistema. Dependiendo de las particularidades de cada instalación de transmisión y transformación, la evaluación de riesgos abarcará los siguientes temas:

- Riesgos a que están sometidos los conductores y cables de guarda, tales como existencia de obstáculos, viento, hielo, etc.
- Riesgos en las estructuras de soporte, tales como corrosión de elementos metálicos, ataque hidrobiológico de estructuras de madera, estado de vientos y anclajes, etc.;
- Riesgos sobre los elementos de maniobra y seccionamiento, sistemas de protección en general y equipo de transformación en las subestaciones de salida y llegada;

- Riesgos que proceden de las condiciones geográficas de los lugares en que se ubican las subestaciones o que atraviesan las líneas de transmisión;
- Se debe examinar la posibilidad de desastres naturales por acción de la intemperie y de los actos de terceros.

Como parte de la evaluación de riesgos se formularán las hipótesis de trabajo que describirán las situaciones o condiciones más probables de ocurrir y se plantearán los escenarios en los que se produce la contingencia y sus consecuencias, así como sus consecuencias.

3.4. Identificación de Elementos y Situaciones Críticas

Con la información recopilada durante el diagnóstico, la evaluación de riesgos y las hipótesis de trabajo planteadas, se identificarán las líneas del sistema de transmisión y los transformadores que se consideren críticos ya que pueden provocar una contingencia (según lo definido en el numeral 4.2).

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

Asimismo para la identificación de situaciones críticas se deberá describir con precisión la situación, origen, magnitud, probabilidad de ocurrencia, duración, etc. evitando descripciones vagas o imprecisas.

Una situación crítica probable es el colapso masivo de líneas de transmisión por efectos catastróficos de la naturaleza (Fenómeno del Niño, entre otros).

3.5. Elaboración del Plan de Acción – Manual de Procedimientos en Contingencia

Los concesionarios de sistemas de transmisión y transformación definirán las contingencias más probables de ocurrir, describiendo sus principales **características (causas, duración, restricciones, etc.)**

Luego confeccionarán un plan de acción detallado para cada una de las contingencias definidas anteriormente. Todos los planes de acción conformarán el **Manual de Procedimientos en Contingencia**. Este Manual contendrá por lo menos lo siguiente:

- a) La organización que dirigirá la ejecución del Plan de Contingencia, la cual corresponde a la diseñada para la empresa conforme a los lineamientos expuestos en el numeral 3.6.
- b) Procedimientos para cuantificar, confirmar y precisar la naturaleza de la contingencia debiéndose incluir las pruebas, investigación de antecedentes, mediciones y sondeos, sobre todo si la contingencia involucra a uno o más transformadores, con el fin de lograr

un conocimiento cabal de la contingencia y hacer una evaluación precisa de los daños causados.

c) Procedimientos para recuperar provisionalmente la mayor capacidad de transmisión con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia, se deberán establecer los procedimientos para:

- Efectuar conexiones by pass en las líneas de transmisión;
- Efectuar conexiones directas (puentes) variando la configuración en las subestaciones;
- Conexión de grupos de generación de emergencia.

d) Procedimientos para recuperar la plena capacidad de transporte o transformación, con estimación de los tiempos de ejecución de cada actividad (cronograma) comprendiendo además:

- Formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades
- Ubicación de repuestos o reservas y equipos para reparación
- Traslado de equipos de reserva, equipos y materiales para reparaciones, descripción de rutas y vías de acceso
- Instalación de los equipos de reemplazo
- Ejecución de obras de reparación
- Pruebas
- Reposición del servicio normal

e) Para las contingencias más complejas en cuya solución intervienen varios grupos de trabajo y sea necesario coordinar varios procedimientos, se deberá presentar un diagrama de control PERT-CPM o similar a fin de determinar rutas críticas y optimizar el uso de los recursos.

f) Una relación de repuestos y equipos de reserva que la empresa dispone para atender contingencias tanto en sus propios almacenes como en los de empresas similares del sector eléctrico. Se procurará que esta relación sea la más detallada posible para facilitar la ubicación de los repuestos necesarios.

g) Un directorio telefónico y direcciones para ubicar al personal propio de la empresa, contratistas y proveedores, autoridades del gobierno local y funcionarios de entidades públicas y privadas que sean de utilidad para la solución de las contingencias.

3.6. Administración del Plan de Contingencias Operativo

Para la ejecución del Plan de Contingencia Operativo, cada empresa diseñará una organización temporal que entrará en funciones al momento de ocurrir una contingencia. Asimismo diseñará un procedimiento a seguir para declarar la situación de contingencia.

En el Anexo N° 1 se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

Asimismo cada empresa concesionaria de transmisión designará a la persona o área funcional que hará el seguimiento de la formulación y la ejecución del Plan de Contingencia, Se procurará que esta función sea ejercida por los niveles más altos de la organización.

El Plan de Contingencia Operativo también contendrá los mecanismos para evaluar de manera cualitativa y cuantitativa su propia eficacia y funcionamiento.

4. Definiciones

Para la elaboración del Plan de Contingencia Operativo es conveniente uniformizar el entendimiento de algunos términos como los siguientes:

4.1. Plan de Contingencia Operativo

Es el documento normativo que describe los riesgos en los sistemas eléctricos, establece clara y completamente los elementos críticos, la infraestructura para enfrentar contingencias, las acciones para minimizar los efectos negativos de las contingencias y los actores y sus responsabilidades que intervienen en la solución de las contingencias.

4.2. Contingencia

Es una situación causada por falla interna o un fenómeno natural o provocado externamente que afecta cualquiera de las partes del Sistema de Transmisión, cuyo resultado es no poder abastecer por más de 12 horas a por lo menos el 25% de los clientes o por lo menos al 25% de la carga normalmente abastecida o transportada.

4.3. Elemento Crítico

Es el elemento cuya ausencia o falla puede producir una contingencia.

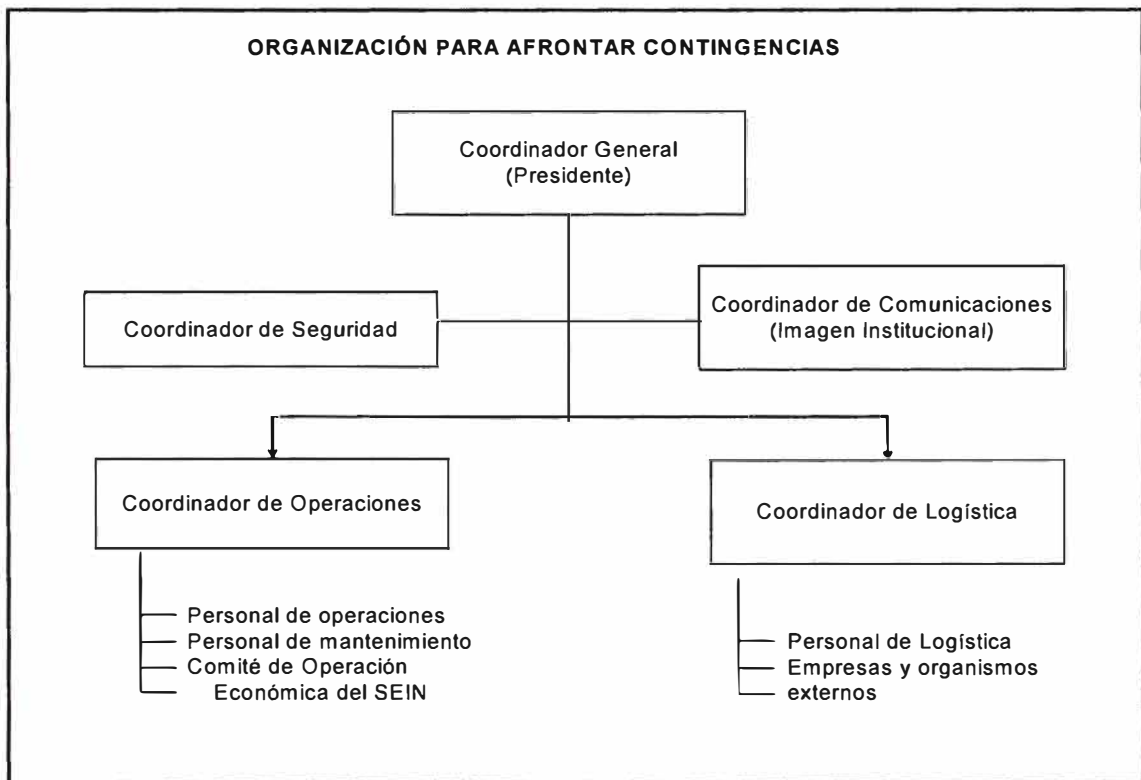
4.4. Situación Crítica

Es una situación natural o accidental cuya ocurrencia puede producir una contingencia.

ANEXO B: ADMINISTRACION Y SUPERVISION DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

1. Organización para afrontar contingencias

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



De manera referencial, los roles y funciones de cada uno de los miembros se describen a continuación. Cada empresa adaptará estas funciones a las particularidades propias de su organización pudiendo ampliarla si la magnitud y/o la amplitud geográfica de sus instalaciones así lo ameriten.

- **Coordinador General**

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

- **Coordinador de Comunicaciones**

Apoya al Coordinador General en las comunicaciones al interior y exterior de la empresa. Al interior, se enlaza con los canales de comunicaciones normales. Para las comunicaciones externas, representa a la empresa ante las entidades públicas y privadas.

- **Coordinador de Operaciones**

Actúa directamente en línea con el Coordinador General y ejecuta todas las acciones que sean necesarias para superar la contingencia y que se tengan que realizar sobre el sistema eléctrico siguiendo las indicaciones del Plan de Acción. Tendrá a su mando toda el área de operaciones y mantenimiento que normalmente la empresa utiliza y coordinará con el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) las operaciones relacionadas con la solución de la contingencia.

- **Coordinador de Logística**

Dirige el área de logística de la empresa en las acciones que se realicen para superar la contingencia y de coordinar la participación de otras empresas u organismos externos cuando la magnitud de la contingencia haga necesario buscar apoyo fuera de la empresa.

- **Coordinador de Seguridad**

Preserva la seguridad del personal que interviene en la ejecución del Plan de Contingencias, supervisando el cumplimiento de las normas de seguridad.

2. Declaración de la situación de contingencia y puesta en ejecución del plan

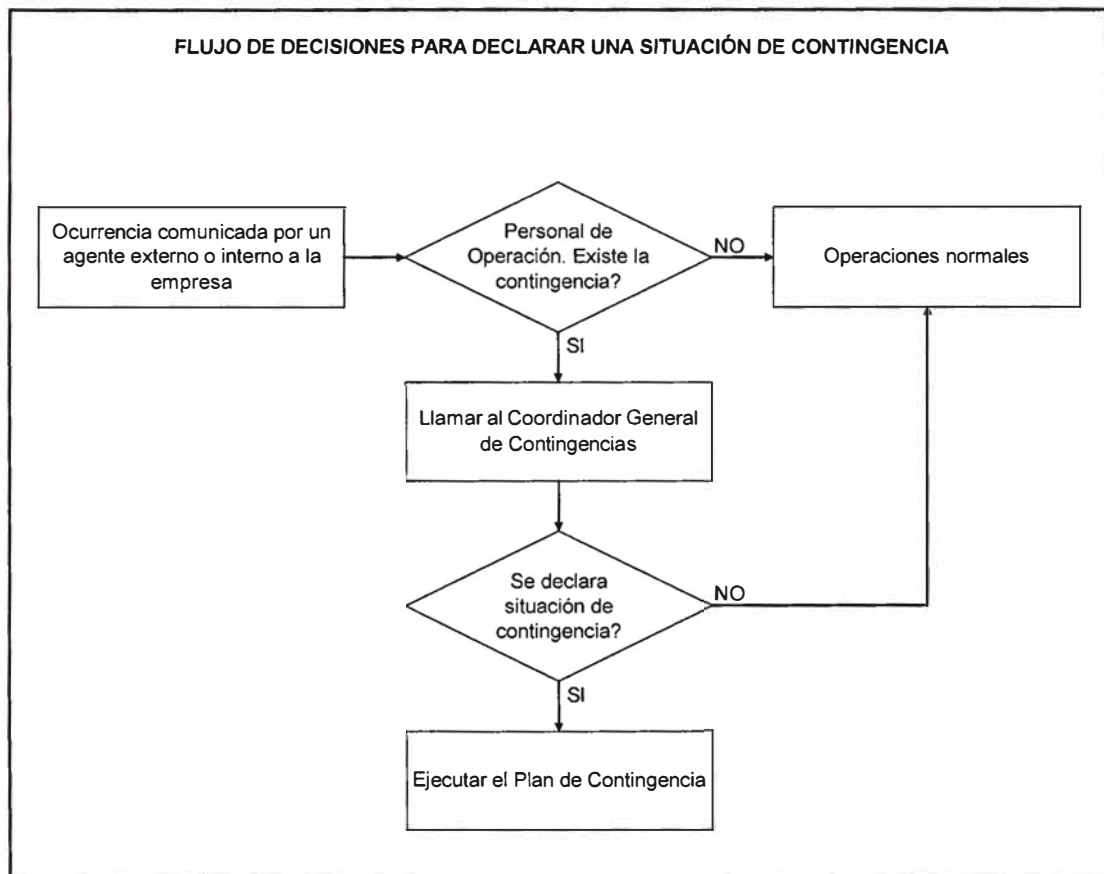
Normalmente, una ocurrencia de falta de suministro en el sistema eléctrico es comunicada al centro de control por agentes internos o externos de la empresa, cualquiera de estas ocurrencias es potencialmente una contingencia y es el personal de operación normal el que en cada caso decidirá si para superar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

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

- Que exista una real o potencial falta de suministro.
- Que la falta de suministro afecte a más del 25% de la carga servida en el área de concesión. Para calcular este porcentaje se utilizará el número de clientes, la demanda de potencia normal, o cualquier otro parámetro que sea apropiado.
- Que la falta de suministro no pueda ser subsanada en menos de 12 horas.

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

A continuación se muestra el diagrama de flujo de las decisiones que llevan a una declaración de Situación de Contingencia:



3. Supervisión de los planes de contingencias operativos

El Plan de Contingencia Operativo de cada empresa se presentará a OSINERG, organismo que a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica se encargará de supervisar su oportuna y correcta elaboración.

ANEXO C: LISTADO DE REPUESTOS DE LINEAS, SUBESTACIONES Y CENTRALES DE LA EMPRESA MINERA ATACOCHA S.A.

El listado general de repuestos de líneas de transmisión, subestaciones y centrales hidráulicas de la empresa Atacocha S.A. es el siguiente:

Item	Und	Cant.	Descripción	Ubicación
1	Und	1	Estructura metálica para 60kV	Segundo Almacén
2	m	500	Conductor ACSR de 32 mm ²	Segundo Almacén
3	m	500	Conductor AAAC de 53.5 mm ²	Segundo Almacén
4	m	300	Conductor Cu de 25 mm ²	Segundo Almacén
5	Und	100	Aisladores socket 52-3	Segundo Almacén
6	Und	100	Aisladores socket 53-3	Segundo Almacén
7	Jgo	50	Ferreterías y Acc. para cadena de aisladores	Segundo Almacén
8	Und	2	Ruedas Pelton reparadas totalmente (22 y 23)	Segundo Almacén
9	Und	2	Ruedas Pelton de repuesto (15 y 21)	Segundo Almacén
10	Jgo	2	Tobera deflector	Segundo Almacén
11	Jgo	1	Chumacera	Segundo Almacén
12	Jgo	1	Celdas de control, medición y protección (marca Siemens 2006)	Segundo Almacén
13	Jgo	1	Parrillas para el canal de entrada después de desarenadores	Segundo Almacén
14	Und	1	Seccionador fusible en el lado de 48 KV, de 200 A	Segundo Almacén
15	Und	1	Trasformador de medida mixto Transformix de tensión y corriente en 4,16 kV	Segundo Almacén
16	Und	10	Junta de empalme / conductor AAAC - 53,5mm ²	Segundo Almacén
17	Und	20	Manguito de Reparación para conductor AAAC - 53,5mm ²	Segundo Almacén
18	Und	16	Varilla de armar preformada para conductor AAAC - 53,5mm ²	Segundo Almacén
19	Und	26	Amortiguador para conductor AAAC - 53,5mm ²	Segundo Almacén
20	Und	6	Grapa de Suspensión para conductor AAAC - 53,5mm ²	Segundo Almacén
21	Und	8	Grilletes Recto	Segundo Almacén
22	Und	33	Adaptador Ojo-Bola	Segundo Almacén
23	Und	12	Adaptador Casquillo – ojo	Segundo Almacén
24	Und	1	Grapa de Anclaje tipo compresión para conductor AAAC - 53,5mm ²	Segundo Almacén

BIBLIOGRAFIA

- [1] Resolución OSINERG N° 091-2006-OS/CD, Aprueba “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión”, publicada el 10 de marzo de 2006.
- [2] Resolución OSINERG-152-2005-OS/CD, “Procedimiento para supervisar la generación en sistemas eléctricos aislados”, del 24 de junio de 2005.
- [3] Oficios N 6466-2008-OS-GFE y N 2140-2006/OSINERG-GFE, que establece los “Lineamientos para presentar los Planes de contingencia Operativos de los Sistemas de Transmisión”.
- [4] Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas
- [5] Decreto Supremo N° 009-93, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- [6] Ley N° 27239, Ley que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas, publicada el 22 de diciembre de 1999.
- [7] Ley N° 28447, que modifica diversos artículos de la, Ley de Concesiones Eléctricas, publicada el 30 diciembre de 2004.
- [8] Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, publicada el 29 de julio de 2000.
- [9] Ley N° 28337, Ley que modifica diversas disposiciones de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, publicada el 16 de agosto de 2004.
- [10] Decreto Supremo N° 029-94-EM, Aprueba Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, publicado el 07 de julio de 1994.
- [11] Resolución Ministerial N° 263-2001-EM/VME, Aprueba Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad, publicada el 21 de junio de 2001.
- [12] Decreto Supremo N° 085-2003-PCM, Aprueba Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido, publicado el 24 de octubre de 2003.
- [13] Ley N° 28551, Ley que establece la Obligación de elaborar y presentar Planes de Contingencias, publicada el 19 de junio de 2005.
- [14] Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, publicado el 11 de octubre de 1997.

[15] Decreto Supremo N° 009-99-EM, Decreto que modifica la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, publicado el 11 de abril de 1999.

[16] Decreto Supremo N° 013-2000-EM, Decreto que modifica la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, publicado el 27 de julio de 2000.

[17] Decreto Supremo N° 040-2001-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, publicada el 17 de julio de 2001.

[18] Decreto Ley N° 28611, Ley General del Medio Ambiente, publicado el 15 de octubre de 2005.

[19] Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, publicada el 03 de marzo de 2005.

[20] Ley N° 26821, Ley Orgánica para el aprovechamiento sostenible de los Recursos Naturales, publicada el 25 de junio de 1997.

[21] Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG, publicada el 15 de abril de 2002.

[22] Resolución OSINERG-091-2003-OS/CD, Título Segundo "Obligaciones Generales para el uso de redes" artículo 3º, publicada el 06 de junio de 2003.