



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**

La Paz, 18 de febrero de 2022

**TRÁMITE:** Modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar la Modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de Restitución: "Restitución del Área Norte", "Restitución del Área Central - Oriental" y "Restitución del Área Sur", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

**VISTOS:**

La Resolución AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017; la Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018; la nota CNDC 0379/19-C con Registro N° 2348 de 19 de febrero de 2019; la nota CNDC 0602/19-C con Registro N° 3363 de 12 de marzo de 2019; la nota CNDC 1128/21 con Registro N° 11304 de 1° de julio de 2021; la nota AETN-2464-DOCP2-251/2021 de 22 de julio de 2021; la nota CNDC 1847-21 con Registro N° 18047 de 11 de octubre de 2021; la nota CNDC-2062-21 con Registro N° 20894 de 19 de noviembre de 2021; la nota CNDC 2392/21-C con Registro N° 23218 de fecha 24 de diciembre de 2021; el Informe AETN-DOCP2 N° 530/2022 de 10 de febrero de 2022; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente y:

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que mediante Resolución AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017, se aprobaron las modificaciones de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", con los instructivos de Restitución N° 1, 2, 3, 4A, 4B, 5, 6 y 7, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, se aprobaron las modificaciones de los Instructivos de Restitución N° 1, 2 y 3 de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", presentada por el CNDC.

Que mediante nota CNDC 0379/19-C recibida con Registro N° 2348 de 19 de febrero de 2019, el CNDC informó que viene desarrollando la Consultoría "Análisis, Revisión y Diagnóstico de la Norma Operativa N° 6 e Instructivos de Restitución".

Que mediante nota CNDC 0602/19-C recibida con Registro N° 3363 de 12 de marzo de 2019, el CNDC envió información complementaria a la nota CNDC 0379/19-C recibida con Registro N° 2348 de 19 de febrero de 2019, adjuntando los Instructivos de Restitución.

Que mediante nota CNDC 1128/21 recibida en la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Registro N° 11304 de 1° de julio de 2021, el CNDC remitió la actualización de los instructivos de restitución y solicitó el análisis y revisión. Asimismo, solicitó remitir comentarios y observaciones sobre los

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 1 de 13





Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

nuevos instructivos.

Que mediante nota AETN-2464-DOCP2-251/2021 de 22 de julio de 2021, la AETN hizo conocer al CNDC las observaciones y propuestas de revisión.

Que mediante nota CNDC 1847-21 recibida en la AETN con Registro N° 18047 de 11 de octubre de 2021, el CNDC informó que en reunión realizada el 08 de octubre de 2021 con personal de la AETN, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), ENDE TRANSMISIÓN S.A., la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. (ENDE GUARACACHI S.A.) y ENDE ANDINA S.A.M., se estableció la pertinencia de conformar un grupo de trabajo para revisar la Norma Operativa N° 6; y convocó a la primera reunión para el 13 de octubre de 2021 en oficinas del CNDC.

Que mediante nota CNDC-2062-21 recibida en la AETN con Registro N° 20894 de 19 de noviembre de 2021, el CNDC dio a conocer la respuesta remitida a la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE), sobre la objeción de este Agente, a asumir la responsabilidad de la coordinación de la restitución en el sub área La Paz.

Que mediante nota CNDC 2392/21-C recibida en la AETN con Registro N° 23218 de fecha 24 de diciembre de 2021, el CNDC remitió copia de los informes aprobados en la Sesión Ordinaria N° 451 de 23 de diciembre de 2021 del Comité de Representantes al CNDC, dónde se aprobó, entre otros, el Informe N° CNDC 47/21 Actualización Norma Operativa N° 6 aprobado mediante Resolución CNDC 451/2021-3.

Que mediante Informe AETN-DOCP2 N° 530/2022 de 10 de febrero de 2022, en mérito al análisis efectuado, se concluyó que corresponde aprobar la Modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de Restitución: "Restitución del Área Norte", "Restitución del Área Central - Oriental" y "Restitución del Área Sur", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

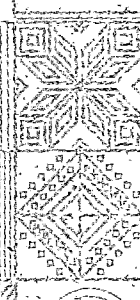
**CONSIDERANDO: (Marco Legal)**

Que el artículo 378 de la Constitución Política del Estado de 07 de febrero de 2009, dispone:

*"I. Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.*

*II. Es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social. La cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados, ni podrá concesionarse. La participación privada será regulada por la ley."*

**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 2 de 13**





**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

Que el artículo 1 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, define:

**"Norma Operativa.** Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento".

Que el inciso h) del artículo 3 del ROME, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establecen como función del CNDC, proyectar 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.

Que el artículo 4 del ROME, señala lo siguiente: "Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:

- a) El Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.
- b) La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos".

Que el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establece lo siguiente:

"Las funciones de los Miembros del CNDC, son las siguientes:

(...) n) Elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a lo establecido en la Ley de Electricidad y sus reglamentos; (...)."

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece entre las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) las siguientes:

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 3 de 13





**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

- "b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.
- c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.
- m) Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.
- n) Otras atribuciones que le señalen normas aplicables de igual o mayor jerarquía."

**CONSIDERANDO: (Análisis)**

Que mediante Informe AETN-DOCP2 N° 530/2022 de 10 de febrero de 2022, la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AETN, estableció lo siguiente:

**"(...) 3. ANÁLISIS DE LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 6 "RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL".**

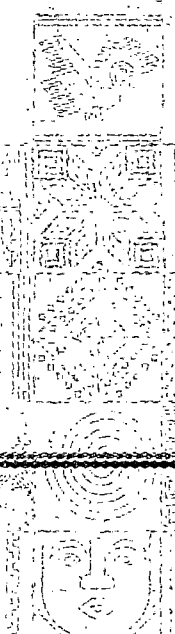
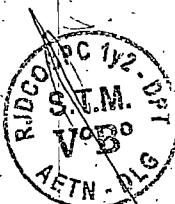
De acuerdo a lo informado por el Comité de Despacho de Carga (CNDC), en fecha 13 de septiembre de 2018, encomendó el estudio "Análisis, Revisión y diagnóstico de la Norma Operativa N° 6 e Instructivos de Restitución" a la empresa "XM Compañía De Expertos en Mercado" (Colombia) y fue concluido y entregado al CNDC en fecha 24 de abril de 2019.

La versión de la Norma Operativa N° 6, desarrollada por la empresa consultora, no fue aprobada por los Representantes al Comité, debido a que hasta la fecha de entrega del estudio, ENDE ANDINA S.A.M. no había concluido con la instalación del sistema de arranque negro en la Central Termoeléctrica del Sur, instalaciones que son parte del proceso de restitución. Pese a esto, el CNDC difundió este trabajo a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el mes de julio de 2021, ENDE ANDINA S.A.M. culminó con la instalación del arranque negro en la Central Termoeléctrica del Sur, por lo que los Agentes del MEM y Autoridades correspondientes retomaron la revisión, actualización y difusión de los instructivos de la Norma Operativa N° 6. Asimismo, el CNDC informó que el nuevo procedimiento entrará en vigencia una vez que ENDE ANDINA S.A.M. ponga en servicio el arranque negro en la Central Termoeléctrica del Sur. En este sentido, el CNDC solicitó a los Agentes remitir observaciones, cambios, sugerencias o su conformidad.

De la reunión realizada en instalaciones del CNDC, en fecha 08 de octubre de 2021, entre personal de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), ENDE TRANSMISIÓN S.A., la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. (ENDE GUARACACHI S.A.), ENDE ANDINA S.A.M. y de la AETN, se estableció la necesidad de conformar un

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 4 de 13







ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

grupo de trabajo para revisar la reestructuración de la Norma Operativa N° 6.

El CNDC solicitó a los miembros del Comité de Representantes, la designación de personal técnico para la conformación del grupo de trabajo en cada sector. Asimismo, fijó la primera reunión para el día miércoles 13 de octubre de 2021. En este sentido, se conformó el Grupo de Trabajo que realizó reuniones en forma virtual y presencial, en oficinas del CNDC en fechas 13, 22 y 19 de octubre, 04 y 09 de noviembre de 2021, para analizar y actualizar la Norma Operativa N° 6, además de sus tres Instructivos de Restitución, de acuerdo a las recomendaciones y observaciones por parte de los Agentes.

La Norma Operativa N° 6, Restitución del Sistema Interconectado Nacional, con los instructivos de Restitución N° 1, 2, 3, 4A, 4B, 5, 6 y 7, fue aprobada con la Resolución AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017; asimismo, con la Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, se aprobó las modificaciones de los Instructivos de Restitución N° 1, 2 y 3 de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional".

Con el estudio "Análisis, Revisión y diagnóstico de la Norma Operativa N° 6 e Instructivos de Restitución" de la empresa "XM Compañía De Expertos en Mercado" y las reuniones del grupo de trabajo de "Modificación de la Norma Operativa N° 6", el CNDC mediante nota CNDC 2392/21-C con Registro N° 23218 de fecha 24 de diciembre de 2021, remitió copia de los informes aprobados en la Sesión Ordinaria N° 451 de 23 de diciembre de 2021 del Comité de Representantes al CNDC, donde se aprobó, entre otros, el Informe N° CNDC 47/21 Actualización Norma Operativa N° 6, aprobado mediante Resolución CNDC 451/2021-3, la misma tiene modificaciones y actualización de forma y fondo que en los siguientes puntos se revisa para su aprobación.

**3.1 MODIFICACIONES DE LA NORMA OPERATIVA N° 6 - RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).**

**3.1.1 Respecto a la Sección 1: Aspectos Generales**

La sección 1: aspectos generales, cuenta con los siguientes subtítulos:

INTRODUCCIÓN  
VIGENCIA  
CONTROL DE CAMBIOS  
MARCO LEGAL

Con relación a la Sección 1, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la actualización de la misma.



RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 5 de 13



**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

### **3.1.2 Respecto a la Sección 2: Glosario de Términos.**

La sección 2: Glosario de Términos, cuenta con los siguientes subtítulos:

**DEFINICIONES**  
**ÁREAS DEL SIN.**

Con relación a la Sección 2, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la actualización de la misma.

### **3.1.3 Respecto a la Sección 3: Agentes y Obligaciones.**

La sección 3: Agentes y Obligaciones, cuenta con los siguientes subtítulos:

**CRITERIOS**  
**RESPONSABILIDADES**  
Responsabilidades y obligaciones del CDC  
Responsabilidades y obligaciones de los Agentes

Con relación al subtítulo "Responsabilidades y obligaciones del CDC" de la Sección 3, se realiza el siguiente análisis respecto a la delegación de Agentes en la Subárea La Paz:

El texto propuesto por el CNDC, es el siguiente:

#### **"(...) Responsabilidades y obligaciones del CDC.**

El CDC, es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación. En caso de colapso total en el SIN, el CDC podrá delegar las tareas de restitución a los Agentes en su subárea aislada, de acuerdo al siguiente detalle:

- \* A ENDE GUARACACHI S.A., subáreas Oriental y Sucre
- \* A COBEE o DELAPAZ, subárea La Paz
- \* A ENDE Generación, subárea Trinidad
- \* A ENDE TRANSMISIÓN, subárea Tarija

El o los CCA delegados, son los coordinadores de la restitución aislada de una subárea, realizarán esa coordinación de forma diligente, aplicando el instructivo de restitución respectivo en todo lo que corresponda y considerando las condiciones técnicas del área relacionada con la falla.

Para la subárea La Paz, con respecto a la alternancia, el CNDC, informará por escrito a los Agentes, antes del inicio del año calendario, de forma anual, quien estará a cargo de la coordinación de la restitución de la subárea La Paz. (...)"



RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 6 de 13



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Como resultado de las reuniones del grupo de trabajo de "Modificación de la Norma Operativa N° 6", se elaboró el acta de reunión del Grupo de Trabajo de fecha 8 de noviembre de 2021, donde los Agentes expresaron su conformidad a la revisión y actualización de la Norma Operativa N° 6 y los tres (3) Instructivos de Restitución, para consideración del Comité de Representantes, arribando a las siguientes conclusiones:

"(...) En fecha 29 de octubre de 2021, se consideraron las recomendaciones y observaciones a la Norma Operativa N° 6 y a los tres (3) instructivos de restitución expresadas por ENDE TRANSMISIÓN S.A., ELFEC S.A., COBEE, SC TESA, SETAR, ENDE, ISABOL, y CRE R.L. Respecto, desconformidad a la delegación de la restitución del subárea La Paz por parte de COBEE, se analizaron las razones técnicas y capacidades para la delegación de la restitución a algún Agente en esta subárea La Paz; tanto COBEE, HB, ENDE TRANSMISIÓN S.A. y DELAPAZ manifestaron las razones de su posición sobre la responsabilidad en el proceso de restitución, así como el día después de ocurrida la falla. Por su parte COBEE manifestó "que todos los Agentes del subárea La Paz se encuentran en las mismas condiciones técnicas y capacidades de tal forma que esta situación, anteriormente asumida por el CNDC, deja de constituirse en un óbice para que solamente COBEE asuma esta responsabilidad de la coordinación que viene realizando desde los inicios de la Norma Operativa N° 6, por lo que solicitó se considere a otros Agentes para cumplir con esta tarea, actividad definida por el CNDC sin una base legal".

Al respecto, el CNDC como Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la AETN como Entidad Reguladora, observando las características propias del sistema y la disponibilidad de equipamientos como el sistema SCADA, arranque en negro, alcance de sus instalaciones, consideran que el proceso de restitución en el caso que se tenga un colapso total en el SIN, en la Subárea La Paz, debe ser delegado a COBEE o DELAPAZ, el proceso de restitución, toda vez que estos operadores tienen a su cargo instalaciones importantes con centrales de generación y/o subestaciones, para una restitución de forma segura y confiable. Asimismo, el CNDC informó que hasta la fecha, en los colapsos parciales de energía que se han presentado en el sistema eléctrico boliviano, el CNDC no ha tenido la necesidad de delegar la coordinación de la restitución a ningún Agente, en todos los casos, el CNDC fue el responsable de la coordinación de la restitución.

Para coordinar este punto en la reunión efectuada en fecha 04 de noviembre de 2021 con el grupo de trabajo de modificación de la Norma Operativa N° 6, se trató en particular el tema de la delegación de coordinador para la subárea La Paz, así como la alternancia; incluyéndose este término en la definiciones de la Norma, así como la posibilidad de delegar la restitución de la subárea La Paz a COBEE o DELAPAZ y la alternancia de forma anual. Al respecto, COBEE reiteró su desacuerdo, debido a que solicitó delegar la responsabilidad del proceso de restitución del subárea La Paz a otro Agente y ya no a COBEE; asimismo, DELAPAZ, manifestó su acuerdo con la alternancia en el proceso de restitución. Sobre la posición de COBEE, el CNDC manifestó que mantiene su posición de alternar al delegación, por la necesidad de contar con la participación de ambos agentes para coordinar la restitución de la

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 7 de 13





**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

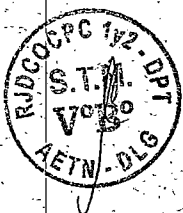
subárea La Paz. Después de un cuarto intermedio, se reanudó el día lunes 08 de noviembre de 2021, donde se trató solo el tema pendiente de la Delegación y la Alternancia para la subárea La Paz; oportunidad en que COBEE y DELAPAZ manifestaron que mantienen sus posiciones: COBEE solicita que se delegue a otro Agente y DELAPAZ está de acuerdo con la Alternancia. Al respecto, el CNDC y la AETN manifestaron que en el subárea La Paz se debe delegar a COBEE o DELAPAZ de forma alterna y con una periodicidad de un año calendario.

Al respecto, es importante aclarar que de acuerdo en el artículo 14 del Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, se estable las siguientes funciones del CNDC: i) Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, cumpliendo las disposiciones de la Ley de Electricidad y sus reglamentos; n) Elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a lo establecido en la Ley de Electricidad y sus reglamentos; v) Identificar problemas potenciales del Mercado Eléctrico Mayorista, y presentar propuestas de solución a los mismos, a conocimiento del Organismo Regulador e instancias pertinentes; aa) Otras que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se creó el CNDC. En este sentido, el CNDC de acuerdo con sus funciones como Operador del Sistema Interconectado Nacional, en el proceso de restitución cuando se tenga un colapso total en el SIN, que el CDC podrá considerar delegar la coordinación de la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación a COBEE o a DELAPAZ, toda vez que estos Operadores son los llamados directamente a colaborar en el proceso de restitución del Subárea La Paz, al tener instalaciones importantes con centrales de generación y/o subestaciones, para una restitución de forma segura y confiable. Siendo así obligación de todos los agentes de Mercado Eléctrico, de acuerdo al artículo 18 del Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), f) Participar en la conformación y mantenimiento de: el sistema de operación en tiempo real, el sistema de medición comercial, los sistemas destinados a mejorar el desempeño transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlace de datos, y otros que defina el Comité.

Por lo tanto, esta autoridad considera necesario y pertinente la propuesta del CNDC, respecto al punto Responsabilidades y Obligaciones del CDC, donde el CDC, es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación. En el caso de colapso total en el SIN, el CDC podrá delegar las tareas de restitución a los Agentes en su subárea aislada, viendo pertinente la delegación con alternancia del subárea La Paz entre COBEE y DELAPAZ. Asimismo, en la subárea La Paz, el CNDC informará por escrito a los Agentes, antes del inicio del año calendario, de forma anual, quien estará a cargo de la coordinación de la restitución de la subárea La Paz.

Con relación a los demás subtítulo de la Sección 3, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la Actualización de la misma.

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 8 de 13





**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

### 3.1.4 Sección 4: Objetivos y Estrategia.

La sección 4: Objetivos y Estrategia, cuenta con los siguientes subtítulos:

#### OBJETIVO

#### ESTRATEGIA.

1. Estabilizar la red
2. Estado de funcionamiento de los equipos del sistema
3. Estrategia de maniobra de interruptores
4. Secuencia óptima de arranque de unidades de generación
5. Consideraciones del sistema de potencia
  
6. Sobrevoltajes durante la restitución.
  - 6.1. Sobrevoltajes sostenidos
  - 6.2. Sobrevoltajes transitorios
  - 6.3. Sobrevoltajes producidos por resonancia de armónicas
7. Limitaciones en los equipos del sistema de transmisión
8. Control de sobrevoltajes
  - 8.1. Sobrevoltajes sostenidos
  - 8.2. Sobrevoltajes transitorios
  - 8.3. Resonancia de Armónicas
9. Consideraciones para nuevas tecnologías (Plantas solares y eólicas).
10. Reserva rotante durante la restitución
11. Consideraciones con los Hornos de Arco Eléctrico -HAE- durante la restitución

Con relación a la Sección 4, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la Actualización de la misma.

### 3.1.5 Sección 5: Proceso de Restitución

La sección 5: Proceso de Restitución, cuenta con los siguientes subtítulos:

#### PROCESO DE RESTITUCIÓN

1. Fase de Reconocimiento
2. Fase de restitución
3. Alternativas de Restitución

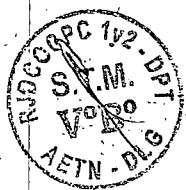
Con relación a la Sección 5, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la Actualización de la misma.

### 3.1.6 Sección 6: Comunicaciones

La sección 6: Comunicaciones, cuenta con los siguientes subtítulos

#### PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 9 de 13





**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

**Generalidades**

Con relación a la Sección 6, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la Actualización de la misma.

**3.1.7 Sección 7: Instructivos de Restitución**

La sección 7: Instructivos de Restitución, cuenta con los siguientes subtítulos:

**INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

Instructivo: Restitución Del Área Norte

Instructivo: Restitución Del Área Central – Oriental

Instructivo: Restitución Del Área Sur

Con relación a la Sección 7, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la Actualización de los Instructivos de Restitución.

**4 CONCLUSIÓN**

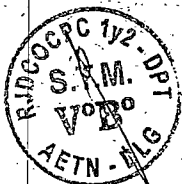
De acuerdo al análisis se concluye con lo siguiente:

4.1 Habiéndose realizado el análisis de la propuesta de modificación y Actualización de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los instructivos: Instructivo de Restitución N° 1 "Restitución del Área Central", Instructivo de Restitución N° 2 "Restitución del Área Oriental", Instructivo de Restitución N° 3 "Procedimiento de Restitución del Área Norte, Instructivo de Restitución N° 4A "Restitución del Área Sur", Instructivo de Restitución N° 4B "Restitución del Área Sucre", Instructivo de Restitución N° 5 "Procedimiento de Restitución del Área Oruro, Instructivo de Restitución N° 6 "Procedimiento de Restitución del Área Trinidad y el Instructivo de Restitución N° 7 "Procedimiento de Restitución del área Tarija", aprobada mediante Resolución AE N° 101/2017 21 de febrero de 2017 y modificados los Instructivo de Restitución N° 1 "Restitución del Área Central", Instructivo de Restitución N° 2 "Restitución del Área Oriental" e Instructivo de Restitución N° 3 "Procedimiento de Restitución del Área Norte, con la Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, se ha verificado que se han establecido cambios y modificaciones de forma y de fondo respecto a la actual Norma Operativa N° 6. Al respecto, no se tiene observaciones y considera pertinente la Actualización de la Norma Operativa N° 6 y los Instructivos de Restitución.

**5 RECOMENDACIONES**

En base a lo expuesto se recomienda lo siguiente:

5.1 Aprobar mediante Resolución Administrativa, la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de







**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

*Restitución: "Restitución del Área Norte", "Restitución del Área Central – Oriental" y "Restitución del Área Sur", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo que forma parte del presente Informe.*

- 5.2** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 101/2017 21 de febrero de 2017 y la Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, que aprueba las modificaciones de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de Restitución.
- 5.3** Una vez aprobada mediante Resolución Administrativa las modificaciones a la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", remitir una copia al Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008".

Que por lo expuesto, en mérito a lo dispuesto por el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002, se acepta el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 530/2022 de 10 de febrero de 2022, como fundamento de la presente Resolución, toda vez que se trata de un acto administrativo eminentemente técnico en sus determinaciones.

**CONSIDERANDO: (Conclusión)**

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AETN-DOCP2 N° 530/2022 de 10 de febrero de 2022, se concluye que corresponde aprobar la Modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de Restitución: "Restitución del Área Norte", "Restitución del Área Central – Oriental" y "Restitución del Área Sur", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)**

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido, se promulgó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales

RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 11 de 13



**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, se designó al ciudadano Eusebio Lucio Aruquipa Fernández como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN-Interna N° 007/2021 de 20 de enero 2021, se designó a la Servidora Pública Julia Rosario Sedano Sánchez, como Directora Titular de la Dirección Legal (DLG) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

**POR TANTO:**

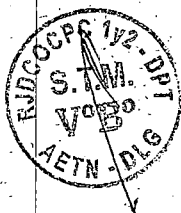
El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, y demás disposiciones legales en vigencia; y en consideración al análisis efectuado en el Informe AETN-DOCP2 N° 530/2022 de 10 de febrero de 2022;

**RESUELVE:**

**PRIMERA.** Aprobar la Modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de Restitución: "Restitución del Área Norte", "Restitución del Área Central – Oriental" y "Restitución del Área Sur", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

**SEGUNDA.** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017 y la Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, que aprueban las modificaciones de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" y los Instructivos de Restitución, a partir de la notificación con la presente Resolución.

**TERCERA.** Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) del Ministerio de Hidrocarburos y Energías.



**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 12 de 13**




ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**


**RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

**CUARTA.** Instruir a la Unidad de Gestión Estratégica (UGE) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) que de conformidad a lo establecido en el artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, proceda con la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, así como su publicación en la página web [www.aetn.gob.bo](http://www.aetn.gob.bo).

**Regístrese, comuníquese y archívese.**

  
Eusebio L. Aruquipa Fernández  
DIRECTOR EJECUTIVO  
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE  
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:

  
Julia Rosario Sotomayor Sánchez  
DIRECTORA LEGAL  
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE  
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

ST





## NORMA OPERATIVA N° 6

### SECCIÓN 1:

#### ASPECTOS GENERALES

#### INTRODUCCIÓN

La restauración del sistema, después de un colapso es una tarea compleja que requiere coordinación, comunicación, intercambio de información y toma de decisiones efectivas de los diferentes centros de control involucrados en el proceso, en situaciones donde la configuración de la red o las condiciones operativas son diferentes a las normales, dado que muchos eventos se presentan cuando se tienen configuraciones de red y condiciones operativas diferentes a las de la operación en condiciones normales. Cada perturbación es exclusiva de las condiciones particulares del sistema previas a la misma y de la causa raíz de evento.

Después de una perturbación, no es posible prever un evento; identificar exactamente cómo responderá el sistema o la magnitud del colapso. Por tanto, La Norma Operativa – Restitución de Sistema Interconectado Nacional proporciona el marco de acciones conjuntas entre el CDC y los Centros de Control de los Agentes (CCA), para recuperar los efectos del evento en el Sistema Interconectado Nacional boliviano. Asimismo, proporciona la estrategia general, los objetivos, las prioridades, los instructivos de restauración y las responsabilidades de los involucrados; al mismo tiempo, que da la flexibilidad necesaria para atender situaciones particulares de cualquier colapso parcial o total.

Además de proporcionar un marco de actuación, la Norma define:

- Los protocolos de comunicación entre los participantes del proceso
- Los procedimientos para que los participantes de la restauración envíen y mantengan información esencial relacionada con la restauración
- El entrenamiento de los encargados de todos los centros de control
- Procedimiento de revisión regular de la Norma con el ingreso o salida de nuevas instalaciones.

#### VIGENCIA

Vigencia	
<b>Norma Operativa:</b>	No 6
<b>Tema:</b>	Restitución del Sistema Interconectado Nacional
<b>Vigencia:</b>	A partir de la emisión de la Resolución de aprobación por parte de la AETN



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

## CONTROL DE CAMBIOS

Control de cambios	
Vigente a partir de:	Modificación
Fecha anterior	Descripción de la Modificación
Fecha actual	Aspectos modificados

## MARCO LEGAL

Ley de Electricidad; Artículo 30 inciso g); Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico; Artículos 3 inciso h), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b). Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004 y Resolución SSDE N° 181/2006 de 10 de julio de 2006. Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51). Decreto supremo 3892 del 1 de mayo de 2019 que modifica el decreto supremo N° 0071.



## NORMA OPERATIVA N° 6

### SECCIÓN 2:

### GLOSARIO DE TÉRMINOS

#### DEFINICIONES

**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.

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

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

**AGENTES DEL MERCADO:** Son los Distribuidores, Generadores y Transmisores que operan en el Sistema Interconectado Nacional con arreglo a la Ley de Electricidad y sus reglamentos. Son también agentes del Mercado los Consumidores No Regulados habilitados por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). Los Distribuidores que, conforme a la excepción prevista en el inciso d) del Artículo 15 de la Ley de Electricidad, sean propietarios de instalaciones de Generación, se considerarán como Generadores en lo que respecta a su actividad de generación, con los mismos derechos y obligaciones de los otros Generadores, salvo las limitaciones que establece este Reglamento.

**ALTERNANCIA:** Es el cambio anual del Agente Delegado para coordinar la restitución de la subárea La-Paz entre COBEE y DELAPAZ.

**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.

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

**BANDA DE FRECUENCIA:** Rango de frecuencia comprendido entre dos límites, se la expresa en Hz.

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





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

**CAPACIDAD EFECTIVA:** Potencia activa 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, se la expresa en MW.

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

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

**CENTRAL:** Es el conjunto de una o más Unidades Generadoras ubicadas en un mismo sitio.

**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.

**CENTRO DE DESPACHO DE CARGA (CDC):** Es la repartición del CNDC, encargada de coordinar las tareas de operación y de restitución del SIN. Asimismo, realiza las funciones operativas de supervisión, coordinación y control del sistema de transmisión, distribución y el despacho de unidades generadoras

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

**COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR -SVC-:** Es uno de los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) más importantes, el cual puede ser utilizado para el control del voltaje y mejorar la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Un SVC puede aportar o absorber la potencia reactiva necesaria para el control dinámico del voltaje, compensando así los desvíos de potencia reactiva de la red, provocados por grandes variaciones de carga o pérdidas de generadores, que podrían provocar variaciones inaceptables de voltaje, inestabilidades o hasta colapso del sistema.

Los SVC también son usados para amortiguar las oscilaciones de potencia, mejorar la estabilidad transitoria y reducir las pérdidas en el sistema por medio del control de la potencia reactiva.

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

**CON CARGA:** Condición de componente energizado y con circulación de corriente a través de él.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

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

**COORDINADOR:** Es el CDC o CCA que fue delegado, que coordina la restitución de un subárea.

**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.

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

**CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO:** Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Está definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como: tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

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

**COMPONENTE DISPONIBLE:** Componente en servicio o en condiciones de ser puesto en servicio.

**COMPONENTE INDISPONIBLE:** Componente no apto para entrar en servicio.

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

**ESTADO DE RESTITUCIÓN:** Es el estado temporal de operación del SIN en el que se restituye la demanda desconectada progresivamente hasta su total restablecimiento.

**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 en las Condiciones de Desempeño Mínimo y en el que todos los componentes estén disponibles y operando dentro de su capacidad efectiva.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

**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.

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

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

**FALLA TRANSITORIA O FUGAZ:** Falla cuya supresión no necesita ninguna 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.

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

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

**LÍMITES DE COMPENSACIÓN:** Son los valores de potencia reactiva máxima que un equipo de compensación puede entregar o recibir, se expresa en MVar.

**MERCADO:** Es el Mercado Eléctrico Mayorista integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compraventa y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países.

**MÍNIMO TÉCNICO:** Potencia de una unidad generadora por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.

**NORMA OPERATIVA:** Es la Norma elaborada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado.

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

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



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

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

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

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

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

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

**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, subtransmisión y distribución hasta su restitución al servicio para restituir el balance Oferta/Demanda del Sistema.

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

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

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 7 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

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

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

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

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

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

**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.

**TIEMPO DE ARRANQUE:** Lapso, expresado en horas o minutos, en que una unidad generadora completa su proceso de arranque hasta la sincronización.

**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.

#### **ÁREAS DEL SIN.**

Para fines de restitución, el SIN se divide en tres áreas: Central-Oriental, Norte y Sur.

#### **➤ ÁREA CENTRAL - ORIENTAL**

Las fronteras del área Central - Oriental son:

Por 230 kV:

- Línea Santivañez - Palca 1 230 kV, con el área Norte.
- Línea Santivañez - Palca 2 230 kV, con el área Norte.
- Línea Santivañez - Sucre 230 kV, con el área Sur.
- Línea Pagador - Vinto 230 kV, con el área Sur.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Por 115 kV:

- Línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV, con el área Sur.
- Línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV, con el área Sur.

Esta área se divide en dos subáreas: Central y Oriental

- **Central:** Se conecta con la subárea Oriental por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV, Brechas 230/69/10,5 kV y Brechas 1 y 2 500/230/24,9 kV.
- **Oriental:** Se conecta con la subárea Central por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV, Brechas 230/69/10,5 kV y Brechas 1 y 2 500/230/24,9 kV.

➤ **ÁREA NORTE**

Las fronteras del área Norte son:

Por 230 kV:

- Línea Santivañez - Palca 1 230 kV, con el área Central-Oriental.
- Línea Santivañez - Palca 2 230 kV, con el área Central-Oriental.
- Línea Mazocruz - Vinto 230 kV, con el área Sur.

Esta área se divide en dos subáreas: La Paz y Trinidad

- **La Paz:** Se conecta con la subárea Trinidad por medio de la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad 115 kV.
- **Trinidad:** Se conecta con la subárea La Paz por medio de la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad 115 kV.

➤ **ÁREA SUR**

Las fronteras del área Sur son:

Por 230 kV:

- Línea Pagador - Vinto 230 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Santivañez-Sucre 230 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Mazocruz-Vinto 230 kV, con el área Norte.

Por 115 kV:

- Línea Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV, con el Central - Oriental.

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022: Página 9 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Esta área se divide en tres subáreas: Tarija, Sucre y Oruro.

- **Tarija:** Se conecta con la subárea Sucre por medio de los Autotransformadores Sucre 230/69/24,9 kV, Sucre 2 230/115/24,9 kV y la línea Potosí – Punutuma 115kV. Limita con el área Central – Oriental por medio de la línea Santiyañez – Sucre 230 kV.
- **Sucre:** Se conecta con la subárea Tarija por medio de los Autotransformadores Sucre 230/69/24,9 kV, Sucre 2 230/115/24,9 kV, la línea Potosí – Punutuma 115 kV y a la subárea Oruro por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.
- **Oruro:** Limita con el área Central – Oriental por medio de las líneas Pagador-Vinto 230 kV, Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV y Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV y con el área Norte con la línea Mazocruz-Vinto 230 kV; y a la subárea sucre por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.



## NORMA OPERATIVA N° 6

### SECCIÓN 3:

### **AGENTES Y OBLIGACIONES**

#### **CRITERIOS**

**Transmisores.** Todos los transmisores deben participar en la restitución por ser los operadores responsables de las instalaciones que forman la red del SIN.

**El CDC.** Como repartición del CNDC, es la encargada de coordinar las tareas de operación del SIN, dentro de las cuales está la restitución de este.

**Generadores.** Participan de proceso de restitución; los generadores que cumplen con uno o ambos de los siguientes criterios:

- Cuentan con la capacidad de arranque en negro y de operar en forma aislada de la red, para atender en una "isla eléctrica" cargas prioritarias;
- Están conectados directamente a la red y tienen la capacidad de conectarse en paralelo con uno o más circuitos del sistema de transmisión o generadores que no tengan la capacidad de arranque en negro a los cuales se les pueda suministrar rápidamente energía para que alimenten sus servicios auxiliares, arranquen y ayuden con el control de la frecuencia y el voltaje de la red que se vaya recuperando.

**Distribuidores.** Son los encargados de definir las cargas prioritarias en el proceso de restitución y de ejecutar las acciones que permitan ajustar los bloques de demanda a recuperar que garanticen un balance adecuado entre la generación y la demanda con la que cuenta el sistema restituido, así como del control local del voltaje.

**Consumidor No Regulado.** Es aquel que tiene una demanda de potencia igual o mayor a un cierto mínimo. Dicho mínimo es fijado por el Organismo de Regulación de acuerdo a la evolución del mercado. Son usualmente, Grandes Consumidores que tienen la capacidad de operar en una red aislada y pueden suministrar parte o el total de su carga para ayudar en el proceso de restitución. Adicionalmente, considerar las características especiales que tienen estas instalaciones en los procesos de restitución.

#### **RESPONSABILIDADES**

De acuerdo con la Ley N° 1604 de Electricidad y sus Reglamentos, entre otras funciones del CNDC, está la de coordinar la operación del SIN y por ende la de liderar y coordinar el proceso de restitución a través del CDC. Dado lo anterior, sus obligaciones son las de dirigir la restitución de la red colapsada y de interconectar las redes que hayan podido quedar aisladas; coordinar las acciones establecidas en los instructivos de restitución y responsabilizarse del manejo de la información sobre el colapso y el procedimiento de restitución.



Asimismo, los Agentes a través de sus CCA tienen la responsabilidad de cumplir con los Instructivos de Restitución y seguir las instrucciones que le sean dadas por el COORDINADOR de la operación.

Todos los operadores, tanto del CDC como de los CCA, tienen la obligación de tener un pleno conocimiento y comprensión de los instructivos específicos de restitución y aplicarlos según corresponda.

### **Responsabilidades y obligaciones Del CDC**

- a) El CDC tiene la responsabilidad de evaluar el grado de la falla en el menor tiempo posible y comunicar a los CCA sus conclusiones, así como de dar instrucciones para el proceso de restitución, de acuerdo con los Instructivos de Restitución que correspondan.
- b) El CDC es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación. En caso de colapso total en el SIN, el CDC podrá delegar las tareas de restitución a los Agentes en su subárea aislada, de acuerdo al siguiente detalle:

- \* A ENDE Guaracachi, subáreas Oriental y Sucre
- \* A COBEE o DELAPAZ, subárea La Paz
- \* A ENDE Generación, subárea Trinidad
- \* A ENDE TRANSMISIÓN, subárea Tarija

El o los CCA Delegados, son los coordinadores de la restitución aislada de una Subárea, realizarán esa coordinación de forma diligente, aplicando el instructivo de restitución respectivo en todo lo que corresponda y considerando las condiciones técnicas del área relacionada con la falla.

Para la subárea La Paz, con respecto a la alternancia, El CNDC informara por escrito a los Agentes, antes de inicio de año calendario, de forma anual quien está a cargo de la coordinación de la restitución de la subárea La Paz.

- c) El detalle y las características de la delegación debe quedar claramente registrada por el CDC y por los CCA.
- d) 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.
- e) 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.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

- f) 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.
- g) En casos de fallas y/o desconexiones 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.
- h) Informar por escrito los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte de los Agentes a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- i) Realizar la actualización de los Instructivos de Restitución toda vez que se tenga variaciones (ingreso o retiro de componentes) relacionadas con los mismos.

**Responsabilidades y obligaciones de los Agentes**

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

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



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

- e) En los procesos de restitución en un área aislada, todos los CCA de esa área tienen la obligación de acatar las instrucciones del COORDINADOR, hasta el momento de restitución de condiciones para que el CDC retome su función de coordinador. Si a criterio de un CCA alguna instrucción recibida, implicara daño físico a su personal o a sus instalaciones, podrá decidir, bajo su responsabilidad, incumplir la acción instruida comunicando en el menor tiempo posible al COORDINADOR la razón del incumplimiento. El Agente involucrado justificará esta situación por escrito al CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.
- f) En caso necesario y según corresponda, el COORDINADOR, podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia.
- g) En todo proceso de restitución, el COORDINADOR, podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.
- h) Los CCA tienen la responsabilidad de realizar los mayores esfuerzos y todas las acciones necesarias para la normalización de sus instalaciones en el menor tiempo posible.
- i) Los Agentes del MEM tienen la obligación de informar al CDC sobre su organización y nómina de personas que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones. La información mencionada deberá ser actualizada por los Agentes toda vez que sea modificada e informar sobre las mismas al CNDC y a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- j) Informar por escrito los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte del COORDINADOR a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- k) Posterior a la falla y adicionalmente al SISFALLA una vez detectada anomalías y/u observaciones por parte del CNDC a la información presentada por los Agentes, deberá elaborar un informe de diagnóstico de las perturbaciones y presentar las observaciones pertinentes mediante informe al CNDC con copia a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear adjuntando los registros de los parámetros más importantes.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

## NORMA OPERATIVA N° 6

### SECCIÓN 4:

#### **OBJETIVOS Y ESTRATEGIA**

##### **OBJETIVO**

- a) Establecer la responsabilidad del CNDC y de los Agentes del MEM en el proceso de restitución del SIN a las condiciones normales de operación, luego de un colapso total o parcial.
- b) Establecer los procedimientos generales para restituir la demanda de energía desconectada y restituir al servicio a las instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión 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.

##### **ESTRATEGIA**

El principal objetivo del proceso de restitución es restituir 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.

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

1. Estabilizar la red que haya quedado energizada
2. Realizar el análisis de criticidad de la situación, con 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.
3. Determinar el/las Área(s) y/o subáreas Colapsadas e informar a todos los CCA de Agentes afectados los alcances de las instalaciones afectadas.
4. Efectuar la apertura de interruptores en el área colapsada de acuerdo a su instructivo de restitución, en preparación para la ejecución del procedimiento de restitución.
5. Abrir por alta y baja tensión todos los transformadores 500/230 kV, 230/115 kV, 230/69 kV y 115/69 kV.
6. Llevar los cambiadores de toma bajo carga (Tap) de los transformadores del SIN a la posición nominal o central.
7. Efectuar la desconexión de los bancos de capacitores y la conexión de los bancos de reactores
8. Efectuar la desconexión de los SVC hasta que se haya restituido todo el Sistema Interconectado Nacional
9. La generación de las centrales eólicas y solares serán restituidas una vez que todo el Sistema haya sido restituido.

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 15 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**





10. Arrancar en negro unidades hidráulicas o turbinas a gas en él o las áreas colapsadas.
11. 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.
12. Incrementar la generación en forma gradual y tomar carga también en forma gradual, incorporar nuevas unidades, tomar carga adicional, etc.
13. Controlar continuamente la frecuencia, los voltajes y el balance de potencia activa y reactiva entre la generación y la carga.
14. Cuando sea apropiado, resincronizar el área afectada con el resto del sistema.
15. 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.

En los procesos de restitución, los operadores del CDC toman la responsabilidad de coordinar e instruir la restitución y los CCA de ejecutarla, lo que debe efectuarse paso por paso. Sus decisiones son basadas en los instructivos de restitución respectivos, que todos deben haber estudiado como parte de su entrenamiento y por lo tanto se espera les sean muy familiares.

### **1. Estabilizar la red**

La porción de red que haya quedado en servicio o aislada del sistema, después de un colapso, a menudo, experimenta rangos anormales de frecuencia y voltaje. Por tanto, se deben tomar medidas inmediatas para estabilizar su operación dentro de las tolerancias indicadas en las "condiciones de Desempeño Mínimo" para la frecuencia y voltaje, a partir de los recursos disponibles, lo cual implica entre otras acciones:

- Ajustar los recursos de potencia reactiva, tanto discretos como dinámicos con que se cuente (compensaciones y generadores)
- De ser necesario, modificar el programa de despacho de algunos generadores para disminuir flujos de intercambio o disminuir posibles sobrecargas de equipos.
- Desconexión controlada de carga en caso de requerirse.

### **2. Estado de funcionamiento de los equipos del sistema**

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



momentáneamente han aumentado las flechas de sus conductores y provocado fallas no permanentes, estas 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.

Por lo tanto, los CCA deben informar al CDC en el plazo más corto la disponibilidad de cada componente de sus instalaciones.

### **3. Estrategia de maniobra de interruptores**

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

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

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

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

### **4. Secuencia óptima de arranque de unidades de generación**

Dependiendo de la hora y estado de carga del SIN, probablemente se tendrán más unidades disponibles que las realmente necesarias para satisfacer la carga, sin



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

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

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

Los requerimientos de carga reactiva y la cargabilidad de reactivo de las máquinas puede ser aún más crítico, sobre todo cuando se está trabajando con pequeñas áreas durante la restitución del sistema, las excursiones de voltaje en el sistema de transmisión ponen en riesgo la operación de relés que han sido ajustados considerando una operación integrada del sistema. Las oscilaciones de reactivo y las excursiones de voltaje impuestas sobre los generadores pueden producir el disparo de estos 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 a la energización de los cables de poder y las líneas de transmisión, así como la habilidad de las unidades generadoras para absorber la potencia reactiva producida por el cable o la línea en su energización. Debe haber



suficiente generación conectada, primero, para absorber la potencia reactiva y segundo para mantener los voltajes lo suficientemente bajos para evitar sobrevoltajes en el extremo abierto de la línea o del cable.

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

## **6. Sobrevoltajes durante la restitución**

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

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

### **6.1. Sobrevoltajes sostenidos**

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

### **6.2. Sobrevoltajes transitorios**

Los sobrevoltajes transitorios o de maniobra son causados por la energización de tramos largos de líneas de transmisión o por maniobra de capacitores. Los sobrevoltajes transitorios son usualmente muy amortiguados y de corta duración, sin embargo, sumados a los sobrevoltajes sostenidos pueden producir daño permanente de pararrayos. Estos sobrevoltajes no son generalmente un factor significativo en voltajes de transmisión por debajo de los 100 kV, a voltajes mayores los sobrevoltajes causados por maniobra de interruptores pueden tornarse significativos y puesto que los voltajes de operación de los pararrayos son relativamente próximos a los voltajes nominales del sistema estos pueden tener problemas, ya que líneas relativamente largas pueden almacenar una cantidad de energía muy grande. En la mayoría de los

casos, sin ondas viajeras transitorias, los pararrayos tienen suficiente capacidad de absorción de energía para mantener los sobrevoltajes peligrosos dentro de niveles seguros, sin sufrir daño permanente.

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

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

### **7. Limitaciones en los equipos del sistema de transmisión**

Los transformadores, los pararrayos y los interruptores son los equipos que más rápidamente se ven afectados por los sobrevoltajes. En sistemas sólidamente aterrados, un transformador de potencia puede resistir un sobrevoltaje de 1,2 p.u. por solo un minuto, transformadores y pararrayos pueden soportar sobrevoltajes de 1,4 p.u. por solo 10 segundos, por arriba de 1,4 p.u. los pararrayos entrarán en falla antes de que se dañe el transformador.

Cualquier voltaje arriba de 1,1 p.u. saturará el núcleo de los transformadores, produciendo fuerte calentamiento de estos y una copiosa generación de armónicas. Nótese que el voltaje base para calcular los voltajes p.u., es el voltaje particular para el tap en el cual esta energizado el transformador.

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

A la luz de las limitaciones en los equipos mostradas anteriormente, es recomendable no energizar ninguna línea, si al hacerlo en el extremo remoto (abierto) el voltaje se elevará a más de 1,2 p.u. del voltaje normal o 1,1 p.u. del voltaje del tap real del transformador, cualquiera sea menor.

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



## **8. Control de sobrevoltajes**

### **8.1. Sobrevoltajes sostenidos**

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

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

En general, se debe mantener una adecuada distribución de la potencia reactiva en todo el sistema, para lo cual se deben mantener las reservas en las unidades de generación. Para mantener el voltaje dentro de los valores exigidos, se deben equilibrar las necesidades de potencia reactiva mediante el manejo de la carga de las líneas, la maniobra de los cambia tomas (Taps) de los transformadores, la conexión o desconexión de condensadores y reactores y los Compensadores estáticos de voltaje (SVC) que estén disponibles.

Es de resaltar el especial cuidado que se debe tener con la puesta en servicio de los SVC ya que muchos de sus automatismos quedan fuera de servicio en el instante del colapso, por lo anterior, los responsables de estos deben verificar su correcta recuperación y disponibilidad para que el operador del sistema los utilice, tan pronto como las condiciones y necesidades propias de la red lo ameriten.

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

### **8.2. Sobrevoltajes transitorios**

La energización de líneas de transmisión o maniobras de elementos capacitivos originan sobrevoltajes transitorios de frente rápido y baja energía o de frente lento y alta energía. Los sobrevoltajes transitorios no son generalmente un factor limitante en la re-energización de un sistema, generalmente, si en estado permanente los voltajes





son menores de 1,2 p.u. de sus valores nominales, los sobrevoltajes transitorios pueden ser manejados por pararrayos típicos con relativa facilidad. Una excepción muy importante es la energización de líneas terminadas en transformadores, lo cual puede resultar en la generación de armónicas resonantes y sobrevoltajes dañinos.

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

### **8.3. Resonancia de Armónicas**

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

1. Los sobrevoltajes sostenidos causados por sobreexcitación de transformadores pueden ser controlados 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.

### **9. Consideraciones para nuevas tecnologías (Plantas solares y eólicas).**

Las instalaciones de generación eólica y solar pueden conectarse a la red de Transmisión y por ende tener la supervisión del CDC, en otros casos, estos recursos de generación están integrados a los sistemas de distribución, por lo cual el CDC tiene un control limitado sobre esta generación. Sin embargo, es necesario que el operador del sistema tenga total conocimiento del impacto que tienen estas tecnologías dentro del Sistema Interconectado Nacional boliviano.

Normalmente, los controles automáticos, dentro de este tipo de generadores, varían su potencia de salida en función de la velocidad del viento o la radiación solar, de acuerdo con su capacidad instalada y, el programa de generación. La variabilidad de su respuesta no es un factor de preocupación para los operadores cuando el sistema está en estado normal, pero puede ser problemático durante las primeras etapas de un proceso de restitución, particularmente cuando se trata de estabilizar o sincronizar porciones de red aisladas de después de un colapso.





Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Por lo anterior, el CDC y los CCA tendrán en cuenta las siguientes pautas para el tratamiento de este tipo de generación durante un proceso de restitución:

- Desconectar la generación eólica y solar si la variación de su potencia causa desviaciones de voltaje o frecuencia inaceptables.
- Desconectar la generación eólica y solar en bloques. Compensar con otra generación o desconectar carga para mantener la frecuencia.
- En el caso en que los generadores eólicos y solares estén desconectados o se haya apagado con el colapso, se deben dejar fuera de servicio hasta las últimas etapas del proceso de restitución; cuando se tenga un sistema más estable.

#### **10. Reserva rotante durante la restitución**

Durante el proceso de restitución, esta reserva va a depender de la magnitud del colapso que se haya presentado ya que de materializarse un colapso total del sistema o de apagarse totalmente un área, el proceso de recuperación inicia con el arranque de las unidades con capacidad de arranque en negro y la reserva dependerá únicamente de la capacidad de las unidades que hayan podido arrancar en las primeras etapas del proceso.

En gran medida la estabilidad del sistema depende de la inercia proporcionada por las unidades de generación, la acción del regulador de estas, el comportamiento de la carga y los esquemas automáticos de desconexión de carga por baja frecuencia. La seguridad del sistema o de la porción de red aislada mejora en gran medida cuando hay suficiente reserva para cubrir la pérdida de la unidad de generación más grande. Por lo anterior la estrategia es la de ir recuperando el mayor número de unidades posible.

Durante el proceso de restitución del sistema, cada área debe contar con una reserva suficiente para cubrir la contingencia del generador más grande que se haya podido recuperar en cada área aislada.

De acuerdo con lo anterior, en el proceso de restitución se pueden identificar 2 tipos de reservas: la primera es la reserva en giro o caliente la cual es básicamente, está definida a partir de los excedentes de potencia activa que puedan tener los generadores en línea y que, por sus características, (velocidad de toma de carga) pueden entregar esta energía adicional en menos de diez minutos, esta reserva facilita la restitución del sistema o la porción de este que haya colapsado, llevándola al estado precontingencia ya permite regular el intercambio de potencia activa por las líneas que enlazan porciones aisladas del sistema o la restitución ordenada de carga. Por lo anterior, se debe tener la precaución de que la carga no se restituya a una velocidad superior a la cual responde la reserva que el sistema podría volver a colapsar. Los CCA de los Agentes Consumidores (Consumidores No Regulados y Distribuidores) deben tener precisión en el tipo de carga que incorporaran al sistema, y el CDC debe tener precisión en la cantidad de reserva que disponga el Sistema

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 23 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**



Mientras que la segunda es la reserva dinámica, que se define como la cantidad de potencia disponible para preservar el sistema durante una perturbación que afecta la frecuencia, esta provisión de potencia está destinada a cubrir la pérdida de la unidad de generación más grande del sistema o de la porción de este que haya quedado aislada. Esta reserva puede complementarse con la carga conectada a los relés de alivio de carga por subfrecuencia que se haya podido recuperar durante el proceso de restitución y la respuesta en regulación primaria de los generadores que se encuentren en línea.

Por lo anterior, en las primeras etapas de proceso de restitución, los Agentes Consumidores deben tener prevista, dentro de su secuencia de restitución, la reconexión de cargas que estén dentro del esquema EDAC por baja frecuencia.

### **11. Consideraciones con los Hornos de Arco Eléctrico -HAE- durante la restitución**

Los hornos de arco eléctrico se consideran como cargas especiales dentro del sistema eléctrico de potencia y su operación obliga a mantener un monitoreo muy riguroso de cada una de las variables del sistema (Potencia, Voltaje y frecuencia) ya que en su funcionamiento estos hornos generan entre otros fenómenos como:

- Grandes fluctuaciones de voltaje.
- Armónicos
- Operación con un bajo factor de potencia
- Desbalance entre fases

A diferencia de otras cargas no lineales basadas en electrónica de potencia, los hornos de arco eléctrico son menos predecibles en su operación, por lo cual es recomendable que durante un proceso de restitución del sistema después de un colapso parcial o total se tenga especial cuidado con su funcionamiento.

Si el horno de arco ha quedado en servicio después de un evento de gran magnitud sobre el sistema, se debe coordinar con los operadores del mismo las condiciones bajo las cuales seguirá conectado a la red, buscando minimizar sus fluctuaciones de carga y voltaje, para evitar que estas lleven a ocasionar un evento mayor al presentado inicialmente. En casos críticos puede ser, inclusive necesario su desconexión del sistema.

Por otra parte, si el horno de arco eléctrico quedó fuera de servicio después del colapso se recomienda que su reconexión durante las últimas etapas del proceso de restitución ya que por sus características este tipo de cargas pueden generar inestabilidades en la frecuencia del sistema por sus fluctuaciones de carga y voltaje. Sin embargo, se debe procurar alimentar los servicios auxiliares de estas instalaciones tan pronto como sea posible.



## NORMA OPERATIVA N° 6

### SECCIÓN 5:

#### **PROCESOS DE RESTITUCION**

##### **PROCESO DE RESTITUCIÓN**

Dentro de las primeras acciones que debe realizar el CDC, después de un colapso parcial o total, es la de evaluar la magnitud del evento ocurrido, con base en la información obtenida del SCADA y la proporcionadas por los agentes. De acuerdo con esta evaluación, el CDC comunicará a los CCA la magnitud del colapso e instruirá el inicio de proceso de restitución de acuerdo con los instructivos que apliquen.

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

##### **1. Fase de Reconocimiento**

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

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

##### **2. Fase de restitución**

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



- a) Producida una falla, los CCA deben informar al CDC inmediatamente este hecho mediante teléfono, señalando de ser posible la causa y la disponibilidad de sus instalaciones de acuerdo a lo establecido anteriormente, para el proceso de restitución. Así mismo, deben quedar permanentemente atentos a las instrucciones del CDC.
- b) Con la información del SCADA y de los CCA, el CDC evaluará el alcance y la gravedad de la falla en el plazo más breve posible e informará a los CCA sobre el alcance de la falla y la situación del sistema e instruirá el procedimiento preestablecido que se debe aplicar, si corresponde, o emitirá las instrucciones exactas para cada CCA, si los eventos no se encuentran contemplados en los instructivos preestablecidos. En el proceso de restitución los equipos, causantes probables de la falla, serán evaluados antes de su energización.
- c) Si la falla afecta solamente a una parte de un área o a pocos componentes del SIN, el CDC coordinará con los respectivos CCA la restitución de los componentes involucrados en la falla.
- d) Si la falla ocasiona un colapso parcial en una o más áreas del SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA respectivos y coordinará la reposición del sistema.
- e) Si la falla ocasiona un colapso total en dos o más áreas o en todo el SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA y podrá delegar la tarea de coordinar el proceso de restitución en forma aislada. El CDC comunicará a los CCA, el inicio y finalización de la coordinación de la restitución en área aislada.
- f) En cualquier momento del proceso de restitución, los CCA deberán informar al CDC la disponibilidad de sus equipos e instalaciones afectados por la falla que hayan requerido alguna acción de reparación para su habilitación.
- g) Una vez restituido el sistema, el CDC deberá proceder a optimizar el despacho económico. Cuando no sea posible restituir las mismas unidades, el CDC deberá efectuar un redespacho en línea.
- h) En todo proceso de restitución los operadores del CDC y CCA(s) deben utilizar el protocolo de comunicaciones y Terminología descrita en el Glosario de Definiciones de la presente Norma.

### **3. Alternativas de Restitución**

En caso de colapso, la restitución de las áreas y/o subáreas se iniciará mediante el arranque en negro de las unidades generadoras locales o mediante las líneas de transmisión que hubiesen quedado disponibles, según lo señalado en los procedimientos de restitución respectivos. El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA, la alternativa a seguir.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Según las condiciones de las subáreas colapsadas y la disponibilidad de instalaciones de generación y transmisión, el COORDINADOR podrá pasar de uno a otro Procedimiento de Restitución. Asimismo, en casos de que se aborte un proceso de restitución, el COORDINADOR iniciará un nuevo proceso de restitución. En ambos casos el COORDINADOR comunicará oportunamente a los CCA respectivos.

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 27 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**



## NORMA OPERATIVA N° 6

### SECCIÓN 6:

### COMUNICACIONES

#### PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

Durante la restitución del sistema, las comunicaciones juegan un rol esencial, por lo cual es indispensable establecer seguir los protocolos que garanticen comunicaciones efectivas entre el personal del Centro de Despacho de Carga (CDC) de la Unidad Operativa del CNDC y el personal de los Centros de Control (CCA) de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

- Es fundamental que todos los operadores del sistema (CDC y CCA de los Agentes) tengan muy claro cómo se deben realizar las comunicaciones operativas, para no incurrir en errores que provocarían perjuicio para la correcta operación del SIN.
- Se define como comunicaciones operativas a todas aquellas comunicaciones relacionadas con instrucciones, informaciones, eventos, maniobras y en general, toda la coordinación y dirección de la operación del SIN.
- Por su naturaleza, las comunicaciones operativas son de importancia nacional e internacional y tienen un tratamiento especial.

Cualquier comunicación entre el personal del CDC, y los demás agentes del SIN debe contener, en forma explícita, la siguiente información:

- a) el nombre de la persona que emite la comunicación,
- b) la identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas,
- c) la instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente. A continuación, se ilustra un ejemplo práctico donde el CDC genera una comunicación con un CCA.

**CDC:** Saludo e identificación. (Ejemplo, Buenos días, Le habla [Nombre] del CDC. ¿Con quién tengo el gusto?

**CCA:** Saludo e identificación. (Ej. Buenos días, habla [Nombre] del CCA [Agente]).

**CDC:** Contenido del mensaje (Ej. A las [xx:xx] horas tenemos programada la desconexión de [Nombre o código del equipo] por mantenimiento. ¿Están listos para la coordinación de las maniobras?).



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

**CCA:** Confirmación de lo entendido (Ej. Eso es correcto, A las [xx:xx] horas tenemos programada la desconexión de [Nombre o código del equipo]).

**CDC:** Instrucción (Ej. Siendo las [xx:xx] horas tiene instrucción para que a las [xx:xx] horas desconecte [Nombre o código del equipo] por mantenimiento programado).

**CCA:** Confirmación de la instrucción (Ej. Entiendo que a las [xx:xx] horas, me está dando instrucción para que a las [xx:xx] desconecte [Nombre o código del equipo] realizo la maniobra y le confirmo).

Los **CDC** y los **CCA** deben utilizar la terminología y nomenclatura definidas en esta Norma y los diálogos entre operadores deben ser breves, específicos y cordiales.

Está expresamente prohibido:

- La utilización del sistema telefónico con fines ajenos a la operación
- La utilización del sistema por personas ajenas a la operación
- El uso de sobrenombres o apodos
- El uso de lenguaje impropio con palabras vulgares y/o de excesiva confianza.
- El uso de comentarios mal intencionados o bromas
- Conferencias de índole privada
- Uso indebido para crear interferencias

En los casos que amerite, los CCA de los Agentes deben comunicar al CDC problemas presentados en sus sistemas de comunicaciones y los medios alternos que se usarán en tanto se restituya el sistema principal.

A continuación, se establecen otros lineamientos en comunicaciones a ser tenidos en cuenta durante el proceso de restitución:

a) Durante el proceso de restitución, se utilizarán los sistemas de comunicación asignados a la operación en tiempo real (De acuerdo a Norma Operativa N° 4), consistentes en:

- Teléfono directo y selectivo por carrier.
- Sistema telefónico fijo asignado a la operación del sistema.
- Teléfonos celulares asignados a la operación del sistema.

b) 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.

c) 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.





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

- d) Los CCA que no estén directamente involucrados en la falla o en el proceso de restitución deben abstenerse de efectuar llamadas telefónicas al CDC con fines informativos, mientras dure el proceso de restitución.
- e) Durante el proceso de restitución el CDC no atenderá llamadas de personas ni entidades que no tengan que ver con las tareas de restitución.
- f) Ocurrido el colapso y concluida la evaluación preliminar de la falla y sus efectos, el Jefe de División del Centro de Despacho de Carga informará, a la brevedad posible, al Gerente de Operaciones del SIN, a la Presidencia del CNDC y a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear las condiciones del sistema.
- g) Una vez concluida la restitución del sistema luego de un colapso, el CDC enviará dentro de las siguientes tres (3) horas siguientes a la restitución, por correo electrónico, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, a los Representantes del Comité y a todos los Agentes del MEM un Informe Preliminar de la Falla.
- h) Para la elaboración de los informes Preliminares y/o Finales de Falla, los Agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados enviarán en medio magnético y por correo electrónico los registros de frecuencia, voltaje, potencias de las instalaciones donde tengan disponible esta información proveniente de registradores de eventos.

Los Agentes del MEM tienen la obligación de actualizar oportunamente la información de los teléfonos de personal de operaciones de su organización y de la nómina de personas con las que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones.

Asimismo, es totalmente obligatorio, durante el proceso de restitución, cumplir con las directrices establecidas por el CNDC en el documento "Protocolo de Comunicaciones Para Centros de Control" o, en aquel que lo sustituya o modifique.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**SECCIÓN 7:**

**INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

**INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

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



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

## **NORMA OPERATIVA N° 6**

### **INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN**

#### **Restitución del Área Norte**

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 32 de 158**

**LA PAZ:** (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
**LA PAZ:** Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
**SANTA CRUZ:** Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
**COCHABAMBA:** Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100  
**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**SECCIÓN 7: INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

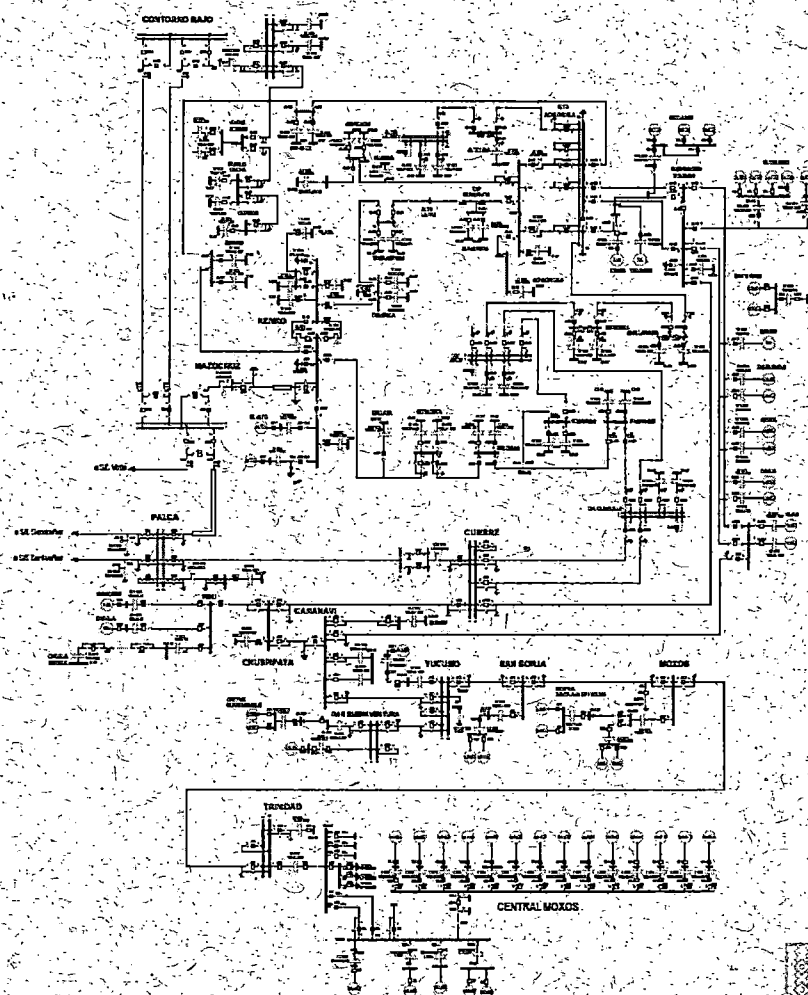
**INSTRUCTIVO: RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE**

**1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA**

**1.1. Fronteras**

El área Norte limita con las áreas Central-Oriental y Sur, tal como se ilustra en la figura 1.

**AREA NORTE**



*Figura 1. Diagrama unifilar SIN, área Norte*

Las fronteras del área Norte son:

Por 230 kV:

- Línea Santivañez - Palca 1 230 kV, con el área Central-Oriental.
- Línea Santivañez - Palca 2 230 kV, con el área Central-Oriental.
- Línea Mazocruz - Vinto 230 kV, con el área Sur.

Esta área se divide en dos subáreas: La Paz y Trinidad. Las cuales se muestran en la figura 2:

**SUBAREA LA PAZ**

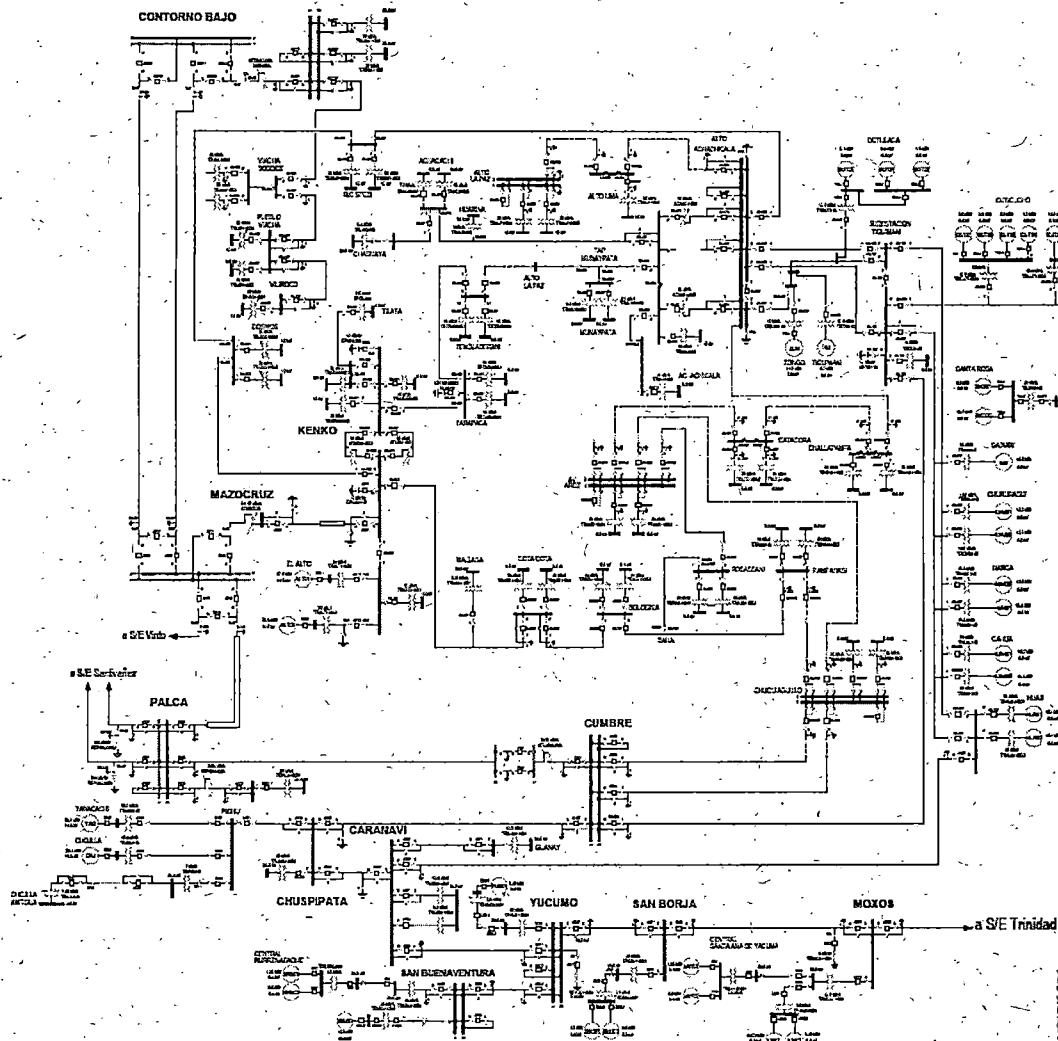


Figura 2-a. Subárea La paz

SUBAREA TRINIDAD

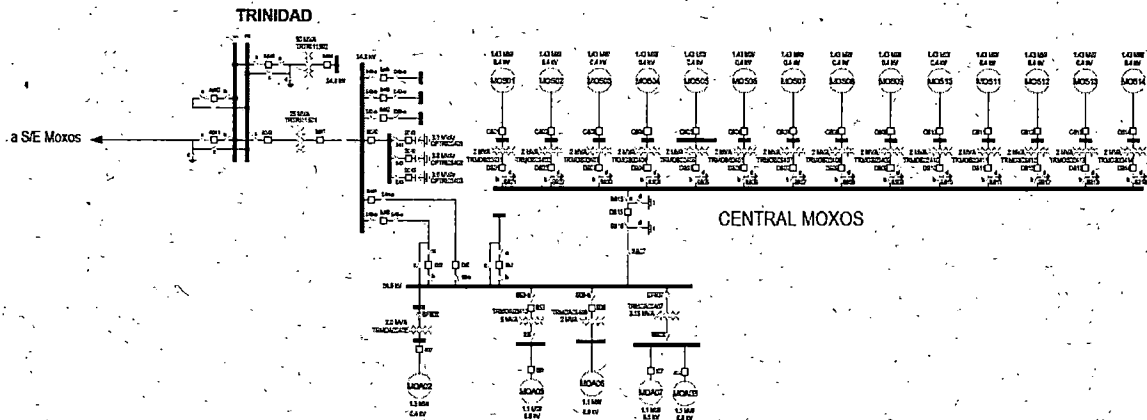


Figura 2-b. Subárea Trinidad

- **La Paz:** Cuenta con el arranque en negro de las centrales: Zongo, Tiquimani, Cuticucho (CUT05), Sainani, Chururaqui (CHU02), Harca (HAR02), Cahua (CAH02) y Huaji (HUA01 y HUA02). Se conecta con la Subárea Trinidad por medio de la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad 115 kV.
- **Trinidad:** Cuenta con el arranque en negro de la central Moxos. Se conecta con la Subárea La Paz por medio de la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad 115 kV.

### 1.2. Demanda

El área Norte tiene una demanda máxima de aproximadamente 395 MW, conectados a las redes de 115 kV y de 69 kV. A continuación, se presenta la demanda de cada subárea:

- La Paz: 368 MW
- Trinidad: 27 MW

### 1.3. Generación

Esta área Norte se caracteriza por tener una disponibilidad máxima de 363 MW de generación, entre centrales hidráulicas y centrales térmicas. Esta generación hace que el área no pueda atender toda su demanda en caso de quedar aislada del sistema.

La tabla 1 muestra en detalle las unidades de generación que corresponden al área

Tabla 1. Detalle Centrales de generación en el área Norte.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central El Alto	ENDE VHE	ALT01	Térmica	17,5	No
	ENDE VHE	ALT02	Térmica	32,35	No
Central Botijlaca	COBEE	BOT01	Hidráulica	1,9	No
	COBEE	BOT02	Hidráulica	1,47	No
	COBEE	BOT03	Hidráulica	3,44	Si
Central Cahua	COBEE	CAH01	Hidráulica	13,653	No
	COBEE	CAH02	Hidráulica	14,364	Si
Central Chojlla	HIDROBOL	CHJ	Hidráulica	38,4	No
Central Chururaqui	COBEE	CHU01	Hidráulica	13,18	Si
	COBEE	CHU02	Hidráulica	12,21	Si
Central Cuticucho	COBEE	CUT01	Hidráulica	2,5	No
	COBEE	CUT02	Hidráulica	2,38	No
	COBEE	CUT03	Hidráulica	2,3	No
	COBEE	CUT04	Hidráulica	1,49	No
	COBEE	CUT05	Hidráulica	14,3	Si
Central Harca	COBEE	HAR01	Hidráulica	13,53	No
	COBEE	HAR02	Hidráulica	12,32	Si
Central Huaji	COBEE	HUA01	Hidráulica	15,1	Si
	COBEE	HUA02	Hidráulica	15,05	Si
Central Moxos Antiguo	ENDE	MOA02	Térmica	1,28	Si
	ENDE	MOA05	Térmica	1,1	No
	ENDE	MOA06	Térmica	1,12	No
	ENDE	MOA07	Térmica	1,1	No
	ENDE	MOA08	Térmica	1,1	No
Central Moxos	ENDE	MOS01	Térmica	1,39	Si
	ENDE	MOS02	Térmica	1,43	Si
	ENDE	MOS03	Térmica	1,40	Si
	ENDE	MOS04	Térmica	1,42	Si
	ENDE	MOS05	Térmica	1,39	Si
	ENDE	MOS06	Térmica	1,40	Si
	ENDE	MOS07	Térmica	1,41	Si
	ENDE	MOS08	Térmica	1,38	Si
	ENDE	MOS09	Térmica	1,40	Si



NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ENDE	MOS10	Térmica	1,41	Si
	ENDE	MOS11	Térmica	1,39	Si
	ENDE	MOS12	Térmica	1,40	Si
	ENDE	MOS13	Térmica	1,38	Si
	ENDE	MOS14	Térmica	1,38	Si
Central Rurrenabaque	ENDE	RRE01	Térmica	1,2	No
	ENDE	RRE02	Térmica	0,6	No
Central Sainani	COBEE	SAI	Hidráulica	10,5	Si
Central Santa Ana de Yacuma	ENDE	SAY01	Térmica	1,0	No
	ENDE	SAY02	Térmica	0,62	No
Central San Borja	ENDE	SBO01	Térmica	1,2	No
Central San Buenaventura	ENDE	SBU01	Térmica	7	No
Central San Ignacio de Moxos	ENDE	SIM02	Térmica	0,38	No
Central Santa Rosa	COBEE	SRO01	Hidráulica	6,9	Si
	COBEE	SRO02	Hidráulica	10,69	Si
Central Tiquimani	COBEE	TIQ	Hidráulica	9,72	Si
Central Yariacachi	HIDROBOL	YAN	Hidráulica	50,78	No
Central Yucumo	ENDE	YUC01	Térmica	0,35	No
Central Zongo	COBEE	ZON	Hidráulica	11,04	Si

#### 1.4. Subestaciones

A continuación, se listan las subestaciones según nivel de tensión presentes en el área Norte:

- Subestaciones 230 kV

Tabla 2. Subestaciones 230 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E CUM	Cumbre
S/E MAZ	Mazocruz
S/E PCA	Palca
S/E CBA	Contorno Bajo



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

- Subestaciones 115 kV

Tabla 3. Subestaciones 115 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E AAC	Alto Achachicala
S/E AAR	Avenida Arce
S/E ACH	Achachicala
S/E ALI	Alto Lima
S/E ALP	Alto La Paz
S/E BOL	Bologna
S/E CRN	Caranavi
S/E CTC	Catacora
S/E CHA	Challapampa
S/E CHQ	Chuquiaguillo
S/E CHS	Chusipata
S/E CBA	Contorno Bajo
S/E COS	Cosmos
S/E COT	Cota Cota
S/E CUM	Cumbre
S/E GUN	Guanay
S/E HUA	Huaji
S/E KEN	Kenko
S/E MAL	Mallasa
S/E MAZ	Mazocruz
S/E MOS	Moxos
S/E PCA	Palca
S/E PAM	Pampahasi
S/E PIC	Pichu
S/E RSE	Rio Seco
S/E ROS	Rosassani
S/E SBO	San Borja

ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Pagina 38 de 158

Nomenclatura	Nombre
S/E SBU	San Buenaventura
S/E MÓX	San Ignacio de Moxos
S/E TBA	Tap Bahai
S/E TIQ	Tiquimani
S/E TRI	Trinidad
S/E YUC	Yucumo
S/E ALP	Alto La Paz
S/E VÍA	Viacha
S/E VIP	Viacha Pueblo
S/E VIO	Viriloco

- Subestaciones 69 kV

Tabla 4. Subestaciones 69 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E ACI	Achacachi
S/E ACH	Achachicala
S/E CHG	Chaguaya
S/E HUR	Huarina
S/E KEN	Kenko
S/E MUN	Munaypata
S/E TAR	Tarapacá
S/E TEM	Tembladerani

### 1.5. Autotransformadores

A continuación, se listan los autotransformadores del área Norte con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Los cambiadores de toma bajo carga de los autotransformadores de propiedad de DELAPAZ no pueden ser operados en colapsos.

Tabla 5. Detalle autotransformadores área Norte.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Alto Achachicala	DELAPAZ	ATAAC11501	115/69/10	40	9
AT03 Alto Achachicala	DELAPAZ	ATAAC11503	115/69/10	40	9
AT01 Contorno Bajo	ENDE TRANSMISIÓN	ATCBA23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Cumbre	ENDE	ATCUM23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Kenko	DELAPAZ	ATKEN11501	115/69/10	40	9
AT02 Kenko	DELAPAZ	ATKEN11502	115/69/10	40	9
AT01 Mazocruz	ENDE TRANSMISIÓN	ATMAZ230	230/115/10,5	150	5
AT01 Palca	ENDE	ATPCA23001	230/115/10,5	150	11

### 1.6. Transformadores

A continuación, se listan los transformadores del área Norte con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Los cambiadores de toma bajo carga de los transformadores de propiedad de DELAPAZ no pueden ser operados en colapsos.

Tabla 6. Detalle transformadores área Norte.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Alto Achachicala	DELAPAZ	TRAAC069	69/12,63	16	9
TR01 Avenida Arce	DELAPAZ	TRAAR11501	115/7,27	20	9
TR02 Avenida Arce	DELAPAZ	TRAAR11502	115/7,27	20	9
TR01 Achachicala	DELAPAZ	TRACH069	69/6,9	10	1
TR01 Achacachi	DELAPAZ	TRACI06901	69/6,9	7,5	
TR02 Achacachi	DELAPAZ	TRACI06902	69/24,9	10	9
TR01 Alto La Paz	DELAPAZ	TRALP06901	69/6,9	9,9	1
TR02 Alto La Paz	DELAPAZ	TRALP06902	69/6,9	9,9	9
TR01 Bologna	DELAPAZ	TRBOL11501	115/7,33	16	9
TR02 Bologna	DELAPAZ	TRBOL11502	115/7,33	16	9
TR01 Contorno Bajo	DELAPAZ	TRCBA11501	115/26	25	9
TR02 Contorno Bajo	DELAPAZ	TRCBA11502	115/26	25	9
TR01 Challapampa	DELAPAZ	TRCHA11501	115/7,275	20	9



ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022  
TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE N° 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 18 de febrero de 2022

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR02 Challapampa	DELAPAZ	TRCHA11502	115/7,275	20	9
TR01 Chaguaya	DELAPAZ	TRCHG069	69/24,9	5,2	3
TR01 Chuquiaguillo	DELAPAZ	TRCHQ11501	115/7,275	20	9
TR02 Chuquiaguillo	DELAPAZ	TRCHQ11502	115/7,275	16	9
TR01 Chuspipata	DELAPAZ	TRCHS11501	115/26	25	9
TR01-Chojlla Antigua	HIDROBOL	TRCJL024	24.9/2,4	1.25	0
TR01 Cosmos	DELAPAZ	TRCOS11501	115/12,7	16	9
TR02 Cosmos	DELAPAZ	TRCOS11502	115/12,6	20	9
TR01 Cota Cota	DELAPAZ	TRCOT11501	115/7,27	20	9
TR02 Cota Cota	DELAPAZ	TRCOT11502	115/7,27	20	9
TR01 Caranavi	DELAPAZ	TRCRN11501	115/34,5	12.5	9
TR02 Caranavi	DELAPAZ	TRCRN11502	115/34,5	6.3	9
TR01 Catacora	DELAPAZ	TRCTC11501	115/7,275	20	9
TR02 Catacora	DELAPAZ	TRCTC11502	115/7,275	20	9
TR01 Guanay	DELAPAZ	TRGUN11501	115/34,5	12.5	9
TR01 Huarina	DELAPAZ	TRHUR069	69/24.9	5	3
TR01 Kenko	DELAPAZ	TRKEN06901	66/6.6	14,5	5
TR02 Kenko	DELAPAZ	TRKEN06902	69/7.56	20	9
TR05 Kenko	DELAPAZ	TRKEN06905	69/6.9	10	5
TR01 Kenko	DELAPAZ	TRKEN11501	115/12.6	25	9
TR01 Mallasa	DELAPAZ	TRMAL11501	115/24.9	5,32	3
TR01 Munaypata	DELAPAZ	TRMUN06901	66/6.6	10	1
TR02 Munaypata	DELAPAZ	TRMUN06901	66/6.6	10	1
TR01 Pampahasi	DELAPAZ	TRPAM11501	69/6.9	9,95	5
TR02 Pampahasi	DELAPAZ	TRPAM11502	115/7.275		
TR01 Palca	DELAPAZ	TRPCA11501	115/26	25	9
TR01 Pichu	DELAPAZ	TRPIC115	115/25	7	
TR01 Rosassani	DELAPAZ	TRROS11501	115/7,3	16	9
TR02 Rosassani	DELAPAZ	TRROS11502	115/7,33	16	9
TR01 Río Seco	DELAPAZ	TRRSE11501	115/12,6	20	9
TR02 Río Seco	DELAPAZ	TRRSE11502	115/12,6	20	9
TR01 Tarapacá	DELAPAZ	TRTAR06901	69/6,9	10	
TR02 Tarapacá	DELAPAZ	TRTAR06902	69/6,9	9,9	
TR01 Tembladerani	DELAPAZ	TRTEM06901	69/6,9	10	
TR02 Tembladerani	DELAPAZ	TRTEM06902	69/6,9	10	
TR01 Subestación Tiquimani	COBEE	TRTIQ115	115/6,6	4	4

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Viacha	DELAPAZ	TRVIA11501	115/6,9	20	
TR02 Viacha	DELAPAZ	TRVIA11502	115/6,9	20	
TR01 Viacha Pueblo	DELAPAZ	TRVIP11501	115/12,7	25	
TR02 Viacha Pueblo	DELAPAZ	TRVIP11502	115/12,7	25	
TR01 San Buenaventura	DELAPAZ	TRSBU11501	115/34,5	25	11
TR01 San Ignacio de Moxos	ENDE	TRMOX11501	115/34,5		
TR01 San Borja	ENDE	TRSB011501	115/34,5		
TR01 Trinidad	ENDE	TRTRI11501	115/24,9		
TR02 Trinidad	ENDE	TRTRI11502	115/24,9		
TR01 Yucumo	ENDE	TRYUC11501	115/34,5		
TR01 Viriloco	DELAPAZ	TRVIO11501	115/34,5	25	
TR01 Alto Lima	DELAPAZ	TRALL11501	115/12	25	
TR02 Alto Lima	DELAPAZ	TRALL11502	115/12	25	

### 1.7. Transformadores de generación

A continuación, se listan los transformadores de generación del área Norte con su respectivo tap en la posición actual. Valor en cual deben quedar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Tabla 7. Detalle de transformadores de generación área Norte.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 El Alto	ENDE VHE	TRALT11501	115/11,5	34	4
TR02 El Alto	ENDE VHE	TRALT11502	115/11,5	75	4
TR01 Botijlaca	COBEE	TRBOT115	115/6,6	12,5	2
TR01 Cahua UG2	COBEE	TRCAH115	115/6,6	16	5
TR02 Cahua UG1	COBEE	TRCAU115	115/6,6	16	5
TR01 Chojlla	HIDROBOL	TRCHJ115	115/11,5	40,8	3
TR01 Chururaqui UG2	COBEE	TRCHR115	115/6,9	14,5	2
TR02 Chururaqui UG1	COBEE	TRCHU115	115/6,9	14,5	2
TR01 Cuticucho	COBEE	TRCUT11501	115/6,6	12,5	2
TR02 Cuticucho	COBEE	TRCUT11502	115/6,6	16,6	2
TR01 Harca UG2	COBEE	TRHAC115	115/6,6	15,2	5



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR02 Harca UG1	COBEE	TRHAR115	115/6,6	15.2	5
TR01 Huaji UG1	COBEE	TRHUA11501	115/6,9	20	4
TR02 Huaji UG2	COBEE	TRHUA11502	115/6,9	20	2
TR01 Central Moxos Antiguo UG2	ENDE	TRMOA02402	24,9/0,4	1.5	0
TR02 Central Moxos Antiguo UG6	ENDE	TRMOA02406	24,9/6,6	2	0
TR03 Central Moxos Antiguo UG7,8	ENDE	TRMOA02407	24,9/6,6	3.15	0
TR04 Central Moxos Antiguo UG5,10	ENDE	TRMOA02410	24,9/6,6	5	0
TR01 Central Moxos UG1	ENDE	TRMOS02401	24,9 / 0,38	2	0
TR02 Central Moxos UG2	ENDE	TRMOS02402	24,9 / 0,38	2	0
TR03 Central Moxos UG3	ENDE	TRMOS02403	24,9 / 0,38	2	0
TR04 Central Moxos UG4	ENDE	TRMOS02404	24,9 / 0,38	2	0
TR05 Central Moxos UG5	ENDE	TRMOS02405	24,9 / 0,38	2	0
TR06 Central Moxos UG6	ENDE	TRMOS02406	24,9 / 0,38	2	0
TR07 Central Moxos UG7	ENDE	TRMOS02407	24,9 / 0,38	2	0
TR08 Central Moxos UG8	ENDE	TRMOS02408	24,9 / 0,38	2	0
TR09 Central Moxos UG9	ENDE	TRMOS02409	24,9 / 0,38	2	0
TR010 Central Moxos UG10	ENDE	TRMOS02410	24,9 / 0,38	2	0
TR011 Central Moxos UG11	ENDE	TRMOS02411	24,9 / 0,38	2	0
TR012 Central Moxos UG12	ENDE	TRMOS02412	24,9 / 0,38	2	0
TR013 Central Moxos UG13	ENDE	TRMOS02413	24,9 / 0,38	2	0
TR014 Central Moxos UG14	ENDE	TRMOS02414	24,9 / 0,38	2	0
TR015 Central Moxos UG15	ENDE	TRMOS02415	24,9 / 0,4	2	0
TR016 Central Moxos UG16	ENDE	TRMOS02416	24,9 / 0,4	2	0
TR01 Rurrenabaque	ENDE	TRRRE03401	34,5/0,4	2,5	0



NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 Sainani	COBEE	TRSAI115	115/6,6	12	3
TR01 Santa Ana de Yacuma	ENDE	TR SAY03401	34,5/0,4	2,5	0
TR01 San Borja	ENDE	TR SBO03401	34,5/0,4	2,5	0
TR02 San Buenaventura	ENDE GCH	TR SBU11502	115/13,8	20	0
TR01 San Ignacio de Moxos	ENDE	TR SIM03401	34,5/0,4	2,5	0
TR01 Santa Rosa	COBEE	TR SRO115	115/6,9	20	1
TR01 Central Tiquimani	COBEE	TR TIG115	115/6,6	12,5	2
TR01 Yucumo	ENDE	TR YUC03401	34,5/0,4	2,5	0
TR01 Yanacachi 115/11,5 kV	HIDROBOL	TR YAN115	115/11,5	58	3
TR01 Zongo	COBEE	TR ZON115	115/6,6	12	2

### 1.8. Activos para control de tensión

Adicional al aporte de potencia reactiva de las unidades de generación y el tap de los transformadores, el área Norte cuenta con varios recursos para el control de tensión en las siguientes subestaciones:

- Kenko 69 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Kenko 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga 10 minutos.
- San Ignacio de Moxos 115 kV: Un reactor de línea hacia San Borja de 9 MVar.
- Palca 230 kV: Dos reactores de línea hacia Santivañez de 12 MVar cada uno.
- Tarapacá 69 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Tiquimani 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Trinidad 24,9 kV: Tres condensadores de barra cada uno de 3,6 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Yucumo 115 kV: Un reactor de barra de 5 MVar.
- Vinto 230 kV: Un reactor de línea hacia Mazocruz de 21 MVar y un condensador en serie con la línea hacia Mazocruz de 54,85 MVar.

## 2. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN DE LA SUBÁREA LA PAZ

### 2.1. General



Cuando en la Subárea La Paz se produce un colapso total o parcial, el CCA de COBEE, ENDE GENERACIÓN, ENDE TRANSMISIÓN, ENDE VALLE HERMOSO, DELAPAZ, ENDE DEL BENI, HIDROBOL y ENDE deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, definiendo quien será el COORDINADOR de la restitución de la Subárea La Paz, en caso de colapso total en el SIN.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la Subárea La Paz, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

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

## **2.2. Preparación de unidades generadoras**

Producido un colapso de la Subárea La Paz, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

## **2.3. Condiciones iniciales**

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea La Paz, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la Subárea.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el COORDINADOR. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

### **CCA de COBEE**

- A3-404 en la subestación Cumbre 115 kV.
- A3-101, A3-102, A3-103 y A3-107 en la subestación Tiquimani 115 kV.



- A3-207 en la subestación Alto Achachicala 115 kV.

#### **CCA de DELAPAZ**

- A3-603 Y A3-606 en la subestación Chuquiaguillo 115 kV.
- A3-350 y A3-360 en la subestación Kenko 115 kV.
- B3-423 en la subestación Tembladerani 69 kV.
- A3-250 y A3-270 en la subestación Alto Achachicala 115 kV.
- B3-271 y B3-251 en la subestación Alto Achachicala en 69 kV.
- A3-500 en la subestación Challapampa 115 kV.
- A371 en la subestación Guanay 115 kV.
- A380 en la subestación Pichu 115 kV.
- A3-573 y A3-570 en la subestación Pampahasi 115 kV.
- A3-583 y A3-580 en la subestación Bolognia 115 kV.
- A3-593 y A3-590 en la subestación Cota Cota 115 kV.
- A3-520 en la subestación Catacora 115 kV.
- A3-544 en la subestación Avenida Arce 115 kV.
- B3-351 y B3-361 en la subestación Kenko en 69 kV.
- A3-443 en la subestación Pueblo Viacha en 115 kV.
- A3-551 en la subestación Mallasa 115 kV.
- A3-630 en la subestación Viacha Pueblo 115 kV.

#### **CCA de ENDE TRANSMISIÓN**

- A331 en la subestación Kenko 115 kV.
- A342 y A343 en la subestación Chuspipata 115 kV.
- A381 en la subestación Pichu 115 kV.
- A363 en la subestación Caranavi 115 kV.

#### **CCA de ENDE**

- A811 y A815 en la subestación Yucumo 115 kV.
- A821 y A822 en la subestación San Borja 115 kV.
- A831 y A834 en la subestación San Ignacio de Moxos 115 kV.
- A843 en la subestación Trinidad 115 kV.

#### **CCA de HB**

- A384 en la subestación Chojlla 115 kV.
- A385 en la subestación Yanacachi 115 kV.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea. Asimismo, deberá verificar que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será

coordinado por el COORDINADOR durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0.97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

## 2.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea La Paz se iniciará con el arranque en negro de las unidades del Valle de Zongo de forma simultánea en función de la disponibilidad de las unidades generadoras. Desde el SIN mediante las líneas Santivañez – Palca 1 y 2 230 kV y Mazocruz-Vinto 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A, B y C de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA de la Subárea La Paz, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

### 2.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante unidades generadoras locales.

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad generadora del Valle de Zongo, se energiza la subestación Tiquimani 115 kV y Alto Achachicala 115 kV También se energizan los transformadores Alto Achachicala 1 y Alto Achachicala 3. Verificar tensiones.
2	Cerrar la línea Alto Achachicala - Achachicala 69 kV (1,56 km) con el interruptor B3-252 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Alto Achachicala 69 kV y Achachicala 69 kV en función de la generación disponible.
3	Sincronizar unidad adicional en el Valle de Zongo.
4	Cerrar la línea Alto Achachicala - Río Seco - Cosmos - Kenko 115 kV (23,66 km) con el interruptor A3-208 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-308 en el extremo Kenko. Se da servicio local a unidades de la central de El Alto.
5	En función de la disponibilidad de unidades generadoras, arrancar unidades de central El Alto.
6	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
7	Comenzar a restituir carga en las subestaciones Río Seco 115 kV y Cosmos 115 kV en función de la generación disponible.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DQCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
8	En función de la disponibilidad de unidades generadoras, arrancar unidades de central El Alto
9	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
10	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 115 kV en función de la generación disponible.
11	Sincronizar la primera unidad de la Central El Alto en función del balance de potencia activa y reactiva.
12	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 2 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-106 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-206 en el extremo Alto Achachicala.
13	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 1 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-105 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-205 en el extremo Alto Achachicala.
14	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 69 kV en función de la generación disponible.
15	Cerrar la línea Huaji - Caranavi 115 kV (74,45 km) con el interruptor A387 en el extremo Huaji, verificar tensiones y cerrar el interruptor A366 en el extremo Caranavi; se energiza la subestación Caranavi.
16	Cerrar la línea Caranavi - Guanay 115 kV (52,9 km) con el interruptor A362 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A371 energizando el transformador TRGUN11501 y comenzar a restituir carga en la subestación Guanay 115 kV.
17	Cerrar la línea Caranavi - Chuspipata 115 kV (63,89 km) con el interruptor A341 en el extremo Chuspipata, se energiza la subestación Chuspipata, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caranavi 115 kV; se energiza línea Chuspipata - Pichu.
18	Cerrar los interruptores A382 y A383 en la subestación Pichu 115 kV.
10	Arrancar y sincronizar las unidades de las centrales Yanacachi y Chojlla en función del balance de potencia activa y reactiva.
20	Cerrar el interruptor A380 en subestación Pichu 115 kV energizando el transformador TRPIC115 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Chuspipata 115 kV y Pichu 115 kV.
21	Cerrar la línea Kenko - Mallasá - Cota Cota - Bolognia - Pampahasi 115 kV (26.14 km) con el interruptor A3-304 en el extremo Kenko; verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mallasá 115 kV, Cota Cota 115 kV, Bolognia 115 kV y Pampahasi 115 kV en función de la generación disponible.
22	Sincronizar unidad adicional de la Central El Alto.

Acción	Descripción
23	Cerrar la línea Alto Achachicala – Alto Lima 115 kV (5,5 km) con el interruptor A3-290 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-650 en Subestación Alto Lima y comenzar a restituir carga en la subestación Alto Lima kV.
24	Cerrar la línea Alto Lima – Alto La Paz 115 kV (3,5 km) con el cierre del interruptor A3-653 en el extremo Alto Lima, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A663 en el extremo Alto La Paz y comenzar a restituir carga en la subestación Alto La Paz 115 kV en función de la generación disponible.
25	Cerrar la línea Alto Achachicala – Challapampa (4,99 km) con el interruptor A3-280 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Challapampa 115 kV, en función de la generación disponible.
26	Cerrar la línea Pampahasi - Chuquiaguillo 115 kV (4,1 km) con el interruptor A3-604 en el extremo Chuquiaguillo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Chuquiaguillo 115 kV en función de la generación disponible.
27	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 1 115 kV (6,8 km) con el interruptor A394 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
28	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 2 115 kV (6,8 km) con el interruptor A393 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
29	Cerrar la línea Cumbre - SE Tiquimani 115 kV (27,32 km) con el interruptor A3-104 en el extremo SE Tiquimani y verificar tensiones.
30	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
31	Cerrar la línea Challapampa - Catacora 115 kV (1,78 km) con el interruptor A3-503 en el extremo Challapampa, verificar tensiones, se energiza el extremo Catacora y comenzar a restituir carga en la subestación Catacora 115 kV.
32	Cerrar la línea Catacora - Avenida Arce 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-523 en el extremo Catacora, verificar tensiones, se energiza el extremo Avenida Arce y comenzar a restituir carga en la subestación Avenida Arce 115 kV.
33	Cerrar la línea Avenida Arce - Rosassani 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-545 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Rosassani 115 kV, con el cierre del interruptor A3-563.
34	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
36	Cerrar la línea Alto Achachicala - Huarina 69 kV (61,08 km) con el interruptor B3-272 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Huarina 69 kV, Achacachi 69 kV y Chaguaya 69 kV.



Acción	Descripción
37	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
38	Cerrar la línea Kenko - Tarapaca - Tembladerani 69 kV (9,96 km) con el interruptor B3-380 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tarapaca 69 kV y Tembladerani 69 Kv
39	Cerrar la línea Alto Achachicala - Tap Munaypata - Munaypata 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-262 en el extremo Alto Achachicala y comenzar a restituir carga en la subestación Munaypata 69 kV.
40	Sincronizar unidades restantes en el valle de Zongo en función del balance de potencia activa y reactiva.
41	Cerrar la línea Chuquiaguillo - Avenida Arce 115 kV (6,97 km) con el interruptor A3-543 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y cerrar el interruptor A3-605 en el extremo Chuquiaguillo.
42	Cerrar la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV (45,03 km) con el interruptor A392 en el extremo Cumbre 115 kV, verificar tensiones.
43	Cerrar la línea Caranavi - Yucumo 115 kV (104,5 km) con el interruptor A365 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, se energiza el extremo Yucumo.
44	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central Yucumo.
45	Cerrar la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV (118 km) con el interruptor A814 en el extremo Yucumo, luego cerrar transformador Yucumo 115/34,5 kV con el interruptor A813, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga - generación.
46	Cerrar el interruptor A351 en subestación San Buenaventura, normalizando la línea en 115 kV Yucumo - San Buenaventura y reponer la carga en función del balance carga - generación.
47	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar las Centrales San Buenaventura y Rurrenabaque.
48	Cerrar la línea Yucumo - San Borja 115 kV (40,4 km) con el interruptor A812 en el extremo Yucumo, se energiza hasta el extremo San Ignacio de Moxos, luego cerrar transformador San Borja 115/34,5 kV con el interruptor A823, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga - generación. Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central San Borja.
49	luego cerrar transformador San Ignacio de Moxos 115/34,5 kV con el interruptor A833, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga - generación. Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central Santa Ana de Yacuma.
50	Energizar el autotransformador Cumbre 230/115/10,5 kV con el interruptor A391 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z391 y Z392 en el lado de 230 kV y Z323 en el extremo La



Acción	Descripción
	Palca, energizando la línea Cumbre - Palca.
51	Energizar el autotransformador Mazocruz 230/115/10,5 kV con el interruptor A335 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z311 y Z310 en el lado de 230 kV.
52	Cerrar las líneas Palca - Mazocruz 230 kV (31 km) con el interruptor Z325 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z313 en el extremo Mazocruz.
53	Cerrar los interruptores Z324 y A324 en subestación Palca, energizando el autotransformador ATPCA23001.
54	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 1 230 kV (22,94 km) con el interruptor Z316 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3314 y Z3315 en el extremo Contorno Bajo.
55	Energizar el autotransformador Contorno Bajo 230/115/10,5 kV con el interruptor Z3313 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A3311 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Contorno bajo 115 kV.
56	Cerrar la línea Contorno Bajo - Viacha 115 kV (8,8 km) con el interruptor A3-620 en el extremo Contorno Bajo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-630 en el extremo Viacha y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha 115 kV.
57	Cerrar la línea Viacha - Viacha Pueblo 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-631 en el extremo Viacha, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo VIP y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha Pueblo 115 kV.
58	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 2 230 kV (22,94 km) con los interruptores Z317 y Z318 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3311 y Z3312 en el extremo Contorno Bajo.
59	Cerrar la línea Viacha Pueblo - Viriloco 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-440 en el extremo Viacha, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Viriloco A3-643 y comenzar a restituir carga en la subestación Viriloco 115 kV.

### Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación - carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CDC su restitución.

### 2.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la línea de interconexión Vinto - Mazocruz 230 kV.

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
1	Energizar el autotransformador Mazocruz 230/115/10,5 kV con los interruptores Z310 y Z311 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A335 en el lado de 115 kV, se energiza subestación Kenko.
2	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 115 kV.
3	Arrancar y sincronizar unidades en central El Alto.
4	Cerrar la línea Alto Achachicala - Río Seco - Cosmos - Kenko 115 kV (23,66 km) con el interruptor A3-308 en el extremo Kenko, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-208 en el extremo Alto Achachicala. Se da servicio local a las unidades del Valle de Zongo.
5	Comenzar a restituir carga en las subestaciones Río Seco 115 kV, Cosmos 115 kV y Kenko 69 kV en función de la generación disponible.
6	Arrancar y sincronizar unidades disponibles en el Valle del Zongo.
7	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 1 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-105 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-205 en el extremo Alto Achachicala.
8	Cerrar la línea Alto Achachicala - Achachicala 69 kV (1,56 km) con el interruptor B3-252 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Alto Achachicala 69 kV, Achachicala 69 kV en función de la generación disponible.
9	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 2 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-106 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-206 en el extremo Alto Achachicala.
10	Cerrar la línea Huaji - Caranavi 115 kV (74,45 km) con el interruptor A387 en el extremo Huaji, verificar tensiones y cerrar el interruptor A366 en el extremo Caranavi, se energiza la subestación Caranavi.
11	Cerrar la línea Caranavi - Guanay 115 kV (52,9 km) con el interruptor A362 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A371 energizando el transformador TRGUN11501 y comenzar a restituir carga en la subestación Guanay 115 kV.
12	Cerrar la línea Caranavi - Chuspipata 115 kV (63,89 km) con el interruptor A341 en el extremo Chuspipata, se energiza la subestación Chuspipata verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caranavi 115 kV, se energiza línea Chuspipata - Pichu.
13	Cerrar los interruptores A382 y A383 en la subestación Pichu 115 kV.
14	Arrancar y sincronizar las unidades de las centrales Yanacachi y Chojlla en función del balance de potencia activa y reactiva.



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
15	Cerrar el interruptor A380 en subestación Pichu 115 kV energizando el transformador TRPIC115 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Chusipata 115 kV y Pichu 115 kV.
16	Cerrar la línea Kenko - Mallasa - Cota Cota - Bolognia - Pampahasi 115 kV (26.14 km) con el interruptor A3-304 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mallasa 115 kV, Cota Cota 115 kV, Bolognia 115 kV y Pampahasi 115 kV en función de la generación disponible.
17	Cerrar la línea Pampahasi - Chuquiaguillo 115 kV (4,1 km) con el interruptor A3-604 en el extremo Chuquiaguillo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Chuquiaguillo 115 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 1 115 kV (6,8 km) con el interruptor A394 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
19	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 2 115 kV (6,8 km) con el interruptor A393 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
20	Cerrar la línea Cumbre - SE Tiquimani 115 kV (27,32 km) con el interruptor A3-104 en el extremo SE Tiquimani y verificar tensiones.
21	Cerrar la línea Alto Achachicala - Alto Lima 115 kV (5,5 km) con el interruptor A3-290 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-650 en Subestación Alto Lima y comenzar a restituir carga en la subestación Alto Lima kV.
22	Cerrar la línea Alto Lima - Alto La Paz 115 kV (3,5 km) con el cierre del interruptor A3-653 en el extremo Alto Lima, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-663 en el extremo Alto La Paz y comenzar a restituir carga en la subestación Alto La Paz 115 kV en función de la generación disponible.
23	Cerrar la línea Alto Achachicala - Challapampa (4,99 km) con el interruptor A3-280 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Challapampa 115 kV, en función de la generación disponible.
24	Cerrar la línea Challapampa - Catacora 115 kV (1,78 km) con el interruptor A3-503 en el extremo Challapampa, verificar tensiones, se energiza el extremo Catacora y comenzar a restituir carga en la subestación Catacora 115 kV.
25	Cerrar la línea Catacora - Avenida Arce 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-523 en el extremo Catacora, verificar tensiones, se energiza el extremo Avenida Arce y comenzar a restituir carga en la subestación Avenida Arce 115 kV.
26	Cerrar la línea Avenida Arce - Rosassani 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-545 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Rosassani 115 kV con el

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 53 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407

www.aetn.gob.bo

Acción	Descripción
	cierre del interruptor A3-563.
27	Cerrar la línea Alto Achachicala - Huarina 69 kV (61,08 km) con el interruptor B3-272 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Huarina 69 kV, Achacachi 69 kV y Chaguaya 69 kV.
28	Cerrar la línea Kenko - Tarapaca - Tembladerani 69 kV (9,96 km) con el interruptor B3-380 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tarapaca 69 kV y Tembladerani 69 kV.
29	Cerrar la línea Tembladerani - Alto La Paz - Tap Munaypata - Munaypata - Alto Achachicala 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-420 en el extremo Tembladerani, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en las subestaciones Tembladerani 69 kV, Alto la paz 69 kV y Munaypata 69 kV.
30	Cerrar la línea Kenko - Tilata con el interruptor B3-390 en el extremo Kenko, verificar tensiones, para luego comenzar a restituir carga en las subestaciones Tilata 69 kV.
31	Cerrar la línea Alto Achachicala - Tap Munaypata - Munaypata 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-262 en el extremo Alto Achachicala y comenzar a restituir carga en la subestación Munaypata 69 kV.
32	Cerrar la línea Chuquiaguillo - Avenida Arce 115 kV (6,97 km) con el interruptor A3-543 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y cerrar el interruptor A3-605 en el extremo Chuquiaguillo.
33	Cerrar la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV (45,03 km) con el interruptor A392 en el extremo Cumbre, verificar tensiones se energiza el extremo Chuspipata.
34	Cerrar la línea Caranavi - Yucumo 115 kV (104,5 km) con el interruptor A365 en el extremo Caranavi, verificar tensiones se energiza el extremo Yucumo.
35	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central Yucumo.
36	Cerrar la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV (118 km) con el interruptor A814 en el extremo Yucumo y verificar tensiones.
37	Cerrar el interruptor A351 en subestación San Buenaventura, normalizando la línea Yucumo - San Buenaventura y reponer carga en función del balance carga - generación.
38	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar las Centrales San Buenaventura y Rurrenabaque.

Acción	Descripción
39	Cerrar la línea Yucumo - San Borja 115 kV (40,4 km) con el interruptor A812 en el extremo Yucumo, se energiza líneas en 115 kV Yucumo - San Borja - San Ignacio de Moxos, verificar tensiones. Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central San Borja.
40	Cerrar los interruptores A813, A823 y A833 en las subestaciones de Yucumo, San Borja y San Ignacio de Moxos, comenzar a restituir la carga desconectada. en función del balance carga - generación
41	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la central Santa Ana de Yacuma.
42	Energizar el autotransformador Cumbre 230/115/10,5 kV con el interruptor A391 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z391 y Z392 en el lado de 230 kV.
43	Cerrar la línea Palca - Cumbre 230 kV (189,05 km) con el interruptor Z323 en el extremo Palca, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Palca 115 kV.
44	Cerrar las líneas Palca - Mazocruz 230 kV (31 km) con el interruptor Z325 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z313 en el extremo Mazocruz.
45	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 1 230 kV (22,94 km) con el interruptor Z316 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3314 y Z3315 en el extremo Contorno Bajo.
46	Energizar el autotransformador Contorno Bajo 230/115/10,5 kV con el interruptor Z3313 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A3311 en el lado de 115 kV, comenzar a restituir carga en la subestación Contorno bajo 115 kV.
47	Cerrar la línea Contorno Bajo - Viacha 115 kV (8,8 km) cerrar interruptor A3-620 en el extremo Contorno Bajo, verificar tensiones, y A3-630 en el extremo Viacha y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha 115 kV.
48	Cerrar la línea Viacha - Viacha Pueblo 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-631 en el extremo Viacha, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha Pueblo 115 kV.
49	Cerrar la línea Viacha Pueblo - Viriloco 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-440 en el extremo Viacha, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Viriloco A3-643 y comenzar a restituir carga en la subestación Viriloco 115 kV.
50	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 2 230 kV (22,94 km) con los interruptores Z317 y Z318 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3311 y Z3312 en el extremo Contorno Bajo.

Acción	Descripción
51	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z321 en el extremo Palca.
52	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

### Restitución de la carga remanente

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

### 2.4.3. Procedimiento C

Restitución a través de las líneas de interconexión Santivañez – Palca 1 230 kV y/o Santivañez – Palca 2 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez, verificar tensiones, cerrar el interruptor Z321 en el extremo Palca y comenzar a restituir carga en la subestación Palca 115 kV.
2	Cerrar la línea Palca - Cumbre 230 kV (189,05 km) con el interruptor Z323 en el extremo Palca y verificar tensiones.
3	Energizar el autotransformador Cumbre 230/115/10.5 kV los interruptores Z391 y Z392 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A391 en el lado de 115 kV.
4	Cerrar la línea Cumbre - SE Tiquimani 115 kV (27,32 km) con el interruptor A3-104 en el extremo SE Tiquimani y verificar tensiones.
5	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 1 115 kV (6,8 km) con el interruptor A394 en el extremo Cumbre y verificar tensiones. Comenzar a restituir carga en la subestación Chuquiaguillo 115 kV.
6	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 2 115 kV (6,8 km) con el interruptor A393 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
7	Arrancar y sincronizar unidades disponibles en el valle de Zongo.
8	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.
9	Cerrar los interruptores Z324 y A324 en subestación Palca energizando el autotransformador ATPCA23001





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
10	Cerrar la línea Huaji - Caranavi 115 kV (74,45 km) con el interruptor A387 en el extremo Huaji, verificar tensiones y cerrar el interruptor A366 en el extremo Caranavi, se energiza la subestación Caranavi.
11	Cerrar la línea Caranavi - Guanay 115 kV (52,9 km) con el interruptor A362 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A371 energizando el transformador TRGUN11501 y comenzar a restituir carga en la subestación Guanay 115 kV.
12	Cerrar la línea Caranavi - Chuspipata 115 kV (63,89 km) con el interruptor A341 en el extremo Chuspipata, se energiza la subestación Chuspipata verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caranavi 115 kV, se energiza línea Chuspipata - Pichu.
13	Cerrar los interruptores A382 y A383 en la subestación Pichu 115 kV.
14	Arrancar y sincronizar las unidades de las centrales Yanacachi y Chojlla en función del balance de potencia activa y reactiva.
15	Cerrar el interruptor A380 en subestación Pichu 115 kV energizando el transformador TRPIC115 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Chuspipata 115 kV y Pichu 115 kV.
16	Cerrar la línea Kenko - Mallasa - Cota Cota - Bolognia - Pampahasi - Chuquiaguillo 115 kV (26,14 km) con el interruptor A3-604 en el extremo Chuquiaguillo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-304 en el extremo Kenko y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mallasa 115 kV, Cota Cota 115 kV, Bolognia 115 kV, Pampahasi 115 kV y Kenko 115 kV en función de la generación disponible.
17	Arrancar y sincronizar las unidades de la central El Alto en función del balance de potencia activa y reactiva.
18	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 69 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar la línea Alto Achachicala - Río Seco - Cosmos - Kenko 115 kV (23,66 km) con el interruptor A3-208 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-308 en el extremo Kenko.
20	Comenzar a restituir carga en las subestaciones Río Seco 115 kV, Cosmos 115 kV, en función de la generación disponible.
21	Cerrar la línea Alto Achachicala - Achachicala 69 kV (1,56 km) con el interruptor B3-252 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Alto Achachicala 69 kV y Achachicala 69 kV en función de la generación disponible.
22	Cerrar la línea Alto Achachicala - Alto Lima 115 kV (5,5 km) con el interruptor A3-290 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-650 en Subestación Alto Lima y

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 57 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo



Acción	Descripción
	comenzar a restituir carga en la subestación Alto-Lima kV.
23	Cerrar la línea Alto Lima – Alto La Paz 115 kV (3,5 km) con el cierre del interruptor A3-653 en el extremo Alto Lima, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A663 en el extremo Alto La Paz y comenzar a restituir carga en la subestación Alto La Paz 115 kV en función de la generación disponible.
24	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 1 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-105 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-205 en el extremo Alto Achachicala.
25	Cerrar la línea Alto Achachicala – Challapampa (4,99 km) con el interruptor A3-280 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Challapampa 115 kV, en función de la generación disponible.
26	Cerrar la línea Challapampa - Catacora 115 kV (1,78 km) con el interruptor A3-503 en el extremo Challapampa, verificar tensiones, se energiza el extremo Catacora y comenzar a restituir carga en la subestación Catacora 115 kV.
27	Cerrar la línea Catacora - Avenida Arce 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-523 en el extremo Catacora, verificar tensiones, se energiza el extremo Avenida Arce y comenzar a restituir carga en la subestación Avenida Arce 115 kV.
28	Cerrar la línea Avenida Arce - Rosassani 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-545 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Rosassani 115 kV.
29	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 2 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-106 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-206 en el extremo Alto Achachicala.
30	Cerrar la línea Alto Achachicala - Huarina 69 kV (61,08 km) con el interruptor B3-272 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Huarina 69 kV, Achacachi 69 kV y Chaguaya 69 kV.
31	Cerrar la línea Kenko - Tarapaca - Tembladerani 69 kV (9,96 km) con el interruptor B3-380 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tarapaca 69 kV y Tembladerani 69 kV.
32	Cerrar la línea Alto Achachicala - Tap Munaypata - Munaypata 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-262 en el extremo Alto Achachicala y comenzar a restituir carga en la subestación Munaypata 69 kV.
33	Cerrar la línea Chuquiaguillo - Avenida Arce 115 kV (6,97 km) con el interruptor A3-543 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y cerrar el interruptor A3-605 en el extremo Chuquiaguillo.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
34	Cerrar la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV (45,03 km) con el interruptor A392 en el extremo Cumbre, verificar tensiones se energiza el extremo Chuspipata.
35	Cerrar la línea Caranavi - Yucumo 115 kV (104,5 km) con el interruptor A365 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, se energiza el extremo Yucumo.
36	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central Yucumo.
37	Cerrar la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV (118 km) con el interruptor A814 en el extremo Yucumo y verificar tensiones.
38	Cerrar el interruptor A351 en S/E San Buenaventura, normalizando la línea en 115 kV Yucumo - San Buenaventura. y reponer carga en función del balance carga - generación.
39	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar las Centrales San Buenaventura y Rurrenabaque.
40	Cerrar la línea Yucumo - San Borja 115 kV (40,4 km) con el interruptor A812 en el extremo Yucumo, verificar tensiones, se energiza línea San Borja - San Ignacio de Moxos. Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central San Borja.
41	Cerrar los interruptores A813, A823 y A833 en las subestaciones de Yucumo, San Borja y San Ignacio de Moxos, comenzar a restituir la carga desconectada, en función del balance carga - generación.
42	Según requerimiento de potencia, arrancar y sincronizar la Central Santa Ana de Yacuma.
43	Cerrar las líneas Palca - Mazocruz 230 kV, (31 km) con el interruptor Z325 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z313 en el extremo Mazocruz.
44	Energizar el autotransformador Mazocruz 230/115/10,5 kV con el interruptor A335 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z311 y Z310 en el lado de 230 kV.
45	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 1 230 kV (22,94 km) con el interruptor Z316 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3314 y Z3315 en el extremo Contorno Bajo.
46	Energizar el autotransformador Contorno Bajo 230/115/10,5 kV con el interruptor Z3313 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A3311 en el lado de 115 kV. y comenzar a restituir carga en la subestación Contorno bajo 115 kV.
47	Cerrar la línea Contorno Bajo - Viacha 115 kV (8,8 km) cerrar el interruptor A3-620 en el extremo Contorno Bajo, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Viacha y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha 115 kV.

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 59 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo

Acción	Descripción
48	Cerrar la línea Viacha – Viacha Pueblo 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-631 en el extremo Viacha, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Viacha Pueblo y comenzar a réstituir carga en la subestación Viacha Pueblo 115 kV.
49	Cerrar la línea Viachã Pueblo - Viriloco 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-440 en el extremo Viacha, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Viriloco A3-643 y comenzar a restituir carga en la subestación Viriloco 115 kV.
50	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 2 230 kV (22,94 km) con los interruptores Z317 y Z318 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3311 y Z3312 en el extremo Contorno Bajo.

### Restitución de la carga remanente

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

### 2.5. Sincronización con la Subárea Trinidad

La sincronización de la Subárea La Paz con la Subárea Trinidad se realiza por medio de la línea San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en las subestaciones San Ignacio de Moxos 115 kV, Trinidad 115 kV y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad (84,8 km) con el interruptor A832 en el extremo San Ignacio de Moxos, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A841 en el extremo Trinidad.

## 3. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN DE LA SUBÁREA TRINIDAD

### 3.1. General

Cuando en la Subárea Trinidad se produce un colapso total o parcial, el CCA de ENDE Generación, ENDE DEL BENI, ENDE TRANSMISIÓN y ENDE, deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, definiendo quien será el responsable de restitución de la Subárea Trinidad. En caso de colapso total o parcial en el SIN que incluye la Subárea Trinidad, o falta de



señales de la Subárea Trinidad en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área.

Para fines del presente instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución de la Subárea Trinidad se denomina "COORDINADOR".

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la Subárea Trinidad, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

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

### **3.2. Preparación de unidades generadoras**

Producido un colapso de la Subárea Trinidad, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

### **3.3. Condiciones iniciales**

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea Trinidad, se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la subárea, excepto los interruptores IM44 e IM46 en subestación Trinidad. Para el proceso de restitución con unidades generadoras, ENDE DEL BENI previa a las maniobras de restitución debe seccionar la carga de los alimentadores con una carga menor a 500 kW.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas, y así controlar la tensión en las barras del sistema.

### 3.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea Trinidad se iniciará con el arranque en negro de las unidades de la central Moxos de forma simultánea en función de la disponibilidad de las unidades generadoras. Desde el SIN mediante la línea San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicara telefónicamente a los CCA de la Subárea Trinidad, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

#### 3.4.1. Procedimiento A

Restitución con unidades generadoras de la central Moxos:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la central Moxos.
2	Cerrar el interruptor 851 y comenzar a restituir carga en la en la subestación Moxos. Considerar el seccionamiento de la carga en bloques de 500 kW.
3	Arrancar y sincronizar las unidades restantes de la central Moxos en función del balance de potencia activa y reactiva.
4	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 1 24,9 kV (6,7 km) con el interruptor 850 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
5	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 2 24,9 kV (7,2 km) con el interruptor 852 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
6	Una vez sincronizadas y estabilizadas por lo menos 5 unidades de la Central Moxos con 700 kW energizar el transformador Trinidad N° 1 115/24,9 kV cerrando el interruptor IM41 en el lado de 24,9 kV.
7	Cerrar los interruptores IM42, IM43 e IM45 y comenzar a restituir carga en función de la generación disponible y el seccionamiento de la carga.
8	La energización del autotransformador Trinidad 2 115/24,9 kV, se realizará una vez que se haya repuesto la línea en 115 kV San Ignacio de Moxos – Trinidad. La restitución de la carga del transformador N° 2 en Trinidad, se realizará por medio de la red de media tensión.

#### Restitución de la carga remanente

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

#### 3.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la línea de interconexión San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad (84,8 km) con el interruptor A832 en el extremo San Ignacio de Moxos, verificar tensiones y cerrar el interruptor A841 en el extremo Trinidad, energizando el transformador 1 Trinidad 115/24,9 kV
2	Energizar la barra en 24,9 kV en S/E Trinidad cerrando el interruptor IM41.
3	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 1 24,9 kV (6,7 km) con el interruptor 850 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones. Se da servicio local a central Moxos.
4	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 2 24,9 kV (7,2 km) con el interruptor 852 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
5	Cerrar interruptor IM43 y comenzar a restituir carga.
6	Cerrar el interruptor 851 y comenzar a restituir carga en la en la subestación de central Moxos, verificar tensiones.
7	Arrancar y sincronizar las unidades de la central Moxos en función del balance de potencia activa y reactiva.
8	Cerrar los interruptores IM42 e IM45. Comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
9	Energizar el transformador Trinidad 2 115/24,9 kV con el interruptor A844 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor IM48 en el lado de 24,9 kV.
10	Cerrar el interruptor IM47 y comenzar a restituir carga, verificar tensiones.

### Restitución de la carga remanente

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

### 3.5. Sincronización con la Subárea La Paz

La sincronización de la Subárea Trinidad con la Subárea La Paz se realiza por medio de la línea San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en las subestaciones San Ignacio de Moxos 115 kV, Trinidad 115 kV y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
--------	-------------



<b>1</b>	Cerrar la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad (84,8 km) con el interruptor A832 en el extremo San Ignacio de Moxos, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A841 en el extremo Trinidad.
----------	---

#### 4. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

##### 4.1. Sincronización con el área Central - Oriental

La sincronización del área Norte con el área Central - Oriental se puede realizar por medio de las líneas Santivañez – Palca 1 230 kV y Santivañez – Palca 2 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Santivañez 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 1 230 kV.

Acción	Descripción
<b>1</b>	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.
<b>2</b>	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 2 230 kV.

Acción	Descripción
<b>1</b>	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.
<b>2</b>	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.

##### 4.2. Sincronización con el área Sur

La sincronización del área Norte con el área Sur se realiza por medio de la línea Mazocruz-Vinto 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Vinto 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Mazocruz-Vinto 230 kV.

Acción	Descripción
--------	-------------





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

1

Cerrar línea Mazocruz-Vinto 230 kV (193,57 km) con los interruptores Z314 y Z315 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z221 ó Z223 en el extremo Vinto.

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 65 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

## **NORMA OPERATIVA N° 6**

### **INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN**

#### **Restitución del Área CENTRAL – ORIENTAL**

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**SECCIÓN 7: INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

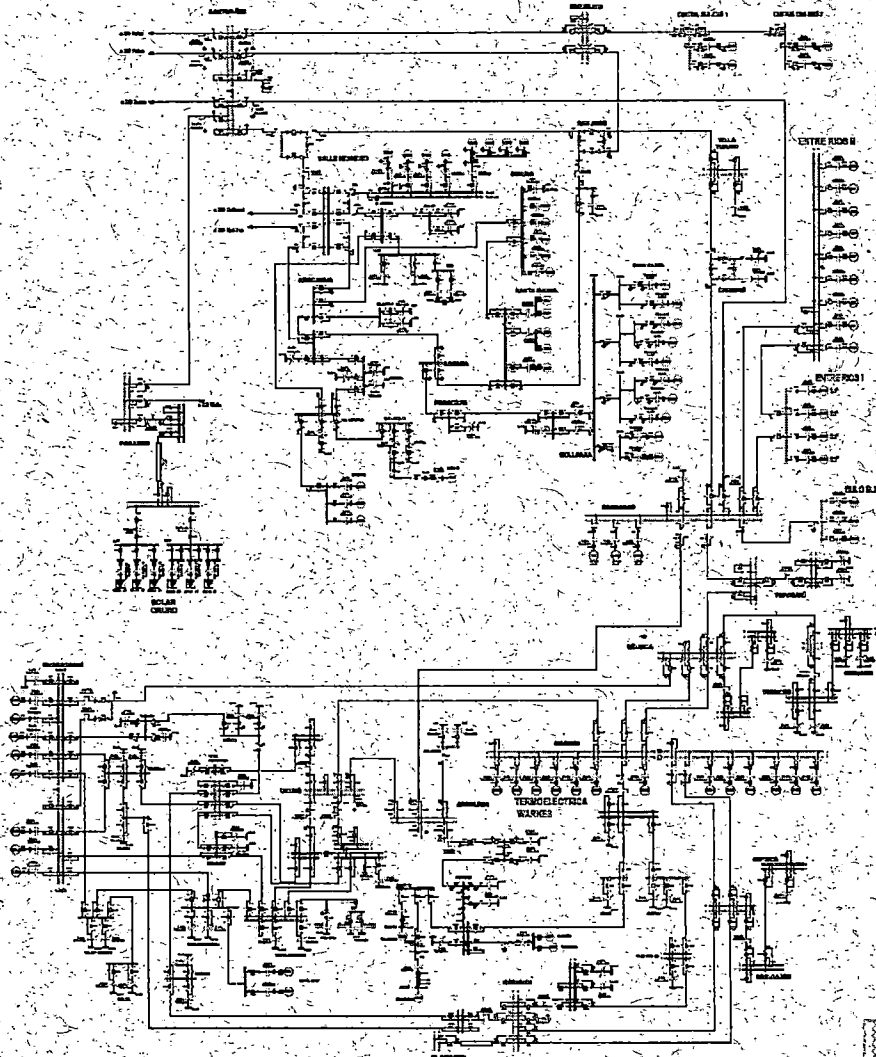
**INSTRUCTIVO: RESTITUCIÓN DEL ÁREA CENTRAL – ORIENTAL**

**1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA**

**1.1. Fronteras**

El área Central – Oriental limita con las áreas Norte y Sur, tal como se ilustra en la figura 1.

**AREA CENTRAL-ORIENTAL**



*Figura 1. Diagrama unifilar SIN, área Central - Oriental*



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Las fronteras del área Central - Oriental son:

**Por 230 kV:**

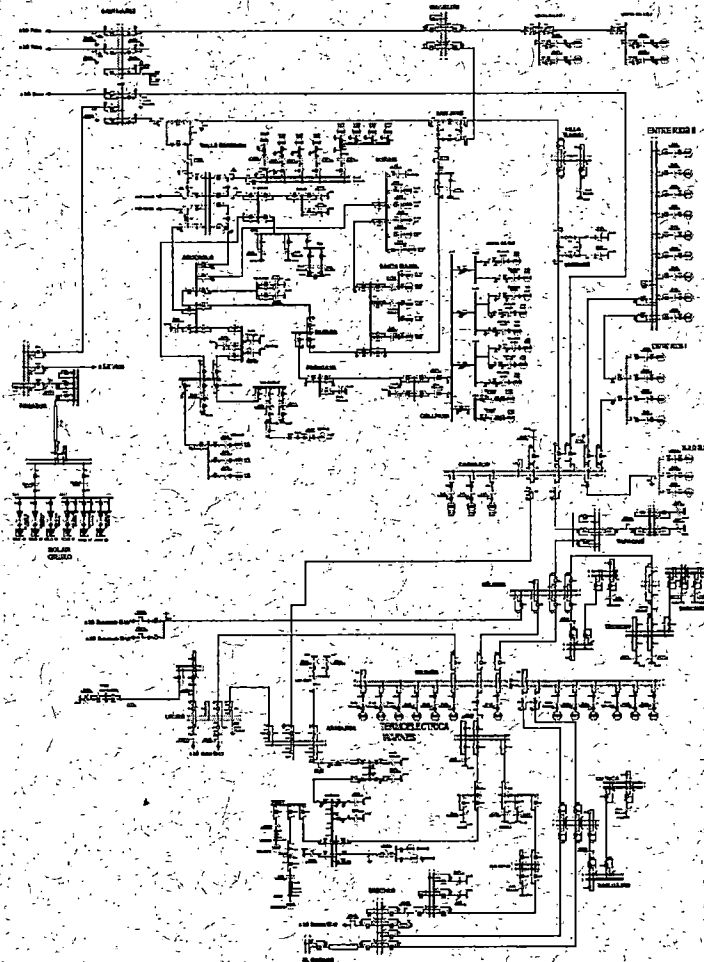
- Línea Santivañez - Palca 1 230 kV, con el área Norte.
- Línea Santivañez - Palca 2 230 kV, con el área Norte.
- Línea Santivañez - Sucre 230 kV, con el área Sur.
- Línea Pagador - Vinto 230 kV, con el área Sur.

**Por 115 kV:**

- Línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV, con el área Sur.
- Línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV, con el área Sur.

Esta área se divide en dos subáreas: Central y Oriental. Las cuales se muestran en la figura 2:

SUBÁREA CENTRAL



*Figura 2-a. Subárea Central*

SUBAREA ORIENTAL

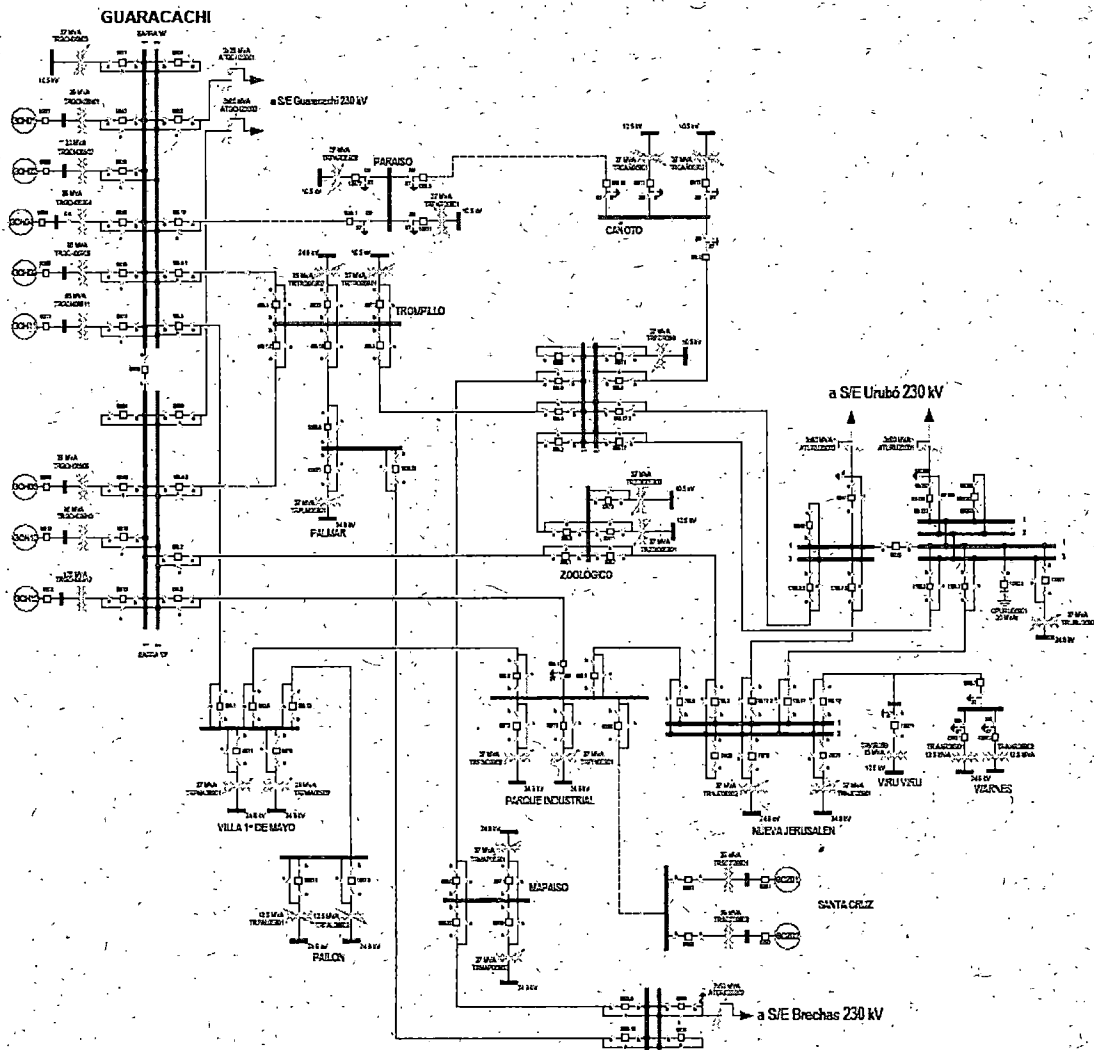


Figura 2-b. Subárea Oriental

- **Central:** Cuenta con el arranque en negro de las centrales Corani, Santa Isabel, Valle Hermoso, Entré Ríos, Misicuni, San José 1 y central Termoeléctrica Warnes. Se conecta con la Subárea Oriental por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV, Brechas 230/69/10,5 kV y Brechas 1 y 2 500/230/24,9 kV
- **Oriental:** Cuenta con el arranque en negro de la central Guaracachi. Se conecta con la Subárea Central por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV, Brechas 230/69/10,5 kV y Brechas 1 y 2 500/230/24,9 kV.

## 1.2. Demanda

El área Central – Oriental tiene una demanda máxima de aproximadamente 1050 MW, conectados tanto a la red de 230 kV, 115 kV y de 69 kV. A continuación, se presenta la demanda de cada subárea:

- Central: 433 MW
- Oriental: 617 MW

## 1.3. Generación

Esta área Central-Oriental se caracteriza por tener una disponibilidad máxima de 2225 MW de generación, entre plantas hidráulicas y térmicas. Esta generación hace que el área tenga la posibilidad atender toda su demanda en caso de quedar aislada del sistema y de ser un área exportadora de generación hacia las demás.

La tabla 1 muestra en detalle las unidades de generación que corresponden al área

Tabla 2. Detalle Centrales de generación en el área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central Bufo Bulo	CECBB	BUL01	Térmica	44,82	No
	CECBB	BUL02	Térmica	44,82	No
	CECBB	BUL03	Térmica	49,08	No
Central Carrasco	ENDE VHE	CAR01	Térmica	54,02	No
	ENDE VHE	CAR02	Térmica	55,77	No
	ENDE VHE	CAR03	Térmica	24,45	No
Central Corani	ENDE CORANI	COR01	Hidráulica	12,27	Si
	ENDE CORANI	COR02	Hidráulica	12,09	Si
	ENDE CORANI	COR03	Hidráulica	12,27	Si
	ENDE CORANI	COR04	Hidráulica	12,24	Si
	ENDE CORANI	COR05	Hidráulica	15,45	No
Central Entre Ríos	ENDE ANDINA	ERI01	Térmica	28,72	Si
	ENDE ANDINA	ERI02	Térmica	28,04	Si
	ENDE ANDINA	ERI03	Térmica	28,13	Si
	ENDE ANDINA	ERI04	Térmica	28,44	Si
	ENDE ANDINA	ERI30	Térmica	137,42	No
	ENDE ANDINA	ERI31	Térmica	68,22	No
	ENDE ANDINA	ERI32	Térmica	67,32	No
	ENDE ANDINA	ERI40	Térmica	137,52	No



NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ENDE ANDINA	ERI41	Térmica	67,73	No
	ENDE ANDINA	ERI42	Térmica	67,56	No
	ENDE ANDINA	ERI50	Térmica	137,46	No
	ENDE ANDINA	ERI51	Térmica	67,68	No
	ENDE ANDINA	ERI52	Térmica	67,46	No
Central Guabirá	GBE	GBE01	Térmica	21	No
Central Guaracachi	ENDE GCH	GCH01	Térmica	18,78	Si
	ENDE GCH	GCH02	Térmica	17,77	Si
	ENDE GCH	GCH04	Térmica	20,12	Si
	ENDE GCH	GCH06	Térmica	20,89	Si
	ENDE GCH	GCH09	Térmica	61,63	No
	ENDE GCH	GCH10	Térmica	60,37	No
	ENDE GCH	GCH11	Térmica	62,67	No
	ENDE GCH	GCH12	Térmica	86,09	No
Central Guabirá (Excedentes)	GBE	IAG01	Térmica	5	No
Central Kanata	SYNERGIA	KAN	Hidráulica	7,54	No
Central Misicuni	ENDE	MIS01	Hidráulica	40	Si
	ENDE	MIS02	Hidráulica	40	Si
	ENDE	MIS03	Hidráulica	40	Si
Central Santa Cruz	ENDE GCH	SCZ01	Térmica	20,94	No
	ENDE GCH	SCZ02	Térmica	21,37	No
Central Santa Isabel	ENDE CORANI	SIS01	Hidráulica	17,65	Si
	ENDE CORANI	SIS02	Hidráulica	16,92	Si
	ENDE CORANI	SIS03	Hidráulica	17,16	Si
	ENDE CORANI	SIS04	Hidráulica	17,72	Si
	ENDE CORANI	SIS05	Hidráulica	21,65	Si
Central San José I	ENDE CORANI	SJS01	Hidráulica	27,5	Si
	ENDE CORANI	SJS02	Hidráulica	27,5	Si
San José II	ENDE CORANI	SJE01	Hidráulica	34,5	Si
	ENDE CORANI	SJE02	Hidráulica	34,5	Si
Central Unagro (Excedentes)	ENDE GCH	UNA01	Térmica	20	No
Central Valle Hermoso	ENDE VHE	VHE01	Térmica	18,52	No
	ENDE VHE	VHE02	Térmica	18,81	No
	ENDE VHE	VHE03	Térmica	18,32	No

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ENDE VHE	VHE04	Térmica	18,63	No
	ENDE VHE	VHE05	Térmica	10,58	Si
	ENDE VHE	VHE06	Térmica	10,58	Si
	ENDE VHE	VHE07	Térmica	10,58	Si
	ENDE VHE	VHE08	Térmica	10,58	Si
Central Termoeléctrica Warnes	ENDE ANDINA	WAR10	Térmica	127,75	No
	ENDE ANDINA	WAR11	Térmica	63,6	Si
	ENDE ANDINA	WAR12	Térmica	63,34	Si
	ENDE ANDINA	WAR20	Térmica	126,9	No
	ENDE ANDINA	WAR21	Térmica	63,64	No
	ENDE ANDINA	WAR22	Térmica	62,52	No
	ENDE ANDINA	WAR05	Térmica	44,0	No
	ENDE ANDINA	WAR30	Térmica	134,65	No
	ENDE ANDINA	WAR31	Térmica	66,37	No
	ENDE ANDINA	WAR32	Térmica	66,71	No
	ENDE ANDINA	WAR40	Térmica	134,33	No
	ENDE ANDINA	WAR41	Térmica	65,43	No
ENDE ANDINA	WAR42	Térmica	66,15	No	

#### 1.4. Subestaciones

A continuación, se listan las subestaciones según nivel de tensión presentes en el área Central-Oriental:

- Subestaciones 500 kV

Tabla 2. Subestaciones 500 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E BRE	Brechas
S/E CAR	Carrasco
S/E SAN	Santivañez

- Subestaciones 230 kV

Tabla 3. Subestaciones 230 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E ARB	Arboleda
S/E BEL	Bélgica
S/E BRE	Brechas
S/E BUL	Bulo Bulo
S/E CAR	Carrasco
S/E CHI	Chimore
S/E ERI	Entre Ríos I y II
S/E GCH	Guaracachi
S/E MGO	Miguelito
S/E PAG	Pagador
S/E SAN	Santivañez
S/E SJE	San José II
S/E SJO	San José
S/E SJS	San José I
S/E TRN	Troncos
S/E URU	Urubo
S/E VHE	Valle Hermoso
S/E VTU	Villa Tunari
S/E WAR	Warnes
S/E LOM	Lás Lomas
S/E SJU	San Julian
S/E EDO	El Dorado
S/E YAP	Yapacani

- Subestaciones 115 kV.

Tabla 4. Subestaciones 115 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E AGU	Aguai
S/E ALA	Alalay

Nomenclatura	Nombre
S/E ARB	Arboleda
S/E ARO	Arocagua
S/E BRE	Brechas
S/E CAL	Cala-Cala
S/E CEN	Central
S/E CHN	Chane
S/E COL	Colcapirhua
S/E COR	Gorani
S/E GBE	Guabirá Energía
S/E GUP	Guapilo
S/E MIN	Mineros
S/E MIS	Misicuni
S/E MON	Montero
S/E ORU	Solar Oruro
S/E PAG	Pagador
S/E PAY	Paracaya
S/E PTM	Plan Tres Mil
S/E QOL	Qollpana
S/E QUI	Quillacollo
S/E RGV	Refinería Gualberto Villarroel
S/E RUR	Rafael Urquidi
S/E SAB	Sacaba
S/E SIS	Santa Isabel
S/E SJO	San José
S/E TRN	Troncos
S/E UNA	Unagro
S/E VHE	Valle Hermoso
S/E WAR	Warnes
S/E YPF	Yacimientos
S/E BEL	Belgica
S/E VSA	Valle Sanchez
S/E YAP	Yapacani
S/E AGU	Aguai
S/E EWAR	Eolica Warnes

Nomenclatura	Nombre
S/E URU	Urubo
S/E FER	Feria Exposición
S/E EDO	El Dorado
S/E SJU	San Julian
S/E MSI	Misiones

- Subestaciones 69 kV

Tabla.5. Subestaciones 69 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E GCH	Guaracachi
S/E PAR	Paraiso
S/E CAÑ	Cañoto
S/E MAP	Mapajiso
S/E TRO	Trompillo
S/E PLM	Palmar
S/E FER	Feria Exposición
S/E ZOO	Zoológico
S/E PMA	Villa Primero de Mayo
S/E PAL	Pailón
S/E PIN	Parque Industrial
S/E SCZ	Santa Cruz
S/E NJE	Nueva Jerusalén
S/E VIR	Viru Viru
S/E WAR	Warnes
S/E URU	Urubo
S/E BRE	Brechas

### 1.5. Autotransformadores

A continuación, se listan los autotransformadores del área Central-Oriental con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Tabla 6. Detalle autotransformadores área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Arboleda	ISABOL	ATARB230	230/115/24,9	100	11
AT01 Brechas	ENDE TRANSMISIÓN	ATBRE23001	230/115/10,5	150	11
AT02 Brechas	ENDE TRANSMISIÓN	ATBRE23002	230/69/10,5	150	11
AT01 Guaracachi	ENDE TRANSMISIÓN	ATGCH23001	230/69/10,5	75	5
AT02 Guaracachi	ENDE TRANSMISIÓN	ATGCH23002	230/69/10,5	75	5
AT01 San José	ENDE TRANSMISIÓN	ATSJO230	230/115/10,5	75	9
AT01 Santiváñez	ENDE TRANSMISIÓN	ATSAN23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Troncos	ENDE TRANSMISIÓN	ATTRN23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Urubó	ISABOL	ATURU23001	230/69/24,9	150	9
AT02 Urubó	ENDE TRANSMISIÓN	ATURU23002	230/69/24,9	150	9
AT01 Valle Hermoso	ENDE TRANSMISIÓN	ATVHE230	230/115/10,5	150	5
AT01 Warnes	ENDE TRANSMISIÓN	ATWAR23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Pagador	ENDE TRANSMISIÓN	ATPAG23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Yapacani	ENDE TRANSMISIÓN	ATYAP23001	230/115/24,9	150	11
AT03 Urubo	ENDE TRANSMISIÓN	ATURU23003	230/115/24,9	150	11
AT01 San Julian	ENDE TRANSMISIÓN	ATSJU2301	230/115/24,9	150	11
AT01 Bélgica	ENDE TRANSMISIÓN	ATBEL23001	230/115/24,9	150	11

### 1.6. Transformadores

A continuación, se listan los transformadores del área Central-Oriental con su respectivo tap nominal. Para el proceso de restitución, los interruptores de los transformadores quedarán cerrados, excepto en el caso que se hubiesen abierto en la falla, estos serán cerrados durante las maniobras del proceso de restitución.

Tabla 7. Detalle transformadores área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Alalay 115/10,5 kV	ELFEC	TRALA11501	115/10,5	25	3
TR02 Alalay 115/10 kV	ELFEC	TRALA11502	115/10	10	3
TR01 Arboleda 115/24,9 kV	CRE	TRARB11501	115/24,9	12,5	10
TR02 Arboleda 115/24,9	CRE	TRARB11502	115/24,9	12,5	10
TR01 Arocagua 115/26 kV	ELFEC	TRARO11501	115/26	50	
TR01 Brechas 115/26,146 kV	CRE	TRBRE11501	115/26,146	15	11B
TR02 Brechas 115/26,146 kV	CRE	TRBRE11502	115/26,146	15	11B
TR01 Cala Cala 115/24,9 kV	ELFEC	TRCAL11501	115/24,9	25	3
TR02 Cala Cala 115/10 kV	ELFEC	TRCAL11502	115/10	25	3
TR01 Cañoto 69/11 kV	CRE	TRCAÑO6901	69/11	37	11B
TR02 Cañoto 69/11 kV	CRE	TRCAÑO6902	69/11	37	11B
TR04 Carrasco 230/34,5 kV	ELFEC	TRCAR23004	245/34,5	12,5	3
TR01 Central 115/10 kV	ELFEC	TRCEN11501	115/10	25	3
TR02 Central 115/10 kV	ELFEC	TRCEN11502	115/10	12,5	3
TR03 Central 115/26 kV	ELFEC	TRCEN11503	115/26	50	
TR01 Chimoré 245/34,5 kV	ELFEC	TRCHI23001	245/34,5	7,125	3
TR02 Chimoré 230/36,225/10 kV	ELFEC	TRCHI23002	230/36,225	47,5	
TR01 Chané 115/26,146 kV	CRE	TRCHN11501	115/26,146	35,15	11B
TR01 Colcapirhua 115/24,9 kV	ELFEC	TRCOL11501	115/24,9	25	3
TR06 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11506	115/10	1	1
TR01 Feria Exposición 69/11 kV	CRE	TRFER069	69/11	37	17
TR03 Guaracachi 69/10,5 kV	CRE	TRGCH06903	69/10,5	37	14
TR01 Guapilo 115/26,146 kV	CRE	TRGUP11501	115/26,146	37	11B
TR02 Guapilo 115/26,145 kV	CRE	TRGUP11502	115/26,145	37	11B
TR01 Mapaiso 69/26,15 kV	CRE	TRMAP06901	69/26,145	37	17
TR02 Mapaiso 69/26,15 kV	CRE	TRMAP06902	69/26,146	37	17
TR01 Montero 115/26,145	CRE	TRMON11501	115/26,145	25	17



NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR02 Montero 115/26,145	CRE	TRMON11502	115/26,145	25	17
TR03 Montero 115/26,145	CRE	TRMON11503	115/26,145	37	
TR01 Nueva Jerusalén 69/26,146 kV	CRE	TRNJE06901	69/26,145	37	11B
TR02 Nueva Jerusalén 69/26,145 kV	CRE	TRNJE06902	69/26,146	37	11B
TR01 Pailon 69/26 kV	CRE	TRPAL6901	69/26,145	12,5	
TR02 Pailon 69/26 kV	CRE	TRPAL6902	69/26,145	12,5	
TR01 Paraiso 69/10,5 kV	CRE	TRPAR06901	69/10,5	37	14
TR02 Paraiso 69/11 kV	CRE	TRPAR06902	69/11	37	11B
TR01 Paracaya 115/24,9 kV	ELFEC	TRPAY11501	115/24,9	25	3
TR01 Parque Industrial 69/24,9 kV	CRE	TRPIN06901	69/26,145	37	17
TR02 Parque Industrial 69/26,145 kV	CRE	TRPIN06902	69/26,145	37	11B
TR01 Palmar 69/26,145 kV	CRE	TRPLM06901	69/26,145	37	17
TR01 Primero de mayo 69/26,145 kV	CRE	TRPMA06901	69/26,15	37	17
TR02 Primero de mayo 69/26,38 kV	CRE	TRPMA06902	69/26,38	39	11B
TR01 Qollpana 115/24,9 kV	ENDE CORANI	TRQOL11501	115/24,9	25	3
TR02 Qollpana 115/24,9 kV	ENDE CORANI	TRQOL11502	115/24,9	25	
TR03 Qollpana 115/24,9 kV	ELFEC	TRQOL11503	115/24,9	12,5	
TR01 Qollpana 24,9/0,620 kV	ENDE CORANI	TRQOL02401	24,9/0,620	1,65	0
TR02 Qollpana 24,9/0,620 kV	ENDE CORANI	TRQOL02402	24,9/0,620	1,65	3
TR03 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02403	24,9/0,4	3,5	3
TR04 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02404	24,9/0,4	3,5	3
TR05 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02405	24,9/0,4	3,5	3
TR06 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02406	24,9/0,4	3,5	5
TR07 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02407	24,9/0,4	3,5	5
TR08 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02408	24,9/0,4	3,5	5
TR09 Qollpana 24,9/0,4		TRQOL02409	24,9/0,4	3,5	5

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
kV	ENDE CORANI				
TR10 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02410	24,9/0,4	3,5	5
TR01 Quillacollo 115/24,9 kV	ELFEC	TRQUI11501	115/24,9	25	5
TR02 Quillacollo 115/24,9 kV	ELFEC	TRQUI11502	115/24,9	25	5
TR01 Santiváñez 115/24,9 kV	ELFEC	TRSAN11501	115/24,9	25	5
TR01 San José 115/25 kV	ELFEC	TRSJO11501	115/25	8	3
TR01 Troncos 115/24,9 kV	CRE	TRTRN11501	115/26,146	15	16
TR02 Troncos 115/34,5 kV	CRE	TRTRN11502	115/36,2	15	16
TR01 Trompillo 69/10,5 kV	CRE	TRTRO06901	69/11	37	11B
TR02 Trompillo 69/24,9 kV	CRE	TRTRO06902	69/24,94	25	11B
TR01 Urubo 69/26,145 kV	CRE	TRURU06901	69/26,145	37	
TR01 Viru Viru 69/10,5 kV	CRE	TRVIR069	69/10,5	15	17
TR01 Villa Tunari 230/34,5 kV	CRE	TRVTU23001	230/34,5	25	10
TR01 Warnes 69/26,145 kV	CRE	TRWAR06902	69/26,145	12,5	
TR02 Warnes 69/26,145 kV	CRE	TRTRN11501	115/26,146	15	16
TR01 Warnes 115/26 kV	EMDEECRUZ	TRWAR11501	115/26	50	
TR02 Yacimientos 115/24,9 kV	ELFEC	TRYPF11502	115/24,9	25	16
TR03 Yacimientos 115/25 kV	ELFEC	TRYPF11503	115/25	16	
TR01 Zoológico 69/11 kV	CRE	TRZOO06901	69/11	37	3
TR02 Zoológico 69/11 kV	CRE	TRZOO06902	69/11	37	3
TR01 Las Lomas 230/11 kV	LAS LOMAS	TRL0M23001	230/11	40	
TR02 Las Lomas 230/11 kV	LAS LOMAS	TRL0M23002	230/11	40	
TR01 Valle Sanchez 115/26,145 kV	CRE	TRVSA11501	115/26,145	37	
TR01 Yapacani 115/26,145 kV	CRE	TRYAP11501	115/26,145	25	

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR02-Yapacani 115/26,145 kV	CRE	TRYAP11502	115/26,145	25	
TR01 Feria Exposición 115/11 kV	CRE	TRFER11501	115/11	50	
TR01 Plan Tres Mil 115/26,145 kV	CRE	TRPTM11501	115/26,145	37	

### 1.7. Transformadores de generación

A continuación, se listan los transformadores de generación del área Central-Oriental con su respectivo tap en la posición actual.

Tabla 8. Detalle transformadores área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 Bulu Bulu 230/11,5 kV	CECBB	TRBUL23001	230/11,5	75	1
TR02 Bulu Bulu 230/11,5 kV	CECBB	TRBUL23002	230/11,5	75	1
TR03 Bulu-Bulu 230/11,5 kV	CECBB	TRBUL23003	230/11,5	75	1
TR01 Carrasco 230/11,5 kV	ENDE VHE	TRCAR23001	230/11,5	70	1
TR02 Carrasco 230/11,5 kV	ENDE VHE	TRCAR23002	230/11,5	70	1
TR03 Carrasco 230/11,5 kV	ENDE VHE	TRCAR23003	230/11,5	34	1
TR01 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11501	115/10	15	4
TR02 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11502	115/10	15	4
TR03 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11503	115/10	15	4
TR04 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11504	115/10	15	4
TR05 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11505	115/10	18	4
TR01 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23001	230/11	35	1
TR02 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23002	230/11	35	1
TR03 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23003	230/11	35	1



ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022  
TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE N° 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 18 de febrero de 2022

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR04 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23004	230/11	35	1
TR01 Guabira Energia 115/13,8 kV	GBE	TRGBE11501	115/13,8	32	0
TR01 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06901	69/10,5	29	1
TR02 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06902	69/10,5	28	1
TR04 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06904	69/10,5	29	1
TR06 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06906	69/10,5	29	1
TR01 Santa Cruz 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRSCZ06901	69/10,5	29	1
TR02 Santa Cruz 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRSCZ06902	69/10,5	29	1
TR09 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06909	69/10,5	95	1
TR10 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06910	69/10,5	95	1
TR11 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06911	69/10,5	95	1
TR12 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06912	69/10,5	105	1
TR01 Kanata 25/10,5 kV	SYNERGIA	TRKAN025	25/10,5	11,25	1
TR01 Central Misicuni 115/11,5 kV	ENDE	TRMIS11501	115/11,5	50	0
TR02 Central Misicuni 115/11,5 kV	ENDE	TRMIS11502	115/11,5	50	0
TR03 Central Misicuni 115/11,5 kV	ENDE	TRMIS11503	115/11,5	50	0
TR01 Santa Isabel UG1, 2 115/10,5 kV	ENDE CORANI	TRSIG11501	115/10,5	45	2
TR02 Santa Isabel UG3, 4 115/10,5 kV	ENDE CORANI	TRSIG11502	115/10,5	45	4
TR03 Santa Isabel UG5 117,9/10,5 kV	ENDE CORANI	TRSIG11503	117,9/10,5	25	7
TR01 San José I UG1 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSYS23001	230/11	34	4

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 82 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3) 3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR02 San José I UG2 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSJS23002	230/11	34	4
TR01 Unagro UG1 26,145/6,9 kV	ENDE GCH	TRUNA02401	26,145/6,9	7,5	0
TR01 Valle Hermoso UG1 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11501	115/10,5	21,2	1
TR02 Valle Hermoso UG2 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11502	115/10,5	29	1
TR03 Valle Hermoso UG3 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11503	115/10,5	29	1
TR04 Valle Hermoso UG4 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11504	115/10,5	29	1
TR05 Valle Hermoso UG5, UG6, UG7, UG8 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11505	115/10,5	60	1
TR05 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23005	230/11	50	5
TR30 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23030	230/11	60	5
TR31 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23031	230/11	60	5
TR32 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23032	230/11	60	5
TR40 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23040	230/11	60	5
TR41 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23041	230/11	60	5
TR42 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23042	230/11	60	5
TR50 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23050	230/11	60	5
TR51 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23051	230/11	60	5
TR52 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23052	230/11	60	5
TR10 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23010	230/11	60	5
TR11 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23011	230/11	50	5

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR12 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23012	230/11	50	5
TR20 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23020	230/11	60	5
TR21 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23021	230/11	50	5
TR22 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23022	230/11	50	5
TR30 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23030	230/11	60	5
TR31 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23031	230/11	60	5
TR32 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23032	230/11	60	5
TR40 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23040	230/11	60	5
TR41 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23041	230/11	60	5
TR42 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23042	230/11	60	5
TR01 San José II UG1 230/11 Kv	ENDE CORANI	TRSJE23001	230/11,5	42	4
TR02 San José II UG2 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSJE23002	230/11,5	42	4
TR01 Aguaí UG 115/11/6,6 kV	ENDE GUARACACHI	TRAGU11501	115/11	25	

### 1.8. Activos para control de tensión

Adicional al aporte de potencia reactiva de las unidades de generación y el tap de los transformadores, el área Central-Oriental cuenta con varios recursos para el control de tensión en las siguientes subestaciones:

- Brechas 230 kV: Un reactor de barra de 21 MVar. Operable.
- Carrasco 230 kV: Un reactor de línea hacia Santivañez de 12 MVar. Permanentemente conectado a la línea.
- Santivañez 230 kV: Un reactor de línea hacia Carrasco de 12 MVar, dos reactores de línea hacia Miguelito (uno en cada línea) de 9 MVar cada uno, un reactor de línea hacia Pagador de 15,6 MVar y dos reactores de línea (uno en





- cada línea) hacia Palca de 18 MVAR cada uno. Permanentemente conectados a la línea.
- Urubó 69 kV: Un condensador de barra de 30 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos. Un reactor de barra de 12 MVAR.
  - Brechas 500 kV: Un reactor de barra de 60 MVAR y un reactor de línea hacia Carrasco de 90 MVAR.
  - Carrasco 500 kV: Un reactor de barra de 60 MVAR, un reactor de línea hacia Santivañez de 129 MVAR y un reactor de línea hacia Brechas de 90 MVAR.
  - Santivañez 500 kV: Un reactor de barra de 60 MVAR y un reactor de línea hacia Brechas de 129 MVAR.
  - La Bélgica 230 kV: Un reactor de barra de 21 MVAR.

## **2. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN DE LA SUBÁREA CENTRAL**

### **2.1. General**

Cuando en la Subárea Central se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE CORANI, ENDE Valle Hermoso, CECBB, ENDE ANDINA, SYNERGIA, GBÉ, ENDE GUARACACHI, CRE, ELFEC, ENDE Transmisión, ISA - Bolivia, Las Lomas, EMDEECRUZ deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

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

Para fines del presente instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución de la Subárea Central se denomina "COORDINADOR".

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la Subárea Central, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

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





## 2.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la Subárea Central, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

## 2.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea Central, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la Subárea.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el COORDINADOR. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

### CCA de ENDE TRANSMISIÓN S.A.

- A111 en la subestación Coraní 115 kV.
- A123, A124 y A125 en la subestación Santa Isabel 115 kV.
- A171 y A172 en la subestación Sacaba 115 kV.
- A195 en la subestación Qollpana 115 kV.
- A621 en subestación Warnes 115 kV.
- A146 en la subestación Valle Hermoso 115 kV
- A184 y A180 en la subestación Arocagua 115 kV.
- A176 en la subestación Paracaya 115 kV.
- A681 en la subestación Troncos 115 kV.
- Z148 en la subestación Chimore 230 kV.
- Z671 y Z670 en la subestación Bélgica 230 kV.
- Z621, Z620, Z627, Z628 y Z629 en la subestación Warnes 230 kV.
- Z681 y Z682 en la subestación Troncos 230 kV.
- Z150 y Z165 en la subestación Carrasco 230 kV.
- Z1141 y Z1142 en la subestación Entre Ríos 1 230 kV.
- Z1143 y Z1140 en la subestación Entre Ríos 2 230 kV.
- Z1110 en la subestación Villa Tunari 230 kV.
- Z1130 en la subestación Miguelito 230 kV.
- Z6100 en la subestación Yapacani 230 kV.
- Z6690 en la subestación San Julián 230 kV.
- Z630 en la subestación Las Brechas 230 kV.
- A630 en la subestación Santivañez 115 kV.

### CCA de CECBB

- Z175 en la subestación Carrasco 230 kV.



#### **CCA de ELFEC**

- 400, 401 y 410 en la subestación Arocagua 115 kV.
- 1110 en la subestación Paracaya 115 kV.
- 100, 110, 111 y 112 en la subestación Central 115 kV.
- 700 y 701 en la subestación Rafael Urquidi 115 kV.
- 200 y 210 en la subestación Alalay 115 kV.
- 600 en la subestación Quillacollo 115 kV.
- 802 en la subestación Colcapirhua 115 kV.
- 1510 en la subestación Carrasco 230 kV.
- 1410 en la subestación Villa Tunari 230 kV
- 1010 en la subestación Chimoré

#### **CCA de ENDE Corani**

- 1C30 en la subestación San José 1 230 kV.
- 3C10 en la subestación Miguelito 230 kV.
- 1C40 en la subestación San José 1.230 kV.
- 2C30 en la subestación San José 2 230 kV

#### **CCA de ENDE**

- A137 en la subestación Misicuni 115 kV.

#### **CCA de CRE R.L.**

- 18AL20 en subestación Chané 115 kV.
- 21AL19 en subestación Plan tres Mil 115 kV.
- 19AL20 en subestación Guapilo 115 kV
- 22AL21 en subestación Brechas 115 kV.
- 14ALISA en subestación Arboleda 115 kV.

#### **CCA de ENDE VHE**

- A135 en la subestación Valle Hermoso 115 kV.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea. Asimismo, deberán verificar, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el COORDINADOR durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

## 2.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea Central se iniciará con el arranque negro de las centrales de Corani, Santa Isabel, Valle hermoso, Entre ríos, Misicuni, San José y Warnes. Desde el SIN mediante las subestaciones Santivañez 230 kV y Valle Hermoso 115 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A, B y C de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicara telefónicamente a los CCA de la Subárea Central, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

### 2.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante las unidades generadoras locales de Corani, Santa Isabel, Valle Hermoso, Entre Ríos, Misicuni y San José los cuales se puede realizar de manera simultánea.

Restitución de la Central Corani:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Corani, se energizan las líneas Corani – Arocagua y Arocagua – Cala-Cala.
2	Comenzar a tomar carga en la subestación Cala-Cala y Arocagua en función de la generación disponible (3 a 5 MW).
3	Sincronizar la segunda unidad de la Central Corani.

Restitución de la Central Santa Isabel:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Santa Isabel, se energizan las líneas Santa Isabel – Sacaba, Santa Isabel – Corani y Santa Isabel – san José.
2	Cerrar la línea Arocagua - Sacaba 115 kV (14,94 km) con el interruptor A181 en el extremo Arocagua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Central 115 kV en función de la generación disponible. (Se restablece el suministro al CDC con el alimentador C-5 con 3 a 5 MW).
3	Sincronizar la segunda unidad de la Central Santa Isabel.

Restitución de la Central Valle Hermoso:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad Titán de la Central Valle Hermoso, arrancar y sincronizar la segunda unidad y dar servicio local a la central, cerrar interruptores A131, A132, A133 y A134.
2	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Valle Hermoso 115 kV (0,3-km) con los interruptores A149, A150 y A151 en el extremo Valle Hermoso, se energiza subestaciones Rafael Urquidi y Alalay, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Alalay 115 kV en función de la generación disponible, de 3 a 5 MW.

**Restitución de la Central Entre Ríos:**

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Entre Ríos, se energiza la subestación Carrasco y Entre Ríos 2 comenzar a restituir carga en la subestación Carrasco 230 kV. (Se da servicio local a central Carrasco y Bulu Bulu)
2	Sincronizar la segunda unidad en la Central Entre Ríos.
3	Cerrar la línea Carrasco - Chimoré 230 kV (75,33 km) con el interruptor Z161 en el extremo Carrasco, verificar tensiones, para luego el interruptor Z147 en el extremo Chimoré y comenzar a restituir carga en la subestación Chimoré 230 kV.
4	Cerrar la línea Carrasco - Yapacani 230 kV (74,75 km) con el interruptor Z162 en el extremo Carrasco, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z6101 en el extremo Yapacani.
5	Energizar el autotransformador Yapacani 230/115/10,5 kV con el interruptor Z6103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A6111 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Yapacani 115 kV en función de la generación disponible.
6	Cerrar la línea Yapacani - Bélgica 230 kV (70,78 km) con el interruptor Z6102 en el extremo Yapacani y verificar tensiones.
7	Cerrar la línea Warnes - Bélgica 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica y verificar tensiones. (Se da servicio local a central Termoeléctrica Warnes)
8	Arrancar las unidades de la Central Carrasco y la Central Bulu Bulu. Sincronizar la primera unidad en cada una de estas centrales.

**Restitución de la Central Misicuni:**

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Misicuni.
2	Cerrar la línea Misicuni - Colcapirhua 115 kV (13,95 km) con el interruptor A139 en el extremo Colcapirhua, se energiza subestaciones Colcapirhua y Quillacollo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Colcapirhua 115 kV y Quillacollo 115 kV.

Restitución de la Central San José:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central San José 1, se energiza línea Central San José - Miguelito.
2	Cerrar la línea San José - Miguelito 230 kV (3,36 km) con el interruptor Z1133 en el extremo Miguelito, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z143 en el extremo San José, se energiza autotransformador 230/115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación San José 115 kV.
3	Cerrar la línea Villa Tunari - San José 230 kV (45,83 km) con el interruptor Z144 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1112 en el extremo Villa Tunari, y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Tunari 230 kV.

Restitución de la central Termoeléctrica Warnes:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Termoeléctrica Warnes.
2	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z675 en el extremo Bélgica en el extremo Warnes, verificar tensiones, para luego cerrar y el interruptor Z622 en el extremo Bélgica.
3	Energizar el autotransformador Bélgica 230/115/24,9 kV con el interruptor Z676 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A671 en el lado de 115 kV.
4	Cerrar la línea Bélgica - Valle Sanchez 115 kV con el interruptor 27AL28 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 28AL27 en el extremo Valle Sanchez y comenzar a restituir carga en la subestación Valle Sanchez 115 kV.

Una vez realizado los procesos de restitución anteriores se procede a la sincronización de las unidades generadoras locales y la energización de la red de la Subárea Central.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea Corani - Santa Isabel 115-kV (6,39 km) con el interruptor A112 en el extremo Corani. Se sincronizan las centrales de Corani y Santa Isabel

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
2	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 2 115 kV (5,39 km) con los interruptores A141 y A142 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A183 en el extremo Arocagua. Se sincronizan con la central Valle Hermoso.
3	Cerrar el interruptor A180 en la subestación Arocagua y comenzar a restituir carga en la subestación Arocagua 115 kV.
4	Cerrar la línea Santa Isabel - San José 115 kV (8,93 km) con el interruptor A191 en el extremo San José y verificar tensiones. Se sincroniza con central San José.
5	Cerrar la línea Chimoré - Villa Tunari 230 kV (33,62 km) con el interruptor Z1111 en el extremo Villa Tunari, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z146, Z149 en el extremo Chimoré. Se sincroniza con las centrales Entre Ríos, Carrasco y Bulu Bulu.
6	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Colcapirhua 115 kV (15,9 km) con el interruptor 800 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones y cerrar el interruptor 703 en el extremo Rafael Urquidi. Se sincroniza con la central Misicuni.
7	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Yacimientos 115 kV (5,5 km) con el interruptor 702 en el extremo Rafael Urquidi y comenzar a restituir carga en la subestación Yacimientos 115 kV en función de la generación disponible.
8	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 1 115 kV (5,39 km) con el interruptor A152 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A182 en el extremo Arocagua.
9	Cerrar la línea Sacaba - Paracaya 115 kV (24,11 km) con el interruptor A173 en el extremo Sacaba, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paracaya 115 kV.
10	Sincronizar unidades adicionales en las Centrales Corani, Santa Isabel, Entre Ríos, Valle Hermoso, Misicuni, San José, Carrasco y Bulu Bulu en función del balance de potencia activa y reactiva.
11	Cerrar la línea Paracaya - Qollpana 115 kV (67,69 km) con el interruptor A177 en el extremo Paracaya, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Qollpana 115 kV.
12	Arrancar y sincronizar la Central Kanata en función del balance de potencia activa y reactiva.
13	Cerrar la línea Carrasco - Arboleda 230 kV (102 km) con el interruptor Z164 en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar el interruptor ARB2L190 en el extremo Arboleda.
14	Energizar el autotransformador Arboleda 230/115/24,9 kV con el interruptor ARB2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor ARB1A180 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Arboleda 115 kV.

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
15	Cerrar la línea línea Arboleda – Las Lomas 230 kV (10,3 km) con el interruptor Z6121 en el extremo Arboleda verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Las Lomas con el interruptor Z6131 y dando servicio local al complejo.
16	Cerrar la línea Bélgica - Troncos 230 kV (98,78 km) con el interruptor Z672 en el extremo Bélgica, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Troncos 115 kV.
17	Cerra línea Troncos – Misiones con el interruptor 23AL32 en el extremo Troncos, verificar tesión, para luego cerrar el interruptor 32AL23 en el extremo Misiones y comenzar a restituir carga en la subestación Misiones 115 kV.
18	Cerrar la línea Arboleda - Montero 115 kV (48 km) con el interruptor 14AL13 en el extremo Arboleda, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 13AL14 en el extremo Montero y comenzar a restituir carga en la subestación Montero 115 kV.
19	Cerrar la línea Montero - Mineros 115 kV (33,8 km) con el interruptor 13AL24 en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor 24AL13 en el extremo Mineros.
20	Cerrar la línea Mineros - Aguai 115 kV (32 km) con el interruptor 24AL25 en el extremo Mineros, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 25AL24 en el extremo Aguai y arrancar y sincronizar AGU01 y UNA01.
21	Cerrar la línea Montero - Guabira 115.KV (6,6 km) con el interruptor 13ALG en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor GAL13 en el extremo Guabira.
22	Arrancar y sincronizar la unidad GBE01 en función del balance de potencia activa y reactiva.
23	Cerrar la línea Chané - Montero 115 kV (16,3 km) con el interruptor 13AL18 en el extremo Montero, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 18AL13 en el extremo Chané y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
24	Energizar el autotransformador Warnes 230/115/24,9 kV con el interruptor Z623 en el lado de 230 kV y verificar tensiones.
25	Cerrar la línea Warnes - Chané 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL18 en el extremo Warnes y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
26	Cerrar la línea Warnes - Guapilo 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL19 en el extremo Warnes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guapilo 115 kV.
27	Cerrar la línea Guapilo - Plan Tres Mil 115 kV (13 km) con el interruptor 19AL21 en el extremo Guapilo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Plan Tres Mil 115 kV.
28	Cerrar la línea Plan Tres Mil - Brechas 115 kV (39 km) con el interruptor 21AL22 en el extremo Plan Tres Mil, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Brechas 115 kV.





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
29	Cerrar la línea San José - Valle Hermoso 230 kV (59,57 km) con los interruptores Z141 y Z142 en el extremo San José, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z156 en el extremo Valle Hermoso, energizado autotransformador 230/115 kV.
30	Energizar el autotransformador Valle Hermoso 230/115/10,5 kV con el interruptor el interruptor A145 en el lado de 115 kV.
31	Sincronizar unidades adicionales en las Centrales Corani, Santa Isabel, Entre Ríos, Valle Hermoso, Misicuni, San José, Carrasco, Bulu Bulu y Warnes en función del balance de potencia activa y reactiva.
32	Cerrar la línea Valle Hermoso - Santivañez 230 kV (22,65 km) con lo interruptores Z155 y Z157 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z121 en el extremo Santivañez.
33	Cerrar la línea Carrasco - Santivañez 230 kV (225,6 km) con el interruptor Z123 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z163 en el extremo Carrasco.
34	Energizar el autotransformador Santivañez 230/115/10,5 kV con el interruptor Z127 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A1121 en el lado de 230 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Santivañez 115 kV.
35	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez I 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z129 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1131 en el extremo Miguelito.
36	Cerrar la línea Arboleda - Urubó 230 kV (62 km) con el interruptor ARB2L180 en el extremo Arboleda, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L220 en el extremo Urubó.
37	Cerrar la línea Warnes - Urubó 230 kV (37,41 km) con el interruptor Z641 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z626 en el extremo Warnes
38	Energizar el autotransformador Urubo 3 230 230/115/24,9 kV cerrar el interruptor Z642 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A641 en el lado de 115 kV.
39	Cerrar la línea Urubo - Feria Exposición 115 kV (14 km) cerrar el interruptor 17AL13 en el extremo Urubo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 3AL17 en el extremo Feria Exposición y comenzar a restituir carga en la subestación Feria Exposición 115 kV.
40	Cerrar la línea Warnes - San Julian 1-230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z624 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6692 en el extremo San Julian.
41	Energizar el autotransformador San Julian 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6695 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A6691 en el lado de 115 kV.
42	Cerra línea San Julian - Cotoca 115kV con el interruptor 29AL30 en el extremo San Julian, verificar tesiones, para luego cerrar el interruptor 30AL29 en el extremo cotoca y comenzar a restituir carga en la subestación Cotoca 115 kV.

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 93 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo

Acción	Descripción
43	Cerrar la línea San Julian – Brechas 1 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z6693 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z631 en el extremo Brechas. Cerrar también el Z635 poniendo en servicio el reactor REBRE23001.
44	Energizar el autotransformador Brechas 230/115/10,5 kV con el interruptor Z633 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A631 en el lado de 115 kV.
45	Cerrar la línea Warnes – San Julian 2 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z625 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6691 en el extremo San Julian.
46	Cerrar la línea San Julian – Brechas 2 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z6694 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z632 en el extremo Brechas
47	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones.
48	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez II 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z128 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1132 en el extremo Miguelito.
49	Cerrar la línea Santivañez - Pagador 230 kV (114 km) con el interruptor Z122 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z2101 en el extremo Pagador.
50	Energizar el autotransformador Pagador 230/115/24,9 kV con el interruptor Z2103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A2101 en el lado de 115 kV.
51	Cerrar línea Pagador – Solar Oruro 115 kV (40,92 km) con el interruptor A2102 en el extremo Pagador y el interruptor A2111 en el extremo Solar Oruro, Se da servicio local a central Fotovoltaica.

#### Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

#### 2.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la subestación Santivañez 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea Valle Hermoso - Santivañez 230 kV (22,65 km) con el interruptor Z121 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z155 en el extremo Valle Hermoso, se energiza Valle Hermoso – San José 230 kV.
2	Cerrar la línea San José - Valle Hermoso 230 kV (59,57 km) con el interruptor Z142 en el extremo San José, se energiza autotransformador 230/115 kV verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
	subestación San José 115 kV, de 3 a 5 MW.
3	Cerrar la línea Santa Isabel - San José 115 kV (8,93 km) con el interruptor A191 en el extremo San José y verificar tensiones. Se da servicio local a la central Santa Isabel.
4	Arrancar y sincronizar la Central Santa Isabel en función del balance de potencia activa y reactiva.
5	Cerrar la línea Arocagua - Sacaba 115 kV (14,94 km) con el interruptor A181 en el extremo Arocagua; verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Central 115 kV en función de la generación disponible. (Se restablece el suministro al CDC)
6	Energizar el autotransformador Valle Hermoso 230/115/10,5 kV con los interruptores Z156 y Z157 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A145 en el lado de 115 kV.
7	Cerrar interruptor A151 en la subestación Valle Hermoso.
8	Arrancar y sincronizar la Central Valle Hermoso en función del balance de potencia activa y reactiva.
9	Cerrar la línea Rafael Urquidí - Valle Hermoso 115 kV (0,3 km) con los interruptores A149 y A150 en el extremo Valle Hermoso, se energiza subestaciones Rafael Urquidí y Alalay, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Alalay 115 kV en función de la generación disponible.
10	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 2 115 kV (5,39 km) con los interruptores A141 y A142 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A183 en el extremo Arocagua. Se da servicio local a la central Corani
11	Arrancar y sincronizar la Central Corani en función del balance de potencia activa y reactiva.
12	Cerrar el interruptor A180 en la subestación Arocagua y comenzar a restituir carga en la subestación Arocagua 115 kV.
13	Cerrar la línea Corani - Santa Isabel 115 kV (6,39 km) con el interruptor A112 en el extremo Corani. Se sincronizan las centrales de Corani y Santa Isabel
14	Cerrar la línea San José - Miguelito 230 kV (3,36 km) con el interruptor Z143 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1133 en el extremo Miguelito.
15	Arrancar y sincronizar la Central San José en función del balance de potencia activa y reactiva.
16	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 1 115 kV (5,39 km) con el interruptor A152 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A182 en el extremo Arocagua.



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Milleñnial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407

[www.aetn.gob.bo](http://www.aetn.gob.bo)



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
17	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Colcapirhua 115 kV (15,9 km) con el interruptor 703 en el extremo Rafael Urquidi, verificar tensiones y cerrar el interruptor 800 en el extremo Colcapirhua.
18	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Yacimientos 115 kV (5,5 km) con el interruptor 702 en el extremo Rafael Urquidi y comenzar a restituir carga en la subestación Yacimientos 115 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar la línea Misicuni - Colcapirhua 115 kV (13,95 km) con el interruptor A139 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Colcapirhua 115 kV y Quillacollo 115 kV. Se da servicio local a la central Misicuni.
20	Arrancar y sincronizar la Central Misicuni en función del balance de potencia activa y reactiva.
21	Arrancar y sincronizar la Central Kanata en función del balance de potencia activa y reactiva.
22	Cerrar la línea Sacaba - Paracaya 115 kV (24,11 km) con el interruptor A173 en el extremo Sacaba, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paracaya 115 kV.
23	Cerrar la línea Paracaya - Qollpana 115 kV (67,69 km) con el interruptor A177 en el extremo Paracaya, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Qollpana 115 kV.
24	Cerrar la línea Villa Tunari - San José 230 kV (45,83 km) con los interruptores Z141 y Z144 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1112 en el extremo Villa Tunari, y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Tunari 230 kV.
25	Cerrar la línea Chimoré - Villa Tunari 230 kV (33,62 km) con el interruptor Z1111 en el extremo Villa Tunari, verificar tensiones, cerrar los interruptores Z149 en el extremo Chimoré y comenzar a restituir carga en la subestación Chimoré 230 kV.
26	Cerrar la línea Carrasco - Chimoré 230 kV (75,33 km) con los interruptores Z146 y Z147 en el extremo Chimoré, verificar tensiones, para luego el interruptor Z161 en el extremo Carrasco y comenzar a restituir carga en la subestación Carrasco 230 kV.
27	Arrancar y sincronizar las Centrales Carrasco, Bulu Bulu y Entre Rios en función del balance de potencia activa y reactiva.
28	Cerrar la línea Carrasco - Yapacani 230 kV (74 km) con el interruptor Z162 en el extremo Carrasco verificar tensiones, se energiza subestación Yapacani.
29	Cerrar la línea Yapacani - Bélgica 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z6102 en el extremo Yapacani, verificar tensiones, se energiza subestación Bélgica.
30	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Se da servicio local a central Termoeléctrica Warnes

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 96 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo

Acción	Descripción
31	Arrancar y sincronizar la Central Termoeléctrica Warnes en función del balance de potencia activa y reactiva.
32	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z675 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z622 en el extremo Warnes.
33	Energizar el autotransformador Bélgica 230/115/24,9 kV con el interruptor Z676 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A671 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación VSE 115 kV en función de la generación disponible.
34	Cerrar la línea Bélgica - Valle Sanchez 115 kV con el interruptor 27AL28 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 28AL27 en el extremo Valle Sanchez y comenzar a restituir carga en la subestación Valle Sanchez 115 kV.
35	Energizar el autotransformador Yapacani 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A6111 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Yapacani 115 kV en función de la generación disponible.
36	Cerrar la línea Carrasco - Arboleda 230 kV (102 km) con el interruptor Z164 en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar el interruptor ARB2L190 en el extremo Arboleda.
37	Cerrar la línea Arboleda - Las Lomas 230 kV (10,3 km) con el interruptor Z6121 en el extremo Arboleda verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z6131 en el extremo Las Lomas y se da servicio local al complejo.
38	Energizar el autotransformador Arboleda 230/115/24,9 kV con el interruptor ARB2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor ARB1A180 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Arboleda 115 kV.
39	Cerrar la línea Bélgica - Troncos 230 kV (98,78 km) con el interruptor Z672 en el extremo Bélgica, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Troncos 115 kV.
40	Cerrar línea Troncos - Misiones con el interruptor 23AL32 en el extremo Troncos, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 32AL23 en el extremo Misiones y comenzar a restituir carga en la subestación Misiones 115 kV.
41	Cerrar la línea Arboleda - Montero 115 kV (48 km) con el interruptor 14AL13 en el extremo Arboleda, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 13AL14 en el extremo Montero y comenzar a restituir carga en la subestación Montero 115 kV.
42	Cerrar la línea Montero - Mineros 115 kV (33,8 km) con el interruptor 13AL24 en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor 24AL13 en el extremo Mineros.
43	Cerrar la línea Mineros - Aguai 115 kV (32 km) cerrar el interruptor 24AL25 en el extremo Mineros, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 25AL24 en el extremo Aguai y comenzar a restituir carga en



Acción	Descripción
	la subestación Aguaí 115 kV.
44	Cerrar la línea Montero - Guabira 115 KV (6,6 km) con el interruptor 13ALG en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor GAL13 en el extremo Guabira.
45	Arrancar y sincronizar las Centrales Guabira, Aguaí y Unagro en función del balance de potencia activa y reactiva.
46	Cerrar la línea Chané - Montero 115 kV (16,3 km) con el interruptor 13AL18 en el extremo Montero, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 18AL13 en el extremo Chané y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
47	Energizar el autotransformador Warnes 230/115/24,9 kV con el interruptor Z623 en el lado de 230 kV y verificar tensiones.
48	Cerrar la línea Warnes - Chané 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL18 en el extremo Warnes y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
49	Cerrar la línea Warnes - Guapilo 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL19 en el extremo Warnes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guapilo 115 kV.
50	Cerrar la línea Guapilo - Plan Tres Mil 115 kV (13 km) con el interruptor 19AL21 en el extremo Guapilo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Plan Tres Mil 115 kV.
51	Cerrar la línea Plan Tres Mil - Brechas 115 kV (39 km) con el interruptor 21AL22 en el extremo Plan Tres Mil, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Brechas 115 kV.
52	Cerrar la línea Carrasco - Santiváñez 230 kV (225,6 km) con el interruptor Z123 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z163 en el extremo Carrasco.
53	Energizar el autotransformador Santiváñez 230/115/10,5 kV con el interruptor Z127 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A1121 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Santiváñez 115 kV.
54	Cerrar la línea Miguelito - Santiváñez I 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z129 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1131 en el extremo Miguelito.
55	Cerrar la línea Arboleda - Urubó 230 kV (62 km) con el interruptor ARB2L180 en el extremo Arboleda, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L220 en el extremo Urubó.
56	Cerrar la línea Warnes - Urubó 230 kV (37,41 km) con el interruptor Z641 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z626 en el extremo Warnes.
57	Energizar el autotransformador Urubó 3-230/115/24,9 kV con el interruptor Z642 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A641 en el lado de 115 kV.





Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
58	Cerrar la línea Urubo – Feria Exposición 115 kV (14 km) con el interruptor 17AL3 en el extremo Urubo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 3AL17 en el extremo Feria Exposición y comenzar a restituir carga en la subestación Feria Exposición 115 kV.
59	Cerrar la línea Warnes – San Julián 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z624 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6692 en el extremo San Julián.
60	Energizar el autotransformador San Julián 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6695 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A6691 en el lado de 115 kV.
61	Cerrar línea San Julián – Cotoca 115kV con el interruptor 29AL30 en el extremo San Julián, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 30AL29 en el extremo cotoca y comenzar a restituir carga en la subestación Cotoca 115 kV
62	Cerrar la línea Brechas - San Julián 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6693 en el extremo San Julián, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z631 en el extremo Brechas. Cerrar también el Z635 poniendo en servicio el reactor REBRE23001.
63	Energizar el autotransformador Brechas 230/115/10,5 kV con el interruptor Z633 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A631 en el lado de 115 kV.
64	Cerrar la línea Warnes – San Julián 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z625 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6691 en el extremo San Julián.
65	Cerrar la línea Brechas - San Julián 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6694 en el extremo San Julián, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z632 en el extremo Brechas.
66	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones.
67	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez II 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z128 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1132 en el extremo Miguelito.
68	Cerrar la línea Santivañez - Pagador 230 kV (114 km) con el interruptor Z122 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z2101 en el extremo Pagador.
69	Energizar el autotransformador Pagador 230/115/24,9 kV con el interruptor Z2103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A2101 en el lado de 115 kV.
70	Energizar la línea Pagador – Solar Oruro 115 kV (40,92 KM) con el interruptor A2102 en el extremo Pagador, verificar tensión y cerrar el interruptor A2111 en el extremo Solar Oruro, se da servicio en central fotovoltaica Solar Oruro.

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 99 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**

### Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

#### 2.4.3. Procedimiento C

Restitución a través de la subestación Valle Hermoso 115 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea Rafael Urquidí - Valle Hermoso 115 kV (0,3 km) con los interruptores A149 y A150 en el extremo Valle Hermoso, se energiza subestaciones Rafael Urquidí y Alalay, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Alalay 115 kV en función de la generación disponible.
2	Cerrar interruptor A151 en la subestación Valle Hermoso.
3	Energizar el autotransformador Valle Hermoso 230/115/10,5 kV con los interruptores A144 y A145 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z156 en el lado de 230 kV, energiza línea Valle Hermoso – San José 230 kV.
4	Arrancar y sincronizar la Central Valle Hermoso en función del balance de potencia activa y reactiva.
5	Cerrar la línea San José - Valle Hermoso 230 kV (59,57 km) con el interruptor Z142 en el extremo San José, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San José 115 kV, se energiza autotransformador 230/115 kV.
6	Cerrar la línea Santa Isabel - San José 115 kV (8,93 km) con el interruptor A191 en el extremo San José y verificar tensiones. Se da servicio local a la central Santa Isabel.
7	Arrancar y sincronizar la Central Santa Isabel en función del balance de potencia activa y reactiva.
8	Cerrar la línea Arocagua - Sacaba 115 kV (14,94 km) con el interruptor A181 en el extremo Arocagua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Central 115 kV en función de la generación disponible. (Se restablece el suministro al CDC)
9	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 2 115 kV (5,39 km) con los interruptores A141 y A142 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A183 en el extremo Arocagua. Se da servicio local a la central Corani
10	Arrancar y sincronizar la Central Corani en función del balance de potencia activa y reactiva.
11	En la subestación Arocagua comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
12	Cerrar la línea Corani - Santa Isabel 115 kV (6,39 km) con el interruptor A112 en el extremo Corani. Se sincronizan las centrales de Corani y Santa Isabel



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
13	Cerrar la línea San José - Miguelito 230 kV (3,36 km) con el interruptor Z143 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1133 en el extremo Miguelito.
14	Arrancar y sincronizar la Central San José 1 y Central San José 2 en función del balance de potencia activa y reactiva.
15	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 1 115 kV (5,39 km) con el interruptor A152 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A182 en el extremo Arocagua.
16	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Colcapirhua 115 kV (15,9 km) con el interruptor 703 en el extremo Rafael Urquidi, verificar tensiones y cerrar el interruptor 800 en el extremo Colcapirhua,
17	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Yacimientos 115 kV (5,5 km) con el interruptor 702 en el extremo Rafael Urquidi y comenzar a restituir carga en la subestación Yacimientos 115 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar la línea Misicuni - Colcapirhua 115 kV (13,95 km) con el interruptor A139 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Colcapirhua 115 kV y Quillacollo 115 kV. Se da servicio local a la central Misicuni.
19	Arrancar y sincronizar la Central Misicuni en función del balance de potencia activa y reactiva.
20	Arrancar y sincronizar la Central Kanata en función del balance de potencia activa y reactiva.
21	Cerrar la línea Sacaba - Paracaya 115 kV (24,11 km) con el interruptor A173 en el extremo Sacaba, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paracaya 115 kV.
22	Cerrar la línea Paracaya - Qollpana 115 kV (67,69 km) con el interruptor A177 en el extremo Paracaya, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Qollpana 115 kV.
23	Cerrar la línea Villa Tunari - San José 230 kV (45,83 km) con los interruptores Z141 y Z144 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1112 en el extremo Villa Tunari, y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Tunari 230 kV.
24	Cerrar la línea Chimoré - Villa Tunari 230 kV (33,62 km) con el interruptor Z1111 en el extremo Villa Tunari, verificar tensiones, cerrar los interruptores Z149 en el extremo Chimoré y comenzar a restituir carga en la subestación Chimoré 230 kV.
25	Cerrar la línea Carrasco - Chimoré 230 kV (75,33 km) con los interruptores Z146 y Z147 en el extremo Chimoré, verificar tensiones, para luego el interruptor Z161 en el extremo Carrasco y comenzar a restituir carga en la subestación Carrasco 230 kV.
26	Arrancar y sincronizar las Centrales Carrasco, Bulu Bulu y Entre Ríos en función del balance de potencia activa y reactiva.

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 101 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**

Acción	Descripción
27	Cerrar la línea Carrasco - Yapacani 230 kV (74 km) con el interruptor Z162 en el extremo Carrasco verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6101 en el extremo Yapacani.
28	Cerrar la línea Yapacani - Bélgica 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z6102 en el extremo Yapacani, se energiza subestación Bélgica, verificar tensiones.
29	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Se da servicio local a central Termoeléctrica Warnes
30	Arrancar y sincronizar la Central Termoeléctrica Warnes en función del balance de potencia activa y reactiva.
31	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 1 230 kV (16,54 km) cerrar el interruptor Z675 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z622 en el extremo Warnes.
32	Energizar el autotransformador Bélgica 230/115/24,9 kV con el interruptor Z676 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A671 en el lado de 115 kV.
33	Cerrar la línea Bélgica - Valle Sanchez 115 kV con el interruptor 27AL28 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 28AL27 en el extremo Valle Sanchez y comenzar a restituir carga en la subestación Valle Sanchez 115 kV en función de la generación disponible.
34	Energizar el autotransformador Yapacani 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A611 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Yapacani 115 kV en función de la generación disponible.
35	Cerrar la línea Carrasco - Arboleda 230 kV (102 km) con el interruptor Z164 en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar el interruptor ARB2L190 en el extremo Arboleda.
36	Cerrar la línea Arboleda - Las Lomas 230 kV (10,3 km) con el interruptor Z6121 en el extremo Arboleda verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z6131 en el extremo Las Lomas y comenzar a restituir carga en la subestación Las Lomas 115 kV en función de la generación disponible.
37	Energizar el autotransformador Arboleda 230/115/24,9 kV con el interruptor ARB2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor ARB1A180 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Arboleda 115 kV.
38	Cerrar la línea Bélgica - Troncos 230 kV (98,78 km) con el interruptor Z672 en el extremo Bélgica, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Troncos 115 kV.
39	Cerrar línea Troncos - Misiones con el interruptor 23AL32 en el extremo Troncos, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 32AL23 en el extremo Misiones y comenzar a restituir carga en la subestación Misiones 115 kV.

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
40	Cerrar la línea Arboleda - Montero 115 kV (48 km) con el interruptor 14AL13 en el extremo Arboleda, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 13AL14 en el extremo Montero y comenzar a restituir carga en la subestación Montero 115 kV.
41	Cerrar la línea Montero - Mineros 115 kV (33,8 km) con el interruptor 13AL24 en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor 24AL13 en el extremo Mineros.
42	Cerrar la línea Mineros - Aguai 115 kV (32 km) con el interruptor 24AL25 en el extremo Mineros, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 25AL24 en el extremo Aguai.
43	Cerrar la línea Montero - Guabira 115 kV (6,6 km) con el interruptor 13ALG en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor GAL13 en el extremo Guabira.
44	Arrancar y sincronizar las Centrales Guabira, Aguai y Unagro en función del balance de potencia activa y reactiva.
45	Cerrar la línea Chané - Montero 115 kV (16,3 km) con el interruptor 13AL18 en el extremo Montero, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 18AL13 en el extremo Chané y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
46	Energizar el autotransformador Warnes 230/115/24,9 kV con el interruptor Z623 en el lado de 230 kV y verificar tensiones.
47	Cerrar la línea Warnes - Chané 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL18 en el extremo Warnes y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
48	Cerrar la línea Warnes - Guapilo 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL19 en el extremo Warnes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guapilo 115 kV.
49	Cerrar la línea Guapilo - Plan Tres Mil 115 kV (13 km) con el interruptor 19AL21 en el extremo Guapilo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Plan Tres Mil 115 kV.
50	Cerrar la línea Plan Tres Mil - Brechas 115 kV (39 km) con el interruptor 21AL22 en el extremo Plan Tres Mil, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Brechas 115 kV.
51	Cerrar la línea Carrasco - Santivañez 230 kV (225,6 km) con el interruptor Z123 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z163 en el extremo Carrasco.
52	Energizar el autotransformador Santivañez 230/115/10,5 kV con el interruptor Z127 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A1121 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Santivañez 115 kV.
53	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez I 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z129 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1131 en el extremo Miguelito.

Acción	Descripción
54	Cerrar la línea Valle Hermoso - Santivañez 230 kV (22,65 km) con los interruptores Z155 y Z1757 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z121 en el extremo Santivañez.
55	Cerrar la línea Warnes - Urubó 230 kV (37,41 km) con el interruptor Z626 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z641 en el extremo Urubó.
56	Energizar el autotransformador Urubo 3 230/115/24,9 kV con el interruptor Z642 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A641 en el lado de 115 kV.
57	Cerrar la línea Urubo - Feria Exposición 115 kV (14 km) con el interruptor 17AL13 en el extremo Urubo, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Feria Exposición y comenzar a restituir carga en la subestación Feria Exposición 115 kV.
58	Cerrar la línea Warnes - San Julian 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z624 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6692 en el extremo San Julian.
59	Energizar el autotransformador San Julian 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6695 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A6691 en el lado de 115 kV.
60	Cerrar línea San Julian - Cotoca 115kV con el interruptor 29AL30 en el extremo San Julian, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 30AL29 en el extremo cotoca y comenzar a restituir carga en la subestación Cotoca 115kV
61	Cerrar la línea San Julian - Brechas 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6693 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z631 en el extremo Brechas. Cerrar también el Z635 poniendo en servicio el reactor REBRE23001.
62	Energizar el autotransformador Brechas 230/115/10,5 kV con el interruptor Z633 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A631 en el lado de 115 kV.
63	Cerrar la línea Warnes - San Julian 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z625 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6691 en el extremo San Julian.
64	Cerrar la línea San Julian - Brechas 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6694 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z632 en el extremo Brechas
65	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones.
66	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez II 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z128 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1132 en el extremo Miguelito.
67	Cerrar la línea Santivañez - Pagador 230 kV (114 km) con el interruptor Z122 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z2101 en el extremo Pagador.



Acción	Descripción
68	Energizar el autotransformador Pagador 230/115/24,9 kV con el interruptor Z2103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A2101 en el lado de 115 kV.
69	Energizar la línea Pagador – Solar Oruro 115 kV (40,92 km) con el interruptor A2102 en el extremo Pagador, verificar tensión y cerrar el interruptor A2111 en el extremo Solar Oruro, se da servicio en central fotovoltaica Solar Oruro.

### Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

### 2.5. Sincronización con la sub área Oriental

La sincronización de la Subárea Central con la Subárea Oriental se puede realizar por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV y Brechas 230/69/10,5 kV.

Para las siguientes maniobras el GDC verificara la existencia de voltaje en las subestaciones Urubó, Guaracachi, Brechas y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B631 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.



Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV.

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
<b>2</b>	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
<b>3</b>	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
<b>4</b>	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
<b>5</b>	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV.

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, y sincronizar con el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
<b>2</b>	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
<b>3</b>	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
<b>4</b>	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
<b>5</b>	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

### **3. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA ORIENTAL**

#### **3.1. General**

Cuando en la Subárea Oriental se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE Guaracachi, CRE, ENDE Transmisión, ISA Bolivia deben comunicar



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

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

Para fines del presente instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución de la Subárea Oriental se denomina "COORDINADOR".

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

Los CCA son responsables de:

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

### **3.2. Preparación de unidades generadoras**

Producido un colapso de la Subárea Oriental, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

### **3.3. Condiciones iniciales**

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea Oriental, se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la subárea que no estén considerados en el siguiente listado:

#### **CCA de CRE**

- 5BL1, 5BL6 y 5BL15 en la subestación Villa Primero de Mayo 69 kV.
- 6BL1 y 6BL7 en la subestación Parque Industrial 69 kV.
- 7BL6, 7BL12 y 7BL17 en la subestación Nueva Jerusalén 69 kV.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

- 2BL1, 2BL7 y 2BL3 en la subestación Zoológico 69 kV.
- 12BL7 en la subestación Warnes 69 kV.
- 3BL2, 3BL17, 3BL17-2 y 3BL8 en la subestación Feria Exposición 69 kV.
- 4BL3, 4BL1-1, 4BL1-2 y 4BL16 en la subestación Trompillo 69 kV.
- 16BL14 en la subestación Palmar 69 kV.
- 9BL22 y 9BL3 en la subestación Mapaiso 69 kV.
- 8BL3 en la subestación Cañoto 69 kV.
- 10BL1 y 10BL8 en la subestación Paraíso 69 kV.
- 22BL16 en la subestación Brechas 69 kV.
- 1BT1 en la subestación Guaracachi 69 kV.
- ALI\_06\_15 y ALI\_01\_14 de subestación Guaracachi.

La carga remanente por cada línea que sale de la subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW, el alimentador ALI\_06\_15 deberá quedar cerrado para dar suministro al CCA de CRE.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el COORDINADOR durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

### 3.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea Oriental se iniciará con el arranque negro de la central de Guaracachi. Desde el SIN mediante la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA de la Subárea Oriental, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

#### 3.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante la Central Guaracachi

Acción	Descripción
1	Previas a las maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
2	Conectar la primera unidad de la Central Guaracachi, cerrar el interruptor B652 y comenzar a restituir carga en la subestación Guaracachi 69 kV.
3	Cerrar la línea Guaracachi - Parque Industrial 69 kV (6,05 km) con el interruptor 1BL6 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Parque Industrial - Nueva Jerusalén 69 kV (4,9 km), Nueva Jerusalén - Warnes 69 kV (23,92 km) y Nueva Jerusalén - Urubo I 69 kV (3,7 km). Verificar tensiones. Se da servicio local a central Santa Cruz.
4	Cerrar el interruptor 6BL5 en el extremo Parque Industrial se energizan las líneas Parque Industrial - Primero de Mayo 69 kV (6,8 km), Primero de Mayo - Pailón 69 kV (52 km) y Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km). Verificar tensiones.
5	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Santa Cruz.
6	Comenzar a restituir carga en la subestación Parque Industrial 69 kV, Nueva Jerusalén 69 kV, Viru Viru 69 kV, Warnes 69 kV, Primero de Mayo 69 kV y Pailón 69 kV, en función de la generación disponible.
7	Sincronizar dos unidades adicionales de la Central Guaracachi.
8	Cerrar la línea Guaracachi - Paraiso 69 kV (3,27 km) con el interruptor 1BL10 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paraiso 69 kV.
9	Sincronizar una unidad adicional de la Central Guaracachi.
10	Cerrar la línea Guaracachi - Zoológico 69 kV (5,46 km) con el interruptor 1BL2 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Zoológico - Feria Exposición 69 kV (4,3 km), Feria Exposición - Cañoto 69 kV (1,5 km) y la salida de Feria Exposición - Urubo I 69 kV (8,1 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Zoológico 69 kV.
11	Conectar los transformadores correspondientes a las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12.
12	Sincronizar las unidades restantes de la Central Guaracachi.
13	Cerrar la línea Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km) con el interruptor 1BL5 en el extremo Guaracachi y verificar tensiones.
14	Cerrar la línea Feria Exposición - Mapaiso 69 kV (97,64 km) con el interruptor 3BL9 en el extremo Feria Exposición, se energizan la línea Mapaiso - Brechas 69 kV (29,6 km), verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Mapaiso 69 kV.
15	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 1 69 kV (4,3 km) con el interruptor 1BL4-1 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Trompillo - Palmar 69 kV (6,30 km) y Trompillo - Feria Exposición 69 kV (4,7 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Trompillo 69 kV, Palmar 69 kV, en función de la generación disponible.
16	Cerrar la línea Nueva Jerusalén - Zoológico 69 kV (5,1 km) con el interruptor 7BL2 en el extremo Nueva Jerusalén y verificar tensiones.
17	Cerrar la línea Paraiso - Cañoto 69 kV (3,14 km) con el interruptor 8BL10 en el extremo Cañoto y verificar tensiones.

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 110 de 158**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
18	Cerrar la línea Feria Exposición - Trompillo en 69 kV (4,7 km) con el interruptor 3BL4 en el extremo Feria Exposición y verificar tensiones.
19	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 2 69 kV (6,77 km) con el interruptor 1BL4-2 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 4BL1-2 en el extremo Trompillo y comenzar a restituir carga en la subestación Trompillo 69 kV.
20	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén I 69 kV (13,7 km) con el interruptor 17BL7 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
21	Cerrar la línea Brechas - Mapaiso 69 kV (29,6 km) con el interruptor 22BL9 en el extremo Brechas y verificar tensiones.
22	Cerrar la línea Brechas - Palmar 69 kV (27,2 km) con el interruptor 16BL22 en el extremo Palmar y verificar tensiones.
23	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición I 69 kV (8,1 km) con el interruptor 17BL3 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
24	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición II 69 kV (9,3 km) con el interruptor 17BL3-2 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
25	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén II 69 kV (16,65 km) con el interruptor 17BL7-2 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor 7BL17-2 en el extremo Nueva Jerusalén.

### Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

### 3.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV.

Acción	Descripción
1	Previas a las maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12
2	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Guaracachi 69 kV. Se da servicio local a la central Guaracachi.
4	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Guaracachi.



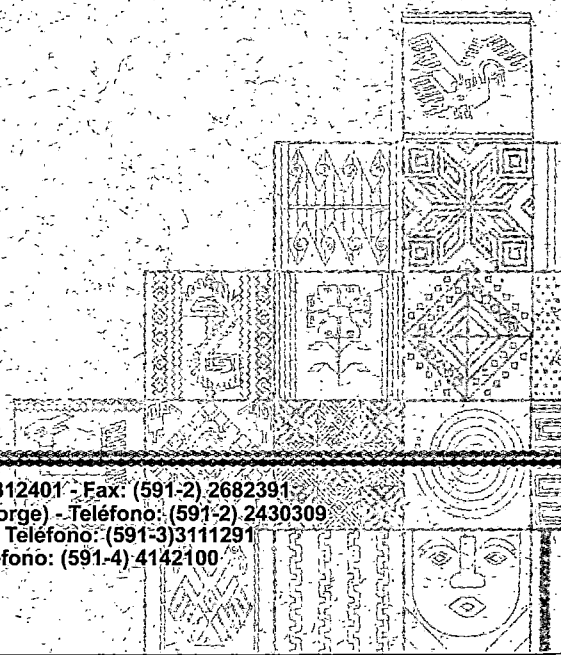
**Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear**



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
[www.aetn.gob.bo](http://www.aetn.gob.bo)





Acción	Descripción
5	Cerrar la línea Guaracachi - Parque Industrial 69 kV (6,05 km) con el interruptor 1BL6 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Parque Industrial - Nueva Jerusalén 69 kV (4,9 km), Nueva Jerusalén - Warnes 69 kV (23,92 km) y Nueva Jerusalén - Urubo I 69 kV (3,7 km). Verificar tensiones. Se da servicio local a central Santa Cruz.
6	Cerrar el interruptor 6BL5 en el extremo Parque Industrial se energizan las líneas Parque Industrial - Primero de Mayo 69 kV (6,8 km), Primero de Mayo - Pailón 69 kV (52 km) y Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km). Verificar tensiones.
7	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Santa Cruz.
8	Comenzar a restituir carga en la subestación Parque Industrial 69 kV, Nueva Jerusalén 69 kV, Viru Viru 69 kV, Warnes 69 kV, Primero de Mayo 69 kV y Pailón 69 kV, en función de la generación disponible.
9	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV
10	Cerrar la línea Guaracachi - Paraíso 69 kV (3,27 km) con el interruptor 1BL10 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paraíso 69 kV.
11	Sincronizar una unidad adicional de la Central Guaracachi.
12	Cerrar la línea Guaracachi - Zoológico 69 kV (5,46 km) con el interruptor 1BL2 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Zoológico - Feria Exposición 69 kV (4,3 km), Feria Exposición - Cañoto 69 kV (1,5 km) y la salida de Feria Exposición - Urubo I 69 kV (8,1 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Zoológico 69 kV.
13	Conectar los transformadores correspondientes a las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12.
14	Cerrar la línea Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km) con el interruptor 1BL5 en el extremo Guaracachi y verificar tensiones.
15	Cerrar la línea Feria Exposición - Mapaiso 69 kV (97,64 km) con el interruptor 3BL9 en el extremo Feria Exposición, se energizan la línea Mapaiso - Brechas 69 kV (29,6 km), verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Mapaiso 69 kV.
16	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 1 69 kV (4,3 km) con el interruptor 1BL4-1 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Trompillo - Palmar 69 kV (6,30 km) y Trompillo - Feria Exposición 69 kV (4,7 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Trompillo 69 kV, Palmar 69 kV, en función de la generación disponible.
17	Cerrar la línea Nueva Jerusalén - Zoológico 69 kV (5,1 km) con el interruptor 7BL2 en el extremo Nueva Jerusalén y verificar tensiones.
18	Cerrar la línea Paraíso - Cañoto 69 kV (3,14 km) con el interruptor 8BL10 en el extremo Cañoto y verificar tensiones.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
19	Cerrar la línea Feria Exposición - Trompillo en 69 kV (4,7 km) con el interruptor 3BL4 en el extremo Feria Exposición y verificar tensiones.
20	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 2 69 kV (6,77 km) con el interruptor 1BL4-2 en el extremo Guaracachi; verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 4BL1-2 en el extremo Trompillo y comenzar a restituir carga en la subestación Trompillo 69 kV.
21	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén I 69 kV (13,7 km) con el interruptor 17BL7 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
22	Cerrar la línea Brechas - Mapaiso 69 kV (29,6 km) con el interruptor 22BL9 en el extremo Brechas y verificar tensiones.
23	Cerrar la línea Brechas - Palmar 69 kV (27,2 km) con el interruptor 16BL22 en el extremo Palmar y verificar tensiones.
24	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición I 69 kV (8,1 km) con el interruptor 17BL3 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
25	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición II 69 kV (9,3 km) con el interruptor 17BL3-2 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
26	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén II 69 kV (16,65 km) con el interruptor 17BL7-2 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor 7BL17-2 en el extremo Nueva Jerusalén.
27	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Urubó 69 kV.
28	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Urubó 69 kV.
29	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

### **Restitución de la carga remanente**

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

### **3.5. Sincronización con la sub área Central**

La sincronización de la Subárea Oriental con la Subárea Central se puede realizar por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV y Brechas 230/69/10,5 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en las subestaciones Urubó, Guaracachi, Brechas y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B631 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, y sincronizar con el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

#### 4. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

##### 4.1. Sincronización con el área Norte

La sincronización del área Central-Oriental con el área Norte se puede realizar por medio de las líneas Santivañez – Palca 1 230 kV y Santivañez – Palca 2 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Santivañez 230 kV y las condiciones de sincronismo

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 1 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.
2	Cerrar línea Santivañez – Palca-2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 116 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 2 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.
2	Cerrar línea Santivañez – Palca 1-230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.

#### 4.2: Sincronización con el área Sur

La sincronización del área Central-Oriental con el área Sur se puede realizar por medio de las líneas Santivañez-Sucre 230 kV, Pagador-Vinto 230 kV, Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV y Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Santivañez, Irpa Irpa o Caihuasi y las condiciones de sincronismo

Sincronización mediante la línea Santivañez-Sucre 230-kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
2	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
3	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.

Sincronización mediante la línea Pagador -Vinto 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones, sincronizar con el interruptor Z223 y cerrar el interruptor Z225 en el extremo Vinto.
2	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.



Acción	Descripción
3	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.

Sincronización mediante la línea Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
2	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.
3	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
4	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.

Sincronización mediante la línea Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A263 extremo Caihuasi.
2	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
3	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
4	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

## 5. ENERGIZACIÓN RED DE 500 KV

La energización de la red de 500 kV solo se debe realizar cuando todas las áreas estén sincronizadas.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Brechas 1 500/230/24,9 kV en el lado de 500 kV, verificar tensiones y cerrar en el lado de 230 kV.
2	Cerrar línea Carrasco – Brechas 500 kV (180 km) en el extremo Brechas, verificar tensiones y cerrar en el extremo Carrasco.
3	Energizar el autotransformador Carrasco 1 500/230/24,9 kV en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar en el lado de 500 kV.
4	Cerrar línea Carrasco - Santivañez 500 kV (235 km) en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar en el extremo Santivañez.
5	Energizar el autotransformador Santivañez 1 500/230/24,9 kV en el lado de 500 kV, verificar tensiones y cerrar en el lado de 230 kV.
6	Energizar el autotransformador Santivañez 2 500/230/24,9 kV en el lado de 500 kV, verificar tensiones y cerrar en el lado de 230 kV.
7	Energizar el autotransformador Carrasco 2 500/230/24,9 kV en el lado de 500 kV, verificar tensiones y cerrar en el lado de 230 kV.
8	Energizar el autotransformador Brechas 2 500/230/24,9 kV en el lado de 500 kV, verificar tensiones y cerrar en el lado de 230 kV.

La energización de la red de 500 kV solo se debe realizar cuando todas las áreas estén sincronizadas.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

## **NORMA OPERATIVA N° 6**

### **INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN**

#### **Restitución del Área SUR**

**ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 120 de 158**

**LA PAZ:** (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
**LA PAZ:** Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
**SANTA CRUZ:** Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
**COCHABAMBA:** Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

**Línea Gratuita 800-10-2407**  
**www.aetn.gob.bo**

**NORMA OPERATIVA N° 6**

**SECCIÓN 7: INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN**

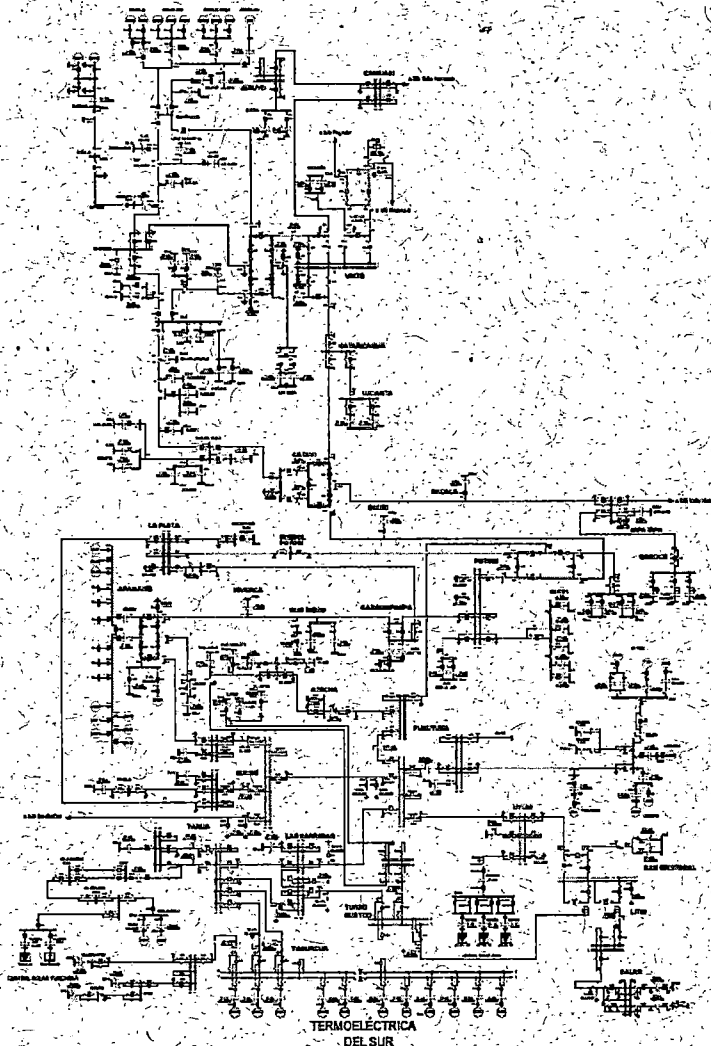
**INSTRUCTIVO: RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUR**

**1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA**

**1.1. Fronteras**

El área sur limita con las áreas Norte y Central - Oriental, tal como se ilustra en la figura 1.

**AREA SUR**



*Figura 1. Diagrama unifilar SIN, área Sur*

Las fronteras del área Sur-son:

**Por 230 kV:**

- Línea Pagador -Vinto 230 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Santivañez-Sucre 230 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Mazocruz-Vinto 230 kV, con el área Norte.

**Por 115 kV:**

- Línea Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV, con el Central - Oriental.

Esta área se divide en tres subáreas: Tarija, Sucre y Oruro. Las cuales se muestran en la figura 2:

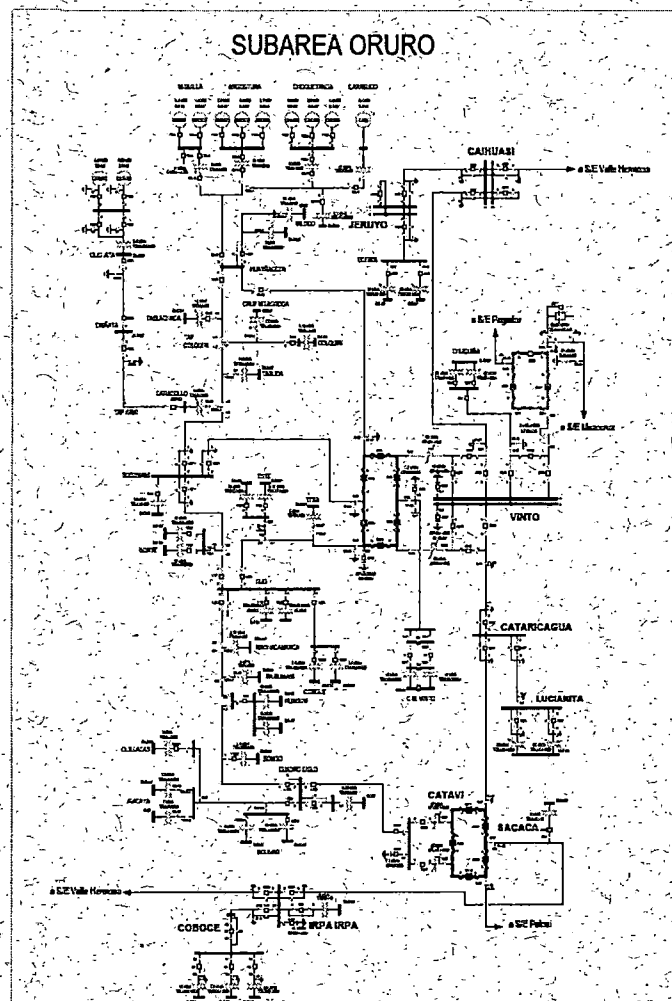


Figura 1-a. Subárea Oruro





- **Tarija:** Cuenta con el arranque en negro de Termoeléctrica del Sur, la Central San Jacinto y la Central Kilpani. Se conecta con la Subárea Sucre por medio de los Autotransformadores Sucre 230/69/24,9 kV, Sucre 2 230/115/24,9 kV y la línea Potosí – Punutuma 115kV. Limita con el área Central – Oriental por medio de la línea Santivañez – Sucre 230 kV.
- **Sucre:** Cuenta con el arranque en negro en las unidades ARJ01, ARJ02 y ARJ03 de la Central Aranjuez. Se conecta con la Subárea Tarija por medio de los Autotransformadores Sucre 230/69/24,9 kV, Sucre 2 230/115/24,9 kV, la línea Potosí – Punutuma 115 kV y a la Subárea Oruro por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.
- **Oruro:** Cuenta con el arranque en negro en las centrales: Miguillas (MIG01 y MIG02), Angostura (ANG01), Choquetanga (CHO01) y la Central Carabuco. Se conecta con la Subárea Sucre por medio de la línea Catavi – Ocuri - Potosí. Limita con el área Central – Oriental por medio de las líneas Pagador-Vinto 230 kV, Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV y Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV y con el área Norte con la línea Mazocruz-Vinto 230 kV.

## 1.2. Demanda

El área Sur tiene una demanda máxima aproximadamente de 392 MW, su mayoría conectada a la red de 69 kV. A continuación, se presenta la demanda de cada subárea:

- Tarija: 150 MW
- Sucre: 129 MW
- Oruro: 113 MW

## 1.3. Generación

Esta área Sur se caracteriza por tener una disponibilidad máxima de 227 MW de generación, entre plantas hidráulicas y plantas térmicas. Esta generación hace que el área no sea capaz de atender toda su demanda en caso de quedar aislada del sistema.

Para la restitución del área Sur las cargas no pueden ser atendidas en su totalidad lo cual indica que se debe sincronizar con las demás áreas del SIN para suplir totalmente la demanda.

La tabla 1 muestra en detalle las unidades de generación que corresponden al área

Tabla 3. Detalle Centrales de generación en el área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central Carabuco	COBEE	CRB	Hidráulica	6,13	Si
Central Quehata	SDB	QUE01	Hidráulica	0,979	Si
	SDB	QUE02	Hidráulica	0,993	Si
Central Choquetanga	COBEE	CHO01	Hidráulica	1,91	Si
	COBEE	CHO02	Hidráulica	2,45	No
	COBEE	CHO03	Hidráulica	18,4	No
Central Angostura	COBEE	ANG01	Hidráulica	2,22	Si
	COBEE	ANG02	Hidráulica	1,27	No
	COBEE	ANG03	Hidráulica	2,74	No
Central Miguillas	COBEE	MIG01	Hidráulica	1,31	Si
	COBEE	MIG02	Hidráulica	1,24	Si
Central Aranjuez	ENDE GCH	ARJ01	Térmica	2,7	Si
	ENDE GCH	ARJ02	Térmica	2,24	Si
	ENDE GCH	ARJ03	Térmica	2,62	Si
	ENDE GCH	ARJ08	Térmica	18,39	No
	ENDE GCH	ARJ09	Térmica	1,49	No
	ENDE GCH	ARJ11	Térmica	1,49	No
	ENDE GCH	ARJ12	Térmica	1,6	No
	ENDE GCH	ARJ13	Térmica	1,55	No
	ENDE GCH	ARJ14	Térmica	1,51	No
ENDE GCH	ARJ15	Térmica	1,6	No	
Central Kilpani	ERESA	KIL01	Hidráulica	3,9	Si
	ERESA	KIL02	Hidráulica	1,81	No
	ERESA	KIL03	Hidráulica	5,78	No
Central Landara	ERESA	LAN01	Hidráulica	1,61	No
	ERESA	LAN03	Hidráulica	3,33	No
Central San Jacinto	ENDE GCH	SJA01	Hidráulica	3,8	Si
	ENDE GCH	SJA02	Hidráulica	3,8	Si
Central Termoeléctrica del Sur	ENDE ANDINA	SUR10	Térmica	122,84	No
	ENDE ANDINA	SUR11	Térmica	58,31	Si
	ENDE ANDINA	SUR12	Térmica	48,30	Si
	ENDE	SUR20	Térmica	125,1	No



NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ANDINA				
	ENDE ANDINA	SUR21	Térmica	62,27	No
	ENDE ANDINA	SUR22	Térmica	62,27	No
	ENDE ANDINA	SUR30	Térmica	129,05	No
	ENDE ANDINA	SUR31	Térmica	63,39	No
	ENDE ANDINA	SUR32	Térmica	63,3	No
	ENDE ANDINA	SUR40	Térmica	131,5	No
	ENDE ANDINA	SUR41	Térmica	63,46	No
	ENDE ANDINA	SUR42	Térmica	64,36	No
Central Punutuma	ERESA	PÚH	Hidráulica	2,4	No

#### 1.4. Subestaciones

A continuación, se listan las subestaciones según nivel de tensión presentes en el área Sur:

- Subestaciones 230 kV.

Tabla.2. Subestaciones 230 kV

Nomenclatura	Nombre
S/E VIN	Vinto
S/E MAZ	Mazocruz
S/E SUC	Sucre
S/E PUN	Punutuma
S/E UYU	Uyuni
S/E LCA	Las Carreras
S/E TAJ	Tarija
S/E YAG	Yaguacua
S/E LIT	Litio
S/E SCR	San Cristóbal
S/E SUY	Solar-Uyuni
S/E THU	Torre Huayco

- Subestaciones 115 kV.

Tabla 3. Subestaciones 115 kV

Nomenclatura	Nombre
S/E CIH	Caihuasi
S/E JER	Jeruyo
S/E VIN	Vinto
S/E CTA	Cátaricagua
S/E LUC	Lucianita
S/E CAT	Catavi
S/E PLA	La Plata
S/E OCU	Ocuri
S/E SAC	Sacaca
S/E PAD	Padilla
S/E SUC	Sucre
S/E TAJ	Tarija
S/E ATO	Atocha
S/E PUN	Punutama
S/E POT	Potosí
S/E IRP	Irpa Irpa
S/E COB	Coboce
S/E VEL	Velarde
S/E LIT	Litio
S/E SAL	Salar
S/E SMA	San Marcos
S/E ECB	Ecebol Potosí
S/E INT	Inti Raimi
S/E ECE	Ecebol
S/E MOT	Monteagudo
S/E CAM	Camiri

- Subestaciones 69 kV.

Tabla 4. Subestaciones 69 kV

Nomenclatura	Nombre
S/E ARJ	Aranjuez
S/E ATO	Atocha
S/E AVI	Avicaya
S/E BLV	Bolívar
S/E BOM	Bombo
S/E CAZ	Caiza
S/E CRC	Caracollo
S/E CAT	Catavi
S/E CHL	Chilcobija
S/E CLQ	Colquiri
S/E CMV	Complejo Metalúrgico Vinto
S/E CRQ	Corque
S/E CMI	Cruz Milagrosa
S/E CSG	Cuadro Siglo
S/E DDI	Don Diego
S/E EST	Este
S/E HUN	Huanuni
S/E HUY	Huayñacotá
S/E KAR	Karachipampa
S/E PLA	La Plata
S/E LAG	Laguna
S/E LAN	Landara
S/E MCH	Machacamarca
S/E MAR	Mariaca
S/E NOR	Norte
S/E PAI	Pairumani
S/E POR	Portugalete
S/E POT	Potosí
S/E PUN	Punutuma
S/E PUH	Punutuma Hidro
S/E QLC	Quillacas
S/E SBA	San Bartolomé
S/E SOC	Socomani
S/E SUC	Sucre
S/E SUD	Sud

Nomenclatura	Nombre
S/E TAB	Tablachaca
S/E TAM	Tambo Porco
S/E TCO	Tap Colquiri
S/E TNO	Tap Norte
S/E TAZ	Tazna
S/E TEL	Telamayu
S/E TES	Tesa
S/E TUP	Tupiza
S/E VEL	Velarde II
S/E VIM	Villamontes
S/E VIL	Villazon
S/E VLC	Viloco
S/E VIN	Vinto
S/E YAG	Yaguacua
S/E YAU	Yacuiba
S/E THU	Torre Huayco
S/E CRB	Carabuco
S/E CHO	Choquetanga
S/E MIG	Miguilla

### 1.5. Autotransformadores

A continuación, se listan los autotransformadores del área Sur con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Tabla 5. Detalle autotransformadores área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Atocha	ENDE TRASMISION	ATATO11501	120/72/10	25	25
AT01 Catavi	ENDE TRASMISION	ATCAT11501	120/72/10	25	11
AT02 Catavi	ENDE TRASMISION	ATCAT11502	120/72/10	25	11
AT01 Litio 230/115/10,5 kV	ENDE TRASMISION	ATLIT23001	230/115/10,5	150	11
AT01 La Plata 115/69/10,5 kV	ENDE TRASMISION	ATPLA11501	115/69/10,5	50	11
AT01 Potosí 115/69 kV	ENDE TRASMISION	ATPOT11501	115/69/10,5	50	11

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Punutuma 230/69 kV	ISABOL	ATPUN23001	230/69/24,9	60	9
AT01 Punutuma 230/115 kV	ENDE TRASMISION	ATPUN23002	230/115/10,5	100	11
AT01 Sucre 230/69/	ISABOL	ATSUC23001	230/69/24,9	60	9
AT02 Sucre 230/115/24,9 kV	ISABOL	ATSUC23002	230/115/24,9	100	11
AT01 Tarija	ENDE TRASMISION	ATTAJ23001	230/115/10,5	75	11
AT02 Tarija	ENDE TRASMISION	ATTAJ23002	230/115/10,5	75	11
AT01 Vinto	ENDE TRASMISION	ATVIN11501	115/69/10,5	50	11
AT02 Vinto	ENDE TRASMISION	ATVIN11502	115/69/10,5	50	11
AT01 Vinto	ENDE TRASMISION	ATVIN230	230/115/10,5	100	5
AT01 Yaguacua	ENDE	ATYAG23001	230/69/10,5	75	11
AT01 Landara	ERESA	ATLAN069	69/44/10	12,5	
AT01 Uyuni 230/115/24,9 kV	ENDE TRASMISION	ATUYU23001	230/115/24,9	50	11
AT01 THU 230/69/10,5 kV	ENDE TRASMISION	ATTHU23001	230/69/10,5	75	9
AT 01 Telamayú	SEPSA	ATEL069	69/44	13,3	

### 1.6. Transformadores

A continuación, se listan los transformadores del área Sur con su respectivo tap nominal. Para el proceso de restitución, los interruptores de los transformadores quedaran cerrados, excepto en el caso que se hubiesen abierto en la falla, estos serán cerrados durante las maniobras del proceso de restitución.

Tabla 6. Detalle transformadores área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR04 Aránjuez 69/24,9 kV	CESSA	TRARJ06904	69/24,9	16	9
TR01 Avicaya 69/6 kV	ENDE DEORURO	TRAVI06901	69/6	7	0
TR02 Avicaya 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRAVI06902	69/24,9	2,5	0
TR01 Bolívar 69/6,6 kV	ENDE DEORURO	TRBLV06901	69/6,6	3	0
TR02 Bolívar 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRBLV06902	69/24,9	12	0
TR01 Bombo 66/26,25 kV	ENDE DEORURO	TRBOM06901	66/26,25	1,5	0

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL L
TR01 Caiza 69/26 kV	SETAR YACUIBA	TRCAZ06901	69/26	2,5	3
TR01 Carácollo 69/25 kV	ENDE DEORURO	TRCRC069	69/25	6	0
TR01 Chilcobija 69/6 kV	SEPSA	TRCHL069	69/6	3,5	0
TR01 CM Vinto 69/6,6 kV	CM VINTO	TRCMV06901	69/6,6	15	0
TR02 CM Vinto 69/6,6 kV	CM VINTO	TRCMV06902	69/6,6	15	0
TR01 Coboce 115/6,28 kV	COBOCE	TRCOB11501	115/6,28	4,5	3
TR02 Coboce 115/6,28 kV	COBOCE	TRCOB11502	115/6,28	7,5	3
TR03 Coboce 115/6,28 kV	COBOCE	TRCOB11503	115/6,2	15	0
TR01 Colquiri 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRCLQ069	69/6,9	9,95	0
TR01 Corque 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRCRQ06901	69/24,9	2,5	0
TR02 Corque 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRCRQ06902	69/24,9	2,5	0
TR01 Cuadro Siglo 69/10 kV	ENDE DEORURO	TRCSG069	69/10	6,25	0
TR01 Don Diego 69/24,9 kV	SEPSA	TRDDI06901	69/24,9	3	0
TR02 Don Diego 65,74/24,9 kV	SEPSA	TRDDI06902	65,74/24,9	3	0
TR03 Don Diego 69/24,9 kV	SEPSA	TRDDI06903	69/24,9	7,5	0
TR01 Este 66/6,6 kV	ENDE DEORURO	TREST06901	66/6,6	6,67	0
TR02 Este 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TREST06902	69/6,9	10	0
TR01 Huanuni 66/3,45 kV	ENDE DEORURO	TRHUN06901	66/3,45	10	0
TR02 Huanuni 66/3,45 kV	ENDE DEORURO	TRHUN06902	66/3,45	10	0
TR01 Huayñacota 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRHUY06901	69/24,9	3	0
TR01 Inti Raymi 115/4,16 kV	ENDE DEORURO	TRINT11501	115/4,16	25	0
TR02 Inti Raymi 115/4,16 kV	ENDE DEORURO	TRINT11502	115/4,16	25	0
TR01 Irpa Irpa 115/25 kV	ENDE DEORURO	TRIRP115	115/25	6	0
TR01 La Plata 115/24,9 kV	SEPSA	TRPLA11501	115/24,9		
TR01 Laguna 69/10,5 kV	CESSA	TRLAG06901	69/10,5	25	9
TR01 Las Carreras 230/24,9 kV	ENDE	TRLCA23001	230/24,9	12,5	0
TR01 Lucianita 115/10,35 kV	ENDE	TRLUC11501	115/10,35	25	11
TR02 Lucianita 115/10,35 kV	ENDE	TRLUC11502	115/10,35	25	11
TR01 Machacamarca 66/13,8 kV	ENDE DEORURO	TRMCH069	66/13,8	3,75	0
TR01 Mariaca 66/0,4 kV	SEPSA	TRMAR069	66/0,4	0,25	0
TR01 Miña San Cristóbal	EMSC	TRSCR23001	230/11	74,47	0



NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
230/11 kV					
TR02 Mina San Cristóbal 230/11 kV	EMSC	TRSCR23002	230/11	74,47	0
TR01 Norte 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRNOR06901	69/6,9	16	-9
TR02 Norte 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRNOR06902	69/6,9	10	
TR01 Ocuri 115/24,9	SEPSA	TROCU115	115/24,9	3	0
TR01 Padilla 115/24,9 kV	CESSA	TRPAD11501	115/24,9	25	11
TR01 Pairumani 66/13,8 kV	ENDE DEORURO	TRPAI069	66/13,8	4	0
TR01 Portugalete 69/34,5 kV	SEPSA	TRPOR06901	69/34,5	6	-9
TR01 Potosí 69/24,9 kV	SEPSA	TRPOT06901	69/24,9	7,5	0
TR01 Púnutama 69/26,25 kV	SEPSA	TRPUN069	66/26,25	1,5	0
TR01 Quillacas 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRQLC069	69/24,9	3	0
TR01 Sacaca 115/24,9 kV	SEPSA	TRSAC115	115/24,9	9,65	0
TR01 San Bartolomé 69/6,9 kV	SEPSA	TRSBA06901	69/6,9	20	7
TR02 San Bartolomé 69/6,9 kV	SEPSA	TRSBA06902	69/6,9	20	7
TR01 Socomani 62,7/6,6 kV	ENDE DEORURO	TRSOC069	62,7/6,6	10	0
TR01 Sucre 69/24,9 kV	CESSA	TRSUC06901	69/24,9	31,5	9
TR01 Sucre 115/24,9 kV	CESSA	TRSUC11501	115/24,9	50	9
TR01 Sud 69/6,9 kV	CESSA	TRSUD06901	69/6,9	10	0
TR02 Sud 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRSUD06902	69/6,9	10	0
TR03 Sud 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRSUD06903	69/24,9	5	0
TR01 Tablachaca 69/24,9 kV	DELAPAZ	TRTAB069	69/24,9	12	9
TR01 Tambo Porco 69/25 kV	SEPSA	TRTAM06901	69/25	5	0
TR02 Tambo Porco 69/24,9 kV	SEPSA	TRTAM06902	69/24,9	2	0
TR01 Tarija 115/24,9 kV	SETAR	TRTAJ11501	115/24,9	25	11
TR02 Tarija 115/24,9 kV	SETAR	TRTAJ11502	115/24,9	25	11
TR01 Tesa 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRTES069	69/24,9	2	0
TR01 Tupiza 69/6,6 kV	SEPSA	TRTUP06901	69/6,6	6	0
TR02 Tupiza 69/24,9 kV	SEPSA	TRTUP06902	69/24,9	7,5	0
TR01 Velarde 115/10,5 kV	SEPSA	TRVEL11501	115/10,5	25	-11
TR02 Velarde 115/24,9 kV	SEPSA	TRVEL11502	115/24,9	25	0
TR03 Velarde 115/10,5 kV	SEPSA	TRVEL11503	115/10,5	25	-11



NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR04 Velarde 115/24,9 kV	SEPSA	TRVEL11504	115/24,9	25	0
TR01 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06901	69/10	7,5	-3
TR02 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06902	69/10	5	0
TR04 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06904	69/10	12,5	0
TR05 Velarde 69/24,9 kV	SEPSA	TRVEL06905	66/26,25	3	0
TR08 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06908	69/10	12,5	0
TR01 Villamontes 69/24,9 kV	SETAR VILLAMONTES	TRVIM06901	69/24,9	25	11
TR01 Viloco 69/10 kV	ENDE DEORURO	TRVLC069	69/10	1,5	0
TR01 Yacuiba 69/24,9 kV	SETAR YACUIBA	TRYAU06901	69/24,9	25	11
TR01 Yunchará 24,9/0,69 kV	ENDE GCH	TRYUN02401	24,9/0,69	3	0
TR02-Yunchará 24,9/0,69 kV	ENDE GCH	TRYUN02402	24,9/0,69	3	0
TR03-Yunchará 24,9/0,69 kV	ENDE GCH	TRYUN02403	24,9/0,69	3	0
TR02-ECEBOL	ENDE DEORURO	TRECE11502	115/6,93	25	
TR01 ECEBOL	ENDE DEORURO	TRECE11501	115/6,93	25	
TR02 Choquetanga	DELAPAZ	TRCHO06902	69/24,9	5,2	
TR01 San Marcos	SEPSA	TRSM11501	115/10,5	25	
TR02-Telamayú 66/25 kV	SEPSA	TRTEL06902	66/25	3	0
TR01 Villazón 69/6,9 kV	SEPSA	TRVIL06901	69/6,9	2,5	0
TR02 Villazón 69/24,9 kV	SEPSA	TRVIL06902	69/24,9	6	0
TR01 Cruz Milagrosa	ENDE DEORURO	TRCMI06901	69/6,9	2,5	
TR04 Aranjuez 69/24,9 kV	ENDE GCH	TRARJ06904	69/24,9	16	0

### 1.7. Transformadores de generación

A continuación, se listan los transformadores de generación del área Sur con su respectivo tap en la posición actual. Valor en el cual deben quedar estos equipos una vez tengan ausencia de tensión.

Tabla 7. Detalle de transformadores de generación área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 Angostura 69/6,9 kV	COBEE	TRANG069	69/6,9	10	2
TR01 Aranjuez 66/10 kV	ENDE GCH	TRARJ06901	66/10	13,3	0
TR02 Aranjuez 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRARJ06902	69/10,5	16	0



ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022  
TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE N° 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 18 de febrero de 2022

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR08 Aranjuez 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRARJ06908	69/10,5	25	1
TR01 Carabuco 66/6,6 kV	COBEE	TRCRB069	66/6,6	10	2
TR01 Choquetanga 69/6,9 kV	COBEE	TRCHO069	69/6,9	10	1
TR01 Karachipampa 69/6,6 kV	ENDE GCH	TRKAR06901	69/6,6	10	1
TR02 Karachipampa 69/6,6 kV	ENDE GCH	TRKAR06902	69/6,6	10	1
TR01 Kilpani UG1 44/6,6 kV	ERESA	TRKIL04401	44/6,6	5	0
TR02 Kilpani UG2 44/3 kV	ERESA	TRKIL04402	44/3	1,25	0
TR03 Kilpani UG3 44/6,6 kV	ERESA	TRKIL04403	44/6,6	7	0
TR04 Kilpani UG2 44/3 kV	ERESA	TRKIL04404	44/3	1,25	
TR01 Landara 69/3 kV	ERESA	TRLAN06901	69/3	5	0
TR03 Landara 69/6,6 kV	ERESA	TRLAN06903	69/6,6	4	0
TR01 Miguillas 66/6,6 kV	COBEE	TRMIG069	69/6,9	5	1
TR01 Punutuma Hidro 69/3 kV	ERESA	TRPUH069	69/3	3	0
TR01 Quehata 2,5/0,4 kV	SDB	TRQUE00301	2,5/25	3,5	0
TR01 San Jacinto 24,9/6,6 kV	ENDE GCH	TRSJA02401	24,9/6,6	4,65	1
TR02 San Jacinto 24,9/6,6 kV	ENDE GCH	TRSJA02402	24,9/6,6	4,65	1
TR40 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23040	230/11	50	4
TR01 Solar Uyuni	ENDE GCH	TRSUY23001	230/24,9	75	
TR41 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23041	230/11	50	4
TR21 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23021	230/11	50	4
TR22 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23022	230/11	50	4
TR42 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23042	230/11	60	4
TR20 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23020	230/11	60	4
TR30 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23030	230/11	60	4
TR31 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23031	230/11	60	4
TR32 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23032	230/11	60	4
TR10 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23010	230/11	60	4
TR11 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23011	230/11	60	4
TR12 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23012	230/11	60	4

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 134 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo



### 1.8. Activos para el control de tensión

Adicional al aporte de potencia reactiva de las unidades de generación y el tap de los transformadores. El área 3 cuenta con varios recursos para el control de tensión los cuales son:

- Aranjuez 69 kV: Un condensador de barra de 7,2 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Atocha 69 kV: Un condensador de barra de 7,2 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Catavi 69 kV: Un condensador de barra de 7,2 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Irpa Irpa 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Las Carreras 230 kV: Un reactor de línea hacia Punutuma de 21 MVAR, un reactor de barra de 12 MVAR, un reactor de línea hacia THU de 12 MVAR y un reactor de línea hacia Tarija de 12 MVAR
- Litio 230 kV: Un reactor de barra de 16 MVAR.
- THU 230 kV: Un reactor de línea hacia Litio de 24 MVAR.
- La Plata 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Potosí 69 kV: Dos condensadores de barra de 7,2 MVAR y 12 MVAR cada uno. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Punutuma 230 kV: Dos reactores de línea hacia Sucre de 12 MVAR cada uno.
- Salar 115 kV: Un reactor de línea hacia Litio de 9 MVAR.
- Santivañez 230 kV: Dos reactores de línea hacia Sucre de 12 MVAR cada uno.
- Vinto 230 kV: Un reactor de línea hacia Mazacruz de 21 MVAR y un condensador de línea hacia Mazacruz de 54,85 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Vinto 69 kV: Un condensador de línea hacia C.M Vinto de 72 MVAR y un condensador de barra de 6,6 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Vinto 115 kV: Dos condensadores de barra de 12 MVAR. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Yaguacua 230 kV: Dos reactores de línea hacia Tarija (uno en cada línea) de 15 MVAR cada uno.
- Uyuni 230 kV: Un reactor de barra de 15 MVAR.

## 2. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA TARIJA

### 2.1. General

Cuando en la Subárea Tarija se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE ANDINA, ENDE GUARACACHI, ENDE TRANSMISIÓN, ENDE, ISABOL, SETAR, SETAR VILLAMONTES, SETAR YACUIBA, SEPSA, SC TESA y ERESA deben



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

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

Para fines del presente instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución de la Subárea Tarija se denomina "COORDINADOR".

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la Subárea Tarija, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

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

## 2.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la Subárea Tarija, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

## 2.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea Tarija, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la Subárea.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el COORDINADOR. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

#### **CCA de ENDE TRANSMISIÓN S,A,**

- Z482 y Z481 en la subestación Uyuni 230 kV.
- B484 en la subestación Atocha 69 kV.
- B494 en la subestación Telamayu 69 kV.
- D4430 en subestación Salar 24.9 kV.
- Z4420 en subestación Torre Huayco 230 kV.
- Z733, Z730, Z736, Z737 y Z738 en subestación Yaguacua 230 kV.
- Z512 en subestación Punutuma 230 kV.
- Z515 y Z516 en subestación Las Carreras 230 kV.

#### **CCA de SETAR TARIJA**

- D712 y D713 en la subestación Tarija 24,9 kV.
- D721 y D722 en la subestación Villa Avaroa 24,9 kV.

#### **CCA de SETAR YACUIBA**

- B763 en la subestación Caiza en 69 kV.
- B761 en la subestación Yacuiba en 69 kV.

#### **CCA de ERESA**

- C441 y C442 en la subestación Kilpani 44 kV.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea. Asimismo, deberá verificar, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el COORDINADOR durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

#### **2.4. Restitución**

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea Tarija se iniciará con el arranque en negro de las unidades de la central Termoeléctrica del Sur. Desde el SIN mediante la línea Santivañez - Sucre 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicara telefónicamente a los CCA de la Subárea Tarija, la alternativa a seguir.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

### 2.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante unidades generadoras locales de la central Termoeléctrica del Sur.

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de Central Termoeléctrica del Sur.
2	Energizar el autotransformador Yaguacua 230/69/10,5 kV con el interruptor Z732 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B735 en el lado de 69 kV.
3	Cerrar línea Yaguacua - Caiza 69 kV (11,1 km) con el interruptor B736 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caiza 69 kV en función de la generación disponible.
4	Cerrar la línea Yaguacua - Villamontes 69 kV (50 km) con el interruptor B737 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Villamontes 69 kV en función de la generación disponible.
5	Cerrar línea Caiza - Yacuiba 69 kV (23,2 km) con el interruptor B764 en el extremo Caiza, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Yacuiba 69 kV en función de la generación disponible.
6	Cerrar línea Tarija - Yaguacua 230 kV (138 km) con el interruptor Z731 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z713 en el extremo Tarija.
7	Energizar el autotransformador Tarija 1 230/115/24,9 kV con el interruptor Z712 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A721 en el lado de 115 kV.
8	Energizar el transformador Tarija 115/24,9 kV con el interruptor TA111 en subestación Tarija, comenzar a restituir carga en la subestación Tarija 115 kV en función de la generación disponible.
9	Energizar el autotransformador Tarija 2 230/115/24,9 kV con el interruptor Z716 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A722 en el lado de 115 kV.
10	Energizar el transformador Tarija 2 115/24,9 kV con el interruptor A727 en el lado de 115 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor D714 en el lado de 24,9 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Avaroa 24,9 kV en función de la generación disponible.
11	Sincronizar una unidad adicional de central Termoeléctrica del Sur.





Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

<b>Acción</b>	<b>Descripción</b>
12	Cerrar línea La Tablada - Villa Avaroa 24,9 kV (4,16 km) con el interruptor D724 en el extremo Villa Avaroa, verificar tensiones, para luego cerrar los interruptores D734 y D735 en el extremo La Tablada y comenzar a restituir carga en la subestación La Tablada 24 kV en función de la generación disponible.
13	Cerrar línea La Tablada - San Jacinto 24,9 kV (5,9 km) con el interruptor D751 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor D743 en el extremo San Jacinto, se da servicio local a Central San Jacinto.
14	Sincronizar las unidades de la Central San Jacinto.
15	Cerrar línea La Tablada - Solar Yunchará 24,9 kV (62 km), con el interruptor D752 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor Y301 en el extremo Yunchará, se da servicio local a central Solar Yunchará. La planta solar no inyectará potencia al sistema hasta recibir confirmación del CNDC.
16	Cerrar línea Las Carreras - Tarija-II 230 kV (82,9 km) con el interruptor Z715 en el extremo Tarija, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z518 en el extremo Las Carreras.
17	Cerrar el transformador Las Carreras 230/24,9 kV con el interruptor Z513, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Las Carreras en función de la generación disponible.
18	Cerrar línea Punutuma - Las Carreras 230 kV (181,13 km) con el interruptor Z511 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z411 en el extremo Punutuma.
19	Sincronizar una unidad adicional de Central Termoeléctrica del Sur.
20	Energizar el autotransformador Punutuma 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A260 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B475 en el lado de 69 kV.
21	Cerrar línea Punutuma - Tazna 69 kV (66,7 km) con el interruptor B472 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Tazna 69 kV en función de la generación disponible.
22	Cerrar línea Punutuma - Punutuma Hidro - Landara 69 kV (31,94 km) con el interruptor B741 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor B454 en el extremo Landara.
23	Arrancar y sincronizar Central Punutuma.
24	Arrancar y sincronizar unidades de la Central Landara.
25	Cerrar línea Landara - Tambo Porco 69 kV (33,76 km) con el interruptor B453 en el extremo Landara, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Tambo Porco y comenzar a restituir carga en la subestación Tambo Porco 69 kV en función de la generación disponible.

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 139 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3) 3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo



Acción	Descripción
26	Arrancar y sincronizar Unidades de la Central Kilpani.
27	Cerrar línea Punutuma - Uyuni 230 kV (92 km) con el interruptor PUN2L210 en el extremo Punutuma, se energizan líneas Punutuma - Uyuni - Litio, verificar tensiones para luego cerrar el interruptor Z483 del autotransformador en el extremo Uyuni y comenzar a restituir carga en la subestación Uyuni 230 kV en función de la generación disponible.
28	Cerrar línea Uyuni - Litio 230 kV (75,54 km) con el interruptor L2-660 en el extremo Litio y verificar tensiones. Para el control de tensiones se recomienda tener conectado el reactor de barra al momento de energizar subestación Litio.
29	Energizar el autotransformador Litio 230/115/24,9 kV con los interruptores Z4412 y Z4411 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4411 en el lado de 115 kV.
30	Cerrar línea Litio - Salar 115 kV (19,69 km) con el interruptor A4412 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A4431 en el extremo Salar.
31	Energizar los transformadores 1 y 2 115/24,9 en la subestación Salar con los interruptores A4432 y A4433 y cerrar los interruptores D4431 y D4432, comenzar a restituir carga en la subestación Salar 115 kV en función de la generación disponible.
32	Cerrar línea Litio - San Cristóbal 230 kV (7,92 km) con los interruptores L2-661 y L2-662 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor CB901 en el extremo San Cristóbal. Comenzar a restituir carga en la subestación San Cristóbal 230 kV Energizando los transformadores 230/11 kV cerrando los interruptores CB902 y CB903 (solo servicios auxiliares hasta 9 MW. El remanente se restituirá una vez sincronizada con el área Central - Oriental). Tener en cuenta el balance de potencia activa y reactiva. Asimismo, MSCR coordinara los movimientos de los molinos de manera escalonada y de forma temporal por periodos de 20 minutos.
33	Sincronizar ultima unidad de Central Termoeléctrica del Sur.
34	Cerrar línea Sucre - Punutuma 230 kV (177 km) con el interruptor 2L250 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L190 en el extremo Sucre.
35	<b>Si se tiene tensión en subestación Santivañez 230 kV, cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y sincronizar con el área Central - Oriental cerrando el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.</b>
36	Cerrar línea Tarija - Yaguacua II 230 kV (138 km) con el interruptor Z734 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z714 en el extremo Tarija.



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
37	Cerrar línea Las Carreras – Torre Huayco 230 kV (82 km) con el interruptor Z519 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z4423 en el extremo Torre Huayco.
38	Energizar el autotransformador Torre Huayco 230/69/10,5 kV en el lado de 230 kV, con el interruptor Z4422 verificar tensiones y cerrar el interruptor B4421 lado de 69 kV.
39	Energizar el autotransformador Punutuma 2 230/115/10,5 kV con el interruptor Z473 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A476 en el lado de 115 kV.
40	Cerrar línea Punutuma - Atocha 115 kV (104,42 km) con el interruptor A477 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor A481 en el extremo Atocha, energizando autotransformador Atocha 115/72 kV y la línea en 69 kV Atocha – Telamayú. Comenzar a restituir carga en subestación Telamayú en función a la generación disponible.
41	Cerrar línea Telamayú - Portugalete - Chilcobija – Torre Huayco 69 kV (93,53 km) con el interruptor B495 en el extremo Telamayú y B4422 en el extremo Torre Huayco, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en las subestaciones Portugalete 69 kV, Chilcobija 69 kV en función de la generación disponible.
42	Cerrar línea Torre Huayco – Tupiza – Villazon 69 kV (82,8 km) con el interruptor B4423 en el extremo Torre Huayco, comenzar a restituir carga en las subestaciones Tupiza y Villazón en función de la generación disponible.
43	Cerrar línea Torre Huayco.- Litio 230 kV (163 km) con el interruptor Z4421 en el extremo Torre Huayco, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z4414-Z4415 en el extremo Litio.
44	Cerrar línea Tarija – Las Carreras I 230 kV (74,24 km) con el interruptor Z514 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z711 en el extremo Tarija.
45	Cerrar línea Uyuni – Solar Uyuni 230 kV con el interruptor Z484 y 52-UY230-01, se energiza transformador Solar Uyuni 230/24,9 kV, se da servicio local a central Solar Uyuni. La Planta Solar no inyectará potencia al sistema hasta recibir confirmación del CNDC.

#### Restitución de la carga remanente

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

La restitución de la generación de las centrales solares Uyuni y Yunchara será coordinada con el COORDINADOR.

#### 2.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la subestación Santivañez 230 kV.

ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 141 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3) 3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
2	Cerrar línea Sucre - Punutuma 230 kV (177 km) con el interruptor 2L190 en el extremo Sucre, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L250 en el extremo Punutuma.
3	Energizar el autotransformador Punutuma 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A260 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B475 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Punutuma 69 kV en función de la generación disponible.
4	Cerrar línea Punutuma - Tazna 69kV (66,7 km) con el interruptor B472 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Tazna 69 kV en función de la generación disponible.
5	Cerrar línea Punutuma – Punutuma Hidro - Landara 69kV (31,94 km) con el interruptor B471 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor B454 en el extremo Landara.
6	Arrancar y sincronizar Central Punutuma.
7	Arrancar y sincronizar unidades de la Central Landara.
8	Cerrar línea Landara - Tambo Porco 69 kV (33,76 km) con el interruptor B453 en el extremo Landara, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Tambo Porco y comenzar a restituir carga en la subestación Tambo Porco 69 kV en función de la generación disponible.
9	Arrancar y sincronizar Unidades de la Central Kilpani.
10	Cerrar línea Punutuma - Las Carreras 230 kV (181,13 km) con el interruptor Z411 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z511 en el extremo Las Carreras.
11	Cerrar línea Las Carreras – Tarija II 230 kV (82,9 km) con el interruptor Z518 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z715 en el extremo Tarija.
12	Cerrar el transformador Las Carreras 230/24,9 kV con el interruptor Z513, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Las Carreras en función de la generación disponible.
13	Cerrar línea Tarija - Yaguacua I 230 kV (138 km) con el interruptor Z713 en el extremo Tarija, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z731 en el extremo Yaguacua. Se da servicio local a la central Termoeléctrica del Sur.
14	Arrancar y sincronizar unidades de la central Termoeléctrica del Sur.
15	Energizar el autotransformador Yaguacua 230/69/10,5 kV con el interruptor Z732 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B735 en el lado de 69 kV.
16	Cerrar la línea Yaguacua - Villamontes 69 kV (50 km) con el interruptor B737 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Villamontes 69 kV en función de la generación

ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 142 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
	disponible.
17	Cerrar línea Yaguacua - Caiza 69 kV (11,1 km) con el interruptor B736 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caiza 69 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar línea Caiza - Yacuiba 69 kV (23,2 km) con el interruptor B764 en el extremo Caiza, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Yacuiba 69 kV en función de la generación disponible.
19	Energizar el autotransformador Tarija 230/115/24,9 kV con el interruptor Z712 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A721 en el lado de 115 kV, energizar transformador Tarija 115/24,9 kV con el interruptor TA111 y comenzar a restituir carga en la subestación Tarija 115 kV en función de la generación disponible.
20	Energizar el autotransformador Tarija 2 230/115/24,9 kV con el interruptor Z716 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A722 en el lado de 115 kV
21	Energizar el transformador Tarija 2 115/24,9 kV con el interruptor A727 en el lado de 115 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor D714 en el lado de 24,9 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Avaroa 24,9 kV en función de la generación disponible.
22	Cerrar línea La Tablada - Villa Avaroa 24,9 kV (4,16 km) con el interruptor D724 en el extremo Villa Avaroa, verificar tensiones, para luego cerrar los interruptores D734 y D735 en el extremo La Tablada y comenzar a restituir carga en la subestación La Tablada 24 kV en función de la generación disponible.
23	Cerrar línea La Tablada - San Jacinto 24,9 kV (5,9 km) con el interruptor D751 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor D743 en el extremo San Jacinto. Se da servicio local a la central San Jacinto
24	Arrancar y sincronizar unidades de la Central San Jacinto.
25	Cerrar línea La Tablada - Solar Yunchara 24,9 kV, con el interruptor D752 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor Y301 en el extremo Yunchara, se da servicio local a central Solar Yunchara. La planta solar no inyectará potencia al sistema hasta recibir confirmación del CNDP.
26	Cerrar línea Punutuma - Uyuni 230 kV (91,74 km) con el interruptor PUN2L210 en el extremo Punutuma, se energizan líneas Punutuma - Uyuni - Lito, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z483 correspondiente al autotransformador en el extremo Uyuni y comenzar a restituir carga en la subestación Uyuni 230 kV en función de la generación disponible.
27	Cerrar línea Uyuni - Lito 230 kV (75,54 km) con el interruptor L2-660 en el extremo Lito y verificar tensiones. Para el control de tensiones se recomienda tener conectado el reactor de barra al momento de energizar.

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022. Página 143 de 158

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591-2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3) 3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**- CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
28	Energizar el autotransformador Litio 230/115/24,9 kV con los interruptores Z4412 y Z4411 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4411 en el lado de 115 kV.
29	Cerrar línea Litio – Salar 115 kV (81,39 km) con el interruptor A4412 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A4431 en el extremo Salar.
30	Energizar los transformadores 1 y 2 115/24,9 en la subestación Salar con los interruptores A4432 y A4433 y cerrar los interruptores D4431 y D4432, comenzar a restituir carga en la subestación Salar 115 kV en función de la generación disponible.
31	Cerrar línea Litio - San Cristóbal 230 kV (7,92 km) con los interruptores L2-661 y L2-662 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor CB901 en el extremo San Cristóbal. Comenzar a restituir carga en la subestación San Cristóbal 230 kV Energizando los transformadores 230/11 kV cerrando los interruptores CB902 y CB903 (solo servicios auxiliares hasta 7 MW). Tener en cuenta el balance de potencia activa y reactiva.
32	Cerrar línea Tarija - Yaguacua II 230 kV (138 km) con el interruptor Z734 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z714 en el extremo Tarija.
33	Cerrar línea Las Carreras – Torre Huayco 230 kV (82 km) con el interruptor Z519 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z4423 en el extremo Torre Huayco.
34	Energizar el autotransformador Torre Huayco 230/69/10,5 kV en el lado de 230 kV, con el cierre del interruptor Z4422, verificar tensiones y cerrar el interruptor B4421 lado de 69 kV.
35	Cerrar línea Uyuni – Solar Uyuni, 230 kV con el interruptor Z484 en el extremo Uyuni y 52-UY230-01 en el extremo Solar Uyuni, se energiza transformador 230/24,9 kV, se da servicio local a central Solar Uyuni.
36	Energizar el autotransformador Punutuma 2 230/115/10,5 kV con el interruptor Z473 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A476 en el lado de 115 kV.
37	Cerrar línea Punutuma - Atocha 115 kV (104,42 km) con el interruptor A477 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor A481 en el extremo Atocha, energizando autotransformador Atocha 115/72 kV y la línea en 69 kV Atocha – Telamayu y comenzar a restituir carga en subestación Telamayu en función de la generación disponible.
38	Cerrar línea Telamayu - Portugaleta – Chilcobija – THU 69 kV (98,13 km) con el interruptor B495 en el extremo Telamayu y con el interruptor B4422 en el extremo Torre Huayco, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Portugaleta 69 kV, Chilcobija 69 kV en función de la generación disponible.
39	Cerrar línea Torre Huayco – Tupiza – Villazón 69 kV con el interruptor B4423 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tupiza 69 kV y Villazón 69 kV en función de la generación disponible.

ANEXO – RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 144 de 158.

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407

www.aetn.gob.bo

Acción	Descripción
40	Cerrar línea Torre Huayco - Litio 230 kV (163 km) con el interruptor Z4421 en el extremo Torre Huayco y con el interruptor Z4414 y Z4415, verificar tensiones y cerrar en el extremo Litio.
41	Cerrar línea Tarija - Las Carreras I 230 kV (74,24 km) con el interruptor Z514 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z711 en el extremo Tarija.

### Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación - carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CDC su restitución.

La restitución de la generación de las centrales solares Uyuni y Yunchara será coordinada con el COORDINADOR.

### 2.5. Sincronización con la Subárea Sucre

La sincronización de la Subárea Tarija con la Subárea Sucre se puede realizar por medio de la línea Potosí - Punutuma 115 kV, el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV o el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV. Se recomienda dar prioridad a la línea y en caso de presentar falla en esta, sincronizar por medio de alguno de los autotransformadores.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Sucre, Punutuma, Potosí y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Potosí - Punutuma 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.





Acción	Descripción
2	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV}

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

### 3. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA SUCRE

#### 3.1. General

Cuando en la Subárea Sucre se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE GUARACACHI S.A., ENDE TRANSMISION S.A. y CESSA deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

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

Para fines del presente instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución de la Subárea Sucre se denomina "COORDINADOR".

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la Subárea Sucre, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:





**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

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

### 3.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la Subárea Sucre, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

### 3.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea Sucre, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la subárea que **no** estén considerados en el siguiente listado:

#### CCA de ENDE TRANSMISIÓN S.A.

- B463 en la subestación Karachipampa 69 kV.
- B541 en la subestación Sucre en 69 kV.
- B533 y B534 en la subestación Aranjuez 69 kV.

#### CCA de ENDE

- A551 en la subestación Padilla en 115 kV.
- A563 en la subestación Monteagudo 115 kV.
- A6172 en la subestación Camiri 115 kV.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el COORDINADOR durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0.97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

### 3.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea Sucre se iniciará con el arranque en negro de las unidades dual fuel de la central Aranjuez. Desde el SIN mediante la línea Sucre 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA de la Subárea Sucre, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

#### 3.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante unidades generadoras locales dual fuel de la central Aranjuez, adicionalmente seccionar alimentadores con una carga máxima de 500 a 700 kW.

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad dual en la Central Aranjuez con carga de servicio local de central Aranjuez.
2	Arrancar las unidades de la Central Aranjuez conectadas a 10 kV y sincronizar una unidad adicional.
3	Cerrar interruptores E551, E552 y E554 para energizar planta Diesel. (se encuentra en reserva ante indisponibilidad de subestación Laguna)
4	Energizar los transformadores Aranjuez 1 y 2 66/10 kV con los interruptores E544 y E545 en el lado de 10 kV.
5	Cerrar el transformador Aranjuez 8 69/10 kV con el interruptor B521 en el lado de 69 kV. Se da servicio local a la unidad 8 de la central Aranjuez.
6	Arrancar y sincronizar la unidad 8 de la central Aranjuez.
7	Cerrar el transformador Aranjuez 4 69/24 kV con el interruptor B550 en el lado de 24 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Aranjuez 24 kV.
8	Cerrar línea Aranjuez - Sucre 69 kV (12 km) con el interruptor B532 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Sucre 69 kV en función de la generación disponible.
9	Sincronizar el resto de las unidades de la central Aranjuez conectadas a 10 kV.
10	Cerrar línea Aranjuez - Mariaca - Don Diego - Karachipampa 69 kV (90,08 km) con el interruptor B535 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones para luego cerrar el interruptor B461 en el extremo Karachipampa. Se energiza línea Karachipampa - La Plata 69 kV con el interruptor B463 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mariaca 69 kV y Don Diego 69 kV en función de la generación disponible.



Autoridad de Fiscalización de  
Electricidad y Tecnología Nuclear



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
11	Cerrar línea Aranjuez - Laguna 69 kV (1,52 km) con los interruptores B536 y B531 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Laguna 69 kV en función de la generación disponible.
12	Cerrar B464 se energiza el autotransformador La Plata 115/69/10,5 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A461 en el lado de 115 kV.
13	Cerrar línea La Plata - San Marcos 115 kV (8,96 km) con el interruptor AL440 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor AL430 en el extremo San Marcos, comenzar a restituir carga en la subestación San Marcos en función de la generación disponible.
14	Cerrar línea Sucre - La Plata 115 kV (88,18 km) con el interruptor A463 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A541 en el extremo Sucre, verificar tensiones, y comenzar a restituir la carga en la subestación Sucre 115 kV en función de la generación disponible.
15	Cerrar línea Sucre - Padilla 115 kV (120,61 km) con el interruptor A542 en el extremo Sucre, verificar tensiones y cerrar interruptor A552 en subestación Padilla 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Padilla 115 kV en función de la generación disponible.
16	Cerrar línea La Plata - Ecebol Potosí 115 kV (7,24 km) con el interruptor A462 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4141 en el extremo Ecebol Potosí.
17	Cerrar la línea Ecebol Potosí - Potosí 115 kV (19,62 km) con el interruptor A4142 en el extremo Ecebol Potosí, verificar tensiones y cerrar el interruptor A436 en el extremo Potosí, se energizó el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV.
18	Energizar el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV con el interruptor B441 en el lado de 69 kV, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Potosí 69 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar línea Karachipampa - Potosí 69 kV (10,02 km) con el interruptor B462 en el extremo Karachipampa, verificar tensiones y cerrar el interruptor B443 en el extremo Potosí.
20	Cerrar línea Potosí - San Bartolomé 69 kV (6,53 km) con el interruptor B446 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San Bartolomé 69 kV en función de la generación disponible.
21	Cerrar línea Potosí - Velarde 69 kV (5 km) con el interruptor B444 en el extremo Potosí, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B448 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde 69 kV en función de la generación disponible.
22	Cerrar línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV (182,17 km) con el interruptor A431 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Ocuri 115 kV.
23	Cerrar línea Potosí - Velarde 115 kV (3,74 km) con el interruptor A432 en el extremo Potosí, verificar tensiones para luego cerrar el interruptor L441 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde.

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 149 de 158.

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 - Teléfono: (591- 2) 2312401 - Fax: (591-2) 2682391  
LA PAZ: Dirección de Tecnología Nuclear - Av. 6 de Agosto N°2905 (San Jorge) - Teléfono: (591-2) 2430309  
SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo - Teléfono: (591-3)3111291  
COCHABAMBA: Avenida Humbolt N° 746 (Puente Cobija) - Teléfono: (591-4) 4142100

Línea Gratuita 800-10-2407  
www.aetn.gob.bo

Acción	Descripción
	115 kV en función de la generación disponible.
24	Cerrar línea Padilla - Monteagudo 115 kV (73 km) con el interruptor A553 en el extremo Padilla, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Monteagudo 24.9 kV.
25	Cerrar línea Monteagudo - Camiri 115 kV (53-km) con el interruptor A564 en el extremo Monteagudo, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Camiri y comenzar a restituir carga en la subestación Camiri 24.9 kV.

### Restitución de la carga remanente

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

#### 3.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la subestación Sucre 230 kV. Desde central Termoeléctrica del Sur.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV, se energiza línea Sucre – Aranjuez, comenzar a restituir carga en la subestación Sucre 69 kV.
2	Cerrar línea Aranjuez - Sucre 69 kV (12 km) con el interruptor B532 en el extremo Aranjuez y verificar tensiones, se da servicio local a la unidad 8 de central Aranjuez y se energizan los transformadores Aranjuez 1 y 2 66/10 kV. Comenzar a restituir carga en la S/E Aranjuez 69 kV en función de la generación.
3	Arrancar y sincronizar la unidad 8 de la central Aranjuez.
4	Energizar los transformadores Aranjuez 1 y 2 66/10 kV con los interruptores E544 y E545 en el lado de 10 kV, se da servicio local a central Aranjuez.
5	Cerrar interruptores E551, E552 y E554 para energizar planta Diesel. (se encuentra en reserva ante indisponibilidad de subestación Laguna)
6	Arrancar y sincronizar unidades en central Aranjuez.
7	Cerrar el transformador Aranjuez 4 69/24 kV con el interruptor B550 en el lado de 24 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Aranjuez 24 kV.



**ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022**  
**TRÁMITE N° 2022-46477-53-0-0-0-DÓCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 18 de febrero de 2022

Acción	Descripción
8	Cerrar línea Aranjuez - Mariaca - Don Diego - Karachipampa 69 kV (90,08 km) con el interruptor B535 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B461 en el extremo Karachipampa. Se energiza línea Karachipampa - La Plata 69 kV con el interruptor B463 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mariaca 69 kV y Don Diego 69 kV en función de la generación disponible.
9	Cerrar línea Aranjuez - Laguna 69 kV (1,52 km) con los interruptores B536 y B531 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor INT122 en el extremo Laguna y comenzar a restituir carga en la subestación Laguna 69 kV en función de la generación disponible.
10	Cerrar B464 se energiza el autotransformador La Plata 115/69/10,5 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A461 en el lado de 115 kV.
11	Cerrar línea La Plata - San Marcos 115 kV (8,96 km) con el interruptor AL440 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor AL430 en el extremo San Marcos, comenzar a restituir carga en la subestación San Marcos en función de la generación disponible.
12	Cerrar línea Sucre - La Plata 115 kV (88,18 km) con el interruptor A463 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A541 en el extremo Sucre y comenzar a restituir carga en subestación Sucre en función de la generación disponible.
13	Cerrar línea Sucre - Padilla 115 kV (120,61 km) con el interruptor A542 en el extremo Sucre, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Padilla 115 kV en función de la generación disponible.
14	Cerrar línea La Plata - Ecebol Potosí 115 kV (7,24 km) con el interruptor A462 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4141 en el extremo Ecebol Potosí.
15	Cerrar la línea Ecebol Potosí - Potosí 115 kV (19,62 km) con el interruptor A4142 en el extremo Ecebol Potosí, verificar tensiones y cerrar el interruptor A436 en el extremo Potosí, se energiza el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV.
16	Energizar el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV con el interruptor B441 en el lado de 69 kV, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Potosí 69 kV en función de la generación disponible.
17	Cerrar línea Karachipampa - Potosí 69 kV (10,02 km) con el interruptor B462 en el extremo Karachipampa, verificar tensiones y cerrar el interruptor B443 en el extremo Potosí.
18	Cerrar línea Potosí - San Bartolomé 69 kV (6,53 km) con el interruptor B446 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San Bartolomé 69 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar línea Potosí - Velarde 69 kV (5 km) con el interruptor B444 en el extremo Potosí, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B448 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde 69 kV en función de la generación disponible.

ANEXO - RESOLUCIÓN AETN N° 107/2022, Página 151 de 158

Acción	Descripción
20	Cerrar línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV (182,17 km) con el interruptor A431 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Ocuri 115 kV.
21	Cerrar línea Potosí - Velarde 115 kV (3,74 km) con el interruptor A432 en el extremo Potosí, verificar tensiones para luego cerrar el interruptor L441 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde 115 kV en función de la generación disponible.

### Restitución de la carga remanente

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

### 3.5. Sincronización con la Subárea Tarija

La sincronización de la Subárea Sucre con la Subárea Tarija se puede realizar por medio de la línea Potosí - Punutuma 115 kV, el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV o el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV. Se recomienda dar prioridad a la línea y en caso de presentar falla en esta, sincronizar por medio de alguno de los autotransformadores.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Sucre, Punutuma, Potosí y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Potosí - Punutuma 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.



Acción	Descripción
2	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

### 3.6. Sincronización con la Subárea Oruro

La sincronización de la Subárea Sucre con la Subárea Oruro se realizará por medio de la línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Catavi, Potosí y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Verificar que la línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV (182,17 km) esté cerrada en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con los interruptores A413 o A414 en el extremo Catavi.

## 4. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA ORURO

### 4.1. General

Cuando en la Subárea Oruro se produce un colapso total o parcial, los CCA de COBEE, ENDE DEORURO, ENDE TRANSMISION S.A., DELAPAZ y SDB, deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, definiendo quien será el responsable de restitución de la Subárea Oruro.



En caso de colapso total o parcial en el SIN que incluye la Subárea Oruro, o falta de señales de la Subárea Oruro en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área.

Para fines del presente instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución de la Subárea Oruro se denomina "COORDINADOR".

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la Subárea Oruro, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

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

#### **4.2. Preparación de unidades generadoras**

Producido un colapso de la Subárea Oruro, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

#### **4.3. Condiciones iniciales**

Una vez notificada la situación de colapso total de la Subárea Oruro, se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autótransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de "todo abierto" se deben abrir los interruptores de la subárea que no estén considerados en el siguiente listado:

##### **CCA de ENDE TRANSMISIÓN S.A.**

- A412 en la subestación Catavi 115 kV
- A272 y A273 en la subestación Cataricagua 115 kV
- A232 en la subestación Vinto 115 kV
- A261 y A263 en la subestación Caihuasi 115 kV
- A291 en la subestación Jeruyo 115 kV.

##### **CCA de ENDE**

- A271 en la subestación Cataricagua 115 kV



**CCA de COBEE**

- B2-23 en la subestación-Huayñacota 69 kV.

**CCA de DELAPAZ**

- Alimentadores de las subestaciones Tablachaca.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el COORDINADOR durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

**4.4. Restitución**

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la Subárea Oruro con unidades generadoras del Valle de Miguillas y desde el SIN mediante las subestaciones Valle Hermoso 115 kV y Vinto 115 kV, siguiendo lo señalado en el procedimiento A de este instructivo. El CDC o COORDINADOR comunicara telefónicamente a los CCA de la Subárea Sucre, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

**4.4.1. Procedimiento A**

El proceso de restitución de la Subárea Oruro con unidades generadoras del valle de Miguillas y Valle Hermoso 115 kV, las cuales se puede realizar de manera simultánea.

Restitución con unidades generadoras del valle de Miguillas.

Acción	Descripción
1	Arrancar en negro unidades de centrales Miguillas y Angostura con carga de servicio local y de subestación Miguillas 69 kV.
2	Restituir carga en el transformador 2 de subestación Choquetanga en función a la generación disponible.
3	Cerrar el interruptor L1 B5 se energiza Huayñacota – Socomani 69 kV con carga de Tablachaca de DELAZPAZ y Caracollo de ENDE DE ORURO.

Acción	Descripción
4	Arrancar y sincronizar las unidades de las Centrales Miguillas, Angostura, Choquetanga, Carabuco en función del balance de potencia activa y reactiva.
5	Cerrar línea Huayñacota - Viloco 69 kV (37,12 km) con el interruptor L2 B5 en el extremo Huayñacota, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Viloco 69 kV.
6	Cerrar el interruptor L3 B11 en el extremo Socomani, se energiza subestación Socomani.
7	Cerrar línea Socomani – Sud con el interruptor L1 B11 en Subestación Socomani e interruptor L1 B1 en subestación Sud, energizando en vacío.
8	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Quehata.

Si el área Central – Oriental esta integro, restitución desde la subestación Valle Hermoso 115.kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa y comenzar a restituir carga en la subestación Irpa Irpa 115 kV.
2	Cerrar línea Coboce - Irpa Irpa 115 kV (1 km) con el interruptor A13 en el extremo Irpa Irpa, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3 en el extremo Coboce y comenzar a restituir carga en la subestación Coboce 115 kV.
3	Energizar el transformador Irpa Irpa 115/25 kV con el interruptor 910 y comenzar a restituir carga en la subestación Irpa Irpa 115 kV.
4	Cerrar línea Irpa Irpa - Sacaca - Catavi 115 kV (86,61 km) con el interruptor A161 en el extremo Irpa Irpa, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Sacaca 115 kV. Se energizan líneas Catavi – Cataricagua – Lucianita y Vinto 115 kV en vacío.
5	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso. Se energiza en vacío subestación Caihuasi 115 kV y Vinto 115 kV verificar tensiones.
6	Cerrar línea Caihuasi - Jeruyo 115 kV (45,59 km) con el interruptor A262 en el extremo Caihuasi, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Jeruyo 115 kV.
7	Cerrar línea Vinto - Cataricagua 115 kV (43,27 km) con el interruptor A233 en el extremo Vinto y verificar tensiones.
8	Energizar el autotransformador Vinto 2 115/69/10,5 kV cerrando los interruptores A234 y A235 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B254 en el lado de 69 kV. Se energiza línea Vinto - Tesa - Sud 69 kV.

Acción	Descripción
9	Cerrar línea Inti Raymi - Vinto 115 kV (61,3 km) con el interruptor A241 en el extremo Vinto, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 52-1 en el extremo Inti Raymi y comenzar a restituir carga en la subestación Inti Raymi 115 kV.
10	Energizar el autotransformador Vinto 1 115/69/10,5 kV cerrando los interruptores A231 y A236 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B251 y B252 en el lado de 69 kV. Es energizada línea Vinto - CM Vinto 69 kV (1,9 km) y Vinto - Huayñacota 69 kV (106,2 km) en el extremo CM Vinto y comenzar a restituir carga en la subestación CM Vinto 69 kV.
11	Energizar el autotransformador Catavi 1 120/72/10 kV cerrando el interruptor A411 en el lado de 115 kV y el interruptor B424 en el lado de 69 kV, verificar tensiones.
12	Cerrar línea Catavi - Cuadro Siglo 69 kV (3,3 km) con el interruptor B421 en el extremo Catavi, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor L3 B9 en el extremo Cuadro Siglo y comenzar a restituir carga en la subestación Cuadro Siglo 69 kV.
13	Cerrar línea Cuadro Siglo - Bolívar - Avicaya (78,37 km) con el interruptor L2 B9 en el extremo Cuadro Siglo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Cuadro Siglo 69 kV, Bolívar 69 kV, Avicaya 69 kV y Quillacas 69 kV. Tener en cuenta la generación disponible.
14	Cerrar línea Sud - Machacamarca - Pairumani - Huanuni - Bombo - Cuadro Siglo 69 kV (78,37 km) con el interruptor L1 B9 en el extremo Cuadro Siglo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor L3B1 extremo Sud (se sincroniza con la red de la Subárea Oruro energizada desde el valle de Miguillas). Comenzar a restituir carga en las subestaciones Machacamarca 69 kV, Pairumani 69 kV, Huanuni 69 kV, Bombo 69 kV. Tener en cuenta la generación disponible.
15	Cerrar línea Vinto - Tesa - Este - Tap Este - Sud 69 kV (10,69 km) con el interruptor B255 en el extremo Vinto, se energiza línea Vinto - Socomani 69 kV verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor L2 B1 en el extremo Sud. Cerrar línea Este - Tap Este 69 kV (1,8 km) en el extremo Tap Este. Comenzar a restituir carga en las subestaciones Tesa 69 kV y Este 69 kV.
16	Energizar el autotransformador Catavi 2 120/72/10 kV cerrando el interruptor A416 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B422 en el lado de 69 kV.
17	Cerrar línea Sud - Corque 69 kV (73,6 km) con el interruptor L4 B1 en el extremo Sud. Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Corque 69 kV.
18	Energizar el autotransformador Vinto 230/115/10,5 kV cerrando los interruptores A239 y A240 en el lado de 115 kV y verificar tensiones.

### Restitución de la carga remanente

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

#### 4.5. Sincronización con la Subárea Tarija - Sucre y Oruro

La sincronización de la Subárea Oruro con las Subáreas Tarija y Sucre se realiza por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Catavi, Potosí y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Verificar que la línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV (182,17 km) esté cerrada en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con los interruptores A413 o A414 en el extremo Catavi.

### 5. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

#### 5.1. Sincronización con el área Norte

La sincronización del área Sur con el área Norte se realiza por medio de la línea Mazocruz-Vinto 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Vinto 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Mazocruz-Vinto 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Mazocruz-Vinto 230 kV (193,57 km) con los interruptores Z314 y Z315 en el extremo Mazocruz. Verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z223 o Z221 en el extremo Vinto.