



RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en su sesión N° 196 de 24 de abril de 2006, mediante Resolución CNDC N° 196/2006-4, aprobó el proyecto de Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y dispuso su presentación a la Superintendencia de Electricidad a los fines consiguientes de ley.

Que el CNDC, mediante nota CNDC – LP 0046/2006 de 9 de mayo de 2006, remitió para su aprobación, la versión de la mencionada Norma Operativa.

CONSIDERANDO:

Que mediante Informe DMY N° 126/2006 de 3 de julio de 2006, se ha revisado el Proyecto de Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", estableciéndose lo siguiente:

El Proyecto del CNDC establece los procedimientos generales para reestablecer la demanda de energía desconectada y restituir al servicio a las instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución que sean interrumpidas por efecto de fallas y/o perturbaciones que afecten en forma parcial o total a la operación normal del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El proyecto de Norma establece la responsabilidad de la Unidad Operativa (UO) del CNDC y de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante el proceso de restitución del SIN a las condiciones normales de operación, luego de un colapso total o parcial.

Esta versión de la Norma N° 6 permite la actualización de los procedimientos existentes de restitución para situaciones de colapso total o parcial del SIN, señala la filosofía de restitución e identifica las acciones a desarrollar por parte de la UO del CNDC y de los Agentes del MEM en los procesos de restitución.

En la Norma Operativa se incluyeron los procedimientos de restitución de los nuevos proyectos que ingresaron en operación comercial: Línea de Transmisión Sucre – Aranjuez, Líneas de Transmisión Crrasco – Urubó y Santiváñez – Sucre – Punuturna.

La Norma elaborada por el CNDC, presenta seis (6) Instructivos de Restitución, correspondientes a las siguientes áreas, en que se dividió el SIN:



RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006
TRAMITE N° 2348
La Paz, 10 de julio de 2006

1. Instructivo de Restitución N° 1 – Area Central
2. Instructivo de Restitución N° 2 – Area Oriental
3. Instructivo de Restitución N° 3 – Area Norte
4. Instructivo de Restitución N° 4A–Area Sur
5. Instructivo de Restitución N° 4B–Area Sucre
6. Instructivo de Restitución N° 5 – Area Oruro

Para facilitar la comprensión y aplicación de esta nueva norma, el CNDC adjuntó tres (3) Anexos:

1. Anexo N° 1 – Bases Conceptuales para la Restitución del SIN
2. Anexo N° 2 – Terminología para Procesos de Restitución del SIN
3. Anexo N° 3 – Nomenclatura

CONSIDERANDO:

Que la Norma Operativa presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia de Electricidad y las observaciones realizadas, se refieren esencialmente a modificaciones de forma que permiten aclarar y puntualizar la propuesta del CNDC y armonizar con las disposiciones legales y reglamentarias en vigencia.

Por lo expuesto, mediante Informe DMY N° 126/2006 de 3 de julio de 2006, realizadas las correcciones establecidas, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Que mediante Resolución SSDE-I N° 056/2006 de 7 de julio de 2006, se designó al ciudadano Eddy Iporre Durán, Intendente de Electricidad, como Superintendente Suplente de Electricidad, mientras dure la vacación del Superintendente Interino de Electricidad.

POR TANTO:

El Superintendente Suplente de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes.

RESUELVE:

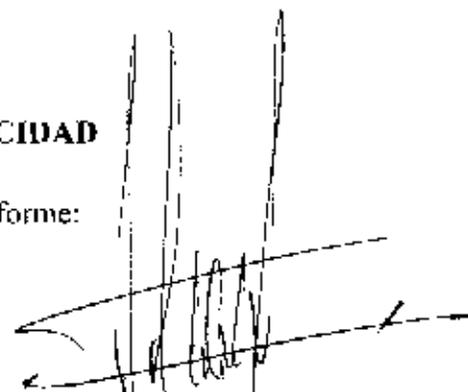
ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébase la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus nueve (9) puntos y los Instructivos siguientes: 1. Instructivo de Restitución N° 1 – Área Central; 2. Instructivo de Restitución N° 2 – Área Oriental; 3. Instructivo de Restitución N° 3 – Área Norte; 4. Instructivo de Restitución N° 4A – Área Sur; 5. Instructivo de Restitución N° 4B – Área Sucre; 6. Instructivo de Restitución N° 5 – Área Oruro y los 1. Anexos N° 1 – Bases Conceptuales para la restitución del SIN; 2. Anexo N° 2 – Terminología utilizada en procesos de Restitución del SIN y 3. Anexo N° 3 - Nomenclatura, que en Anexo forman parte de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese



Eddy Iporre Durán
SUPERINTENDENTE SUPLENTE DE ELECTRICIDAD

Es conforme:



Luis Fernando Alcocer Guardia
DIRECTOR LEGAL



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVOS

- 1.1 Establecer la responsabilidad de la Unidad Operativa 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.
- 1.2 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. ANTECEDENTES

- Ley de Electricidad, Artículo 30 inciso g).
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3 inciso b), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b).
- Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004.

3. DEFINICIONES

Centro de Despacho de Carga (CDC)

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



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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

- Área Central

Comprende a los departamentos de Santa Cruz, Cochabamba, Oruro y Potosí e incluye a instalaciones de VHE, CHCBH, CORANI, SYNERGIA, ELFEC, EMIRSA, COBOCE, ISA-Bolivia y TDE. Se conecta al área Oriental mediante los interruptores Z661 y Z662 en 230 kV en la subestación Guaracachi y el interruptor 6A180 en 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 en 69 kV en subestación Punutuma, al área Sucre mediante el interruptor SUC6A180 en 69 kV en subestación Sucre, y al área Oruro mediante los interruptores B421 y B423 de 69 kV en subestación Catavi y los interruptores B251, B252, B253, B254 y B256 de 69 kV en subestación Vinto.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- Área Norte

Comprende a La Paz, e incluye instalaciones de COBEE, HB, ELECTROPAZ y TDE, se conecta al área Central mediante los interruptores Z310 y Z311 en 230 kV de la línea MAZ-VIC230, en Mazocruz.

- Área Sur

Comprende a Potosí, e incluye instalaciones de EGSA, SEPSA, ERESA, ISA-Bolivia y TDE, se conecta al área Central mediante el interruptor A431 de 115 kV de la subestación Potosí y el interruptor B475 en 69 kV de la subestación Punutuma, y al área Sucre mediante los interruptores B531 y B535 en 69 kV de la subestación Aranjuez.

- Área Oruro

Comprende a Oruro y parte de Potosí, e incluye instalaciones de COBEE, ELFEO, CMVINTO y TDE, se conecta al área Central mediante los interruptores B421 y B423 en 69 kV de la subestación Catavi y los interruptores B251, B252, B253, B254 y B256 en 69 kV de la subestación Vinto.

- Área Sucre

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



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 Todos los operadores, tanto del CDC como de los CCA, tienen la obligación de conocer los instructivos específicos de restitución y aplicarlos según corresponda.
- 5.2 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.
- 5.3 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.
- 5.4 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 a la Unidad Operativa del CNDC (UO) dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.
- 5.5 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 delegará, sin transferir responsabilidades, 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 TDF en el área Sur
- * A COBEE en el área Norte

El o los CCA delegados para coordinar la restitución aislada de un área, realizarán esa coordinación aplicando el instructivo de restitución respectivo en todo lo que corresponda y considerando las condiciones técnicas del área relacionada con la falla.

- 5.6 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.
- 5.7 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



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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 a la Unidad Operativa del CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.

- 5.8 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.
- 5.9 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.
- 5.10 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.
- 5.11 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.
- 5.12 Los Agentes del MEM tienen la obligación de informar a requerimiento del CDC sobre su organización y nómina de personas con las que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones y actualizar esta información cada vez que existan modificaciones.

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

El proceso de restitución esta a cargo del CDC, como coordinador, y los CCA de los Agentes, como ejecutores. El proceso general es el siguiente:

- 7.1 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 para el proceso de restitución. Así mismo, deben quedar permanentemente atentos a las instrucciones del CDC.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006
TRAMITE N° 2348**

La Paz, 10 de julio de 2006

- 7.2 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.
- 7.3 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.
- 7.4 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.
- 7.5 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 delegará 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.
- 7.6 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.
- 7.7 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.
- 7.8 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

- 8.1 Durante el proceso de restitución, se utilizarán los sistemas de comunicación asignados a la operación en tiempo real, consistentes en:

- Teléfono directo (rojo) y selectivo por carrier.
- Sistema telefónico comercial asignado a la operación del sistema.
- Teléfonos Celulares asignados a la operación del sistema.

- 8.2 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.

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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- 8.3 Durante el proceso de restitución el CDC no atenderá llamadas de personas ni entidades que no tengan que ver con las tareas de restitución.
- 8.4 Una vez concluida la reposición del sistema en ocasión de colapsos parciales o interrupciones de suministro de significación, el CDC enviará por correo electrónico a la Superintendencia de Electricidad y a los representantes del Comité, dentro de las siguientes tres (3) horas a la reposición, un Informe Preliminar General de la Falla.

En caso de colapso total esta información se remitirá también al Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones. Para este efecto, los Agentes deberán especificar su casilla electrónica.

9. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN

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

1. Instructivo de Restitución N° 1 – Área Central
2. Instructivo de Restitución N° 2 – Área Oriental
3. Instructivo de Restitución N° 3 – Área Norte
4. Instructivo de Restitución N° 4A – Área Sur
5. Instructivo de Restitución N° 4B – Área Sucre
6. Instructivo de Restitución N° 5 – Área Oruro

Asimismo se adjuntan los siguientes anexos:

- * Anexo N° 1 – Bases Conceptuales para la Restitución del SIN
- * Anexo N° 2 – Terminología para Procesos de Restitución del SIN
- * Anexo N° 3 – Nomenclatura



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 1 - AREA CENTRAL

1. GENERAL.

El área Central puede sufrir una interrupción total de suministro de energía bajo las siguientes circunstancias:

- a) Como parte de un colapso total del SIN, en cuyo caso, y luego de la notificación por parte del CDC a los CCA de los Agentes, la restitución queda a cargo del CDC.
- b) Como parte de un colapso parcial del SIN que involucre al área Central y otras áreas; en estos casos, luego de la notificación por parte del CDC a los CCA de los Agentes involucrados, la restitución queda a cargo del CDC.

En ambos casos, la restitución se debe ajustar a lo establecido en este Procedimiento.

Una vez producida la desconexión automática de unidades generadoras o componentes de transmisión que produjeron un colapso en el área Central, las acciones son: verificar la condición de colapso, notificar a los Agentes y ejecutar la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto". La apertura de los interruptores permite energizar los diferentes componentes del área Central en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de grandes bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

En casos de colapso, es de fundamental importancia proporcionar lo antes posible, servicio local a aquellas centrales que no disponen de unidades con arranque en negro.

2. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Cuando el área Central quede sin tensión, los CCA de CECBB, VHE, CORANI, TDE, ISA-Bolivia, ELFEC, SYNERGIA, EMIRSA y COBOCE se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar el estado y la disponibilidad en que se encuentran sus unidades de generación, líneas de transmisión y/o líneas de sub-transmisión.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

El CDC revisará las condiciones del sistema y notificará a los CCA si el colapso en el SIN es total, en cuyo caso, delegará la restitución del área Norte aislada al CCA de COBEE, del área Oriental aislada al CCA de EGSA, del área Sur aislada al CCA de TDE y del área Sucre aislada al CCA de EGSA. Si el colapso es en dos áreas o más, el CDC delegará la restitución aislada de las áreas involucradas a los respectivos CCA.

3. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez que el CDC comunique el colapso total del SIN o colapso del área Central, cada CCA debe proceder en forma inmediata a la apertura de los respectivos interruptores, de acuerdo con lo siguiente:

3.1 POR PARTE DE LOS CCA DE TDE, ISA-BOLIVIA, CORANI, ELFEO Y COBEE: SEPARACIÓN DE AREAS

a) El CCA de TDE debe abrir los siguientes interruptores:

- | | |
|---------------------|---|
| - 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 Oruro del resto del SIN) |
| B254 y B256 | S/E VIN (Separa el área Oruro del resto del SIN) |
| - B421 | S/E CAT (Separa el área Oruro del resto del SIN) |
| - B531 y B535 | S/E ARJ (Separa el área Sucre del resto del SIN) |

Además abrirá el interruptor:

- | | |
|--------|---|
| - A332 | S/E TCH (Separa Larecaja y Taquesi del resto del SIN) |
|--------|---|

b) El CCA de ISA-Bolivia debe abrir los siguientes interruptores:

- | | |
|------------|---|
| 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) |

c) Los CCA de CORANI, ELFEO y COBEE respectivamente deben abrir los siguientes interruptores:

- | | |
|---------|--------------------------------------|
| - A112 | S/E COR (abre el Operador de CORANI) |
| - B231 | S/E SUD (abre el Operador de ELFEO) |
| - B2-22 | S/E HUY (abre el Operador de COBEE) |

Para operar el interruptor A112, el CCA de TDE solicitará al CCA de CORANI el cambio de posición de la llave local – remoto a local.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

3.2. POR PARTE DEL CCA DE TDE: APERTURA DE INTERRUPTORES

- Z162	S/E CAR (Línea Guaracachi)
- Z161	S/E CAR (Línea San José)
- 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 Santivañez)
- Z121	S/E SAN (Línea Valle Hermoso)
- Z122	S/E SAN (Línea Vinto)
- 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).
- 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 Valle Hermoso)
- Z221	S/E VIN (Línea Mazocruz)
- B203	S/E VIN (Banco de capacitores de 7.2 MVAR en 69 kV)
- B205	S/E VIN (Banco de capacitores de 6.6 MVAR en 69 kV)
- A201, A202	S/E VIN (Bancos de capacitores de 12 MVAR en 115 kV)
- 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)
- B304	S/E KEN (Banco de capacitores de 12 MVAR en 69 kV)
- A301	S/E KEN (Banco de capacitores de 12 MVAR en 115 kV)
- A235	S/E VIN (Transformador02 115/069 kV)
- A234	S/E VIN (Línea a Catavi)
- B541	S/E SUC (Línea a S/E. Aranjuez)

Nota: Los siguientes interruptores deben quedar cerrados:

- A123	S/E SIS (Línea Corani)
- A124	S/E SIS (Línea Arocagua)
- A141, A142 y A146	S/E VHE
- A149 y A152	S/E VHE
- A232	S/E VIN
- Z211	S/E VIN (Banco serie)
- A412	S/E CAT
- B423	S/E CAT (Línea Avicaya)



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- A331 S/E KEN
- A335 S/E MAZ. (Línea Kenko)

3.3. POR PARTE DEL CCA DE ISA-BOLIVIA: APERTURA DE INTERRUPTORES

- 2L180 S/E SUC (Línea Santivañez)
- 2L190 S/E SUC (Línea Punatuma)
- 2A220 S/E SUC (Transformador 230/069 kV)
- 2L250 S/E PUN (Línea Sucre)
- 2A260 S/E PUN (Interruptor de transferencia)
- 2L210 S/E SAN (Línea Sucre)
- 2L220 S/E URU (Transformador 230/069 kV)
- 2A210 S/E URU (Interruptor de transferencia)
- Z164 S/E CAR (Línea Urubó)

3.4. POR PARTE DE LOS CCA DE ELFEC, COBOCE Y EMIRSA: APERTURA DE INTERRUPTORES PARA RETIRO DE CARGA

a) El 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)

- Apertura de todos los interruptores de alimentadores en media tensión de 10 y 25 kV en S/Es Arocagua, Alalay, Central, Quillacollo, YPFB, Irpa Irpa y Chimoré.

Nota: Previo al cierre de los interruptores C-5 y A-2, el CCA de ELFEC debe proceder a la adecuación de taps de los transformadores TRCEN11502 y TRALA11501 respectivamente.

b) El CCA de COBOCE

- Apertura de todos los alimentadores en 6.0 kV en S/E COBOCE.

c) El CCA de EMIRSA

- Apertura de todos los alimentadores en 4.16 kV en S/E Chuquiña.

4. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El CDC debe verificar, con los respectivos CCA de los Agentes, que todas las operaciones indicadas en el punto 3 hayan sido efectuadas. Esta verificación se realiza



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

mediante las señales del SCADA y mediante contacto telefónico con los CCA de los Agentes correspondientes.

5. INICIO DEL PROCESO DE RESTITUCIÓN

A la notificación de Colapso Total en el SIN o del área Central por parte del CDC, el CCA de Corani procederá al arranque en negro (si todas las unidades se encuentran paradas) de una unidad en la central Corani y otra unidad en la central Santa Isabel.

6. RESTITUCIÓN DEL SISTEMA

6.1 El CDC verificará que estén rotando unidades en Corani y Santa Isabel.

Si estas unidades se encuentran en condiciones de ser conectadas al sistema:

- La unidad de Corani se conectará con las líneas COR-VHE115, RUR-VHE115, ALA-RUR115 y el transformador TRALA11501 de S/E Alalay en vacío. El CCA de ELFEC procederá a la adecuación de taps y cerrará el Alimentador A-2 de subestación Alalay.
- La unidad de Santa Isabel se conectará con las líneas ARO-SIS115, COR-SIS115 y SIS-SJO115 en vacío. El CDC instruirá al cierre del Int. A181, con la línea ARO-CEN115 y el transformador TRCEN11502 de S/E Central en vacío. El CCA de ELFEC procederá a la adecuación de taps y cerrará el Alimentador C-5 de S/E Central.

6.2 Restablecer el suministro al CDC

Caso a: Si la unidad de Santa Isabel está en línea, el CDC cuenta con servicio local.

Caso b: Si la unidad de Corani está en línea, el CDC instruirá el cierre del Int. A182 en S/E ARO para dar energía al CDC.

6.3 Sincronizar Corani con Santa Isabel mediante el cierre del Int. A112 (operación a ser efectuada por el CCA de Corani).

6.4 El CDC instruirá el cierre de los siguientes interruptores:

- A182 S/E ARO (si se cumple el Caso a) o ambos)
- A181 S/E ARO (si se cumple el Caso b)
- A151 (restablecimiento de servicio local a subestación y central Valle Hermoso)

6.5 El CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en centrales Corani, Santa Isabel y Valle Hermoso, de acuerdo al requerimiento del momento.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

6.6 El CDC verificará y si es necesario instruirá regular tensiones en S/E VHE y ARO. La regulación de tensión en centrales Corani y Santa Isabel estará a cargo del CCA de Corani.

6.7 Una vez sincronizadas las unidades generadoras y de acuerdo a la relación Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje, se procede a:

6.7.1 Cierre de interruptores y toma de carga

Coordinación entre el CDC y el CCA de ELFEC para el cierre de los interruptores 401, 101 y de alimentadores en media tensión en 10 y 25 kV de acuerdo a la relación Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje en S/Es Central, Cala Cala, Alalay, Arocagua y Quillacollo.

El CDC instruirá el arranque de la unidad de central Kanata.

6.7.2 Servicio local para las centrales Carrasco y Bulu Bulu

Verificada la conexión, por parte del CDC, de por lo menos tres unidades generadoras entre Corani, Santa Isabel y/o Valle Hermoso, este instruirá el cierre de:

- A191 S/E SJO y adecuación de taps en ATSJO230.
- Z144 S/E SJO
- Z161 S/E CAR, para dar servicio local a las centrales Carrasco y Bulu Bulu (el voltaje previo al cierre debe ser menor o igual a 230 kV).

El CDC instruirá el arranque de unidades en centrales Carrasco y Bulu Bulu.

De acuerdo a la relación Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, el CCA de ELFEC en coordinación con el CDC tomará carga con el cierre del interruptor Z191 y alimentadores T-1 y T-2 en S/E Chimoré.

6.7.3 Restablecimiento de energía al área de Cochabamba y Oruro:

A COBOCE, Irpa Irpa, Sacaca y Avicaya por parte del CCA de TDE con el cierre de los siguientes interruptores:

- A148, A147 S/E VHE
- A411 S/E CAT

A YPFB, con el cierre del siguiente interruptor:

- 702 S/E RUR



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

6.7.4 Cierre del anillo VIIE-CAT-VIN, mediante el cierre de los siguientes interruptores por parte del CCA de TDE:

- A143 S/E VIIE
- A233 S/E VIN

De acuerdo con el balance Generación-Carga, Frecuencia-Voltaje, el CDC coordinará con los CCA de ELFEC y COBOCE el cierre de alimentadores.

6.7.5 Restablecimiento de energía a los Autotransformadores ATVIN11501, ATVIN11502 (69/115 kV) de Vinto y a Inti Raymi:

El CDC verificará el balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje e instruirá al CCA de TDE el cierre de los siguientes interruptores:

- A231 S/E VIN
- A234 S/E VIN
- A241 S/E VIN

6.7.6 Recomposición de diámetros en Valle Hermoso y Vinto, con el cierre de los siguientes interruptores por parte del CCA de TDE:

- A150 S/E VHE
- A235, A236 S/E VIN

6.7.7 Cierre de las Líneas SJO-VHE230, SAN-VHE230, SAN-VIN230 y ATVHE230 en S/E VHE:

El CDC verificará el balance de Generación – Carga, frecuencia y Voltaje e instruirá el cierre de los siguientes interruptores:

- Z142, Z141 S/E SJO
- Z155 S/E VHE
- Z121 S/E SAN
- Z122 S/E SAN
- A239, A240 S/E VIN
- Z225 S/E VIN
- Z156, Z157 S/E VHE
- A145, A144 S/E VHE

6.7.8 Restablecimiento de energía al área Sur y Sucre

Cierre de la línea SAN-SUC230

- 2L210 S/E SAN
- 2L180 S/E SUC



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Restablecimiento de energía al Autotransformador ATSUC230 (230/069 kV)

- 2A220 S/E SUC
- SUC6A180 S/E SUC

Cierre de la línea SUC-PUN230

- 2L190 S/E PUN

Restablecimiento de energía al Autotransformador ATPUN230 (230/069 kV)

- 2L250 S/E PUN
- 2A260 S/E PUN

7. RECOMPOSICIÓN DEL SIN: SINCRONIZACIÓN DE AREAS

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 con las mismas en el orden que se vayan presentando:

Área Oriental

- Cierre Int. Z162 S/E CAR
- Sincronización mediante Int. Z661 o Int. Z662 S/E GCH
- Cierre Int. Z164 S/E CAR
- Cierre interruptores 2L220 y 2A210 S/E URU
- Sincronización mediante Int. 6A180 S/E URU

Área Oruro

- Cierre Int. B254 e Int. B253 S/E VIN
- Sincronización mediante Int. B231 o Int. B230 S/E SUD
- Cierre interruptores B251 y B256 S/E VIN
- Cierre Int. B222 S/E HUY

Área Sur

- Cierre interruptores A413 y A414 S/E CAT
- Sincronización mediante Int. A431 S/E POT
- Sincronización mediante Int. B475 S/E PUN

Área Sucre

- Cierre interruptor B461 S/E KAR
- Sincronización mediante Int. B531 ó Int. B535 S/E ARJ
- Cierre interruptor B541 S/E SUC
- Sincronización mediante el Int. B531 o Int. B532 S/E ARJ





SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Área Norte

- Cierre interruptores Z310 y Z311 S/E MAZ
- Sincronización mediante Int. Z221 o Int. Z223 y cierre de los Ints. Z223 o Z221 S/E VIN
-

8. ACCIONES OPERATIVAS PARA EVITAR LA DESCONEXIÓN DE LINEAS EN PARALELO

En caso de desconexión de líneas en paralelo (ARO-SIS115, COR-VHE115 y SJO-VHE230), que ocasionen la sobrecarga de las otras líneas y que no produzcan la activación del esquema de desconexión automático de generación y carga (DAG/DAC), se deben tomar las acciones necesarias para eliminar las mencionadas sobrecargas y/o corregir problemas de regulación de tensión, realizando secuencialmente las siguientes acciones:

- a) Considerando la capacidad de sobrecarga de corta duración de las líneas (menos de quince (15) minutos, el CDC debe instruir inmediatamente, la activación de Reserva Rotante de los generadores del o las áreas importadoras y la compensación de la misma en las unidades del o las áreas exportadoras.
- b) El CDC debe instruir la conexión o desconexión de bancos de capacitores del o las áreas importadoras considerando los márgenes de tensión definidos por las condiciones de desempeño mínimo para situaciones de operación en emergencia.
- c) De persistir las condiciones de sobrecarga, el CDC podrá instruir la desconexión de carga a los Distribuidores y Consumidores No Regulados, del o las áreas importadoras, en proporción a su demanda.
- d) Los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, deberán acatar las referidas instrucciones y solicitar las explicaciones que requieran en forma posterior.

En caso de que la sobrecarga inicial en las líneas haya activado el DAG/DAC y luego de la operación del EDAC, persistan problemas de regulación de tensión y/o de carga de líneas, para su corrección se aplicará el mismo procedimiento anterior.

9. OBSERVACIONES

- a) Antes de cada maniobra, los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación deberán verificar el estado de las instalaciones y equipos.
- b) Antes y después de cada maniobra deberán verificarse las condiciones de pre y post -energización (voltajes, balances de activo y reactivo, frecuencia, etc.).



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- c) Todos los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación informarán pronta y oportunamente la existencia de equipos no disponibles para la restitución.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006
TRAMITE N° 2348
La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 2 - ÁREA ORIENTAL

1. GENERAL

El área Oriental puede sufrir una interrupción total de suministro de energía bajo las siguientes circunstancias:

- a) Como parte de un colapso total del SIN, en cuyo caso, y luego de la notificación a los CCA de los Agentes, el CDC delegará la restitución al CCA de EGSA.
- b) Como parte de un colapso parcial del SIN que involucre al área Oriental y otras áreas; en estos casos, la restitución es coordinada por el CDC o delegada al CCA de EGSA de acuerdo con el numeral 5.5 de la Norma Operativa N° 6.

En ambos casos, la restitución se debe ajustar a lo establecido en este Procedimiento.

Una vez producida la desconexión automática de unidades generadoras o componentes de transmisión que produjeron un colapso en el área Oriental, las acciones son: verificar la condición de colapso, notificar a los Agentes y ejecutar la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto". La apertura de los interruptores permite energizar los diferentes componentes del área Oriental en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de grandes bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

De contarse con centrales que no disponen de unidades con arranque en negro, en casos de colapso, es de fundamental importancia proporcionarles servicio local lo antes posible.

2. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Cuando el área Oriental quede sin tensión, los CCA de EGSA, TDE, ISA Bolivia y de CRE se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar la situación de la central Guaracachi, el estado en que se encuentran las diferentes unidades y las líneas de subtransmisión respectivamente.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

El CDC revisará las condiciones del sistema y notificará a los CCA de EGSA, TDE, ISA Bolivia y CRE si el colapso en el SIN es parcial o total; si el colapso es en más de dos áreas o total, el CDC delegará la restitución del área Oriental aislado al CCA de EGSA.

3. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

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

FASE 1: APERTURA DE INTERRUPTORES PARA MANTENER ROTANDO UNIDADES GENERADORAS

Luego de producido el colapso en el área Oriental, las unidades generadoras de la central Guaracachi pueden permanecer rotando en vacío, sin servicio local, por un periodo entre 5 y 7 minutos. Para dar servicio local a estas unidades, se deben realizar las siguientes acciones:

a) El CCA de CRE debe abrir los siguientes interruptores:

- 1E02 S/E GCH (Alimentador 10.5 kV)
- 1E01 S/E GCH (Alimentador 10.5 kV)
- 1BL5 S/E GCII (Línea Villa1° de Mayo)
- 1BL2 S/E GCH (Línea Zoológico)
- 1BL4 S/E GCH (Línea El Trompillo)
- 1BL12 S/E GCII (Línea Warnes)

b) El CCA de TDE debe abrir los siguientes interruptores:

- Z661 S/E GCH (Autotransformador ATGCH23001)
- Z662 S/E GCH (Autotransformador ATGCH23002)

c) El CCA de ISA Bolivia debe abrir el siguiente interruptor:

- 6A180 S/E URU (Autotransformador ATURU230)

d) El CCA de EGSA debe abrir el Interruptor B650 de la S/E GCH (de conexión de barras) solamente en caso de que éste se encontrara en servicio (reemplazando uno de los interruptores de línea perteneciente a CRE: 1BL5, 1BL2, 1BL4, 1BL12).



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Cuando el Interruptor B650 se encuentre reemplazando a interruptores de generadores, a los interruptores de interconexión B655 o B656, o al interruptor 1BTI, debe permanecer cerrado.

Luego de este proceso, sólo queda cerrado el interruptor 1E03 en la subestación Guaracachi, con una carga de unos 10 MW en hora de punta.

FASE 2: APERTURA DE INTERRUPTORES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CRE

De tener éxito en la Fase 1, o si no quedaron unidades generadoras rotando, se toman además las siguientes acciones:

a) El CCA de CRE debe abrir los siguientes interruptores para la apertura de anillos:

- 3BL2 S/E FER (Línea Zoológico)
- 17BL3 S/E URU (Línea Feria Exposición)
- 7BL6 S/E NIE (Línea Parque Industrial)
- 17BL7 S/E URU (Línea Nueva Jerusalén)

b) El CCA de CRE debe abrir los interruptores correspondientes para el seccionamiento de carga en las subestaciones, retirando los respectivos alimentadores en 10.5 y 24.9 kV. La carga remanente por cada línea que sale de la Subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW para permitir una adecuada estabilización de las unidades generadoras.

4. VERIFICACION DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CDC o el CCA de EGSA debe verificar con el CCA de CRE, el CCA de ISA Bolivia y el CCA de TDE, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 3.

5. RESTITUCIÓN DEL AREA ORIENTAL – PROCESO A CARGO DEL CCA DE EGSA

El CCA de EGSA coordinará con el CCA de CRE la restitución del área Oriental aislada, según hayan quedado o no unidades girando en vacío.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

5.1 Con unidades en giro en Central Guaracachi

Si luego del colapso del área Oriental, en la central Guaracachi permanecieron girando una o más de las unidades que se desconectaron, el CCA de EGSA verificará la apertura de interruptores y procederá a restituir el servicio local a esta central mediante las siguientes acciones:

- a) Conectando la primera unidad y sincronizando las siguientes.
- b) Si es necesario para estabilizar la(s) unidad(es), cerrar alimentadores en 10.5 kV (1E02 y/o 1E01), en función del balance Generación – Carga, Frecuencia y Voltaje.
- c) Arrancar otras unidades disponibles en la central Guaracachi, cerrar paulatinamente los interruptores 1BL2, 1BL4, 1BL5, 1BL12 y tomar carga coordinando con el CCA de CRE, teniendo en cuenta el balance Generación – Carga, Frecuencia y Voltaje. Si en el proceso resulta conveniente, cerrar los interruptores 3BL2, 7BL6, 17BL3 y 17BL7.
- d) El CCA de EGSA debe comunicar al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. Si en el momento de la sincronización existe carga sin restituir y/o interruptores en la red de 69 kV abiertos, el CDC coordinará con el CCA de CRE la restitución de la carga remanente y/o el cierre de interruptores que permanecieran abiertos.

5.2 Sin unidades en giro en central Guaracachi

Si como consecuencia de la caída del área Oriental ninguna unidad permaneció girando, luego de la verificación de la apertura de los interruptores el CCA de EGSA debe proceder al arranque en negro con las unidades disponibles. Para restituir el servicio local y la carga, proceder como en el punto 5.1.

Si no es posible efectuar el arranque en negro e iniciar la restitución, el CCA de EGSA comunicará este hecho al CDC.

5.3 Servicio local a subestación Carrasco desde la central Guaracachi

La energización de la línea GCH-CAR230 desde la central Guaracachi para suministrar servicio local a la subestación Carrasco, solo podrá ser realizada una vez que en dicha central se tengan sincronizadas y estabilizadas 3 turbinas pequeñas de las



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

siguientes GCH1, GCH2, GCH4 ,GCH6 ,GCH7 ,GCH8, o una turbina grande GCH9, GCH10 y una pequeña.

En forma previa al cierre de los interruptores Z661 o Z662, el CDC verificará con los CCA de ISA Bolivia y de TDE que los interruptores Z164, Z161 y Z162 en subestación Carrasco se encuentran abiertos.

6. RESTITUCIÓN DEL AREA ORIENTAL – PROCESO A CARGO DEL CDC

El CDC coordinará la restitución según hayan quedado o no unidades girando en vacío.

6.1 Con unidades en giro en Central Guaracachi

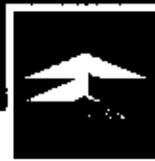
Si como consecuencia del colapso del área Oriental, en la central Guaracachi permanecieron girando una o más de las unidades que se desconectaron, el CDC con los CCA de EGSA, TDE, ISA Bolivia y CRE verificarán la apertura de interruptores y se procederá a restituir el servicio local a esta central mediante las siguientes acciones:

- a) Conectando la primera unidad y sincronizando las siguientes.
- b) Si es necesario, para estabilizar la(s) unidad(es), cerrar alimentadores en 10.5 kV (1E02 y/o 1E01), en función del balance Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje.
- c) Arrancar otras unidades disponibles en la central Guaracachi, cerrar paulatinamente los interruptores 1BL2, 1BL4, 1BL5, 1BL12 y tomar carga coordinando con el CCA de CRE, teniendo en cuenta el balance Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje. Si en el proceso resulta conveniente, cerrar los interruptores 3BL2, 7BL6, 17BL3 y 17BL7

6.2 Sin unidades en giro en Central Guaracachi

Si como consecuencia del colapso del área Oriental, ninguna unidad permaneció girando, luego de la verificación de la apertura de los interruptores el CDC debe coordinar el arranque en negro con las unidades disponibles. Para restituir el servicio local y la carga, proceder como en el punto 6.1.

Si no es posible efectuar el arranque en negro e iniciar la restitución, el CCA de EGSA comunicará este hecho al CDC.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Mientras la central Guaracachi procede al arranque en negro de unidades, el CDC instruirá al CCA de TDE maniobras para habilitar la línea CAR-GCH230.

- a) Si la maniobra de cierre de la línea CAR-GCH230, en Carrasco, concluye antes que el arranque de la primera unidad, se debe energizar la barra de 69 kV de Guaracachi cerrando el interruptor Z662 o el interruptor Z661 para dar servicio local a la central. Previo al cierre se debe adecuar la tensión en GCII 230 kV en función de la posición de taps de los autotransformadores.
- b) Si el arranque de la primera unidad concluye antes del cierre de la línea CAR-GCH230 en Carrasco, se procede como en el punto 6.1, incisos a) se conecta esta unidad al sistema y luego se procede como en los puntos 6.1 b) y c).

7. OBSERVACIONES

- a) Antes de cada maniobra, los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación deberán verificar el estado de las instalaciones y equipos.
- b) Antes y después de cada maniobra deberán verificarse las condiciones de pre y post -energización (voltajes, balances de activo y reactivo, etc.).
- c) Todos los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación informarán pronta y oportunamente la existencia de equipos no disponibles para la restitución.





SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 3 – AREA NORTE

El área Norte puede sufrir una interrupción total de suministro de energía (colapso) bajo las siguientes circunstancias:

- Como parte de un colapso total del SIN, en cuyo caso, y luego de la notificación a los CCA de los Agentes, el CDC delegará la restitución al CCA de COBEE.
- Como parte de un colapso parcial del SIN que involucre al área Norte y otras áreas; en estos casos, la restitución es coordinada por el CDC o delegada al CCA de COBEE de acuerdo con el numeral 5.5 de la Norma Operativa N° 6.

Para ambos casos, el proceso de restitución se establece en el numeral 1 de este Instructivo.

- Por efecto de la salida de la línea MAZ-VIC230.

En este caso, el proceso de restitución se establece en el numeral 2 de este Instructivo.

1. INSTRUCTIVO DE RESTITUCION DEL AREA NORTE EN CASOS DE COLAPSO TOTAL O PARCIAL EN EL SIN

Una vez producida la desconexión automática de unidades generadoras o componentes de transmisión que produjeron un colapso en el área Norte, las acciones son: verificar la condición de colapso, notificar a los Agentes y ejecutar la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto". La apertura de los interruptores permite energizar los diferentes componentes del área Norte en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de grandes bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

En casos de colapso, es de fundamental importancia proporcionar lo antes posible, servicio local a aquellas centrales que no disponen de unidades con arranque en negro.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

1.1 VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Cuando el área Norte quede sin tensión, los CCA de COBEE, HB, TDE y ELECTROPAZ se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar el estado y la disponibilidad en que se encuentran sus unidades de generación, líneas de transmisión y/o líneas de subtransmisión.

El CDC revisará las condiciones del sistema y notificará a los CCA si el colapso en el SIN es parcial o total; si el colapso es en dos áreas o más, o es total, delegará la restitución del área Norte al CCA de COBEE

1.2 APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez establecida 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 POR PARTE DEL 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)
- A3-304 S/E KEN (Línea Tiquimani, TL -10)
- 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 POR PARTE DEL CCA DE ELECTROPAZ

a) Distribución y Subtransmisión

- B3-370 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo inferior)
- B3-380 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo superior)



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- 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)
- B3-272 S/E AAC (Línea Achacachi)
- B3-261 S/E AAC (Autotransformador ATAAC11502)
- A3-260 S/E AAC (Autotransformador – ATAAC11502)
- A3-280 S/E AAC (Línea Challapampa)
- B3-543 S/E AAR (Línea Av. Arce-Rosassani, anillo inferior)
- B3-552 S/E ROS (Banco de capacitores 12 MVAR en 115 kV.)
- B3-511 S/E ACH (Banco de capacitores 12 MVAR en 115 kV)

b) Distribución primaria

Todas las subestaciones de ELECTROPAZ cuentan con desconexión automática de alimentadores (6.9 kV) 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

1.2.3 POR PARTE DEL CCA DE TDE

- A335 S/E MAZ (Línea Kenko)
- Z310 S/E MAZ (Línea Vinto)
- Z311 S/E MAZ (Línea Vinto)
- A331 S/E KEN (Línea Mazocruz)
- A301 S/E KEN (Banco de capacitores 12 MVAR en 115 kV)
- B304 S/E KEN (Banco de capacitores 12 MVAR en 115 kV)
- A332 S/E TCH (Línea Pichu)
- A341 S/E CHS (Línea Caranavi)

1.2.4 POR PARTE DEL 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)



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

FRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

b) Generación

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

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

1.3 VERIFICACION DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CDC o el CCA de COBEE debe verificar con los demás CCA del área Norte y TDF, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 1.2.

1.4 RESTITUCIÓN DEL AREA NORTE A CARGO DEL CCA DE COBEE

El CCA de COBEE coordinará la restitución con los demás Agentes que operen en el área Norte aislado. El proceso de restitución dependerá según hayan quedado o no unidades girando en vacío.

1.4.1 Con unidades de COBEE en giro

Si luego del colapso del área Norte, una o más unidades generadoras de COBEE permanecen girando, el CCA de COBEE 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

ELECTROPAZ

- Cerrar Interruptor B3-252 en S/E AAC
- Encigizar y reponer carga en las S/Es ACH, CAI y AAR, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función del balance Generación - Carga- Voltaje.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

COBEE

- 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

ELECTROPAZ

- Cerrar interruptor A3-280 en S/E AAC, energizando la S/E CHA y la S/E CTA.

COBEE

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

Se restablece el sistema de transmisión de COBEE y se energizan S/Es RSE, COS y KEN de ELECTROPAZ.

TDE

- Cerrar interruptores A331 en S/E KEN y A335 en S/E MAZ
- Intentar sincronizar el interruptor Z310 o Z311 en S/E MAZ, en coordinación con el CDC

COBEE

- Cerrar interruptor A3-304 en S/E KEN

Se energizan S/Es PAM, ROS, BOL y COT de ELECTROPAZ y S/E TCII de TDE.

TDE

- Cerrar interruptor A332 en S/E TCII

HB

- Cerrar interruptor A382 en S/E PIC
- Cerrar interruptor A383 en S/E PIC



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Se energiza y se da servicio local a las centrales Chojlla Nueva y Yanacachi para su arranque y sincronización.

ELECTROPAZ

- Cerrar interruptor A3-260 y B3-261 en S/E AAC, restituyendo el Autotransformador ATAAC11502
- Incrementar carga en coordinación con el CCA de COBEE, teniendo en cuenta el voltaje y balance generación – carga en activo y reactivo.
- Cerrar interruptor B3-543 en S/E AAR, energizando S/E ROS
- Cerrar interruptor B3-370 en S/E KEN
- Restablecer carga en S/Es CHA, ACH, CTA, CAI, AAR y ROS, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función del balance generación – carga, para normalizar la carga del Anillo Inferior KEN – AAC.
- Restituir carga en S/Es RSE, COS y KEN, cerrando alimentadores de 6.9 y 12 kV.
- Cerrar interruptor B3-262 en S/E AAC
- Cerrar interruptor B3-380 en S/E KEN
- Se energiza y restablece carga en S/Es MUN, ALP, TEM y TAR, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función del balance generación – carga.
- Cerrar interruptor B3-390 en S/E KEN y autorizar a SOBOCE reponer carga en función del balance generación – carga.
- Cerrar interruptor B3-272 en S/E AAC en función del balance generación – carga.

TDE

- Cerrar interruptor A341 en S/E CHS
- Energizar y restablecer carga en Subestaciones Caranavi y Guanay.

IIB

- Cerrar interruptor A380 en S/E PIC
- Sincronizar unidades de central Chojlla antigua.

COBEE

- Cerrar interruptor A3-104 en S/E TIQ

1.4.2 Con unidades en giro en HB

Si luego del colapso, una o más unidades generadoras de IIB (Chojlla Nueva y/o Yanacachi) permanecen girando, operando en forma aislada, el CCA de COBEE



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

verificará la apertura de interruptores según el punto 1.2 y continuará la restitución del sistema de distribución y subtransmisión de ELECTROPAZ, considerando en todo momento el voltaje y el balance generación- carga en activo y reactivo con el siguiente procedimiento:

TDE

- Cerrar interruptor A332 en S/E TCH
- Energizar S/Es PAM, ROS, BOL y COT de ELECTROPAZ y S/E TCH de TDE.

ELECTROPAZ

- Reponer carga en S/Es PAM, ROS, BOL y COT, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función del voltaje y balance generación – carga.

COBEE

- Cerrar interruptor A3-304 en S/E KEN

TDE

- Cerrar interruptores A331 en S/E KEN y A335 en S/E MAZ
- Intentar sincronizar el interruptor Z310 o Z311 en S/E MAZ, en coordinación con el CDC

COBEE

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

Se energizan S/Es AAC, TIQ y suministra servicio local a las centrales del Valle de Zongo, para el arranque y sincronización de unidades de COBEE.

Completar la restitución del área Norte aislada según el numeral 1.4.1

En caso de que 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 los interruptores A3-304 en Kenko o A332 en Chuquiaguillo.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006
TRAMITE N° 2348
La Paz, 10 de julio de 2006

1.4.3 Sin unidades en giro en COBEE ni HB

Si como consecuencia del colapso, ninguna unidad generadora permaneció girando, CCA de COBEE verificará la apertura de interruptores y procederá al arranque en negro de algunas de las unidades disponibles: ZON, TIQ, CUT05, CHU01, CHU02, HAR01, CAH02, HUA01 y HUA02.

Para restituir el servicio local a otras centrales, el sistema de transmisión y subtransmisión, y reponer carga desconectada en ELECTROPAZ, proceder según el numeral 1.4.1 de este Instructivo.

Si no es posible efectuar arranque en negro de las unidades generadoras e iniciar la restitución del área Norte, comunicar el hecho inmediatamente al CDC, y quedar atento para posteriormente efectuar la restitución del área Norte según el numeral 1.5.2 inciso b) o c).

1.5 RESTITUCIÓN DEL AREA NORTE A CARGO DEL CDC

El CDC coordinará la restitución con los demás Agentes que operen en el área Norte aislado. El proceso de restitución dependerá según hayan quedado o no unidades girando en vacío.

1.5.1 Con unidades en giro en COBEE o HB

Si la línea de interconexión MAZ-VIC230 está habilitada, y luego de la verificación de apertura de interruptores según el numeral 1.2 de este Instructivo, se debe energizar la barra de 115 kV en S/E KEN mediante el cierre de los interruptores Z310 y/o Z311 y A335 en MAZ y A331 en KEN y continuar con el numeral 1.5.2 inciso b) o c).

Si no se tiene voltaje en S/E MAZ y si como consecuencia del colapso del área Norte, una o más de las unidades que se desconectaron permanecen girando, luego de la verificación de apertura de Interruptores, se debe restituir el servicio, como se indica en el numeral 1.4.1 de este Instructivo.

1.5.2 Sin unidades en giro en COBEE ni HB

Si como consecuencia del colapso, ninguna unidad permaneció girando, luego de la verificación de la apertura de interruptores se debe instruir el arranque en negro de las unidades disponibles en COBEE.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Mientras COBEE procede al arranque de unidades generadoras, se debe habilitar las líneas de la interconexión VIN-MAZ-KEN y proceder de la siguiente forma:

- a) Si la maniobra de cierre de interconexión hasta Kenko concluye antes que la primera unidad esté en condiciones de ser conectada, se debe energizar la barra de 115 kV de S/E KEN mediante el interruptor A331, con los autotransformadores ATKEN11501 y ATKEN11502 de S/E KEN conectados. ELECTROPAZ deberá controlar el nivel de tensión en Kenko.
- b) Para suministrar servicio local a las centrales del Valle de Zongo, se deben cerrar los interruptores A3-308 en S/E KEN y A3-208 en S/E AAC, luego se debe sincronizar las unidades arrancadas. A continuación, se debe arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles en COBEE, para normalizar el servicio en el área Norte como se indica en el numeral 1.4.1 tomando en cuenta que los interruptores A3-308 y A3-208 ya fueron cerrados.
- c) Simultánea o alternativamente, para suministrar servicio local a las centrales de HB, se deben cerrar los interruptores A3-304 en S/E KEN, A332 en S/E TCH y A382, A383 en S/E PIC. A continuación, se debe arrancar y sincronizar las unidades generadoras disponibles en HB, para luego normalizar el servicio en el área Norte como se indica en el numeral 1.4.1 tomando en cuenta que los interruptores A3-304, A332, A382 y A383 ya fueron cerrados.

1.6 SINCRONIZACIÓN DE LAS AREAS NORTE Y CENTRAL

El CCA de COBEE comunicará al CDC la disponibilidad del área Norte para sincronizar con el resto del Sistema.

Para sincronizar el área Norte con el resto del SIN, a través de los interruptores Z310 o Z311 de S/E MAZ, se cuenta con:

a) Sincronización Automática

Los Interruptores Z310 y Z311 cuentan con facilidades para sincronización automática, dentro de los siguientes rangos de tensión y frecuencia:

- Tensión: $U_n \pm 7$ kV (Un – tensión nominal)
- Frecuencia: 50 ± 0.2 Hz

El CDC deberá coordinar con los CCA de TDE, COBEE, HB y ELECTROPAZ para obtener condiciones de sincronismo, de acuerdo a lo siguiente:



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- TDE habilitará el equipo de sincronización del interruptor Z310 o Z311
- CDC controlará frecuencia y tensión en el resto del SIN
- COBEE controlará frecuencia y tensión empleando su generación y la de HB en el área Norte
- TDE regulará tensión mediante el cambiador de taps en el Autotransformador de S/E MAZ y ELECTROPAZ con el retiro o ingreso de bancos de capacitores y retiro y/o conexión de carga bajo coordinación del CDC.

b) Sincronización manual

En caso de no lograrse la sincronización automática (por problemas en el sistema SCADA o falla de equipos), TDE en coordinación con el CDC sincronizará localmente el interruptor Z310 o Z311 con apoyo de personal de COBEE y/o ELECTROPAZ en S/E MAZ.

Si luego de la sincronización existe carga sin restituir, el CDC coordinará con ELECTROPAZ la restitución de la carga remanente.

1.7 OBSERVACIONES

- a) Antes de cada maniobra, el CCA del Agente del Mercado responsable de la operación deberá verificar el estado de los equipos a su cargo.
- b) Antes y después de cada maniobra deberá verificarse las condiciones de voltaje, balance de activo y reactivo, etc.
- c) Todos los CCA de los Agentes del Mercado deben informar oportunamente la existencia de equipos no disponibles para la restitución.

2. INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE EN CASOS DE COLAPSO POR SALIDA DE LA LÍNEA MAZ-VIC230

El procedimiento de restitución del área Norte desde el resto del SIN, luego de la desconexión momentánea de la línea MAZ-VIC230, sea que la interrupción de suministro en esta área sea parcial o total, es el siguiente:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

2.1 VERIFICACIÓN DE LA MAGNITUD DE LA INTERRUPCIÓN

Cuando en el área Norte se presenten variaciones de tensión y/o frecuencia, o esta quede sin tensión, los CCA de COBEE, HB, TDE y ELECTROPAZ se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar el estado en que se encuentran sus unidades de generación, líneas de transmisión, líneas de subtransmisión y/o otros componentes e informar su disponibilidad.

El CDC revisará la información, evaluará las condiciones del sistema y notificará a los CCA si la interrupción del suministro en el área Norte es parcial o total.

Si la interrupción es parcial, el CDC coordinará la reposición de la carga retirada en esta área con los CCA respectivos. Para ello previamente verificará las condiciones de operación del área, las tensiones, el balance generación – carga, etc. Si corresponde, para mitigar oscilaciones, el CDC aplicará lo establecido en el punto 2.5 señalado más adelante.

Si la interrupción de carga es total, el CDC procederá a instruir la apertura de los interruptores según el punto siguiente.

2.2 APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Establecida la situación de colapso del área Norte, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con el procedimiento siguiente:

2.2.1 POR PARTE DEL CCA DE COBEE

a) Transmisión

Abrir los siguientes interruptores

- 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)
- A3-304 S/E KEN (Línea Tiquimani, TL-10)
- 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 que hayan permanecido cerrados luego de la falla.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

2.2.2 POR PARTE DEL CCA DE ELECTROPAZ

a) Subtransmisión:

Abrir los siguientes interruptores

- 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. Arcc, anillo inferior)
- B3-262 S/E AAC (Línea Tembladerani, anillo superior)
- B3-272 S/E AAC (Línea Achacachi)
- B3-261 S/E AAC (Autotransformador – ATAAC11502)
- A3-260 S/E AAC (Autotransformador ATAAC11502)
- A3-280 S/E AAC (Línea Challapampa)
- B3-552 S/E ROS (Banco de capacitores 12 MVAR en 115 kV)
- B3-511 S/E ACH (Banco de capacitores 12 MVAR en 115 kV)

b) Distribución primaria

Por actuación de sus relés de voltaje "cero", los alimentadores en 6.9 kV del sistema de Distribución primaria de ELECTROPAZ se desconectarán automáticamente, excepto los siguientes:

- S/E KEN: Alimentadores Molino Andino e YPFB
- S/E AAR: Alimentador Miraflores
- S/E CAI: Alimentador Industrial 2
- S/E BOI: Alimentadores Bella Vista y Obrajes
- S/E CIA: Alimentador Mercado

2.2.3 POR PARTE DEL CCA DE TDE

Abrir los siguientes interruptores:

- 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 115 kV)
- A341 S/E CHS (Línea Caranavi)



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

2.2.4 POR PARTE DEL CCA DE HB

a) Transmisión

Abrir los siguientes interruptores

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

IMPORTANTE: En caso de que las unidades de HB queden operando en forma aislada, no se efectuará la apertura de estos interruptores.

b) Generación

Abrir los interruptores de unidades generadoras que hayan permanecido cerrados luego de la falla.

2.3 VERIFICACION DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CDC debe verificar con los CCA del área Norte, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.2

2.4 RESTITUCIÓN DEL AREA NORTE A CARGO DEL CDC

El CDC coordinará la restitución con todos los Agentes que operen en el área Norte aislada. Verificado el cumplimiento de lo señalado en el punto 2.3 y declarada disponible la línea MAZ-VIC230, bajo la coordinación del CDC se tomarán las siguientes acciones:

2.4.1 Restitución de COBEE – 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 A3208 en S/E AAC para dar servicio local a las centrales del sistema Zongo.
- Sincronizar las unidades que estuvieran en giro y arranque y sincronización de las demás unidades generadoras disponibles en el Zongo, con las cargas de las subestaciones de Río Seco y Cosinos de ELECTROPAZ.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

2.4.2 Restitución de IIB – Taquesi

Simultánea o alternativamente con la restitución del Valle de Zongo

- Cerrar el interruptor A3-304 en S/E Kenko, energizando además la línea entre Chuquiaguillo y Pichu.
- Cerrar los interruptores A382 y A383 en S/E Pichu
- Sincronizar las unidades que estuvieran en giro y el arranque y sincronización de las demás unidades generadoras disponibles de HB, con las cargas de las subestaciones Pampahasi, Rossasani, Bologna, y Cota Cota de ELECTROPAZ.

2.4.3 Restitución de ELECTROPAZ – Primera fase

- Cerrar el interruptor B3-252 en S/E AAC
- Cerrar el interruptor A3-280 en S/E AAC para energizar las S/Es -CHA y CTA
- Reponer la carga en las SS/EE RSE, COS, KEN, CHA, ACH, CTA, CAI, AAR y ROS, con el cierre de los alimentadores en 6.9 kV y 12 kV, en función del balance generación – carga y tensión.

2.4.4 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

2.4.5 Restitución de ELECTROPAZ – Segunda 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
- Reponer la carga en SS/EE MUN, ALP, TEM y TAR cerrando los alimentadores en 6.9 kV, en función del balance generación – carga y tensión.
- Cerrar el interruptor B3-272 en S/E AAC y reconectar la carga, en función del balance generación – carga y tensión.
- Cerrar el interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones SOBOCE, Pueblo Viacha, Tilata y EMPREIPAZ y reponer carga, en función del balance generación - carga y tensión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006
TRAMITE N° 2348
La Paz, 10 de julio de 2006

2.4.6 Restitución de TDE - Larecaja

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

2.4.7 Restitución de IIB - Pichu

- Cerrar el interruptor A380 en S/E PIC
- Arranque y sincronización de las unidades 1 y 2 de la central Chojlla antigua.

2.5 PROCEDIMIENTO PARA MITIGAR OSCILACIONES

En general, las oscilaciones en el Sistema Norte aislado deberían ser mitigadas automáticamente por la acción de los equipos PSS instalados en las unidades YAN, CHI, CUT05 y HUA01 y con el paso automático a operación en "isla" de las unidades de COBEE y HB; sin embargo, cuando las variaciones de frecuencia no activen el paso automático a "isla" en las unidades, se aplicará el siguiente procedimiento para mitigar oscilaciones, considerando la conmutación a operación en "isla" de los gobernadores de las unidades generadoras, y la conmutación de "automático" a "manual" de los reguladores de voltaje.:

Si el CDC identifica que las variaciones de frecuencia, son el resultado de variaciones en la potencia reactiva de determinadas unidades, se procederá con la desconexión de los reguladores de voltaje respectivos; mientras que, si identifica que las variaciones de frecuencia se deben a variaciones de potencia activa, se procederá a conmutar los gobernadores respectivos a operación en "isla".

Pueden ser conmutados de "automático" a "manual" los reguladores de voltaje de las siguientes unidades:

De COBEE:

- HUA02
- CAH01
- CAH02
- HAR01
- HAR02
- CHU01
- CHU02
- ZON
- TIQ



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Pueden ser conmutados a operación en "Isla" los gobernadores de las siguientes unidades:

De HB:

- YAN
- CHJ

De COBEE:

- HUA01
- HUA02
- CAH01
- CAH02
- HAR01
- HAR02
- CHU01
- CHU02
- SAI
- CUT05
- TIQ
- ZON

La aplicación de las anteriores medidas se realizará en forma paulatina, verificando la efectividad de cada acción y sólo en la cantidad necesaria para atenuar las oscilaciones.

Los reguladores de voltaje deberán estar desconectados por periodos no mayores a cinco (5) minutos, sea que esta acción haya contribuido o no al amortiguamiento de las oscilaciones.





ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 4A – AREA SUR

1. GENERAL

El área Sur puede sufrir una interrupción total de suministro de energía bajo las siguientes circunstancias:

- a) Como parte de un colapso total del SIN, en cuyo caso, y luego de la notificación por parte del CDC, la restitución es delegada al CCA de TDE.
- b) Como parte de un colapso parcial del SIN que involucre el área Sur y otras áreas; en estos casos, la restitución es coordinada por el CDC o delegada al CCA de TDE de acuerdo con el punto 5.5 de la Norma Operativa N°6.

En ambos casos, la restitución se debe ajustar a lo establecido en este Procedimiento.

Una vez producida la desconexión automática de unidades generadoras o componentes de transmisión que produjeron un colapso en el área Sur, las acciones son: verificar la condición de colapso, notificar a los Agentes y ejecutar la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto". La apertura de los interruptores permite energizar los diferentes componentes del área Sur en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de grandes bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

En casos de colapso, es de fundamental importancia proporcionar lo antes posible, servicio local a aquellas centrales que no disponen de unidades con arranque en negro.

2. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Cuando el área Sur quede sin tensión, los CCA de EGSA, TDE, ISA Bolivia, FRESA y SEPSA se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar el estado y la disponibilidad en que se encuentran sus unidades de generación, líneas de transmisión y/o líneas de subtransmisión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

El CDC revisará las condiciones del sistema y notificará a todos los CCA si el colapso en el SIN es parcial o total; si el colapso es en más de dos áreas o total, el CDC delegará el proceso de restitución del área Sur al CCA de TDE.

3. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez establecida la situación de colapso total del área Sur, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de los respectivos interruptores de acuerdo con lo siguiente:

a) Por parte del CCA de TDE

- A431 S/E POT (Línea Catavi)
- B412 S/E POT (Banco de capacitores 7.2 MVAR en 69 kV)
- B443 S/E POT (Línea Karachipampa)
- B444 S/E POT (Línea Velarde II)
- B445 S/E POT (Línea Punutuma)
- B461 S/E KAR (Línea Aranjuez)
- B472 S/E PUN (Línea Tazna)
- B473 S/E PUN (Línea Potosí)
- B474 S/E PUN (Línea Telamayú)
- B494 S/E TEL (Línea Punutuma)
- B495 S/E TEL (Línea Tupiza)

b) Por Parte del CCA de ISA Bolivia

- B475 S/E PUN (Autotransformador ATPUN230)

c) Por parte del CCA de SEPSA

- Proceder a la apertura de los alimentadores en S/E Velarde II en 24.9 kV y 10 kV.

d) Por parte del CCA de ERESA

- B453 S/E LAN (Línea Porco)

e) Por parte del CCA de EGSA

- El interruptor de la unidad KAR si hubiera quedado cerrado



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

4. VERIFICACION DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CCA de TDE debe verificar con los demás CCA del área Sur, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 3.

5. ARRANQUE DE UNIDADES

5.1 Central Karachipampa - Restitución parcial del área Sur

Una vez comunicado el colapso total del área Sur, el CCA de EGSA debe proceder al arranque en negro de la unidad KAR toda vez que la unidad se encuentre en condiciones de ser conectada al sistema, coordinando con el CCA de TDE la toma de carga por parte del CCA de SEPSA en Potosí para la estabilización.

5.2 Central Kilpani - Restitución parcial del área Sur

Una vez comunicado el colapso del área Sur, el CCA de ERESA debe proceder al arranque en negro de la unidad KIL01, conectarla al sistema y proceder al arranque de la unidad KIL03. Una vez que una o las dos unidades se encuentren en servicio, cerrar el Int. B453 tomando carga para estabilizar las unidades. Esperar en este estado la coordinación el CCA de TDE para proseguir con el proceso de restitución.

6. RESTITUCIÓN DEL AREA SUR – PROCESO DELEGADO POR EL CDC AL CCA DE TDE

Una vez el CDC haya delegado el proceso de restitución al CCA de TDE, este coordinará la restitución con los demás Agentes que operan en el área Sur aislado. El proceso de restitución dependerá de la disponibilidad de unidades en Karachipampa o Yura.

6.1 Con el Sistema Yura disponible

Si en el Sistema Yura se tienen unidades en servicio, el CCA de ERESA deberá coordinar con el CCA de TDE para:

- a) Proveer servicio local a central Karachipampa y en su caso arrancar la unidad, mediante el cierre de los interruptores:



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- B473 S/E PUN
- B445-B443 S/E POT

- b) El CCA de EGSA procederá a arrancar la unidad de Karachipampa.
- c) Para restituir parte de la carga de SEPSA y controlar el nivel de tensión, se debe cerrar el interruptor:
 - B444 S/E POT
- d) En función del balance Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje, el CCA de SEPSA en coordinación con el CCA de TDE, tomará carga en subestación Velarde II.
- e) Cuando la unidad KAR se encuentra girando en vacío el CCA de EGSA coordinará con el CCA de TDE para conectarla al sistema y proceder a tomar carga.
- f) Regular tensión y frecuencia.
- g) De acuerdo con la relación Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje, CCA de SEPSA debe tomar carga en S/E Velarde II.
- h) Una vez estabilizado el Sistema, se debe proceder a restituir el resto del área Sur. Teniendo en cuenta el balance Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje, coordinar la toma de carga mediante el cierre de los interruptores:

- B472-B474 S/E PUN
- B494-B495 S/E TEL

Una vez concluido este proceso, el CCA de TDE comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN mediante el Int. A431 (en Potosí) y/o el Int. B475 (en Punutuma). Si hasta el momento de la sincronización existía carga sin restituir, el CDC coordinará con los CCA de ERESA, EGSA, CESSA y SEPSA la restitución de la carga remanente.

- i) Si el área Sur y área Sucre lograron restituirse satisfactoriamente, a instrucción del CDC, el CCA de TDE coordinará con el CCA de EGSA la conexión de ambas áreas, mediante el cierre del interruptor B461 en Karachipampa, sincronización del interruptor B535 y cierre del interruptor B532 en Aranjuez.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

6.2 Con la unidad de Karachipampa disponible

Si la unidad de Karachipampa quedara girando luego del colapso del área Sur el CCA de EGSA deberá coordinar con el CCA de TDE para:

- a) Proveer servicio local a las centrales del sistema Yura y en su caso arrancar las unidades, mediante la conexión de la unidad al sistema y el cierre del interruptor:
 - B443 S/E POT

- b) Para estabilizar la unidad se debe restituir primero parte de la carga de SEPSA para lo que se debe cerrar el interruptor:
 - B444 S/E POT

- c) En función del balance Generación – Carga, Frecuencia y Voltaje, el CCA de SEPSA en coordinación con el CCA de TDE, tomará carga en subestación Velarde II.

- d) Para proseguir con tensión hacia Punutuma se debe cerrar los interruptores:
 - B445 S/E POT
 - B473 S/E PUN

- e) El CCA de ERESA procederá a arrancar y sincronizar las unidades en las centrales Killpani, Landara y Punutuma.

- f) Regular tensión y frecuencia.

- g) De acuerdo con la relación Generación - Carga, Frecuencia y Voltaje, CCA de SEPSA debe tomar carga en S/E Velarde II.

- h) Una vez estabilizado el Sistema, se debe proceder a restituir el resto del área Sur. Teniendo en cuenta el balance Generación – Carga, Frecuencia y Voltaje, coordinar la toma de carga mediante el cierre de los interruptores:
 - B472-B474 S/E PUN
 - B494-B495 S/E TEL



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Una vez concluido este proceso, el CCA de TDE comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN mediante el Int. A431. Si hasta el momento de la sincronización existía carga sin restituir, el CDC coordinará con los CCA de ERESA, EGSA, CESSA y SEPSA la restitución de la carga remanente.

- i) Si el área Sur y área Sucre lograron restituirse satisfactoriamente, a instrucción del CDC, el CCA de TDE coordinará con el CCA de EGSA la conexión de ambas áreas, mediante el cierre del interruptor B461 en Karachipampa, sincronización del interruptor B535 y cierre del interruptor B532 en Aranjuez.

6.3 Con energía del SIN

En caso de llegar con energía a Potosí desde el SIN, proceder como en el punto.

7. RESTITUCIÓN DEL AREA SUR- PROCESO A CARGO DEL CDC

Cuando el colapso sea solamente del área Sur, el CDC coordinará la restitución con los CCA de los Agentes que operan en esta área aislada, alimentada mediante la línea de Interconexión Catavi - Potosí.

En caso de no disponerse de la línea Catavi-Potosí, el CDC procederá como en el numeral 6.

7.1 Apertura y verificación de interruptores

Verificada la condición de colapso del área Sur, el CDC informará esta condición a los CCA respectivos y procederá a instruir la apertura de los siguientes interruptores:

Apertura de Interruptores a cargo del CCA de TDE:

- A431 S/E POT (Línea Catavi)
- B412 S/E POT (Banco de capacitores 7.2 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 (Línea Telamayú)
- B495 S/E TEL (Línea Tupiza)



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

Apertura de Interruptores a cargo del CCA de ISA Bolivia:

- B475 S/E PUN (Autotransformador ATPUN230)

Apertura de Interruptores a cargo del CCA de SEPSA:

Alimentadores en Velarde II, dejando una carga entre 4 y 5 MW.

7.2 Verificación de apertura de interruptores

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CDC debe verificar con los CCA del área Sur, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 7.1.

7.3 Restitución

El proceso de restitución es el siguiente:

a) Proveer servicio local a Karachipampa, mediante el cierre de los interruptores:

- A431 S/E POT
- B443 S/E POT

b) El CCA de EGSA procederá a arrancar la unidad de Karachipampa.

El CDC, de acuerdo a la relación Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, coordinará con el CCA de SEPSA la toma paulatina de carga.

c) Proveer servicio local a las centrales del sistema Yura con el cierre de los siguientes interruptores:

- B445 S/E POT
- B 471 S/E PUN

d) El CCA de ERESA procederá al arranque de unidades.

e) El CCA de TDE en coordinación con el CDC, luego de verificación del balance Generación -Carga, Frecuencia y Voltaje, procederá a restituir la carga de Tupiza y Villazón, mediante el cierre de los interruptores:

- B474 S/E PUN



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- B495 S/E TEL

- f) El CDC coordinará la conexión en Punutuma para lo que ISA Bolivia procederá al cierre de:

- B475 S/E PUN

8. OBSERVACIONES

- a) Antes de cada maniobra, los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación, deberán verificar el estado de sus instalaciones y equipos.
- b) Antes y después de cada maniobra deberá verificarse las condiciones de pre y post - energización (voltajes, balances de activo y reactivo, etc.).
- c) Todos los CCA de los Agentes del Mercado informarán pronta y oportunamente la existencia de equipos no disponibles para la restitución.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 4B – AREA SUCRE

1. GENERAL

El área Sucre puede sufrir una interrupción total de suministro de energía bajo las siguientes circunstancias:

- a) Como parte de un colapso total del SIN, en cuyo caso, y luego de la notificación por parte del CDC, la restitución es delegada al CCA de EGSA.
- b) Como parte de un colapso parcial del SIN que involucre el área Sucre y otras áreas; en estos casos, la restitución es coordinada por el CDC o delegada a los CCA de EGSA de acuerdo con el punto 5.5 de la Norma Operativa N°6.

En ambos casos, la restitución se debe ajustar a lo establecido en este Procedimiento.

Una vez producida la desconexión automática de unidades generadoras o componentes de transmisión que produjeron un colapso en el área Sucre, las acciones son: verificar la condición de colapso, notificar a los Agentes y ejecutar la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto". La apertura de los interruptores permite energizar los diferentes componentes del área Sucre en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de grandes bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

2. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Cuando el área Sucre quede sin tensión, los CCA de EGSA, TDE, ISA Bolivia y CESSA se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar el estado y la disponibilidad en que se encuentran sus unidades de generación y líneas de transmisión.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

El CDC revisará las condiciones del sistema y notificará a todos los CCA si el colapso en el SIN es parcial o total; si el colapso es en más de dos áreas o total, el CDC delegará el proceso de restitución del área Sucre al CCA de EGSA.

3. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez establecida la situación de colapso total del área Sucre, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de los respectivos interruptores de acuerdo con lo siguiente:

a) Por parte del CCA de TDE

- B501 S/E ARJ (Banco de capacitores 5.4 MVAR en 69 kV)
- B531, B535 S/E ARJ (Línea Karachipampa)
- B532 S/E ARJ (Línea Sucre)

b) Por parte del CCA de ISA Bolivia

- SUC6A180

c) Por parte del CCA de CESSA

- B550 S/E ARJ (Transformador 069/025 kV)
- Todos los alimentadores en 10 y 25 kV.

d) Por parte del CCA de EGSA

- E551 S/E ARJ (Alimentador CESSA1)
- E552 S/E ARJ (Alimentador CESSA2)
- E554 S/E ARJ (Alimentador CESSA 3)
- Todos los interruptores de unidades generadoras que hubieran quedado cerrados

4. VERIFICACION DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CCA de EGSA deben verificar con los demás CCA del área Sucre, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el numeral 3.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

5. ARRANQUE DE UNIDADES

Debido a que la unidad ARJ8 (turbina) de la central Aranjuez entra en secuencia de parada y no está disponible por 35 a 40 minutos, la restitución se inicia con las cinco unidades Dual Fuel, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

El CCA de EGSA debe proceder al arranque secuencial de las unidades dual fuel de la central Aranjuez, conectando la primera unidad disponible a las barras de la central, que tiene como carga unos 400 kW para servicio local.

Sincronizar la segunda unidad y, en coordinación con el CCA de CESSA, cerrar los interruptores E551 y E552 y tomar carga mediante el cierre de alimentadores de la Subestación Planta Diesel, con cargas entre 500 y 700 KW (si es necesario, dependiendo de la hora del día, se debe fraccionar la carga de los alimentadores para evitar el rechazo por acción de los relés de frecuencia del EDAC).

Proseguir con la sincronización de las restantes unidades y tomar carga en función del balance Generación – Carga, Frecuencia y Voltaje.

Cuando se haya concluido esta etapa, comunicar al CDC su disposición a sincronizarse con el área Sur.

6. RESTITUCION CON ENERGÍA DEL SIN

En caso de llegar con energía a Karachipampa o subestación Sucre desde el SIN, proceder como en el numeral 7.

7. RESTITUCIÓN DEL AREA SUCRE – PROCESO A CARGO DEL CDC

Cuando el colapso sea solamente en el área Sucre, el CDC coordinará la restitución con los CCA de los Agentes que operan el área Sucre aislada, alimentando esa área mediante la línea de Karachipampa – Aranjuez o mediante la línea Sucre-Aranjuez.

En caso de no disponerse de la línea Karachipampa-Aranjuez ni de la línea Sucre-Aranjuez, el CDC procederá como en el punto 5.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

7.1 Apertura y verificación de interruptores

Verificada la condición de colapso del área Sucre, el CDC informará esta condición a los CCA respectivos y procederá a instruir la apertura de los siguientes interruptores:

Apertura de Interruptores a cargo de CCA de TDE:

- B531, B535 S/E ARJ (Línea Karachipampa)
- B501 S/E ARJ (Banco de capacitores 5.4 MVar en 69 kV)
- B532 S/E ARJ (Línea Sucre)

Apertura de Interruptores a cargo del CCA de EGSA:

E554 S/E ARJ

Apertura de Interruptores a cargo del CCA de CESSA:

EL CCA de CESSA abrirá sus alimentadores en 10 y 25 kV. En 10 kV dejará conectada una carga entre 4 y 5 MW.

7.2 Verificación de apertura de interruptores

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CDC debe verificar con los CCA del área Sucre, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el numeral 7.1.

7.3 Restitución

El proceso de restitución es el siguiente:

- a) Proveer servicio local a central Aranjuez mediante el cierre de los interruptores
 - B532 S/E ARJ (Desde subestación Sucre)
 - ó
 - B535 S/E ARJ (Desde subestación Karachipampa)
- b) Arrancar unidades Dual Fuel en central Aranjuez.
- c) El CDC, de acuerdo a la relación Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, coordinará con el CCA de CESSA la toma paulatina de carga.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- d) Proceder a completar el anillo mediante el cierre, por parte de TDE, de los interruptores:
 - a. B531, B535
 - ó
 - b. B531, B532

8. OBSERVACIONES

- a) Antes de cada maniobra, los CCA de los Agentes responsables de la operación deberán verificar el estado de sus instalaciones y equipos.
- b) Antes y después de cada maniobra deberá verificarse las condiciones de pre y post - energización (voltajes, balances de activo y reactivo, etc.).
- c) Todos los CCA de los Agentes del Mercado informarán pronta y oportunamente la existencia de equipos no disponibles para la restitución.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 5 – AREA ORURO

1. GENERAL

El área Oruro puede sufrir una interrupción total de suministro de energía bajo las siguientes circunstancias:

- a) Como parte de un colapso total del SIN, en cuyo caso, y luego de la notificación por parte del CDC, la restitución queda a cargo del CDC.
- b) Como parte de un colapso parcial que involucre al área Oruro y otras áreas; en estos casos, la restitución es coordinada por el CDC.

En ambos casos, la restitución se debe ajustar a lo establecido en este Procedimiento.

Una vez producida la desconexión automática de unidades generadoras o componentes de transmisión que produjeron un colapso en el área Oruro, las acciones son: verificar la condición de colapso, notificar a los Agentes y ejecutar la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto". La apertura de los interruptores permite energizar los diferentes componentes del área Oruro en forma paulatina, evitando la presencia de sobrevoltajes o la incorporación de grandes bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

En casos de colapso, es de fundamental importancia proporcionar lo antes posible, servicio local a aquellas centrales que no disponen de unidades con arranque en negro.

2. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Cuando Oruro y las centrales del sistema Miguíllas se queden sin tensión, los CCA de TDE, COBEE, ELFEO y CMVINTO se comunicarán inmediatamente con el CDC para informar el estado y la disponibilidad en que se encuentran sus unidades de generación, líneas de transmisión y/o líneas de subtransmisión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

El CDC revisará las condiciones del sistema y notificará a los CCA si el colapso en el SIN es parcial o total, en ambos casos, la restitución del área Oruro será coordinada por el CDC.

3. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

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

a) Por parte del CCA DE COBEE

- B2-22 S/E HUY (Línea Vinto)
- Apertura de los interruptores de unidades de generación, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

b) Por parte del CCA DE ELFEO

- B225 S/E HUY (Línea Oruro)
- B226 S/E HUY (Línea Viloco)
- B230 S/E SUD (Línea Huayñacota)
- B231 S/E SUD (Línea Vinto)
- B232 S/E SUD (Línea Cuadro Siglo)
- B240 S/E CSG (Línea Oruro)
- Apertura de todos los alimentadores en S/Es Sud, Este, Norte, Socomani y Colquiri. Quedan cerrados los alimentadores de las S/Es Caracollo y Tablachaca

c) Por parte del CCA DE TDE

- B251, B252 S/E VIN (Autotransformador01 115/069 kV)
- B254 S/E VIN (Autotransformador02 115/069 kV)
- B253 S/E VIN (Línea CM Vinto)
- B256 S/E VIN (Línea Oruro-Línea Huayñacota)
- B203 S/E VIN (Banco de capacitores 7.2 MVAR en 69 kV)
- B205 S/E VIN (Banco de capacitores 6.6 MVAR en 69 kV)
- B421 S/E CAT (Línea Cuadro Siglo)
- B401 S/E CAT (Banco de capacitores de 7.2 MVAR en 69 kV)



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

d) Por parte del CCA DE CMVINTO

- Apertura de todos los alimentadores de 6.6 kV en S/E CMVINTO

4. VERIFICACION DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el CDC debe verificar con los CCA del área Oruro y de TDE, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 3.

5. RESTITUCIÓN DEL AREA ORURO – PROCESO A CARGO DEL CDC

El CDC coordinará la restitución con los CCA de TDE, COBEE, ELFEO y CMVINTO.

Si no existen unidades rotando en las centrales del Valle de Miguillas, el CCA de COBEE procederá al arranque en negro de las unidades, ANG01 y/o CHO01. Las maniobras bajo coordinación del CDC serán como sigue:

CCA DE COBEE

- Conectar la primera unidad y sincronizar la siguiente. Arrancar las restantes unidades disponibles para la restitución, incluidas las de Miguillas y Carabuco, hasta que todas se encuentren en servicio.

CCA DE ELFEO

- Cerrar Int. B225 en S/E Huayñacota con la carga de S/E Caracollo y Tablachaca.
- De acuerdo con el balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, el CCA de ELFEO en coordinación con el CDC procederá al cierre de alimentadores en subestaciones Norte, Socomani y/o Colquiri.
- Cerrar Int. B226 en subestación Huayñacota para aportar reactivo al sistema.

CCA DE TDE

- Cerrar Ints. B252, B253 y B254 en S/E Vinto energizando las S/Es Tesa (Línea Sud) y del C. M. Vinto. Con estas maniobras el área Oruro se encuentra en condiciones de sincronizarse con el resto del SIN en S/E Sud.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

CCA DE CM VINTO

- De acuerdo al balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, el CCA de CMVINTO coordinará con el CDC la toma de carga en S/E CMVinto.

Sincronización del área Oruro con el resto del SIN

Se realizará según se cumpla algunas de las siguientes situaciones:

- a) En caso de tener tensión en S/E Sud, desde Vinto y Huayñacota, el CCA de ELFEO cerrará el Int. B231. El CDC adecuará las condiciones de frecuencia y voltaje y el CCA de ELFEO cerrará el Int. B230 sincronizando.
 - b) En caso de tener tensión en S/E Sud, sólo desde Huayñacota, el CCA de ELFEO cerrará el Int. B230 y de acuerdo al balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, tomará carga en dicha subestación. En el momento en que se tenga tensión también desde la S/E Vinto, luego de que el CDC adecue las condiciones de frecuencia y voltaje, el CCA de ELFEO cerrará el Int. B231 sincronizando.
 - c) En caso de tener tensión en S/E Sud, sólo desde Vinto, el CCA de ELFEO cerrará el Int. B231 y de acuerdo al balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, tomará carga en dicha subestación. En el momento en que se tenga tensión también desde la S/E Huayñacota, luego de que el CDC adecue las condiciones de frecuencia y voltaje, el CCA de ELFEO cerrará el Int. B230 sincronizando.
- Luego de que el CDC verifique el balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, el CCA de ELFEO procederá a tomar carga adicional en las S/Es Este, Sud, Norte y Socomani.

CCA DE ELFEO

- Cerrar Int. B232 en S/E Sud, con lo que queda restituida la carga a Machacamarca, Pairumani y Huanuni

CCA DE TDE

- Cerrar Int. B421 en S/E Catavi



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

CCA DE ELFEO

- Cerrar Int. B240 en S/E Cuadro Siglo
- De acuerdo al balance Generación-Carga, Frecuencia y Voltaje, procederá a la restitución de la carga remanente de Huanuni, de Cuadro Siglo y tomar carga en S/E Huayñacota.

CCA DE TDE

- Cerrar Ints. B251 y B256 en S/E Vinto, energizando la línea IIUY-VIN069

CCA DE COBEE

- Cierre Int. B222 en S/E Huayñacota, con esta maniobra se cierra el anillo

Si en este momento existe carga sin restituir, el CDC en coordinación con los CCA de ELFEO y CMVINTO completará la restitución.

6. OBSERVACIONES

- Antes de cada maniobra, los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación deberán verificar el estado de las instalaciones y equipos.
- Antes y después de cada maniobra deberá verificarse las condiciones de pre y post-energización (voltajes, balances de activo y reactivo, etc.).

- Todos los CCA de los Agentes del Mercado responsables de la operación informarán pronta y oportunamente la existencia de equipos no disponibles para la restitución.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

ANEXO N° 1

BASES CONCEPTUALES PARA LA RESTITUCION 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.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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 por que 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



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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:

- 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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

- 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.
- Efectuar una estimación o proyección del balance carga - generación, así mismo una proyección del balance de carga - generación de potencia reactiva.
- Planificar la restitución de la transmisión para la provisión de servicio local y carga del área que debe ser conectada para retomar las unidades al servicio.
- 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, sobretodo 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



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

una tabulación equivalente para cada generador que muestren la máxima capacidad de absorber reactivo, considerando el límite por estabilidad estática.

6. SOBREVOLTAJES DURANTE LA RESTITUCION

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



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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 TRANSMISION

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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

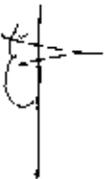
La Paz, 10 de julio de 2006

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.





SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

ANEXO 2

TERMINOLOGIA UTILIZADA EN PROCESOS DE RESTITUCIÓN

TERMINOS 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 RESTITUCION: 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 ELECTRICO: Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un esquema de control, dirección o supervisión de operación.

TERMINOS 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.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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.

TERMINOS 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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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.

LIMITES 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, rígidamente 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.

TERMINOS 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.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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.

MINIMO 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.

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 FRIA: 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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

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.

TERMINOS RELACIONADOS CON LA DISTRIBUCION:

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.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

ANEXO 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 SJO	Subestación San José
S/E ARO	Subestación Arocagua
S/E VHE	Subestación Valle Hermoso
S/E CEN	Subestación Central
S/E RUR	Subestación Rafael Urquidí
S/E KAR	Subestación Karachipampa
S/E FER	Subestación Feria Exposición
S/E NJE	Subestación Nueva Jerusalén
S/E AAC	Subestación Alto Achachicala
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 CIA	Subestación Challapampa
S/E CHS	Subestación Chuspipata
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

[Handwritten signature and vertical line]



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 181/2006

TRAMITE N° 2348

La Paz, 10 de julio de 2006

S/E TAR
S/E PAM
S/S COT
S/E PUN
S/E TEL
S/E LAN
S/E CSG
S/E CTA
S/E MAZ
S/E SUC
S/E SAN
S/E URU

Subestación Tarapacá
Subestación Pampahasi
Subestación Cota Cota
Subestación Punutuma
Subestación Telamayu
Subestación Landara
Subestación Cuadro Siglo
Subestación Catacora
Subestación Mazocruz
Subestación Sucre
Subestación Santibáñez
Subestación Urubó