

**TRÁMITE:** Actualización de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A, propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), incorporando las modificaciones recomendadas en el Informe AE-DOC N° 530/2010.

**VISTOS:**

La nota con Registro N° 8646 recepcionada el 30 de septiembre de 2010; la nota con Registro N° 8179 recepcionada el 16 de septiembre de 2010; el Informe AE DOC N° 530/2010 de 9 de noviembre de 2010; todo lo que convino ver, tener presente y:

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que mediante Resolución AE N° 277/2009 de 10 de noviembre de 2009, se aprobó la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional".

Que mediante nota con Registro N° 8646 recepcionada el 30 de septiembre de 2010, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), presentó la propuesta de modificación del Instructivo de Restitución N° 3 – Área Norte de la Norma Operativa N° 6, aprobada mediante Resolución CNDC 275/2010-2 de 28 de septiembre de 2010.

Que mediante nota con Registro N° 8179 recepcionada el 16 de septiembre de 2010, el CNDC presentó la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", con los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A, aprobados mediante Resolución CNDC 273/2010-6 de 10 de septiembre de 2010.

Que la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad, elaboró el Informe AE-DOC N° 530/2010 de 9 de noviembre de 2010 y Anexo, mediante el cual efectuó el análisis del proyecto a las modificaciones a la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional".

**CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)**

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga, como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

Que el inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008, establece que además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras,

tiene la función de elaborar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.

Que por otra parte, el artículo 4 del ROME, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. El Organismo Regulador aprobará el proyecto, previo análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, pudiendo incorporar modificaciones.

**CONSIDERANDO: (Análisis)**

Que de acuerdo al documento de modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A, presentado por el CNDC, la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad emitió el Informe AE-DOC N° 530/2010 de 9 de noviembre de 2010 y Anexo, mediante el cual analizó el referido documento, describiendo su estructura y determinando la necesidad de efectuar algunas modificaciones de forma y de fondo.

Que el citado informe recomienda aprobar las modificaciones a la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A propuestos por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), incorporando las modificaciones contenidas en el Informe AE-DOC N° 530/2010 de 9 de noviembre de 2010 y Anexo.

**CONSIDERANDO: (Conclusiones)**

Que, en mérito a las consideraciones expuestas, se concluye que en atención a la normativa vigente del sector eléctrico, corresponde aprobar las modificaciones a la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A propuestos por el CNDC, considerando las modificaciones recomendadas a través del Informe AE-DOC N° 530/2010 de 9 de noviembre de 2010 y Anexo.

**CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)**

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, que en su artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

**POR TANTO:**

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación, el Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, y demás disposiciones legales vigentes,

**RESUELVE:**

**PRIMERA.-** Aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los respectivos instructivos de restitución N° 1, 2, 3 y 4A propuestos por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), incorporando las modificaciones contenidas en el Informe AE-DOC N° 530/2010 de 9 de noviembre de 2010 y Anexo, estableciendo un nuevo texto completo que en anexo forma parte de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 277/2009 de 10 de noviembre de 2009, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir de la notificación con la presente Resolución.

**TERCERA.-** Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**



Nelson Caballero Vargas  
**DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme:



Erika V. Luna Viorel  
**DIRECTORA LEGAL**

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**1. OBJETIVOS**

- a) Establecer la responsabilidad del CNDC y de los Agentes del MEM en el proceso de restitución del SIN a las condiciones normales de operación, luego de un colapso total o parcial.
- b) Establecer los procedimientos generales para restablecer la demanda de energía desconectada y restituir al servicio a las instalaciones de generación, transmisión, sub-transmisión y distribución que hayan sufrido desconexiones por efecto de fallas y/o perturbaciones que afecten en forma parcial o total a la operación normal del SIN.

**2. BASE LEGAL**

Ley de Electricidad, Artículo 30 inciso g), Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3 inciso h), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b), Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004 y Resolución SSDE N° 181/2006 de 10 de julio de 2006. Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51) que dispone la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y estableció la extinción de las Superintendencias.

**3. DEFINICIONES**

**Centro de Despacho de Carga (CDC)**

Es la repartición del CNDC, encargada de coordinar las tareas de operación y de restitución del SIN.

**Centro de Control de los Agentes (CCA)**

Es la repartición de cada uno de los Agentes del MEM, encargada de ejecutar las tareas de operación y de restitución de sus instalaciones que forman parte del SIN.

**Falla**

Es el término de la capacidad de un componente de desempeñar su función específica o de ejecutarla cuando se requiera y por tanto determina su estado de indisponibilidad.

**Interrupción**

Es la pérdida o suspensión parcial o total del suministro de electricidad a Distribuidores o Consumidores No Regulados.



### **Desconexión**

Es la acción que resulta de la apertura de dispositivos que conectan circuitos de potencia interrumpiendo la continuidad eléctrica a través de un componente. Una desconexión puede o no implicar una interrupción en el suministro a Distribuidores o Consumidores No Regulados.

### **Colapso**

Es la interrupción de suministro de energía en una o más áreas del SIN por desconexión automática de instalaciones de generación o transmisión. El colapso es parcial si afecta sólo a una o algunas áreas; es total si afecta a todo el SIN.

### **Restitución**

Es el conjunto de acciones coordinadas por el CDC y ejecutadas por los CCA, desde el momento de la falla y/o desconexión automática de componentes de generación, transmisión, sub-transmisión y distribución hasta su restitución al servicio para restablecer la carga desconectada.

**Áreas del SIN** Para fines de restitución, el SIN se divide en las siguientes áreas:

#### **Área Oriental**

Comprende instalaciones de CRE, EGSA, ISA-Bolivia y TDE en Santa Cruz, se conecta eléctricamente al área Central mediante los interruptores Z661 y Z662 de 230, kV de la subestación Guaracachi, y el interruptor 6A180 de 69 kV de la subestación Urubó.

#### **Área Central**

Comprende instalaciones de VHE, CECBB, ENDE ANDINA, CORANI, SYNERGIA, GBE, CRE, ELFEC, EMIRSA, COBOCE, ISA-Bolivia, TDE, TESA-SCR y MSCR en Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, La Paz, Chuquisaca y Potosí. Se conecta eléctricamente al área Oriental mediante los interruptores Z661 y Z662 de 230 kV en la subestación Guaracachi y el interruptor 6A180 de 69 kV en la subestación Urubó; al área Norte mediante los interruptores Z310 y Z311 de 230 kV en subestación Mazocruz; al área Sur mediante el interruptor A431 de 115 kV en subestación Potosí y el interruptor B475 de 69 kV en subestación Punutuma; al área Sucre mediante el interruptor SUC6A180 de 69 kV en subestación Sucre y al área Oruro mediante el interruptor B421 de 69 kV en subestación Catavi y los interruptores B251, B252, B253, B254, y B256 de 69 kV en subestación Vinto.

#### **Área Norte**

Comprende instalaciones de COBEE, HB, ELECTROPAZ, ENDE y TDE en La Paz, se conecta eléctricamente al área Central mediante los interruptores Z310 y Z311 de 230 kV en subestación Mazocruz.

#### **Área Sur**

Comprende instalaciones de EGSA, SEPSA, ERESA, ISA-Bolivia y TDE en Potosí; se conecta eléctricamente al área Central mediante el interruptor A431 de 115 kV en

La Paz, 12 de noviembre de 2010

subestación Potosí y el interruptor B475 de 69 kV en subestación Punutuma, y al área Sucre mediante los interruptores B531 y B535 de 69 kV en subestación Aranjuez.

#### **Área Oruro**

Comprende instalaciones de COBEE, ELFEO, EMVINTO, SDB y TDE en Oruro, La Paz y Potosí, se conecta eléctricamente al área Central mediante el interruptor B421 de 69 kV en subestación Catavi y los interruptores B251, B252, B253, B254 y B256 de 69 kV en subestación Vinto.

#### **Área Sucre**

Comprende instalaciones de EGSA, TDE, ISA-Bolivia y CESSA en Sucre, se conecta eléctricamente al área Sur mediante los interruptores B531 y B535 de 69 kV en subestación Aranjuez, y al área Central mediante el interruptor SUC6A180 de 69 kV en subestación Sucre.

### **4. FILOSOFÍA DE LA RESTITUCIÓN**

Las condiciones básicas de la restitución son: a) operación segura para el personal e instalaciones involucradas y, b) tiempo mínimo, en ese orden.

En casos de colapso en un área o más del SIN (Central, Norte, Oriental, Sur, Oruro, Sucre), la primera acción a ejecutar para una restitución segura y confiable, es la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto" para luego energizar los diferentes componentes del SIN en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

En general, el proceso de restitución se desarrollará en el marco conceptual que se presenta en el Anexo N° 1 a esta Norma.

### **5. RESPONSABILIDADES**

Dirigir en coordinación con los CCA de los Agentes, la restitución del sistema luego de producido un colapso.

Todos los operadores, tanto del CDC como de los CCA, tienen la obligación de conocer los instructivos específicos de restitución y aplicarlos según corresponda.

#### **5.1. RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES DEL CDC**

- a) El CDC tiene la responsabilidad de evaluar el grado de la falla en el menor tiempo posible y comunicar a los CCA sus conclusiones así como de dar instrucciones para el proceso de restitución, de acuerdo a los Instructivos de Restitución que correspondan.

- b) El CDC es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación. No obstante, en los casos de colapso total en el SIN, colapso en dos o más áreas del SIN o cuando el CDC no cuente con la información del sistema SCADA, el CDC coordinará la restitución del área Central y del área de Oruro y podrá delegar las tareas de restitución a los Agentes en su área aislada, de acuerdo a lo siguiente:
- A EGSA en las áreas Oriental y Sucre
  - A TDE en el área Sur
  - A COBEE en el área Norte
- c) El o los CCA delegados, son los responsables de coordinar la restitución aislada de un área, realizarán esa coordinación de forma diligente, aplicando el instructivo de restitución respectivo en todo lo que corresponda y considerando las condiciones técnicas del área relacionada con la falla.
- d) La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y por el(los) receptor(es).
- e) Una vez concluida la restitución aislada de un área, el CDC coordinará la sincronización con el resto del SIN; esta sincronización podrá ser efectuada aún en una etapa primaria de la restitución, con el propósito de brindar apoyo de un área a otra. Efectuada la sincronización, el CDC retomará su función de coordinador en esa área.
- f) En caso necesario y según corresponda, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia relativa.
- g) En todo proceso de restitución, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.
- h) En casos de fallas que afecten solamente a una parte de un área o a algunos componentes del SIN, el CDC coordinará la restitución de los componentes en falla con el CCA que corresponda, aplicando el procedimiento que el caso determine.
- i) Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte de los Agentes a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

La Paz, 12 de noviembre de 2010

- j) Realizar la actualización de los Instructivos de Restitución toda vez que se tenga variaciones (ingreso o retiro de componentes) relacionadas con los mismos.

## **5.2. RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES**

Todos los Agentes Generadores, Transportadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados que forman parte del SIN, están obligados a operar sus instalaciones de forma diligente y a suministrar la información necesaria para coordinar la restitución del sistema en la oportunidad, manera y forma que señale la normativa vigente.

- a) Cumplir con las disposiciones del COORDINADOR y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones e intercambiar información con el COORDINADOR.
- b) Para llevar a cabo el intercambio de información, los CCA de los Agentes deben mantener enlazados sus respectivos centros de control a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el Centro de Despacho de Carga (CDC) del CNDC.
- c) Una vez registrada una falla, los CCA de los Agentes involucrados en esa falla, tienen la responsabilidad de informar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando, de ser posible, la causa de la falla y la disponibilidad de sus instalaciones para la restitución.
- d) En todo el proceso de restitución, los CCA tienen la responsabilidad de acatar las instrucciones que el CDC les especifique. Si a criterio del CCA alguna instrucción del CDC implicara daño físico a su personal o a sus instalaciones, el CCA podrá decidir, bajo su responsabilidad, incumplir la acción instruida comunicando al CDC la razón de ese incumplimiento.

El CDC aceptará dicha decisión y el Agente involucrado justificará esta situación por escrito al CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.

- e) En los procesos de restitución en un área aislada, todos los CCA de esa área tienen la obligación de acatar las instrucciones del CCA que fue encomendado para coordinar la restitución, hasta el momento de la sincronización con el resto del SIN, en el que el CDC retomará su función de coordinador. Si a criterio de un CCA alguna instrucción recibida, implicara daño físico a su personal o a sus instalaciones, podrá decidir, bajo su responsabilidad, incumplir la acción instruida.

El Agente involucrado justificará esta situación por escrito al CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.

- f) En caso necesario y según corresponda, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia relativa.
- g) En todo proceso de restitución, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.
- h) Los CCA tienen la responsabilidad de realizar los mayores esfuerzos y todas las acciones necesarias para la normalización de sus instalaciones en el menor tiempo posible.
- i) Los Agentes del MEM tienen la obligación de informar al CDC sobre su organización y nómina de personas que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones. La información mencionada deberá ser actualizada por los Agentes toda vez que sea modificada e informar sobre las mismas al CNDC y a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- j) Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte del COORDINADOR a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- k) Posterior a la falla y adicionalmente al SISFALLA, elaborar un informe de diagnóstico de las perturbaciones y presentar las observaciones pertinentes mediante informe al CNDC con copia a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad adjuntando los registros de los parámetros más importantes.

## **6. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO**

Una vez producido un colapso en el sistema, el CDC verificará la magnitud del mismo en base a la información proporcionada por los Agentes y la registrada en el SCADA. Concluida dicha verificación, el CDC comunicará a los CCA la magnitud del colapso e instruirá la restitución de acuerdo a los respectivos Instructivos de Restitución.

## **7. PROCESO DE RESTITUCIÓN**

Para informar la posible causa de la falla y la disponibilidad de sus instalaciones, los CCA de los Agentes deberán considerar lo siguiente:

### **7.1. Fase de Reconocimiento**

Luego de producido el colapso, cada CCA debe iniciar las acciones de reconocimiento e identificación de las causas que provocaron el mismo, basado en la determinación de los siguientes datos:

- a) Estado Pre y Postfalla – El personal de turno de los CCA registrarán y recolectarán la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos, y la configuración pre y post falla para confirmar la disponibilidad de los mismos.
- b) Determinar la causa probable, para lo cual los CCA deberán recolectar la siguiente información de sus instalaciones:
  - Actuación de los sistemas de protección y apertura de los interruptores
  - Señalización y alarmas
  - Condiciones climáticas (siempre que sea posible)
  - Lectura de los registradores de falla
- c) Probables causas de la falla (falta de mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.)
- d) Los CCA de los Agentes comunicarán al COORDINADOR la relación de equipos o componentes afectados a consecuencia de la falla.

### **7.2. Fase de restitución**

El proceso de restitución está a cargo del CDC (o en su defecto el CCA designado por el CDC como coordinador), y los CCA de los Agentes, como ejecutores. El proceso general es el siguiente:

- a) Producida una falla, los CCA deben informar al CDC inmediatamente este hecho mediante teléfono, señalando de ser posible la causa y la disponibilidad de sus instalaciones de acuerdo a lo establecido anteriormente, para el proceso de restitución. Así mismo, deben quedar permanentemente atentos a las instrucciones del CDC.
- b) Con la información del SCADA y de los CCA, el CDC evaluará el alcance y la gravedad de la falla en el plazo más breve posible e informará a los CCA sobre el alcance de la falla y la situación del sistema; procederá a disponer con los CCA,

La Paz, 12 de noviembre de 2010

la realización de la secuencia de maniobras de restitución. En el proceso de restitución los equipos, causantes probables de la falla, serán evaluados antes de su energización.

- c) Si la falla afecta solamente a una parte de un área o a pocos componentes del SIN, el CDC coordinará con los respectivos CCA la restitución de los componentes involucrados en la falla.
- d) Si la falla ocasiona un colapso parcial en una o más áreas del SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA respectivos y coordinará la reposición del sistema.
- e) Si la falla ocasiona un colapso total en dos o más áreas o en todo el SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA y podrá delegar la tarea de coordinar el proceso de restitución en forma aislada a EGSA, COBEE y TDE. El CDC comunicará a los CCA, el inicio y finalización de la coordinación de la restitución en área aislada.
- f) En cualquier momento del proceso de restitución, los CCA deberán informar al CDC la disponibilidad de sus equipos e instalaciones afectados por la falla que hayan requerido alguna acción de reparación para su habilitación.
- g) Una vez restituido el sistema, el CDC deberá proceder a optimizar el despacho económico. Cuando no sea posible restituir las mismas unidades, el CDC deberá efectuar un redespacho en línea.
- h) En todo proceso de restitución los operadores del CDC y CCA(s) deben utilizar la Terminología descrita en el Anexo 2 a la presente Norma.

## **8. COMUNICACIONES**

- a) Durante el proceso de restitución, se utilizarán los sistemas de comunicación asignados a la operación en tiempo real, consistentes en:
- b) Teléfono directo y selectivo por carrier.
- c) Sistema telefónico fijo asignado a la operación del sistema.
- d) Teléfonos celulares asignados a la operación del sistema.
- e) En la restitución, estos sistemas de comunicación serán utilizados exclusivamente para la comunicación entre los CCA y el CDC con el propósito de



entregar y recibir información relativa a la falla y del estado de los componentes de generación y transmisión y/o emitir y recibir instrucciones.

- f) Para las comunicaciones internas con sus propias centrales o subestaciones, los Agentes deberán utilizar otros medios de comunicación independientes de los definidos para la operación en tiempo real.
- g) Los CCA de los Agentes que no estén directamente involucrados en la falla o en el proceso de restitución deben abstenerse de efectuar llamadas telefónicas al CDC con fines informativos, mientras dure el proceso de restitución.
- h) Durante el proceso de restitución el CDC no atenderá llamadas de personas ni entidades que no tengan que ver con las tareas de restitución.
- i) Ocurrido el colapso y concluida la evaluación preliminar de la falla y sus efectos, el Jefe de División del Centro de Despacho de Carga informará, a la brevedad posible, al Gerente de Operaciones del SIN, a la Presidencia del CNDC y a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad las condiciones del sistema.
- j) Una vez concluida la restitución del sistema luego de un colapso, el CDC enviará dentro de las siguientes tres (3) horas siguientes a la restitución, por correo electrónico, a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, a los Representantes del Comité y a todos los Agentes del MEM un Informe Preliminar de la Falla.

## **9. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

Los procedimientos específicos para el proceso de restitución, se describen en los "Instructivos de Restitución" que forman parte de esta Norma Operativa.

## **10. VIGENCIA**

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante Resolución expresa.

## **11. MODIFICACIONES**

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo 0071.

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**ANEXO N° 1**

**BASES CONCEPTUALES PARA LA RESTITUCIÓN DEL SIN**

**1. GENERALIDADES**

Una falla severa puede iniciar una serie de eventos de disparo de componentes de transmisión y/o unidades de generación, que ocurridos en cascada pueden conducir a un colapso parcial o total del SIN.

El proceso de restitución consiste en ejecutar secuencialmente los siguientes pasos:

- 1) Realizar el análisis crítico de la información, en tiempo real, disponible a través de los Agentes y del sistema SCADA, a objeto de conocer la extensión y severidad de la falla.
- 2) Efectuar la apertura de interruptores en el área colapsada, en preparación para la ejecución del procedimiento de restitución.
- 3) Arrancar en negro unidades hidráulicas o turbinas a gas en el o las áreas afectadas.
- 4) Realizar la energización de un camino en el sistema de transmisión, desde las unidades con arranque negro hacia las unidades o centrales que no disponen de arranque negro para proporcionarles servicio local, arrancar estas unidades y resincronizarlas.
- 5) Incrementar la generación en forma gradual y tomar carga también en forma gradual, incorporar nuevas unidades, tomar carga adicional, etc.
- 6) Controlar continuamente la frecuencia, los voltajes y el balance de potencia activa y reactiva entre la generación y la carga.
- 7) Cuando sea apropiado, resincronizar el área afectada con el resto del sistema.
- 8) Repetir los pasos anteriores hasta que todas las unidades generadoras requeridas sean repuestas al servicio y toda la carga haya sido restituida y el sistema haya retornado a la condición normal de operación.

El principal objetivo del proceso de restitución, es restablecer el servicio y el sistema a su estado normal en la forma más segura y tan rápidamente como sea posible. Una adecuada coordinación y completa organización de diferentes aspectos del proceso de restitución determinan en gran manera la efectividad de la restitución y la rapidez de su desarrollo y ejecución.

En los procesos de restitución, los operadores del Centro de Despacho de Carga de la Unidad Operativa toman la responsabilidad de coordinar la restitución y los operadores de los Centros de Control de los Agentes de ejecutarla, lo que debe efectuarse paso por paso. Sus decisiones son basadas en los instructivos de restitución respectivos, que ellos han estudiado como parte de su entrenamiento y por lo tanto se espera les son muy familiares.

## **2. ESTADO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA**

Una de las primeras tareas en el proceso de restitución del SIN es conocer el estado de operación de sus componentes. Es muy difícil reconstruir la secuencia de eventos que han llevado al sistema a un colapso parcial o total y establecer exactamente que equipamientos están en servicio u operables y cuales fuera de servicio o no operables. La revisión inicial del estado del sistema puede no mostrar, al operador del sistema, con la exactitud deseada el estado de cada componente. Durante el curso de los eventos que han conducido al colapso del sistema, muchas líneas pueden haber disparado debido a la operación de relés a causa de oscilaciones de potencia o porque momentáneamente han aumentado las flechas de sus conductores y provocado fallas no permanentes, éstas líneas estarán en condiciones de seguir operando y disponibles para el proceso de restitución.

Si el inicio de los eventos fue debido a condiciones climáticas, equipos que al operador le pueden parecer en buen estado de funcionamiento, por ejemplo interruptores cerrados, pueden en realidad estar fallados como consecuencia de las condiciones climáticas adversas durante el proceso de caída del sistema, tales posibilidades significan que el operador del sistema no siempre puede usar la indicación de estado de los interruptores luego de un colapso como una indicación de operabilidad. El esfuerzo por conseguir esta información, finalmente, puede ir en contra de los propósitos de la actividad de restitución como son la minimización de los tiempos de interrupción, sin embargo, cualquier falla positivamente verificada debe ser considerada en la restitución.

## **3. ESTRATEGIA DE MANIOBRA DE INTERRUPTORES**

El proceso de restitución del SIN aplica la estrategia de maniobra de interruptores "Todo Abierto" la que será realizada en forma local por los operadores, o a través de los sistemas SCADA de los Agentes por control remoto de interruptores, abriendo en general todos los interruptores de las subestaciones, de acuerdo con los programas de preselección establecidos en los instructivos de restitución o establecidos por el o los encargados de coordinar el proceso.

La ventaja de la estrategia todo abierto es que es más clara y más directa en la selección de la configuración del sistema, en la primera parte del proceso el coordinador solo tiene que determinar que interruptores cerrar, y no debe preocuparse por interruptores cerrados previamente. La desventaja de esta estrategia es que casi todos los interruptores tienen que ser abiertos creando un mayor consumo de la energía almacenada y del sistema de baterías y el hecho de que varios interruptores permanecerán abiertos por periodos de tiempo prolongados.

Existe entonces una gran cantidad de órdenes de maniobras verbales a los operadores de las subestaciones o a través de los sistemas SCADA.

El proceso de restitución, depende enormemente de los sistemas de adquisición de datos y control remoto, en condiciones de colapso y durante el proceso de restitución es extremadamente importante que las Unidades Terminales Remotas y los sistemas de comunicación asociados permanezcan en servicio.

#### **4. SECUENCIA ÓPTIMA DE ARRANQUE DE UNIDADES DE GENERACIÓN**

Dependiendo de la hora y estado de carga del SIN, probablemente se tendrán más unidades disponibles que las realmente necesarias para satisfacer la carga, sin embargo el objetivo inicial será proveer de servicio local a tantas centrales como sea posible, tanto como medida de protección, como para la preparación para su arranque.

El procedimiento para determinar la secuencia de arranque de unidades de generación, debe ser establecido en los instructivos de restitución teniendo en cuenta las facilidades de arranque negro con que cuentan algunas unidades generadoras en forma antelada a la ocurrencia de una emergencia real del sistema.

La secuencia a seguir dependerá de la situación particular existente a tiempo de ejecutar el proceso de restitución, pero el procedimiento para determinar la secuencia debería incluir ciertos pasos claves. El procedimiento para cada sistema debe considerar su configuración pero también los siguientes pasos:

1. Tomar conocimiento de la disponibilidad de cada central para re-arrancar unidades que hayan disparado, este proceso debería considerar cualquier problema especial y fallas que pueden haber ocurrido durante la parada de las máquinas.
2. Verificar las centrales disponibles con la base de datos, especialmente los máximos tiempos de parada y que fuente de servicio local existe disponible o como se puede hacer disponible este servicio a cada unidad.
3. Efectuar una estimación o proyección del balance carga - generación, así mismo una proyección del balance de carga - generación de potencia reactiva.
4. Planificar la restitución de la transmisión para la provisión de servicio local y carga del área que debe ser conectada para retornar las unidades al servicio.
5. Determinar cuales de las unidades que podrían ser re-arrancadas en forma rápida aumentarían las medidas de seguridad en el proceso de restitución.

Algunas centrales, la mayoría de las hidroeléctricas y algunas unidades térmicas cuentan con facilidades para efectuar arranque negro, mientras que otras dependen del sistema de transmisión que les provee de potencia para el arranque, por lo tanto una parte del procedimiento de restitución debe concentrarse en restituir suficiente transmisión para proveer servicio local para el arranque de unidades de generación.

Los requerimientos de carga reactiva y la cargabilidad de reactivo de las máquinas puede ser aún más crítico, sobre todo cuando se está trabajando con pequeñas áreas durante la restitución del sistema, las excursiones de voltaje en el sistema de transmisión ponen en riesgo la operación de relés que han sido ajustados considerando una operación integrada del sistema. Las oscilaciones de reactivo y las excursiones de voltaje impuestas sobre los generadores pueden producir el disparo de los mismos y consecuentemente la actuación del esquema de alivio de carga.

## **5. CONSIDERACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA**

Una consideración importante durante el proceso de restitución del sistema de transmisión está asociada con los cables de poder y las líneas de transmisión así como la habilidad de las unidades generadoras para absorber la potencia reactiva producida por el cable o la línea en su energización. Debe haber suficiente generación conectada, primero, para absorber la potencia reactiva y segundo para mantener los voltajes lo suficientemente bajos para evitar sobrevoltajes en el extremo abierto de la línea o del cable.

Para poder manejar el primer aspecto, el CDC y CCA respectivo deben conocer los MVar capacitivos producidos por cada cable o línea a ser energizada y deberían estar provistos con documentos que muestren la cantidad de reactivo que puede producir cada línea a voltaje nominal. Para determinar si la capacidad de absorber reactivo de los generadores en línea es suficiente, el CDC debe tener las curvas de cargabilidad o una tabulación equivalente para cada generador que muestren la máxima capacidad de absorber reactivo, considerando el límite por estabilidad estática.

## **6. SOBREVOLTAJES DURANTE LA RESTITUCIÓN**

La restitución del SIN enfrenta a los operadores con desafíos únicos que no son normalmente encontrados en la operación diaria, la topología inicial e incluso la encontrada en una etapa intermedia del proceso de restitución es muy diferente a cuando el sistema se encuentra totalmente integrado. Existen varios problemas que son propios de estas topologías intermedias que el operador debe poder manejar, uno de estos problemas son los sobrevoltajes.

Durante las primeras etapas de la restitución de líneas aéreas y cables subterráneos se presentan sobrevoltajes en los tres campos siguientes: sobrevoltajes sostenidos a frecuencia industrial, sobrevoltajes transitorios o de maniobra, y sobrevoltajes por resonancia debido a la presencia de armónicas.

### **6.1. Sobrevoltajes sostenidos**

Los sobrevoltajes sostenidos son causados por las corrientes capacitivas de líneas descargadas o pobremente cargadas, si estas son excesivas pueden causar subexcitación y aún autoexcitación de los generadores e inestabilidad. Los sobrevoltajes sostenidos también causan sobreflujo en los núcleos de los transformadores de potencia y la generación de armónicas ocasionando sobrecalentamiento de transformadores.

### **6.2. Sobrevoltajes transitorios**

Los sobrevoltajes transitorios o de maniobra son causados por la energización de tramos largos de líneas de transmisión o por maniobra de capacitores. Los sobrevoltajes transitorios son usualmente muy amortiguados y de corta duración, sin embargo, sumados a los sobrevoltajes sostenidos pueden producir daño permanente de pararrayos. Estos sobrevoltajes no son generalmente un factor significativo en voltajes de transmisión por debajo de los 100 kV, a voltajes mayores los sobrevoltajes causados

por maniobra de interruptores pueden tornarse significativos y puesto que los voltajes de operación de los pararrayos son relativamente próximos a los voltajes nominales del sistema estos pueden tener problemas, ya que líneas relativamente largas pueden almacenar una cantidad de energía muy grande. En la mayoría de los casos, sin ondas viajeras transitorias, los pararrayos tienen suficiente capacidad de absorción de energía para mantener los sobrevoltajes peligrosos dentro de niveles seguros, sin sufrir daño permanente.

### **6.3. Sobrevoltajes producidos por resonancia de armónicas**

Los sobrevoltajes temporarios producidos por resonancia de armónicas no son amortiguados o son débilmente amortiguados y de larga duración. Estos se originan durante operaciones de energización de equipos con características no lineales y resultan de varios factores, que son comunes en la red durante la etapa de restitución: la corriente de magnetización causada por la energización de transformadores produce muchas armónicas, durante la primera parte de la restitución las líneas están muy poco cargadas, por lo tanto el fenómeno de resonancia es muy poco amortiguado, lo cual a su vez significa que los voltajes a consecuencia de la resonancia pueden ser muy altos. Si los transformadores tienen sobreflujo debido a los sobrevoltajes sostenidos, los sobrevoltajes producidos por la resonancia de alguna armónica pueden ser sostenidos o aún crecer.

## **7. LIMITACIONES EN LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

Los transformadores, los pararrayos y los interruptores son los equipos que más rápidamente se ven afectados por los sobrevoltajes. En sistemas sólidamente aterrados, un transformador de potencia puede resistir un sobrevoltaje de 1.2 p.u. por solo un minuto, transformadores y pararrayos pueden soportar sobrevoltajes de 1.4 p.u. por solo 10 segundos, por arriba de 1.4 p.u. los pararrayos entrarán en falla antes de que se dañe el transformador.

Cualquier voltaje arriba de 1.1 p.u. saturará el núcleo de los transformadores, produciendo fuerte calentamiento de los mismos y una copiosa generación de armónicas. Nótese que el voltaje base para calcular los voltajes p.u., es el voltaje particular para el tap en el cual esta energizado el transformador.

Los interruptores requeridos a operar durante periodos de alto voltaje, tendrán muy reducida su capacidad de interrupción (o ninguna), a ciertos voltajes incluso su habilidad para interrumpir corrientes capacitivas se puede perder, esto varía en función del diseño del interruptor.

A la luz de las limitaciones en los equipos mostradas anteriormente, es recomendable no energizar ninguna línea, si al hacerlo en el extremo remoto (abierto) el voltaje se elevará a más de 1.2 p.u. del voltaje normal o 1.1 p.u. del voltaje del tap real del transformador, cualquiera sea menor.

Durante el desarrollo de los instructivos de restitución del sistema de potencia, se deben tener en cuenta las características y restricciones mencionadas.



## **8. CONTROL DE SOBREVOLTAJES**

### **8.1. Sobrevoltajes sostenidos**

Los sobrevoltajes sostenidos pueden ser controlados absorbiendo la gran cantidad de reactivo generado por las líneas de transmisión muy poco cargadas o descargadas. Esto puede ser realizado:

1. Disponiendo suficiente capacidad de subexcitación en los generadores conectados.
2. Removiendo todas las fuentes de reactivo capacitivo y desconectando los capacitores en paralelo.
3. Operando los generadores a su máxima capacidad de generación de reactivo para permitir suficiente margen de regulación y ajuste para la gran cantidad de reactivo que se presente cuando se conecten las líneas.
4. Operando transformadores en paralelo a diferentes taps para incrementar la circulación de corriente y el consumo de reactivo.
5. Energizando sólo aquellas líneas de transmisión que llevarán una carga significativa y evitando la energización de líneas extras, las cuales generarán reactivo no deseado.
6. Manteniendo un perfil bajo de voltajes en las líneas de transmisión, puesto que el reactivo que se genera es proporcional al cuadrado del voltaje.

La imposibilidad de efectuar estas tareas puede causar serios desbalances de reactivo pudiendo resultar en la autoexcitación de generadores y un proceso de elevación de voltaje.

### **8.2. Sobrevoltajes transitorios**

La energización de líneas de transmisión o maniobras de elementos capacitivos originan sobrevoltajes transitorios de frente rápido y baja energía o de frente lento y alta energía. Los sobrevoltajes transitorios no son generalmente un factor limitante en la re-energización de un sistema, generalmente, si en estado permanente los voltajes son menores de 1.2 p.u. de sus valores nominales, los sobrevoltajes transitorios pueden ser manejados por pararrayos típicos con relativa facilidad. Una excepción muy importante es la energización de líneas terminadas en transformadores, lo cual puede resultar en la generación de armónicas resonantes y sobrevoltajes dañinos.

Se considera conveniente la energización de líneas largas con voltajes de pre-energización menores o máximo iguales a los valores nominales.



### **8.3. Resonancia de Armónicas**

Durante la fase de restitución, la elevación de voltaje debido al capacitivo generado por las líneas puede ser suficiente para generar una cantidad significativa de armónicas por sobreexcitación de los transformadores, si la combinación de la impedancia del sistema y la capacidad de la línea es adversa, entonces puede aparecer un proceso resonante. La generación de armónicas producida por la saturación de los transformadores puede excitar este circuito resonante, lo cual puede conducir a sobrevoltajes peligrosos, para asegurarse que la resonancia sea amortiguada se debe conectar suficiente carga en ambos extremos de la línea.

1. Los sobrevoltajes sostenidos causados por sobreexcitación de transformadores, pueden ser controladas seleccionando un tap el cual iguale o exceda el voltaje aplicado (o reduciendo el voltaje del sistema por debajo del tap) antes de la energización.
2. La resonancia puede ser amortiguada conectando suficiente carga al extremo de envío de la línea a energizar, o conectando carga pasiva sobre el transformador a ser energizado.
3. Impedancias de fuente altas pueden ser reducidas arrancando más generadores y conectando cargas.

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**ANEXO N° 2**

**TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN PROCESOS DE RESTITUCIÓN**

**TÉRMINOS GENERALES**

**CENTRO DE CONTROL, CENTRO DE DESPACHO** Es el lugar físico desde donde se realizan las funciones operativas de supervisión, coordinación y control del sistema de transmisión, distribución y el despacho de unidades generadoras.

**COMPONENTES** Son las unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores que forman el SIN.

**CONTINGENCIA** Es la desconexión intempestiva o manual de componentes del SIN.

**ESTADO DE EMERGENCIA** Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda con niveles de calidad y confiabilidad inferiores a los establecidos o en el que algún componente esté operando con potencia superior a su capacidad efectiva o se encuentre indisponible. El estado de emergencia puede ser: inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos) o posterior a la contingencia (hasta su reposición).

**ESTADO DE RESTITUCIÓN** Es el estado temporal de operación del SIN en el que no se abastece totalmente la demanda por la indisponibilidad de componentes.

**ESTADO NORMAL** Es el estado de operación del SIN en el que se abastece toda la demanda con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos y en el que todos los componentes estén disponibles y operando dentro de su capacidad efectiva.

**SISTEMA ELÉCTRICO** Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un esquema de control, dirección o supervisión de operación.

**TÉRMINOS OPERATIVOS**

**ABRIR O CERRAR** Acción manual ejercida sobre un interruptor o seccionador, ya sea localmente o a distancia, con el objeto de interrumpir o establecer, respectivamente, la posibilidad de circulación de la corriente eléctrica.

**BAJAR TENSIÓN** Acción de disminuir la tensión, se la expresa en kV.

**BANDA DE FRECUENCIA** Rango de frecuencia comprendido entre dos límites.

**BLOQUEO** Operación manual o automática que impide la operación o maniobra de un equipo.

**SINCRONIZACIÓN** Proceso mediante el cual las tensiones de dos máquinas síncronas o sistemas eléctricos, desconectados entre sí, se ajustan en frecuencia, en módulo y en fase para conectarse entre sí.

**SUBIR/BAJAR TAPS** Acción local o a distancia para variar la relación de transformación de un transformador de potencia con el propósito de modificar la tensión en uno de sus terminales.

**SUBIR TENSIÓN** Acción de incrementar la tensión. Se la expresa en kV.

**TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA TRANSMISIÓN**

**ACOPLAMIENTO DE BARRAS** Vinculación eléctrica entre barras a través de un equipo de maniobra, interruptor o seccionador.

**CAPACIDAD OPERATIVA** Potencia activa que un componente de transmisión puede transportar en forma permanente, controlada en el extremo de inyección.

**CAPACIDAD DE SOBRECARGA** Porcentaje en que se puede exceder la potencia nominal de un equipo, durante un tiempo determinado.

**CON CARGA** Componente energizado y con circulación de corriente a través de él.

**CON TENSIÓN** Componente energizado desde un extremo y abierto en el otro que no tiene circulación de corriente de carga (en vacío).

**DESENGANCHE O DISPARO** Desconexión automática de una línea o transformador por operación de su protección.

**EN SERVICIO** Equipo eléctrico vinculado a la red y cumpliendo con su función específica.

**EQUIPO DISPONIBLE** Equipo en servicio o en condiciones de ser puesto en servicio.

**EQUIPO INDISPONIBLE** Equipo no apto para entrar en servicio.

**FALLA A TIERRA** Falla de aislación entre un conductor y tierra.

**FALLA TRANSITORIA O FUGAZ** Falla cuya supresión no necesita ninguna intervención en el lugar en que se ha producido.

**FALLA PERMANENTE** Falla cuya supresión necesita una intervención en el lugar en que se ha producido.

**FUERA DE SERVICIO** Equipo que no está siendo utilizado por el sistema.

**HILO O CABLE DE GUARDIA** Conductor aéreo conectado a tierra, situado por encima de los conductores de fase, destinado a disminuir la incidencia de rayos directos y amortiguar las descargas inducidas por fenómenos atmosféricos.

**INTERRUPTOR** Es el equipo que sirve para cerrar y abrir circuitos eléctricos con o sin carga, o con corrientes de falla.

**LÍMITES DE COMPENSACIÓN** Son los valores de potencia reactiva máxima que un equipo de compensación puede entregar o recibir.

**RECONEXIÓN** Cierre automático de una línea de transmisión luego de su apertura por operación de su protección.

**SECCIONADOR** Es un dispositivo de corte visible, cuya función consiste en abrir o cerrar un equipo sin carga.

**SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA** Seccionador que vincula a un equipo fuera de servicio, rigidamente a tierra.

**SOBRECARGA** Potencia suministrada o carga superior a la potencia nominal para la que se ha previsto una instalación o un elemento de la misma.

**SOBRETENSIÓN** Valor de tensión, ya sea transitoria o de una determinada duración, que excede el valor máximo admisible de servicio normal.

#### **TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN**

**ARRANQUE** Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, para su posterior sincronización y entrada en paralelo.

**ARRANQUE NEGRO** Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, con sus propios servicios auxiliares y sin apoyo externo.

**CAPACIDAD EFECTIVA** Potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.

**MÍNIMO TÉCNICO** Potencia de un generador por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.

**OPERACIÓN CON LIMITACIÓN** Reducción de la Capacidad Efectiva por razones propias del proceso productivo.

**PÉRDIDA DE GENERACIÓN** Reducción imprevista de la potencia generada. Ésta puede ser intempestiva o controlada.

**POTENCIA DESPACHADA** Es la suma de las potencias o cargas de los generadores en un instante dado.

**REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA** Ajuste de la potencia generada con respecto a la demanda, para mantener la frecuencia dentro de los límites definidos en las condiciones de desempeño mínimo.

La Paz, 12 de noviembre de 2010

**REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA** Es la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para modificar su generación con el fin de compensar variaciones de potencia en el sistema, originadas por variaciones en la demanda o por contingencias.

**REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA** Es la acción manual o automática de los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para complementar la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función es corregir las desviaciones de frecuencia y restituir los valores de reserva requeridos en el sistema.

**RESERVA FRÍA** Para un área determinada, es la potencia signada a una Unidad Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad generadora remunerada por Potencia Firme.

**RESERVA PARADA** Es la reserva disponible en unidades generadoras de arranque rápido que no están rotando pero que están permanentemente disponibles. Su función principal es restituir los niveles para la regulación secundaria de frecuencia en el menor tiempo posible y para enfrentar fallas permanentes de instalaciones de generación o transmisión en el SIN.

**RESTRICCIONES POR DÉFICIT** Reducción de la demanda por imposibilidad de satisfacerla.

**TIEMPO DE ARRANQUE** Lapso, expresado en horas o minutos, en que el generador completa su proceso de arranque.

**UNIDADES EN GIRO** Unidades que como resultado de una falla en el sistema de transmisión se desconectaron y quedaron rotando sin carga listas para ser resincronizadas.

#### **TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA DISTRIBUCIÓN**

**ADMINISTRACIÓN DE CARGA** Desconexión manual de carga por instrucción del CDC.

**CARGA O DEMANDA** Potencia activa y reactiva requerida en cada momento por los distribuidores y Consumidores No Regulados.

**OPERACIÓN DEL EDAC** Retiro automático de carga mediante el Esquema de Alivio de Carga en base a relés de frecuencia.

**PERIODO DE PUNTA** Periodo de tiempo en el que existe probabilidad cierta de que se produzca el valor máximo de demanda.

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**ANEXO N° 3**

**NOMENCLATURA**

S/E GCH	Subestación Guaracachi
S/E POT	Subestación Potosí
S/E KEN	Subestación Kenko
S/E VIN	Subestación Vinto
S/E CAT	Subestación Catavi
S/E ARJ	Subestación Aranjuez
S/E TCH	Subestación Tap ChuquiagUILlo
S/E COR	Subestación Corani
S/E SUD	Subestación Sud
S/E HUY	Subestación Huayñacota
S/E CAR	Subestación Carrasco
S/E BUL	Subestación Bulu Bulu
S/E URU	Subestación Urubó
S/E SJO	Subestación San José
S/E ARO	Subestación Arocagua
S/E ALA	Subestación Alalay
S/E QUI	Subestación Quillacollo
S/E CAL	Subestación Cala Cala
S/E COB	Subestación Coboce
S/E SAC	Subestación Sacaca
S/E IRP	Subestación Irpa Irpa
S/E CHI	Subestación Chimoré
S/E VHE	Subestación Valle Hermoso
S/E CEN	Subestación Central
S/E RUR	Subestación Rafael Urquidi
S/E KAR	Subestación Karachipampa
S/E FER	Subestación Feria Exposición
S/E NJE	Subestación Nueva Jerusalén
S/E WAR	Subestación Warnes
S/E ZOO	Subestación Zoológico
S/E TRO	Subestación Trompillo
S/E PMA	Subestación Primero de Mayo
S/E PIN	Subestación Parque Industrial
S/E CAÑ	Subestación Cañoto
S/E MAP	Subestación Mapaiso
S/E PAL	Subestación Pailon
S/E VIR	Subestación Viru Viru
S/E MON	Subestación Montero
S/E GBE	Subestación Guabirá
S/E MAZ	Subestación Mazocruz
S/E AAC	Subestación Alto Achachicala

**ANEXO - RESOLUCIÓN AE N° 562/2010  
TRÁMITE N° 725**

La Paz, 12 de noviembre de 2010

S/E TIQ	Subestación Tiquimani
S/E AAR	Subestación Avenida Arce
S/E ROS	Subestación Rossasani
S/E ACH	Subestación Achachcala
S/E BOL	Subestación Bologna
S/E CHA	Subestación Challapampa
S/E CHS	Subestación Chusipata
S/E PIC	Subestación Pichu
S/E CAI	Subestación Caiconi
S/E RSE	Subestación Río Seco
S/E COS	Subestación Cosmos
S/E MUN	Subestación Munaypata
S/E ALP	Subestación Alto La paz
S/E TEM	Subestación Tembladerani
S/E TAR	Subestación Tarapacá
S/E PAM	Subestación Pampahasi
S/S COT	Subestación Cota Cota
S/E ACI	Subestación Achacachi
S/E TIL	Subestación Tilata
S/E CHG	Subestación Chaguaya
S/E HUR	Subestación Huarina
S/E PUN	Subestación Punutuma
S/E TEL	Subestación Telamayu
S/E LAN	Subestación Landara
S/E CSG	Subestación Cuadro Siglo
S/E CTC	Subestación Catacora
S/E SUC	Subestación Sucre
S/E SAN	Subestación Santivañez
S/E SCR	Subestación San Crisotobal
S/E QUE	Subestación Quehata
S/E SBA	Subestación San Bartolomé
S/E VEL	Subestación Velarde II
S/E ARB	Subestación Arboleda
S/E SCZ	Subestación Santa Cruz
S/E POR	Subestación Portugalete
S/E PAR	Subestación Paraíso
S/E PLM	Subestación Palmar
S/E ATO	Subestación Atocha
S/E KIL	Subestación Kilpani
S/E PUH	Subestación Punutuma Hidro
S/E ERI	Subestación Entre Ríos
S/E YUC	Subestación Yucumo
S/E SBO	Subestación San Borja
S/E MOX	Subestación San Ignacio de Moxos
S/E TRI	Subestación Trinidad
S/E CRN	Subestación Caranavi



**NORMA OPERATIVA N° 6**  
**INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 1**  
**RESTITUCIÓN DEL ÁREA CENTRAL**

**GENERAL**

Cuando en el área Central se produce un colapso total o parcial, los CCA de CORANI, VHE, CECBB, ENDE ANDINA, SYNERGIA, GBE, CRE, ELFEC, ELFEQ, EMIRSA, COBOCE, TDE, ISA-Bolivia, TESA-SCR y MSCR deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando que el CDC es el responsable de la restitución del área Central.

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Central, con o sin retiro de carga, el CDC coordinará la restitución con los CCA respectivos, sobre la base de este instructivo.

Los CCA de ELFEC, CRE, EMIRSA, COBOCE, TDE, ISA-Bolivia, TESA-SCR y MSCR son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del CDC

Los CCA de CORANI, VHE, CECBB, ENDE ANDINA, GBE y SYNERGIA son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del CDC.

## **PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN**

### **1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS**

Producido el colapso del área Central, y si existieran unidades girando, los CCA de CORANI y ENDE ANDINA deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

### **2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación de colapso del área Central o del SIN por el CDC, los CCA deben proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

#### **2.1 APERTURA DE INTERRUPTORES PARA SEPARACIÓN DE ÁREAS**

##### **2.1.1 CCA DE TDE**

- |                    |   |
|--------------------|---|
| - Z661 y Z662      | S/E GCH (Separa el área Oriental del resto del SIN) |
| - A431             | S/E POT (Separa el área Sur del resto del SIN)      |
| - Z310 y Z311      | S/E MAZ (Separa el área Norte del resto del SIN)    |
| - B251, B252, B253 | S/E VIN (Separa el área de Oruro del resto del SIN) |
| - B254 y B256      | S/E VIN (Separa el área de Oruro del resto del SIN) |
| - B421             | S/E CAT (Separa el área de Oruro del resto del SIN) |
| - B531 y B535      | S/E ARJ (Separa el área Sucre del resto del SIN)    |

##### **2.1.2 CCA DE ISA-Bolivia**

- |            |   |
|------------|---|
| - 6A180    | S/E URU (Separa el área Oriental del resto del SIN) |
| - B475     | S/E PUN (Separa el área Sur del resto del SIN)      |
| - SUC6A180 | S/E SUC (Separa el área Sucre del resto del SIN)    |

##### **2.1.3 CCA DE CORANI**

- Cambiar la posición de la llave local – remoto a local del interruptor A112
- A112 (de TDE) S/E COR (Separa las centrales de Corani y Santa Isabel)

##### **2.1.4 CCA DE ELFEO**

- |        |                                |
|--------|--------------------------------|
| - B231 | S/E SUD (Separa de la S/E VIN) |
|--------|--------------------------------|

##### **2.1.5 CCA DE COBEE**

- |         |                                |
|---------|--------------------------------|
| - B2-22 | S/E HUY (Separa de la S/E VIN) |
|---------|--------------------------------|

## **2.2. APERTURA DE INTERRUPTORES**

### **2.2.1 CCA DE TDE**

- Z162	S/E CAR (Línea Guaracachi)
- Z161	S/E CAR (Línea San José)
- Z163	S/E CAR (Línea Santiváñez)
- Z141, Z144	S/E SJO (Línea Carrasco)
- Z142	S/E SJO (Línea Valle Hermoso)
- A191	S/E SJO (Línea Santa Isabel)
- A181	S/E ARO (Línea Santa Isabel)
- A182	S/E ARO (Línea Valle Hermoso)
- Z155, Z156	S/E VHE (Línea San José)
- Z157	S/E VHE (Línea Santiváñez)
- A143, A144	S/E VHE (Línea Vinto)
- A145	S/E VHE (Transformador 230/115 kV)
- A147, A148	S/E VHE (Línea Catavi)
- A150, A151	S/E VHE (Central Valle Hermoso).
- Z121	S/E SAN (Línea Valle Hermoso)
- Z122	S/E SAN (Línea Vinto)
- Z123	S/E SAN (Línea Carrasco)
- A231	S/E VIN (Línea Valle Hermoso)
- A233	S/E VIN (Línea Catavi)
- A236	S/E VIN (Transformador01 115/069 kV)
- A239	S/E VIN (Transformador 230/115 kV)
- A240, A241	S/E VIN (Línea Inti Raymi)
- Z223, Z225	S/E VIN (Línea Santiváñez)
- Z221	S/E VIN (Línea Mazocruz)
- B203	S/E VIN (Bancos de capacitores de 7.2 MVar en 69 kV)
- B205	S/E VIN (Bancos de capacitores de 6.6 MVar en 69 kV)
- A201, A202	S/E VIN (Bancos de capacitores de 12 MVar en 115kV)
- A235	S/E VIN (Transformador02 115/069 kV)
- A234	S/E VIN (Línea Catavi)
- A411	S/E CAT (Línea Vinto)
- A413, A414	S/E CAT (Línea Potosí)
- B401	S/E CAT (Banco de capacitores de 7.2 MVar en 69 kV).
- A335	S/E MAZ (Línea Kenko)

**Los siguientes interruptores deben quedar cerrados:**

- A111	S/E COR (Línea Valle Hermoso)
- A123	S/E SIS (Línea Corani)
- A124	S/E SIS (Línea Arocagua)
- A125	S/E SIS (Línea San José)
- Z175	S/E CAR (Línea Bulu Bulu)
- Z189	S/E CAR (Línea Entre Rios)
- A141, A142 y A146	S/E VHE
- A149 y A152	S/E VHE

La Paz, 12 de noviembre de 2010

- A232 S/E VIN
- Z211 S/E VIN (cerrar, si quedo abierto)
- A412 S/E CAT

Si algunos de estos interruptores se abrieron durante el proceso de la falla, deben quedar abiertos. Su cierre será coordinado por el CDC.

## 2.2.2 CCA DE ISA-Bolivia

- 2L180 S/E SUC (Línea Santiváñez)
- 2L190 S/E SUC (Línea Punutuma)
- 2A220 S/E SUC (Transformador 230/069 kV)
- 2L250 S/E PUN (Línea Sucre)
- 2A260 S/E PUN (Transformador 230/069 kV)
- 2L210 S/E SAN (Línea Sucre)
- 2L220 S/E URU (Línea Arboleda)
- 2A210 S/E URU (Transformador 230/069 kV)
- Z164 S/E CAR (Línea Arboleda)
- ARB2L190 S/E ARB (Línea Carrasco)
- ARB2L180 S/E ARB (Línea Urubó)
- ARB2A220 S/E ARB (Transformador 230/115 kV)
- ARB1A180 S/E ARB (Transformador 230/115 kV)

- Adecuar taps de los transformadores en subestaciones URU, ARB, SUC y PUN

## 2.2.3 CCA DE TESA-SCR

- PUN2L210 S/E PUN (Línea San Cristóbal)
- CB901 S/E SCR (Línea Punutuma)

## 2.2.4 CCA DE MSCR

- CB902 S/E SCR (Transformador 230/11 kV)
- CB903 S/E SCR (Transformador 230/11 kV)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 11 kV.

## 2.2.5 CCA DE ELFEC

- Z191 S/E CHI (Transformador 230/34.5 kV)
- 401 S/E ARO (Línea Cala Cala)
- 101 S/E CEN (Línea Quillacollo)
- 702 S/E RUR (Línea YPFB)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10 kV, 25 kV y 34.5 kV en S/Es Arocagua, Cala Cala, Central, Quillacollo, Alalay, YPFB, Irpa Irpa y Chimoré.

Los siguientes interruptores deben quedar cerrados:

- 400 S/E ARO
- 310 y 311 S/E CAL
- 100, 110 y 111 S/E CEN
- 701 S/E RUR
- 200 y 210 S/E ALA
- I-KNT S/E QUI (Línea Kanata)

Si algunos de estos interruptores se abrieron durante el proceso de la falla, deben quedar abiertos. Su cierre será coordinado por el CDC.

#### **2.2.6 CCA DE CRE**

- 14AL13 S/E ARB (Línea Montero)
- 13AL14 S/E MON (Línea Arboleda)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 24.9 kV en S/Es Arboleda y Montero.

#### **2.2.7 CCA DE GBE**

- 13ALG S/E MON (Línea Guabirá)
- GAL13 S/E GBE (Línea Montero)
- E02 S/E GBE (Barra de 13.8 kV)
- Abrir el interruptor E01 de la unidad generadora de la central de Guabirá en caso de que haya quedado cerrado y el generador este parado.

#### **2.2.8 CCA DE SYNERGIA**

- Abrir interruptor KAN01 de unidad generadora en caso que haya quedado cerrado

#### **2.2.9 CCA DE COBOCE**

- Abrir los interruptores de alimentadores en 6 kV en S/E COBOCE.

#### **2.2.10 CCA DE EMIRSA**

- Abrir los interruptores de alimentadores en 4.16 kV en S/E Chuquiña.

Una vez concluidas las maniobras de apertura los CCA de los Agentes deben informar al CDC.

### **3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

El CDC debe verificar con los respectivos CCA de los Agentes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

#### **4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA CENTRAL**

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras en centrales Corani, Santa Isabel y Entre Ríos.

Las maniobras de los puntos 4.1, 4.2 y 4.3 siguientes pueden ser realizadas en forma paralela o alternativa, en función de la disponibilidad de unidades generadoras.

##### **4.1 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE LA CENTRAL CORANI EN GIRO**

###### **CCA DE CORANI**

- Conectar la primera unidad de Corani (energiza las líneas COR-VHE115, RUR-VHE115, ALA-RUR115 y el transformador TRALA11501 de S/E Alalay en vacío).

###### **CCA DE ELFEC**

- Adecuar la posición de taps en TRALA11501
- Cerrar el Alimentador A-2 de subestación Alalay.

Si las maniobras del punto 4.2 siguiente no resultarian exitosas, para restablecer el suministro al CDC se deben realizar las siguientes maniobras:

- Cerrar el interruptor A182 en S/E ARO
- Adecuar la posición de taps en TRCEN11502
- Cerrar el alimentador C-5 de S/E Central (se restablece el suministro de energía al CDC)

##### **4.2 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE LA CENTRAL SANTA ISABEL EN GIRO**

###### **CCA DE CORANI**

- Conectar la primera unidad de Santa Isabel (energiza las líneas ARO-SIS115, COR-SIS115 y SIS-SJO115 en vacío)

###### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor A181 S/E ARO (energiza la línea ARO-CEN115 y el transformador TRCEN11502)

###### **CCA DE ELFEC**

- Adecuar la posición de taps en TRCEN11502
- Cerrar el Alimentador C-5 de subestación Central (se restablece el suministro al CDC).

#### **4.3 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE LA CENTRAL ENTRE RÍOS**

##### **CCA DE ENDE ANDINA**

- Conectar la primera unidad de Entre Ríos (energiza las líneas ERI-CAR230, CAR-BUL230), dando servicio local a las centrales de Carrasco y Bulo Bulu.
- Arrancar y sincronizar la segunda unidad

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor Z161 S/E CAR (Se energiza S/E CHI y línea CAR-SJO230 en vacío)

##### **CCA DE ELFEC**

- Cerrar interruptor Z191 S/E CHI (Se energiza TRCHI230 S/E CHI)
- Cerrar alimentadores en 34.5 kV.

##### **CCA DE VHE**

- Arrancar unidades de central Carrasco.

##### **CCA DE CECBB**

- Arrancar unidades de central Bulu Bulu.

#### **4.4 SINCRONIZACIÓN DE LAS CENTRALES CORANI, SANTA ISABEL Y ENTRE RÍOS**

##### **CCA DE CORANI**

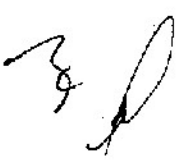
- Cerrar interruptor A112 S/E COR (solo si hay unidades en servicio en Corani y Santa Isabel)

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor A191 S/E SJO
- Adecuar la posición de taps en ATSJO230 en S/E SJO.
- Cerrar interruptor Z144 S/E SJO

##### **CCA DE ELFEC**

- Cerrar alimentadores en subestación Central y Alalay





La Paz, 12 de noviembre de 2010

#### **4.5 SERVICIO LOCAL A LAS CENTRALES DE VHE, KAN y GBE**

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor A182 S/E ARO
- Cerrar interruptor A181 S/E ARO (Si la restitución se inicia con Santa Isabel)
- Cerrar interruptor A151 S/E VHE (servicio local a VHE)

El CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en centrales Corani, Santa Isabel y Valle Hermoso en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

##### **CCA DE ELFEC**

- Cerrar interruptor 401 S/E ARO (se energizan los transformadores TRCAL11501 y TRCAL11502)
- Cerrar interruptor 101 S/E CEN (se energiza el TRQUI115 y se da servicio local a KAN)
- Cerrar alimentadores en 10 kV y 25 kV en subestaciones Central, Cala Cala, Alalay, Arocagua y Quillacollo, en función de la generación disponible informada por el CDC.

##### **CCA DE SYNERGIA**

- Arrancar la unidad de central Kanata.

##### **CCA DE ISA**

- Cerrar interruptor Z164 en S/E CAR (se energiza CAR-ARB)
- Cerrar interruptor ARB2L190 en S/E ARB (se energiza barra en 230 kV)
- Cerrar interruptor ARB2A220 en S/E ARB (se energiza ATARB230)
- Cerrar interruptor ARB1A180 en S/E ARB (se energiza barra en 115 kV)

##### **CCA DE CRE**

- Cerrar interruptor 14AL13 en S/E ARB (se energiza ARB-MON)
- Cerrar interruptor 13AL14 en S/E MON (se energiza barra en 115 kV)
- Cerrar interruptores de alimentadores en 24.9 kV en S/Es Arboleda y Montero.

##### **CCA DE GBE**

- Cerrar interruptor 13ALG en S/E MON (se energiza MON-GBE)
- Cerrar interruptor GAL13 en S/E GBE (se energiza TRGBE11501)
- Cerrar interruptor E02 (servicio local a C. GBE)

Una vez que las centrales VHE, CAR, BUL, KAN y GBE tengan servicio local deberán arrancar, sincronizar y regular frecuencia en coordinación con el CDC. Cada central debe regular el voltaje en valores próximos al nominal.

#### **4.6 RESTITUCIÓN ANILLO VHE-CAT-VIN**

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptores A148, A147 S/E VHE (se energizan las S/Es COBOCE, Irpa Irpa y Sacaca).
- Cerrar interruptor A411 S/E CAT (se energiza el ATCAT115)

##### **CCA DE ELFEC**

- Cerrar interruptor 702 S/E RUR (se energiza la subestación de YPFB)

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor A143 S/E VHE (se energiza la línea a VIN)
- Cerrar interruptor A233 S/E VIN (se cierra el anillo en 115 kV VHE-CAT-VIN)

##### **CCA DE ELFEC**

- Cerrar los alimentadores en subestaciones YPFB, Irpa Irpa en función de la generación disponible informada por el CDC

##### **CCA DE COBOCE**

- Cerrar alimentadores en subestación COBOCE en 6 kV en función de la generación disponible informada por el CDC

#### **4.7 RESTITUCIÓN SUBESTACIÓN VINTO**

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor A231 S/E VIN (se energiza ATVIN11501)
- Cerrar interruptor A234 S/E VIN (se energiza ATVIN11502)
- Cerrar interruptor A150 S/E VHE (recomposición del diámetro RUR, Central VHE en S/E VHE)
- Cerrar interruptores A235, A236 S/E VIN (recomposición del diámetro VIN-CAT y ATVIN11502 y del diámetro VIN-VHE y ATVIN11501 en S/E VIN)
- Cerrar interruptor A241 S/E VIN (se energiza la subestación Chuquña)

#### **4.8 RESTITUCIÓN DE LA RED DE 230 kV**

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptores Z142, Z141 S/E SJO (se energiza SJO-VHE)
- Cerrar interruptor Z155 S/E VHE (se energiza VHE-SAN)
- Cerrar interruptor Z121 S/E SAN (se energiza la barra de SAN)
- Cerrar interruptor Z122 S/E SAN (se energiza SAN-VIN)
- Cerrar interruptores A239, A240 S/E VIN (se energiza el ATVIN230)
- Cerrar interruptor Z225 S/E VIN
- Cerrar interruptores Z156, Z157 S/E VHE (se energiza el ATVHE230)
- Cerrar interruptores A145, A144 S/E VHE

##### **CCA DE ISA-Bolivia**

- Cerrar interruptor 2L210 S/E SAN (se energiza SAN-SUC)
- Cerrar interruptor 2L180 S/E SUC
- Cerrar interruptor 2A220 en S/E SUC (se energiza el ATSUC230)
- Cerrar interruptor 2L190 S/E SUC (se energiza SUC-PUN)
- Cerrar interruptor 2L250 S/E PUN
- Cerrar interruptor 2A260 S/E PUN (se energiza ATPUN230)

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor Z123 S/E SAN (se energiza SAN-CAR)
- Cerrar interruptor Z163 S/E CAR

#### **5. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS**

En casos de colapso total del SIN, conforme se vayan restituyendo las áreas restantes y luego de evaluar la situación, el CDC instruirá la sincronización del área Central con las demás áreas:

##### **Área Oriental**

- Cerrar interruptor Z162 S/E CAR
- Sincronizar con el interruptor Z661 o Z662 S/E GCH
- Cerrar interruptor ARB2L180 S/E ARB
- Cerrar interruptores 2L220 y/o 2A210 S/E URU
- Cerrar interruptor 6A180 S/E URU

##### **Área Oruro**

- Cerrar interruptor B254 y B253 S/E VIN
- Sincronizar con el interruptor B231 o B230 S/E SUD
- Cerrar interruptores B251 y B256 S/E VIN
- Cerrar interruptor B2-22 S/E HUY

**Área Sur**

- Cerrar interruptores A413 y A414 S/E CAT
- Sincronizar con el interruptor A431 S/E POT
- Cerrar interruptor B475 S/E PUN

**Área Sucre**

- Cerrar interruptor B532 S/E ARJ
- Cerrar interruptor B541 S/E SUC
- Sincronizar con el interruptor SUC6A180 S/E SUC

**Área Norte**

- Cerrar interruptores Z221 y Z223 S/E VIN
- Cerrar interruptor A335 S/E MAZ (si las áreas Norte y Central fueron restituidas completamente en forma separada)
- Sincronizar con el interruptor Z310 o Z311 S/E MAZ

**6. RESTITUCIÓN DE MSCR**

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

**CCA DE TESA-SCR**

- Cerrar interruptor PUN2L210 S/E PUN (se energiza PUN-SCR)
- Cerrar interruptor CB901 S/E SCR

**CCA DE MSCR**

- Cerrar interruptores CB902 y CB903 S/E SCR

El CDC instruirá el inicio del arranque del complejo y, en función de la generación disponible, la toma de carga.

**NORMA OPERATIVA N° 6**  
**INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 2**  
**RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORIENTAL**

**GENERAL**

Cuando en el área Oriental se produce un colapso total o parcial, los CCA de EGSA, TDE, ISA-Bolivia y CRE deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien será responsable de la restitución del área Oriental. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluye el área Oriental, o falta de señales del área Oriental en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área Oriental al CCA de EGSA.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área Oriental (CDC o CCA de EGSA) se denomina "COORDINADOR".

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Oriental, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

Los CCA de TDE, ISA-Bolivia y CRE son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

El CCA de EGSA es responsable de:

- a) Cuando no este a cargo de la restitución del área Oriental, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionada con el proceso de restitución.

La Paz, 12 de noviembre de 2010

- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

#### **ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN**

En casos de colapso, la restitución del área Oriental se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras, siguiendo lo señalado en el "Procedimiento A" de este Instructivo, o mediante la línea Carrasco - Guaracachi, según lo señalado en el "Procedimiento B" de este Instructivo.

El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Oriental, la Alternativa a seguir.

**PROCEDIMIENTO A**

**RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS LOCALES**

**1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS**

Producido el colapso del área Oriental y si existieran unidades girando, EGSA debe procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

**2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación de colapso del área Oriental o en el SIN, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

**2.1 APERTURA DE INTERRUPTORES PARA MANTENER EN GIRO UNIDADES GENERADORAS**

Para mantener operando las unidades que hubieran quedado en giro y para restituir el servicio local a la central GCH, se deben realizar simultáneamente las siguientes acciones de apertura de interruptores para aislar a la central GCH con una carga aproximada de 5 MW:

**2.1.1 CCA DE CRE**

- Alimentadores 01-11, 01-12, 01-13, 01-15, 01-16, 01-17 y 01-18  
S/E GCH (Alimentador 10.5 kV)
- 1BL5 S/E GCH (Línea Villa 1° de Mayo)
- 1BL2 S/E GCH (Línea Zoológico)
- 1BL4 S/E GCH (Línea El Trompillo)
- 1BL6 S/E GCH (Línea Parque Industrial)
- 1BL10 S/E GCH (Línea Paraíso)

El siguiente alimentador debe quedar cerrado:

- Alimentador 01-14 S/E GCH (Alimentador 10.5 kV)

**2.1.2 CCA DE TDE**

- Z661 S/E GCH (Transformador02 230/69 kV)
- Z662 S/E GCH (Transformador01 230/69 kV)

**2.1.3 CCA DE EGSA**

- B650 S/E GCH (solo cuando éste reemplazando uno de los interruptores de CRE: 1BL5, 1BL2, 1BL4, 1BL6, 1BL10).
- Abrir los interruptores de generación (de unidades en proceso de parada que hayan quedado cerrado.
- Conectar una unidad que haya quedado girando en Central Guaracachi.



## **2.2 CONCLUSIÓN DE LA APERTURA DE INTERRUPTORES**

### **2.2.1 CCA DE CRE**

- 3BL2 S/E FER (Línea Zoológico)
- 6BL5 S/E PIN (línea V. Primero de Mayo)
- 17BL3 S/E URU (Línea Feria Exposición)
- 7BL2 S/E NJE (Línea Zoológico)
- 7BL12 S/E NJE (Línea Warnes)
- 17BL7 S/E URU (Línea Nueva Jerusalén)
- 4BL16 S/E TRO (Línea Palmar)
- 3BL9 S/E FER (Línea Mapaiso)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10.5 kV y 24.9 kV (la carga remanente por cada línea que sale de la Subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW)

### **2.2.2 CCA DE ISA-Bolivia**

- 6A180 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2L220 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2A210 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- ARB2L180 S/E ARB (Línea Urubó)

- Adecuar taps en el transformador en subestación URU

## **3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

El COORDINADOR debe verificar con los respectivos CCA de los Agentes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

## **4. RESTITUCIÓN DE CARGA EN CRE**

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

### **CCA DE EGSA**

- Arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles para la restitución.

### **CCA DE CRE**

- Cerrar alimentadores en 10.5 kV en subestación GCH

### **4.1 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL SCZ**

Para la protección de central SCZ y para contar con mayor aporte de generación para la restitución.

### **CCA DE CRE**

- Cerrar interruptor 1BL6 S/E GCH (se energiza línea GCH-PIN-NJE-URU y se da servicio local a Central Santa Cruz)

#### **CCA DE GCH**

- Arrancar y sincronizar las unidades generadoras de Central SCZ

#### **4.2 RESTITUCIÓN DE LA RED DE CRE**

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

#### **CCA DE CRE**

- Cerrar interruptor 1BL2 S/E GCH (se energiza línea ZOO, FER y NJE)
- Cerrar interruptor 1BL4 S/E GCH (se energiza línea TRO, FER y CAÑ)
- Cerrar interruptor 1BL5 S/E GCH (se energiza línea PMA, PIN y PAL)
- Cerrar interruptor 1BL10 S/E GCH (se energiza línea PAR)
- Cerrar alimentadores en subestaciones FER, TRO, PMA, ZOO, NJE, PIN, PAR y CAÑ en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar interruptor 7BL12 S/E NJE (se energiza línea VIR y WAR)
- Cerrar interruptor 6BL5 S/E PIN (línea PMA)
- Cerrar interruptor 3BL2 S/E FER (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 7BL2 S/E NJE (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 3BL9 S/E FER (línea MAP)
- Cerrar interruptor 4BL16 S/E TRO (línea se energiza línea PLM)
- Cerrar interruptor 17BL3 S/E URU (línea FER)
- Cerrar interruptor 17BL7 S/E URU (línea NJE)
- Cerrar alimentadores en subestaciones MAP y PLM en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar alimentadores en 24.9 kV en S/E WAR en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de EGSA comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización será coordinada por el CDC y se realizará a través de la línea CAR-GCH ó ARB-URU, de acuerdo al Instructivo de Restitución N° 1.

**PROCEDIMIENTO B**

**RESTITUCIÓN MEDIANTE LA LÍNEA CARRASCO – GUARACACHI**

**1. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación del área Oriental, se debe proceder de forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

**2. APERTURA DE INTERRUPTORES**

**2.1 CCA DE CRE**

- Alimentadores 01-11, 01-12, 01-13, 01-14, 01-15, 01-16, 01-17 y 01-18  
S/E GCH (Alimentador 10.5 kV)
- 1BL5 S/E GCH (Línea Villa 1° de Mayo)
- 1BL2 S/E GCH (Línea Zoológico)
- 1BL4 S/E GCH (Línea El Trompillo)
- 1BL6 S/E GCH (Línea Parque Industrial)
- 1BL10 S/E GCH (Línea Paraíso)
- 6BL5 S/E PIN (Línea Villa Primero de Mayo)
- 3BL2 S/E FER (Línea Zoológico)
- 17BL3 S/E URU (Línea Feria Exposición)
- 7BL2 S/E NJE (Línea Zoológico)
- 17BL7 S/E URU (Línea Nueva Jerusalén)
- 4BL16 S/E TRO (Línea Palmar)
- 3BL9 S/E FER (Línea Mapaiso)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10.5 kV y 24.9 kV (la carga remanente por cada línea que sale de la Subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW)

**2.2 CCA DE TDE**

- Z661 S/E GCH (Transformador02 230/69 kV)
- Z662 S/E GCH (Transformador01 230/69 kV)

**2.3 CCA DE ISA-Bolivia**

- 6A180 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2L220 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2A210 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- ARB2L180 S/E ARB (Línea Urubó)

**2.4 CCA DE EGSA**

- B650 S/E GCH (solo cuando éste reemplazando uno de los interruptores de CRE: 1BL5, 1BL2, 1BL4, 1BL6, 1BL10).
- Abrir los interruptores de generación (de unidades en proceso de parada que hayan quedado cerrados)

**3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

El CDC debe verificar con los respectivos CCA de los Agentes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

#### **4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORIENTAL**

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

##### **4.1 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL GCH**

###### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor Z162 S/E CAR (se energiza la línea CAR-GCH). Si este interruptor fue abierto según el Instructivo de Restitución N° 1.
- Cerrar interruptor Z661 y el Z662 S/E GCH (se energiza el ATGCH23002 y el ATGCH23001 y se da servicio local a unidades de Central Guaracachi)

###### **CCA DE EGSA**

- Arrancar y sincronizar unidades generadoras

##### **4.2 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL SCZ**

###### **CCA DE CRE**

- Cerrar interruptor 1BL6 S/E GCH (se energiza línea GCH-PIN y se da servicio local a Central Santa Cruz)
- Cerrar alimentadores en 10.5 kV en subestación GCH

###### **CCA DE EGSA**

- Arrancar y sincronizar las unidades generadoras de central SCZ.

##### **4.3 RESTITUCIÓN DE LA RED DE CRE**

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

###### **CCA DE CRE**

- Cerrar interruptor 1BL2 S/E GCH (se energiza línea ZOO y NJE)
- Cerrar interruptor 1BL4 S/E GCH (se energiza línea TRO, FER y CAÑ)
- Cerrar interruptor 1BL5 S/E GCH (se energiza línea PMA, PIN y PAL)
- Cerrar interruptor 1BL10 S/E GCH (se energiza línea PAR)
- Cerrar alimentadores en subestaciones FER, TRO, PMA, ZOO, NJE, PIN, PAL, PAR y CAÑ en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar interruptor 3BL2 S/E FER (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 7BL2 S/E NJE (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 6BL5 S/E PIN (línea PMA)

- Cerrar interruptor 3BL9 S/E FER (línea MAP)
- Cerrar interruptor 4BL16 S/E TRO (línea PLM)
- Cerrar interruptor 17BL3 S/E URU (línea FER)
- Cerrar interruptor 17BL7 S/E URU (línea NJE)
- Cerrar alimentadores en subestaciones MAP y PLM en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar alimentadores en 24.9 kV en S/E WAR en función de la generación disponible informada por el CDC

#### **4.4 RESTITUCIÓN DE LA LÍNEA ARB-URU**

##### **CCA DE ISA-Bolivia**

- Cerrar interruptor ARB2L180 S/E ARB (se energiza línea URU)
- Cerrar interruptor 2L220 S/E URU (se energiza el ATURU230)
- Cerrar interruptor 2A210 en S/E URU (se energiza el ATURU230)
- Cerrar interruptor 6A180 S/E URU.

#### **5 RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE**

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a CRE su restitución.

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 3**

**RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE**

**GENERAL**

La restitución del área Norte puede realizarse en una de las siguientes condiciones:

- Desde las centrales del área Norte (Procedimiento de Restitución A)
- Desde el área Central mediante la Interconexión Vinto-Mazocruz-Kenke (Procedimiento de Restitución B)

El Procedimiento de Restitución A se utilizará toda vez que no se disponga de energía a través de la interconexión al área Central y se pasará al Procedimiento de Restitución B cuando se disponga de energía en la línea de interconexión.

Cuando en el área Norte se produce un colapso total o parcial, los CCA de COBEE, HB, TDE, ELECTROPAZ y ENDE deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quién será el responsable de la restitución del área Norte. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluye el área Norte, o falta de señales del área Norte en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área Norte al CCA de COBEE.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área Norte (CDC o CCA de COBEE) se denomina "COORDINADOR"

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Norte, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

El CCA de ELECTROPAZ y el CCA de ENDE son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

El CCA de COBEE, es responsable de:

- a) Cuando no esté a cargo de la restitución del área Norte, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar y controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

El CCA de TDE es responsable de:

- a) Informar a la brevedad posible la disponibilidad de la interconexión
- b) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- c) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- d) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

El CCA de HB es responsable de:

- a) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar y controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

#### **ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN**

En caso de colapso, la restitución del área Norte se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras, siguiendo lo señalado en el "Procedimiento A" de este Instructivo, o mediante la línea Vinto-Mazocruz-Kenke, según lo señalado en el "Procedimiento B" de este Instructivo. El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Norte, la Alternativa a seguir.

Según las condiciones del área Norte y la disponibilidad de instalaciones de generación y transmisión, el COORDINADOR podrá pasar de uno a otro Procedimiento de restitución. Así mismo, en casos de que se aborte un proceso de restitución, el COORDINADOR iniciará un nuevo proceso de restitución. En ambos casos el COORDINADOR comunicará oportunamente a los CCA del área Norte.



**PROCEDIMIENTO A**

**RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS LOCALES**

**1.1 PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS**

Producido el colapso en el área Norte, y si existieran unidades girando, COBEE y HB deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

**1.2 APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación de colapso del área Norte o en el SIN, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

**1.2.1 CCA DE COBEE**

**a) Transmisión**

- A3-308 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, TL-22)
- A3-208 S/E AAC (Línea Kenko, TL-22)
- A3-106 S/E TIQ (Línea Alto Achachicala, TL-12)
- A3-206 S/E AAC (Línea Tiquimani, TL-12)
- A3-105 S/E TIQ (Línea Alto Achachicala, TL-14)
- A3-205 S/E AAC (Línea Tiquimani, TL-14)
- A3-109 S/E TIQ (Banco de Capacitores 12 MVAR en 115 kV)
- A3-104 S/E TIQ (Línea Tap ChuquiagUILlo)

**b) Generación**

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

**1.2.2 CCA DE ELECTROPAZ**

**a) Distribución y Subtransmisión (69 kV y 115 kV)**

- B3-370 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo inferior)
- B3-380 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo superior)
- B3-390 S/E KEN (Línea Viacha)
- B3-252 S/E AAC (Línea Av. Arce, anillo inferior)
- B3-262 S/E AAC (Línea Tembladerani, anillo superior)
- B3-261 S/E AAC (Autotransformador - ATAAC11502)
- A3-260 S/E AAC (Autotransformador - ATAAC11502)
- A3-280 S/E AAC (Línea Challapampa)

- B3-272 S/E AAC (Línea Achacachi)
- B3-543 S/E AAR (Línea Av. Arce-Rosassani, anillo inferior)
- B3-420 S/E TEM (Línea Tembladerani-Alto La Paz, anillo superior)
- A3-503 S/E CHA (Línea Challapampa - Catacora)
- B3-552 S/E ROS (Banco de Capacitores 12 MVAR en 69 kV)
- B3-511 S/E ACH (Banco de Capacitores 12 MVAR en 69 kV)

**b) Distribución primaria**

Todas las subestaciones de ELECTROPAZ cuentan con desconexión automática de alimentadores en media tensión por relés de voltaje cero, exceptuando los siguientes que deberán quedar conectados:

- S/E KEN Alimentadores Molino Andino e YPFB
- S/E AAR Alimentador Miraflores
- S/E P. ACH Alimentador Industrial 2
- S/E BOL Alimentadores Bella Vista y Obrajes
- S/E CHA Alimentador Mercado
- S/E ALP Alimentador Villa Dolores y 16 de Julio

**1.2.3 CCA DE TDE**

- A335 S/E MAZ (Línea Kenko)
- Z310 S/E MAZ (Línea Vinto)
- Z311 S/E MAZ (Línea Vinto)
- A332 S/E TCH (Separa Larecaja y Taquesi del resto del SIN)
- A341 S/E CHS (Línea Caranavi)
- A301 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVAR en 115 kV)
- B304 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVAR en 69 kV)

El interruptor A331 en S/E KEN debe permanecer cerrado

**1.2.4 CCA DE ENDE**

- A3-304 S/E KEN (Línea Tap ChuquiagUILlo)
- A365 S/E CRN (Línea Yucumo)
- A812 S/E YUC (Línea San Borja)
- A822 S/E SBO (Línea Moxos)
- A832 S/E MOX (Línea Trinidad)
- A813 S/E YUC (Transformador TRYUC11501)
- A823 S/E SBO (Transformador TRSBO11501)
- A833 S/E MOX (Transformador TRMOX11501)
- A843 S/E TRI (Transformador TRTRI11501)
- Realizar la apertura de los alimentadores en media tensión de las subestaciones YUC, SBO, MOX y TRI

Los interruptores A811, A821, A831 y A841 deben permanecer cerrados. Así como el interruptor A834 del reactor en S/E MOX



### **1.2.5 CCA DE HB**

#### **a) Transmisión**

- A380                    S/E PIC (Transformador ENDE)
- A382                    S/E PIC (Línea central Chojlla nueva)
- A383                    S/E PIC (Línea central Yanacachi)

#### **b) Generación**

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

En caso de que las unidades de HB queden operando en forma aislada, no se efectuará la apertura de los interruptores A380, A382, ni A383

### **1.3 VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

El COORDINADOR debe verificar con los demás CCA del área Norte y de TDE, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 1.2.

### **1.4 RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE**

En forma previa, verificar si las subestaciones de Challapampa, Catacora y Rossasani están conectadas en 115 kV y/o 69 kV.

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras de COBEE y HB, como sigue:

#### **1.4.1 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE COBEE EN GIRO**

El COORDINADOR verificará la apertura de Interruptores y procederá a restituir el servicio local a las centrales del Valle de Zongo, para luego continuar la restitución de la generación y del sistema de subtransmisión de ELECTROPAZ, considerando en todo momento el voltaje y el balance generación - carga en activo y reactivo con el siguiente procedimiento:

##### **COBEE**

- Conectar la primera unidad generadora
- Sincronizar las restantes unidades disponibles de acuerdo al balance generación - carga y el Voltaje.

##### **ELECTROPAZ**

- Cerrar Interruptor B3-252 en S/E AAC (Energización por el anillo inferior)

- Reponer carga en las S/Es ACH, CTC, CHA, CAI y AAR, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

De no ser posible iniciar la restitución con el interruptor B3-252 (anillo inferior) se procederá por el anillo superior de la siguiente manera:

- Cerrar Interruptor B3-262 en S/E AAC (Energización por el anillo superior)
- Reponer carga en las S/Es MUN, ALP, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

### **COBEE**

Una vez sincronizadas y estabilizadas por lo menos 2 unidades en COBEE con unos 10 MW.

- Cerrar Interruptor A3-208 en S/E AAC
- Cerrar Interruptor A3-308 en S/E KEN

Se energizan S/Es RSE, COS y KEN de ELECTROPAZ, y se habilita servicio local a la central Kenko para el arranque de sus unidades generadoras.

- Arrancar y sincronizar unidades en KEN, en función del balance generación - carga en activa y reactiva
- Cerrar Interruptor A3-106 en S/E TIQ
- Cerrar Interruptor A3-206 en S/E AAC
- Cerrar Interruptor A3-105 en S/E TIQ
- Cerrar Interruptor A3-205 en S/E AAC

Se restablece el sistema de transmisión de COBEE y se energiza la línea Kenko-Mazocruz.

### **TDE**

En caso de tener tensión en S/E MAZ

- Cerrar Interruptores Z310 o Z311 en S/E MAZ
- Sincronizar el interruptor A335 en S/E MAZ, en coordinación con el CDC

A partir de la sincronización, la coordinación del resto del proceso de restitución estará a cargo del CDC, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

### **ELECTROPAZ**

- Cerrar Interruptor A3-280 en S/E AAC, energizando la S/E CHA y tomar carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

**ENDE**

- Cerrar Interruptor A3-304 en S/E KEN para energizar las subestaciones COT, PAM, ROS, BOL y TCH.

**ELECTROPAZ**

- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en las subestaciones COT, PAM, ROS y BOL, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

**TDE**

- Cerrar Interruptor A332 en S/E TCH

**HB**

- Cerrar Interruptor A382 en S/E PIC
- Cerrar Interruptor A383 en S/E PIC
- Arrancar y sincronizar unidades en CHJ y YAN

**ELECTROPAZ**

- Cerrar Interruptor A3-260 y B3-261 en S/E AAC, restituyendo el Autotransformador ATAAC11502
- Incrementar carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

Si la restitución se inicio por el anillo inferior:

- Cerrar Interruptor B3-543 en S/E AAR, energizando subestación ROS.
- Cerrar Interruptor B3-370 en S/E KEN, cerrando el anillo inferior
- Cerrar alimentadores restantes en 6.9 kV en las subestaciones ACH, CAI, AAR y ROS, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR, (se normaliza la carga del Anillo Inferior KEN – AAC).
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV y 12 kV en las subestaciones RSE, COS, KEN y CHA en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor A3-503 en S/E CHA (se energiza y restablece carga en S/E CTC) en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar Interruptor B3-262 en S/E AAC energizando las subestaciones MUN y ALP
- Cerrar Interruptor B3-420, energizando la S/E TEM y S/E TAR
- Cerrar Interruptor B3-380 en S/E KEN cerrando el anillo superior
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV, en las subestaciones MUN, ALP, TEM y TAR, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

- Cerrar Interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones TIL, Pueblo de Viacha y EMPRELPAZ y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-272 en S/E AAC energizando las subestaciones HUR, ACI y CHG y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

Si la restitución de carga se inició por el anillo superior:

- Cerrar Interruptor B3-420 en S/E TEM, energizando la S/E TEM y S/E TAR
- Cerrar Interruptor B3-380 en S/E KEN, cerrando el anillo superior
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en las subestaciones TAR, TEM y MUN, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR, (se normaliza la carga del Anillo superior KEN – AAC).
- Cerrar alimentadores restantes en 6.9 kV y 12 kV en las subestaciones RSE, COS, KEN y CHA en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar Interruptor A3-503 en S/E CHA (se energiza y restablece carga en S/E CTC en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR)
- Cerrar Interruptor B3-252 en S/E AAC, energizando las subestaciones ACH, CAI y AAR
- Cerrar Interruptor B3-543 en S/E AAR, energizando S/E ROS
- Cerrar Interruptor B3-370 en S/E KEN, cerrando el anillo inferior
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV, en las subestaciones ACH, CAI, AAR, CTC y ROS, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones TIL, Pueblo de Viacha y EMPRELPAZ y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-272 en S/E AAC energizando las subestaciones de HUR, ACI y CHG, y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

#### **TDE**

- Cerrar Interruptor A341 en S/E CHS
- Restablecer carga en subestaciones Caranavi y Guanay en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

#### **HB**

- Cerrar Interruptor A380 en S/E PIC
- Sincronizar unidades de Central Chojlla Antigua.

#### **COBEE**

- Cerrar Interruptor A3-104 en S/E TIQ

**ENDE**

- Cerrar interruptor A365 en S/E CRN, energizando línea Yucumo
- Cerrar interruptor A813 en S/E YUC, energizando TRYUC11501
- Restablecer carga en subestación YUC en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar interruptor A812 en S/E YUC, energizando línea San Borja
- Cerrar interruptor A823 en S/E SBO, energizando TRSBO11501
- Restablecer carga en subestación SBO en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Verificar que el reactor REMOX11501 esté conectado
- Cerrar interruptor A822 en S/E SBO, energizando línea Moxos
- Cerrar interruptor A833 en S/E MOX, energizando TRMOX11501
- Restablecer carga en subestación MOX en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar interruptor A832 en S/E MOX, energizando línea Trinidad
- Cerrar interruptor A843 en S/E TRI, energizando TRTRI11501
- Restablecer carga en subestación TRI en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

**1.4.2 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE HB EN GIRO**

Si luego del colapso, una o más unidades generadoras de HB (Chojlla Nueva y/o Yanacachi) permanecen girando y operando en forma aislada, el COORDINADOR verificará la apertura de interruptores según el punto 1.3 y continuará la restitución del sistema de distribución y subtransmisión de ELECTROPAZ, considerando en todo momento el voltaje y el balance generación - carga activa y reactiva con el siguiente procedimiento:

**HB**

- Cerrar Interruptores A380, A382 y A383 en S/E PIC, con lo cual se restablece carga rural en Pichu, Larecaja y Guanay.

**TDE**

- Cerrar Interruptor A332 en S/E TCH, con lo cual se energizan las subestaciones PAM, BOL y COT de ELECTROPAZ y S/E TCH de TDE.

**ELECTROPAZ**

- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en subestaciones PAM, BOL y COT, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

**ENDE**

- Cerrar Interruptor A3-304 en S/E KEN, con lo cual se energiza la S/E KEN y se habilita servicio local a la central Kenko



#### **COBEE**

- Arrancar y sincronizar unidades de KEN en función del balance de generación carga activa y reactiva

#### **TDE**

En caso de que el SIN este con tensión hasta S/E MAZ

- Cerrar Interruptores Z310 o Z311 en S/E MAZ
- Sincronizar el interruptor A335 en S/E MAZ, en coordinación con el CDC

A partir de la sincronización, la coordinación del resto del proceso de restitución estará a cargo del CDC, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

#### **COBEE**

- Cerrar Interruptor A3-308 en S/E KEN
- Cerrar Interruptor A3-208 en S/E AAC

Con lo cual se energizan las subestaciones AAC, TIQ y se suministra servicio local a las centrales del Valle de Zongo.

- Arrancar y sincronizar unidades al sistema en función del balance de generación carga activa y reactiva.

Completar la restitución del área Norte aislada según el punto 1.4.1 considerando que previamente ya fueron cerrados los interruptores A3-308 y A3-208.

#### **1.4.3 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE HB Y COBEE EN GIRO**

Si quedaran girando unidades tanto de COBEE como de HB, se podrá seguir los puntos 1.4.1 y 1.4.2 en forma paralela, considerando la posibilidad de sincronización con el interruptor A3-304 en Kenko.

#### **1.4.4 IMPOSIBILIDAD DE ARRANQUE EN NEGRO**

Si no es posible efectuar arranque en negro, el CCA de COBEE y el CCA de HB comunicarán este hecho al COORDINADOR y quedarán atentos para posteriormente efectuar la restitución.

## **1.5 INCRONIZACIÓN DE LAS ÁREAS NORTE Y CENTRAL**

Concluido el proceso de restitución del área Norte aislada, el CCA de COBEE informará al CDC dicha conclusión para proceder a la sincronización con el área Central.

La sincronización del área Norte con el área Central, se efectuará a través de los interruptores Z310 o Z311 de la Subestación Mazocruz.

Antes de realizar la sincronización TDE debe cerrar el interruptor A335 de la Subestación Mazocruz.

### **1.5.1 Sincronización Automática**

El COORDINADOR deberá coordinar con los CCA de TDE, COBEE, HB y ELECTROPAZ las acciones de control para obtener condiciones de sincronismo.

Para que el cierre de los interruptores Z310 o Z311 sea posible la frecuencia y tensión deben estar en los siguientes rangos:

Frecuencia:	50 +/- 0.2 Hz
Tensión:	230 +/- 11 kV

## **1.6 RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE**

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a ELECTROPAZ su restitución.

**PROCEDIMIENTO B**

**RESTITUCIÓN A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN VINTO – MAZOCRUZ -  
KENKO**

**1.1 APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación del área Norte, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

**1.1.1 CCA DE COBEE**

**a) Transmisión**

- A3-208 S/E AAC (Línea Kenko, TL-22)
- A3-106 S/E TIQ (Línea Alto Achachicala, TL-12)
- A3-206 S/E AAC (Línea Tiquimani, TL-12)
- A3-104 S/E TIQ (Línea a Tap Chuquiaguillo)
- A3-109 S/E TIQ (Banco de Capacitores 12 MVar en 115 kV)

**b) Generación**

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

**1.1.2 CCA DE ELECTROPAZ**

**a) Distribución y Subtransmisión (69 kV y 115 kV)**

- B3-370 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo inferior)
- B3-380 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo superior)
- B3-390 S/E KEN (Línea Viacha)
- B3-252 S/E AAC (Línea Av. Arce, anillo inferior)
- B3-262 S/E AAC (Línea Tembladerani, anillo superior)
- B3-261 S/E AAC (Autotransformador – ATAAC11502)
- A3-260 S/E AAC (Autotransformador – ATAAC11502)
- B3-272 S/E AAC (Línea Achacachi)
- A3-280 S/E AAC (Línea Challapampa)
- B3-552 S/E ROS (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)
- B3-511 S/E ACH (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)

**b) Distribución primaria**

Todas las subestaciones de ELECTROPAZ cuentan con desconexión automática de alimentadores en media tensión por relés de voltaje cero, exceptuando los siguientes que deberán quedar conectados:

- S/E KEN: Alimentadores Molino Andino e YPFB
- S/E AAR: Alimentador Miraflores
- S/E ACH: Alimentador Industrial 2

- S/E BOL: Alimentadores Bella Vista y Obrajes
- S/E CHA: Alimentador Mercado
- S/E ALP : Alimentadores Villa Dolores y 16 de julio

### **1.1.3 CCA DE TDE**

- Z310, Z311 S/E MAZ (Línea Vinto)
- A301 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVar en 115 kV)
- B304 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)
- A341 S/E CHS (Línea Caranavi)

### **1.1.4 CCA DE ENDE**

- A3-304 S/E KEN (Línea Tap ChuquiagUILlo)
- A365 S/E CRN (Línea Yucumo)
- A812 S/E YUC (Línea San Borja)
- A822 S/E SBO (Línea Moxos)
- A832 S/E MOX (Línea Trinidad)
- A813 S/E YUC (Transformador TRYUC11501)
- A823 S/E SBO (Transformador TRSBO11501)
- A833 S/E MOX (Transformador TRMOX11501)
- A843 S/E TRI (Transformador TRTRI11501)
- Realizar la apertura de los alimentadores en media tensión de las subestaciones YUC, SBO, MOX y TRI

Los interruptores A811, A821, A831 y A841 deben permanecer cerrados. Así como el interruptor A834 del reactor en S/E MOX

### **1.1.5 CCA DE HB**

#### **a) Transmisión**

- A380 S/E PIC (Transformador ENDE)
- A382 S/E PIC (Línea central Chojlla nueva)
- A383 S/E PIC (Línea central Yanacachi)

#### **b) Generación**

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

En caso de que las unidades de HB queden operando en forma aislada, no se efectuará la apertura de los interruptores A380, A382, ni A383

## **2. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el COORDINADOR debe verificar con los CCA del área Norte y TDE, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 1.

### **3 PROCESO DE RESTITUCIÓN**

En forma previa, verificar si las subestaciones de Challapampa, Catacora y Rossasani están conectadas en 115 kV y/o 69 kV.

Verificado el cumplimiento de lo señalado en el punto 2 y declarada disponible la interconexión VIN-MAZ-KEN, bajo la coordinación del COORDINADOR se tomarán las siguientes acciones:

#### **3.1 RESTITUCIÓN DEL SISTEMA ZONGO**

- Cerrar los interruptores Z310 y Z311 para energizar el autotransformador de Mazocruz, la línea Mazocruz-Kenke, la barra de 115 kV de la subestación Kenke y línea Kenke-Alto Achachicala.
- Cerrar el interruptor A3-208 en S/E AAC para dar servicio local a las centrales del Valle de Zongo.
- CCA de COBEE debe sincronizar las unidades que estuvieran en giro, y arrancar y sincronizar las demás unidades generadoras disponibles en el Valle de Zongo.

#### **3.2 RESTITUCIÓN DEL SISTEMA TAQUESI**

Simultánea o alternativamente con la restitución del sistema del Valle de Zongo:

- Cerrar el interruptor A3-304 para energizar las líneas Kenke – Chuquiaguillo y Chuquiaguillo - Pichu.
- Cerrar los interruptores A382 y A383 en S/E Pichu para el servicio local de Chojlla y Yanacachi.
- CCA de HB debe sincronizar las unidades que estuvieran en giro y arrancar y sincronizar las demás unidades generadoras disponibles de HB.

#### **3.3 RESTITUCIÓN DE ELECTROPAZ – PRIMERA FASE**

- Cerrar el interruptor B3-252 en S/E AAC (Energización del anillo inferior)
- Cerrar el interruptor A3-280 en S/E AAC para energizar las S/Es CHA y CTC
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV y 12 kV en subestaciones RSE, COS, KEN, CHA, ACH, CTC, CAI, AAR y ROS, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

#### **3.4 RESTITUCIÓN DE ELECTROPAZ – SEGUNDA FASE**

- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en subestaciones PAM, BOL y COT, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

### **3.5 RESTITUCIÓN DE COBEE – TIQUIMANI**

- Cerrar el interruptor A3-106 en S/E TIQ
- Cerrar el interruptor A3-206 en S/E AAC
- Cerrar el interruptor A3-104 en S/E TIQ

### **3.6 RESTITUCIÓN DE ELECTROPAZ – TERCERA FASE**

- Cerrar los interruptores A3-260 y B3-261 en S/E AAC para la restitución del Autotransformador ATAAC11502
- Cerrar el interruptor B3-370 en S/E KEN
- Cerrar el interruptor B3-262 en S/E AAC
- Cerrar el interruptor B3-380 en S/E KEN
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en subestaciones MUN, ALP, TAR y TEM, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar el interruptor B3-272 en S/E AAC energizando las subestaciones HUR, ACL, CHG y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar el interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones SOBOCE, Pueblo Viacha, Tilata y EMPRELPAZ y cerrar alimentadores en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

### **3.7 RESTITUCIÓN DE TDE – LARECAJA**

- Cerrar el interruptor A341 en S/E CHS, tomando carga de las subestaciones Caranavi y Guanay.

### **3.8 RESTITUCIÓN DE HB – PICHU**

- Cerrar interruptor A380 en S/E PIC
- Sincronizar unidades de Central Chojlla Antigua.

### **3.9 RESTITUCIÓN DE ENDE – CARANAVI - TRINIDAD**

- Cerrar interruptor A365 en S/E CRN, energizando línea Yucumo
- Cerrar interruptor A813 en S/E YUC, energizando TRYUC11501
- Restablecer carga en subestación YUC en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar interruptor A812 en S/E YUC, energizando línea San Borja
- Cerrar interruptor A823 en S/E SBO, energizando TRSBO11501
- Restablecer carga en subestación SBO en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Verificar que el reactor REMOX11501 esté conectado
- Cerrar interruptor A822 en S/E SBO, energizando línea Moxos
- Cerrar interruptor A833 en S/E MOX, energizando TRMOX11501
- Restablecer carga en subestación MOX en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar interruptor A832 en S/E MOX, energizando línea Trinidad
- Cerrar interruptor A843 en S/E TRI, energizando TRTRI11501

- Restablecer carga en subestación TRI en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

**4. RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE**

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a ELECTROPAZ su restitución.



**NORMA OPERATIVA N° 6**  
**INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 4A**  
**RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUR**

**GENERAL**

Cuando en el área Sur se produce un colapso total o parcial, los CCA de EGSA, ERESA, TDE, SEPSA e ISA-Bolivia deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien será el responsable de la restitución del área Sur. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluya el área Sur, o falta de señales del área Sur en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área Sur al CCA de TDE.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área Sur (CDC o CCA de TDE) se denomina "COORDINADOR"

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Sur, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

Los CCA de, SEPSA e ISA Bolivia son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

El CCA de TDE es responsable de:

- a) Cuando no esté a cargo de la restitución del área Sur, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

Los CCA de EGSA y ERESA son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

#### **ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN**

En casos de colapso, la restitución del área Sur se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras del sistema Yura, unidad Karachipampa y mediante la línea Catavi - Potosí, siguiendo lo señalado en los "Procedimiento A", "Procedimiento B" y "Procedimiento C" de este Instructivo. El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Sur, la alternativa a seguir (en caso de que TDE sea el COORDINADOR, solo aplican los Procedimientos A y B).

La Paz, 12 de noviembre de 2010

**PROCEDIMIENTO A**

**RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS DEL SISTEMA YURA**

**1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS**

Producido el colapso del área Sur, y si existieran unidades girando, ERESA debe procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

**2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación de colapso total del área Sur, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de los siguientes interruptores:

**2.1 CCA DE TDE**

- A431 S/E POT (Línea Catavi)
- B412 S/E POT (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B403 S/E POT (Banco de capacitores 12 MVar en 69 kV)
- B443 S/E POT (Línea Karachipampa)
- B444 S/E POT (Línea Velarde II)
- B445 S/E POT (Línea Punutuma)
- B531, B535 S/E ARJ (Línea Potosí)
- B461 S/E KAR (Línea Aranjuez)
- B472 S/E PUN (Línea Tazna)
- B473 S/E PUN (Línea Potosí)
- B474 S/E PUN (Autotransformador ATPUN11501)
- A477 S/E PUN (Línea Atocha)
- A481 S/E ATO (Autotransformador ATATO11501)
- B404 S/E ATO (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B484 S/E ATO (Línea Telamayu)
- B494 S/E TEL (Línea Punutuma)
- B495 S/E TEL (Línea Tupiza)

El interruptor B471 de S/E PUN debe permanecer cerrado

**2.2 CCA DE ISA Bolivia**

- B475 S/E PUN (Transformador ATPUN230)

**2.3 CCA DE SEPSA**

- B446 S/E POT (Línea San Bartolomé)
- B405 S/E SBA (Transformador 1)

- B406 S/E SBA (Transformador 2)
- B499 S/E POR (Transformador)
- Abrir los interruptores de alimentadores en S/E Velarde II, San Bartolomé y Portugaleta en 24.9 kV, 10 kV y 6.9 kV.

**2.4 CCA DE ERESA**

- B453 S/E LAN (Línea Porco)
- Abrir interruptores de unidades generadoras si hubieran quedado cerrados

**2.5 CCA DE EGSA**

- Abrir el interruptor de la unidad generadora KAR si hubiera quedado cerrado

**3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los Agentes correspondientes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

**4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUR**

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras de ERESA en las centrales del Yura.

**5. RESTITUCIÓN CON UNIDADES DEL SISTEMA YURA EN GIRO**

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

**CCA DE ERESA**

- Conectar la primera unidad.
- Arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles para la restitución.
- Cerrar interruptor B453 S/E LAN (se energiza línea Porco y toma carga en función de la generación disponible).

**5.1 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL KAR**

En caso que el CCA de EGSA no haya conectado la unidad de KAR al Sistema se realizaran las siguientes maniobras:

**CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B473 S/E PUN (se energiza la línea PUN-POT)

- Cerrar interruptor B445 S/E POT
- Cerrar interruptor B443 S/E POT (servicio local a Karachipampa)

**CCA DE EGSA**

- Arrancar y sincronizar la unidad de central Karachipampa.

En caso de que el CCA de EGSA ha conectado la unidad de KAR al Sistema se realizarán las siguientes maniobras:

**CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B443 S/E POT (se energiza la subestación POT)
- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza la línea POT-PUN)
- Cerrar interruptor B444 S/E POT (se energiza la línea POT-VELII)
- Sincronizar con interruptor B473 S/E PUN

**CCA DE SEPSA**

- Cerrar alimentadores en la subestación Velarde II en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

**CCA DE TDE**

Para las siguientes maniobras, el COORDINADOR verificara el balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

- Cerrar interruptor B472 S/E PUN (se energiza Tazna)
- Cerrar interruptor B474 S/E PUN (se energiza ATPUN11501)
- Cerrar interruptor A477 S/E PUN (se energiza línea PUN-ATO)
- Cerrar interruptor A481 S/E ATO (se energiza línea ATATO11501)
- Cerrar interruptor B484 S/E ATO (se energiza línea ATO-TEL)
- Cerrar interruptor B494 S/E TEL
- Cerrar interruptor B495 S/E TEL (se energiza línea TEL-TUP)

**CCA DE SEPSA**

- Cerrar interruptor B499 S/E POR
- Cerrar alimentadores en la subestación Portugalete en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de TDE comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización será coordinada por el CDC y se realizara a través de la línea CAT-POT, ARJ-KAR o transformador ATPUN230, de acuerdo al Instructivo de Restitución N° 1.

## **PROCEDIMIENTO B**

### **RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDAD GENERADORA KARACHIPAMPA**

Producido el colapso del área Sur y si existieran unidades girando EGSA debe procurar mantener su unidad en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

En este procedimiento se deberán abrir todos los interruptores señalados en el procedimiento A.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA del área de Sur, que se hayan efectuado las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2 del Procedimiento A.

#### **1. RESTITUCIÓN CON LA UNIDAD DE KARACHIPAMPA**

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

##### **CCA DE EGSA**

- Conectar la unidad de Karachipampa

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B443 S/E POT
- Cerrar interruptor B444 S/E POT (se energiza la línea a Velarde II)

##### **CCA DE SEPSA**

- Cerrar alimentadores en subestación Velarde II en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

#### **1.1 SERVICIO LOCAL A LAS CENTRALES DEL YURA**

Para las siguientes maniobras verificar con el CCA de ERESA el estado de restitución de las unidades del YURA.

En caso que el CCA de ERESA no haya conectado ninguna unidad al Sistema se realizaran las siguientes maniobras:

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza la línea POT-PUN)

**ANEXO - RESOLUCIÓN AE N° 562/2010  
TRÁMITE N° 725**

La Paz, 12 de noviembre de 2010

- Cerrar interruptor B473 S/E PUN (se energiza la línea PUN-LAN)

**CCA DE ERESA**

- Arrancar y sincronizar las unidades en las centrales KIL, LAN y PUH.
- Cerrar interruptor B453 S/E LAN (se energiza línea Porco y toma carga en función de la generación disponible).

En caso de que el CCA de ERESA ha conectado unidades al Sistema se realizaran las siguientes maniobras:

**CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza la línea POT-PUN)
- Sincronizar con interruptor B473 S/E PUN

**CCA DE TDE**

Para las siguientes maniobras, el COORDINADOR verificara el balance generación - carga activa y reactiva, y voltaje.

- Cerrar interruptor B472 S/E PUN (se energiza línea Tazna)
- Cerrar interruptor B474 S/E PUN (se energiza ATPUN11501)
- Cerrar interruptor A477 S/E PUN (se energiza línea PUN-ATO)
- Cerrar interruptor A481 S/E ATO (se energiza línea ATATO11501)
- Cerrar interruptor B484 S/E ATO (se energiza línea ATO-TEL)
- Cerrar interruptor B494 S/E TEL
- Cerrar interruptor B495 S/E TEL (se energiza línea TEL-TUP)

**CCA DE SEPSA**

- Cerrar interruptor B499 S/E POR
- Cerrar alimentadores en la subestación Portugalete en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de TDE comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización será coordinada por el CDC y se realizara a través de la línea CAT-POT, ARJ-KAR o transformador ATPUN230, de acuerdo al Instructivo de Restitución N° 1.

**PROCEDIMIENTO C**

**1. RESTITUCIÓN MEDIANTE LA LÍNEA CATAVI – POTOSÍ**

Este procedimiento se aplica cuando solo se colapse el área Sur o no resulte posible la restitución mediante unidades de ERESA y Karachipampa cuando se colapse el S/N y será coordinado por el CDC.

**2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES**

Una vez notificada la situación del área Sur, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

**2.1 CCA DE TDE**

- A431 S/E POT (Línea Catavi)
- B412 S/E POT (Banco de capacitores 7.2 MVAR en 69 kV)
- B403 S/E POT (Banco de capacitores 12 MVAR en 69 kV)
- B443 S/E POT (Línea Karachipampa)
- B445 S/E POT (Línea Punutuma)
- B461 S/E KAR (Línea Aranjuez)
- B471 S/E PUN (Línea Punutuma hidro)
- B474 S/E PUN (Autotransformador ATPUN11501)
- A477 S/E PUN (Línea Atocha)
- A481 S/E ATO (Autotransformador ATATO11501)
- B404 S/E ATO (Banco de capacitores 7.2 MVAR en 69 kV)
- B484 S/E ATO (Línea Telamayu)
- B495 S/E TEL (Línea Tupiza)

**2.2 CCA DE ISA-Bolivia**

- B475 S/E PUN (Transformador ATPUN230)

**2.3 CCA DE SEPSA**

- B446 S/E POT (Línea San Bartolomé)
- B405 S/E SBA (Transformador 1)
- B406 S/E SBA (Transformador 2)
- B499 S/E POR (Transformador)
- Alimentadores en Velarde II, San Bartolomé y Portugaleta dejando una carga entre 4 y 5 MW.

**2.4 CCA DE ERESA**

- B453 S/E LAN (Línea Porco)



La Paz, 12 de noviembre de 2010

- Abrir interruptores de unidades generadoras si hubieran quedado cerrados

### **3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES**

El CDC debe verificar con los demás CCA del área Sur, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2 de este procedimiento.

### **4. PROCESO DE RESTITUCIÓN**

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

#### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor A431 S/E POT (se energiza línea Velarde II)

#### **CCA DE SEPSA**

- Cerrar alimentadores en Velarde II en función de la generación disponible informada por el CDC.

#### **4.1 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL KAR**

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B443 S/E POT

##### **CCA DE EGSA**

- Arrancar y sincronizar la unidad KAR

#### **4.2 SERVICIO LOCAL A LAS CENTRALES DEL YURA**

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza línea POT-PUN)
- Cerrar interruptor B471 S/E PUN (se energiza línea PUN-LAN)

##### **CCA DE ERESA**

- Arrancar y sincronizar las unidades de KIL, LAN y PUH.
- Cerrar interruptor B453 S/E LAN (se energiza línea Porco)

#### **4.3 RESTITUCIÓN DE LA RED DE TDE**

La Paz, 12 de noviembre de 2010

#### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B474 S/E PUN (se energiza ATPUN11501)
- Cerrar interruptor A477 S/E PUN (se energiza línea PUN-ATO)
- Cerrar interruptor A481 S/E ATO (se energiza ATATO11501)
- Cerrar interruptor B484 S/E ATO (se energiza línea ATO-TEL)
- Cerrar interruptor B495 S/E TEL (se energiza línea TEL-TUP)

#### **4.4 RESTITUCIÓN ANILLO EN PUNUTUMA**

##### **CCA DE ISA-Bolivia**

- Cerrar interruptor B475 S/E PUN

#### **4.5 RESTITUCIÓN DEL COMPLEJO SAN BARTOLOMÉ**

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

##### **CCA DE SEPSA**

- Cerrar interruptor B446 S/E POT (se energiza línea POT-SBA)
- Cerrar interruptores B405, B406 S/E SBA
- Cerrar alimentadores S/E SBA en función de la generación disponible informada por el CDC.

#### **4.6 RESTITUCIÓN DEL ANILLO EN KARACHIPAMPA**

##### **CCA DE TDE**

- Cerrar interruptor B461 S/E KAR

#### **4.7 RESTITUCIÓN DEL COMPLEJO SAN VICENTE**

##### **CCA DE SEPSA**

- Cerrar interruptor B499 S/E POR
- Cerrar alimentadores en la subestación Portugalete en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

#### **5. RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE**

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a SEPSA su restitución.