



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

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

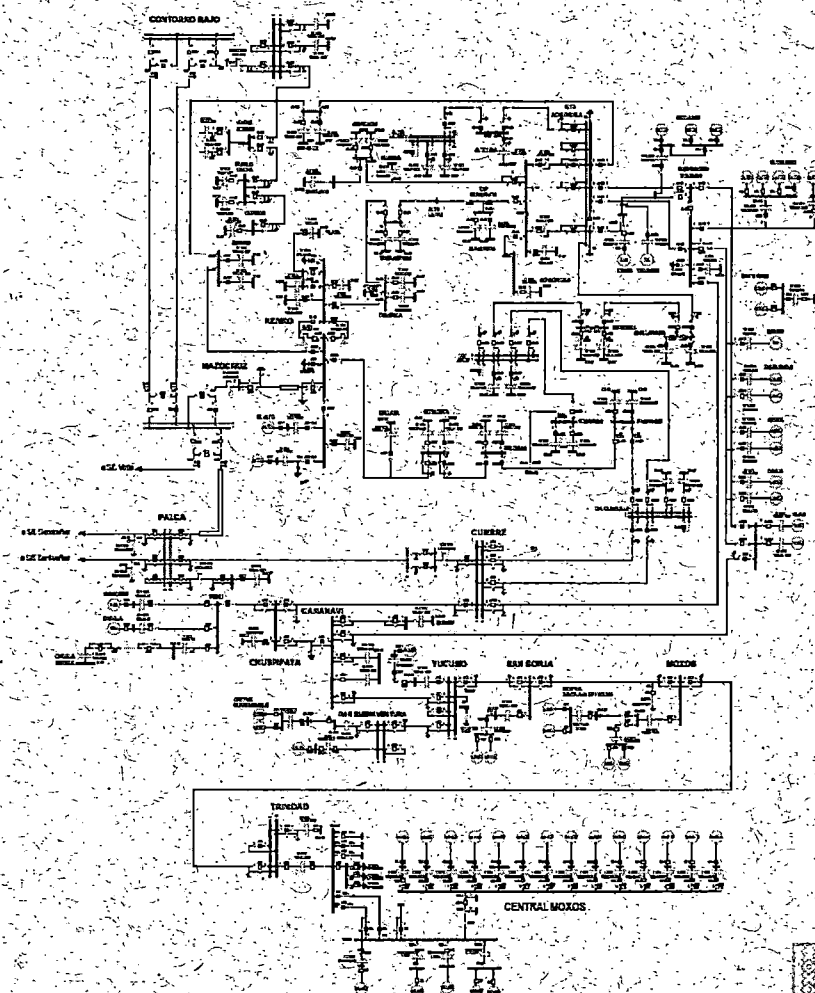


Figura 1. Diagrama unifilar SIN, área Norte

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

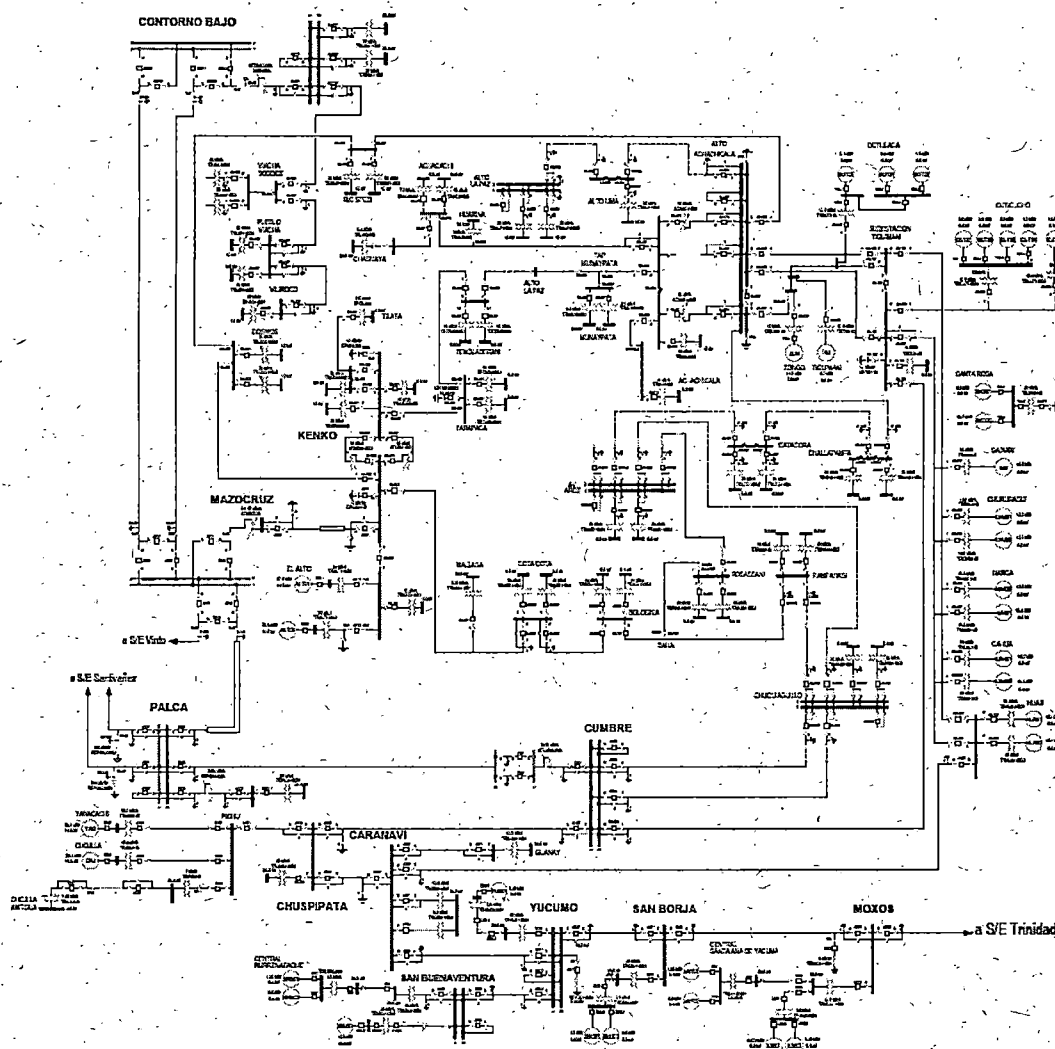


Figura 2-a. Subárea La paz

SUBAREA TRINIDAD

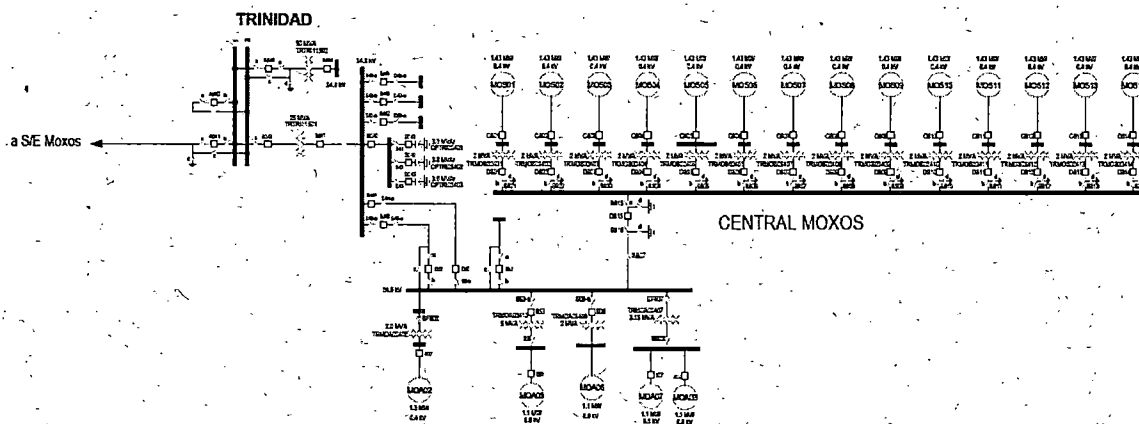


Figura 2-b. Subárea Trinidad

- **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

- 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	Bolognia
S/E CRN	Caranavi
S/E CTC	Catacora
S/E CHA	Challapampa
S/E CHQ	Chuquiaguillo
S/E CHS	Chuspipata
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

Nomenclatura	Nombre
S/E SBU	San Buenaventura
S/E MOX	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 VIA	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	9
TR02 Tarapacá	DELAPAZ	TRTAR06902	69/6,9	9,9	9
TR01 Tembladerani	DELAPAZ	TRTEM06901	69/6,9	10	9
TR02 Tembladerani	DELAPAZ	TRTEM06902	69/6,9	10	9
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	TRSBUI1501	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 Rurrenabake	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	TRSAY03401	34,5/0,4	2,5	0
TR01 San Borja	ENDE	TRSBO03401	34,5/0,4	2,5	0
TR02 San Buenaventura	ENDE GCH	TRSBU11502	115/13,8	20	0
TR01 San Ignacio de Moxos	ENDE	TRSIM03401	34,5/0,4	2,5	0
TR01 Santa Rosa	COBEE	TRSRO115	115/6,9	20	1
TR01 Central Tiquimani	COBEE	TRTIG115	115/6,6	12,5	2
TR01 Yucumo	ENDE	TRYUC03401	34,5/0,4	2,5	0
TR01 Yanacachi 115/11,5 kV	HIDROBOL	TRYAN115	115/11,5	58	3
TR01 Zongo	COBEE	TRZON115	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 Chojilla 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.

Acción	Descripción
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 - 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.
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.

Acción	Descripción
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.

Acción	Descripción
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 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

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

Acción	Descripción
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

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.

Acción	Descripción
34	Cerrar la línea Chuspipata - Cúmbre 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.

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 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.

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
--------	-------------

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.
---	---

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
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.

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 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
--------	-------------

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.