

ANEXO III

ESQUEMA DE CONTROL DE EMERGENCIA

CONTENIDO

- OS n° 7_v6 – MODALIDAD OPERATIVA DE LOS TRANSFORMADORES DE ALTO VALLE.
- OS n° 13_v1 – CONDICIONAMIENTO DE APORTES DE GENERACION SISTEMA DAG LOMA CAMPANA
- OS N° 11_v2 – RECUPERACIÓN DEL SISTEMA REGIONAL COMAHUE LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL.
- OS N° 6 – OPERACIÓN DEL SUBSISTEMA NORTE (SSN) DEL SISTEMA REGIONAL COMAHUE
- OS n° 27_v4 (TRANSENER) – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCON, CHOCON OESTE Y PLANICIE BANDERITA.
- OS n° 4_v5– DESPACHO DE GENERACIÓN PARA SEGURIDAD DEL ÁREA.

INTRODUCCIÓN

En este Anexo se incluyen las Órdenes de Servicio mediante las cuales se establecen medidas operativas consistentes en la aplicación de límites, restricciones de demanda o generación. También se incluye el procedimiento utilizado para la reposición del Sistema Regional Comahue ante colapso total. Tanto la Orden de Servicio N° 6 del COTDT Comahue como la OS 27 del COT Transener se encuentran pendiente de actualización y no tienen actualmente una aplicación directa, sin embargo son una referencia de utilidad que sirve como recurso para adoptar decisiones operativas.



CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad
Anónima

EMPRESA: EPEN

ORDEN DE SERVICIO N° 07

VERSION: 6

**TITULO: MODALIDAD OPERATIVA DE LOS
TRANSFORMADORES DE LA ET ALTO
VALLE**

APROBACION			
GERENTE TECNICO Por Agente		SUBGERENTE GENERAL Por CAMMESA	29/11/20 Fecha
Orden de Servicio N° 07	Version 06	Fecha de vigencia 29/11/20	N° pág. O.S.: 5 Cantidad de anexos: 0

DISTRO COMAHUE	COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°7	Página N° 1/5
-------------------	----------------------------------------------------------------	-------------------------

MODALIDAD OPERATIVA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ET ALTO VALLE

A. OBJETO

Es objeto de la presente Orden de Servicio (OS) detallar el procedimiento a seguir por el Jefe de Turno del COTDT Comahue - Neuquén al operar la E.T. Alto Valle.

En particular debe evitar:

- superar la potencia de cortocircuito de diseño de las instalaciones.
- someter a sobrecargas a las unidades de transformación TP1, TP2 y TP6.

B. ALCANCE

El Procedimiento es de aplicación en la Estación Transformadora Alto Valle de 132/33/13,2 kV y al equipamiento de los agentes usuarios del mismo; CALF, EdERSA y Central Térmica Alto Valle S.A.

C. APLICACIÓN

La presente O.S. es de aplicación en las siguientes circunstancias:

1. Corresponden como configuraciones operativas posibles aquellas que sean apropiadas para evitar superar la potencia de cortocircuito de diseño del equipamiento de potencia.
2. Durante los períodos estivales se producen requerimientos de potencia que superan las posibilidades de abastecimiento de la ET Alto Valle. Bajo estas circunstancias debe solicitarse transferencia de demanda a los usuarios CALF y EdERSA y maximizar el aporte de generación a las barras de 13,2 kV.

C.1 Límite de potencia de cortocircuito en barras de 13,2 kV

- Cuando estén despachados ambos grupos generadores, AVALTV11 y AVALTV12, no se deberá operar con los tres transformadores TP1, TP2 y TP6 en paralelo. Si bajo este escenario de despacho de generación es necesario mantener cerrados los interruptores de 13,2 kV de los

DISTRO COMAHUE	COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°7	Página N° 2/5
-------------------	----------------------------------------------------------------	-------------------------

transformadores, no se deberán mantener acopladas las tres barras en este nivel de tensión ya que el aporte de las cinco máquinas (tres trafos y dos TVs) provocará que se exceda el límite impuesto por las potencias de cortocircuito de diseño de algunos equipos.

- En condiciones normales, las barras de 13,2 kV se podrán operar desacopladas siempre que los dos transformadores reactores de neutro se encuentren en servicio. Si solo uno de ellos está disponible y las máquinas AVALTV11 y AVALTV12 se encuentran despachadas, al menos uno de los interruptores de los tres transformadores de potencia TP1, TP2 o TP6, debe mantenerse abierto.

C.2 Sobrecarga de transformadores

Ante la coexistencia de elevados niveles de carga y de temperatura ambiente, que provoquen la actuación de alarmas por temperatura de alguno de los transformadores, se deberá reducir la carga siguiendo el procedimiento que se detalla a continuación.

Peviamente, se verificará que los transformadores de la E.T. posean una distribución equilibrada de la carga y que se haya solicitado el aporte de potencia reactiva disponible en las máquinas turbovapor de C.T. Alto Valle en caso de que estas se encuentra despachadas.

C.2.1 Implementación de límites de demanda

Luego de adoptarse las medidas mencionadas en el inciso anterior, si uno o más de los transformadores en servicio supera los 131 Amps. en el nivel de 132 kV, o se ha activado alguna de las alarmas por temperatura, se procederá a solicitar una *restricción de demanda* (de acuerdo a sus posibilidades, los Agentes Distribuidores podrán realizar transferencias de demanda a otras Estaciones Transformadoras) en la siguiente proporción:

CALF: 59 % EdERSA: 41 %

Nota: Esta participación podrá modificarse por acuerdo suscripto entre CALF y EdERSA.

Para calcular los porcentajes de restricción requerida se tomó como referencia el promedio de las demandas pico que se presentaron durante el periodo enero-marzo/2020. Atendiendo a estos porcentajes de participación, se determinarán las demandas máximas autorizadas por Agente, cuyo resultado deberá ser comunicado por el COTDT a los distribuidores:

DISTRO COMAHUE	COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°7	Página N° 3/5
-------------------	----------------------------------------------------------------	-------------------------

$DMA_{CASF} = (DemTotal - RestrTotal) * 0,59.$

$DMA_{EdERSA} = (DemTotal - RestrTotal) * 0,41.$

DMA: Demanda Máxima Autorizada por agente.

DemTotal: Demanda total de la E.T. en tiempo real.

RestrTotal: restricción de demanda total a implementar en la E.T.

Nota: la restricción por agente será la que resulte de efectuar la resta entre la demanda actual por agente y la DMA del mismo.

Límite de demanda por exceso de la capacidad nominal de los transformadores

Cuando el límite de demanda por agente deba implementarse debido a que se ha excedido el valor de corriente nominal en 132 kV (131 Amp. con refrigeración forzada) sin que se haya presentado una alarma por sobrecalentamiento de alguno de los transformadores, la restricción total (RestrTotal) deberá ser tal que permita que la magnitud de dicha variable se mantenga por debajo del valor indicado.

Límite de demanda por sobrecalentamiento de los transformadores

Ante la activación de alguna alarma de imagen térmica o termómetro cuadrante, la restricción de demanda total en la E.T. será de 6 MVA. Si la alarma se presenta antes de las 16:00 hs, además deberá cumplir con la condición de que el valor de corriente en 132 kV en los tres transformadores sea inferior a 125 Amp. De no cumplirse esta condición, se deberá incrementar el módulo de potencia a restringir (deberá ser mayor a 6 MVA).

C.2.2 Reducción de los niveles de tensión y apertura de alimentadores

C.2.2.a. Si luego de solicitar adecuar la demanda a la potencia máxima autorizada (DMA), se verifica que alguno de los agentes supera el límite establecido, mientras persista la condición de alarma de los transformadores o se excedan los límites máximos de corriente, se aplicarán las siguientes medidas operativas:

- Se reducirá la tensión en barras de 13,2 kV a su valor nominal.
- Transcurridos 60 minutos se reducirá la tensión en barras de 13,2 kV a 0.95 p.u.
- Transcurridos 120 minutos, previa autorización del COC y luego de informar al COD correspondiente, se ordenará la apertura de los Alimentadores del Agente que esté incumpliendo hasta cubrir lo solicitado. La secuencia de apertura será la siguiente:

DISTRO COMAHUE	COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°7	Página N° 4/5
-------------------	----------------------------------------------------------------	-------------------------

- Para CALF, Alimentador 6 de 13,2 kV, Alimentador 4 de 13,2 kV, Alimentador 3 de 33 kV, Alimentador 1 de 13,2 kV.
- Para EdERSA, Alimentador 7 de 13,2 kV, Alimentador 3 de 13,2 kV, Alimentador 5 de 13,2 kV, Alimentador 1 de 33 kV y Alimentador 2 de 33 kV.

C.2.2.b. En el hipotético caso de que, habiendo requerido que se limiten los niveles de demanda, la corriente exceda los 140 Amp. en arrollamientos de 132 kV de uno de los transformadores en servicio:

- Transcurridos 10 minutos, previa autorización del COC y luego de informar al COD correspondiente, se ordenará la apertura de los Alimentadores del Agente que esté incumpliendo hasta cubrir lo solicitado, de acuerdo al orden ya mencionado.

C.2.2.c. En el hipotético caso de que, habiendo requerido que se limiten los niveles de demanda, la corriente excede los 145 Amp. en arrollamientos de 132 kV de uno de los transformadores en servicio:

- Previa autorización del COC y luego de informar al COD correspondiente, se ordenará la apertura inmediata de los Alimentadores del Agente que esté incumpliendo hasta cubrir lo solicitado, con el fin de evitar el colapso de la E.T. de acuerdo al orden ya mencionado.

En caso de que la medida adoptada haya sido aplicada luego de activarse alguna de las alarmas por temperatura de los transformadores, la misma dejará de tener vigencia luego de que hayan transcurrido 10 minutos desde su normalización.

Nota: los agentes distribuidores deberán considerar la evolución propia que posee la demanda al momento de limitarla, con el fin de respetar el valor máximo autorizado durante todo el periodo que esté vigente la medida.

C.3 Restricción de demanda ante un incremento súbito de carga

Si por motivo de una falla y/o perturbación algún transformador queda con una carga superior a 145 Amp. en 132 kV, y esta no se puede reducir mediante la conmutación de transformadores o el incremento de potencia generada en CT Alto Valle, el COTDT COMAHUE – CCA Neuquén ordenará la apertura de dos alimentadores de 13,2 kV, uno de CALF y uno de EdERSA (reflejando en lo posible los porcentajes de restricción por agente establecidos), utilizando el mismo orden de apertura

DISTRO COMAHUE	COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°7	Página N° 5/5
-------------------	----------------------------------------------------------------	-------------------------

indicado en el inciso anterior. En todos los casos se debe informar a EdERSA, CALF y CAMMESA.

Las cargas se repondrán en forma coordinada luego de superada la condición de emergencia.

C.4 Reposición de transformadores en caso de una desconexión por actuación de Imagen térmica o Termómetro Cuadrante

De producirse el desenganche de una unidad de transformación por sobrecalentamiento y disparo enviado por la protección de imagen térmica o la de termómetro cuadrante, se procederá a reponer el mismo, verificando previamente:

- No se han producido actuaciones de otros elementos de protección, tales que permitan suponer que existe alguna anomalía en la máquina (de existir dudas al respecto se deberá convocar a la guardia de Mantenimiento).
- Transcurrieron, al menos, 20 minutos desde el desenganche.
- Los ventiladores de la refrigeración forzada permanecieron encendidos en los primeros minutos transcurridos luego del disparo.

Después de energizar el transformador, la carga máxima en el arrollamiento de 132 kV no deberá exceder los 120 Amp. durante los primeros 30 minutos. Una vez transcurrido ese periodo, se permitirá incrementar la carga del transformador solo en caso de que no estén activas alarmas de Imagen térmica o termómetro cuadrante.

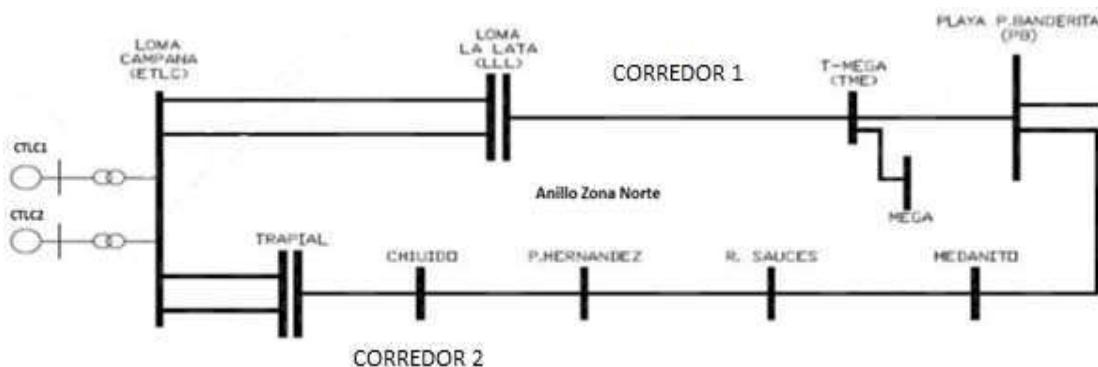
ORDEN DE SERVICIO N° 13 – VERSION 1

**LIMITANTES AL DESPACHO DE GENERACION DE CT LOMA CAMPANA
(CTLC) 1 Y 2 ANTE LA INDISPONIBILIDAD DEL DAG O DE LINEAS DEL
ANILLO NORTE.**

OBJETO

El objeto de la presente Orden de Servicio (OS) es evitar condiciones de inestabilidad o sobrecarga en el anillo de 132kV perteneciente al subsistema Norte del Sistema Regional Comahue (SRC).

Esquema unifilar del anillo de 132 kV perteneciente al Subsistema Norte



Se detalla la necesidad de:

- ☐ Limitar el despacho de la generación desde las centrales térmicas Loma Campana I (CT LC1) y Loma Campana II (CT LC2) ante la presencia de anomalías de prestación del sistema DAG implementado en el denominado Subsistema Norte. Actualmente, la operación y mantenimiento del automatismo se encuentra a cargo de EPEN Transportista.
- ☐ Limitar el despacho de generación cuando se identifiquen condiciones de probable sobrecarga debido a la apertura de los corredores: ET Loma Campana – P.P. Banderita o ET Loma Campana – ET Puesto Hernández.
- ☐ Limitar el despacho de generación cuando se identifiquen condiciones de probable inestabilidad por maniobras en el corredor ET Loma Campana – P.P. Banderita

☐ Limitar el despacho de generación cuando se hagan presentes los eventos y condiciones que definen la actuación del DAG (Tabla n°1) y el automatismo no ejecute las acciones previstas.

ALCANCE

El Procedimiento descrito es de aplicación al Subsistema que incluyen a los Corredores 1 y 2 del Anillo Norte y la operación desarrollada en los Centros de Operaciones: COG LC1 y LC2, COTDT Comahue- Neuquén, COD EPEN y COC.

Corredor 1: Loma Campana – Playa P. Banderita

Corredor 2: Loma Campana – Puesto Hernández

DESARROLLO Y CONDICIONANTES

Bajo ciertos escenarios de funcionamiento, la potencia despachada en el llamado Anillo Norte del SRC puede provocar la sobrecarga de alguna línea o la inestabilidad del subsistema cuando se presentan determinados casos N-1 o perturbaciones.

Para reducir la probabilidad de afectación por ocurrencia de estos estados, junto con el ingreso de CT LC2 se incorporó el sistema DAG Loma Campana, que provoca el disparo de generadores en CTLC1 y/o CT LC2. **En el Anexo I, se realiza una breve explicación de las características y funcionamiento.**

La siguiente tabla detalla los eventos y las acciones que condicionan y resultan de la actuación del DAG Loma Campana.

TABLA N° 1: Resumen operativo – actuación del DAG Loma Campana

EVENTO	CONDICIÓN	ACCIÓN
Evento 1: Sobrecarga en algún tramo del corredor Loma Campana - P.P. Banderita.	-----	Desconexión de una TG (*)
Evento 2: Desconexión de línea Loma de la Lata - Mega o Mega - P.P. Banderita	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 105 MW	Desconexión de una TG (*)
Evento 3: Desconexión de una de las líneas ET Loma Campana - ET Loma de la Lata, estando la otra en servicio.	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 150 MW	Desconexión de una TG (*)
Evento 4: Desconexión de ambas líneas ET Loma Campana - ET Loma de la Lata, en forma simultánea o en un lapso de 1 seg.	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 105 MW	Desconexión de una TG (*)
	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 150 MW	Desconexión de las dos TG

*El COG puede pre seleccionar la TG a desconectar por el DAG.

En base a los estudios de etapa 2 realizados para incorporar CT LC2 y de distintos eventos ocurridos en el sistema, en la definición de las distintas medidas operativas se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- El desenganche de generadores por actuación del DAG es un evento que tiene repercusión en el comportamiento de la red.
- El sistema DAG, como cualquier automatismo, puede presentar fallas de funcionamiento lo cual degrada la seguridad del Subsistema.

Según se desprende de los estudios de Etapa I y II realizados al incorporar CT LC2, cuando las máquinas de CT LC1 y CT LC2 están despachadas, una falla o una apertura de línea en determinadas ubicaciones del anillo puede provocar afectación a la demanda de una porción del mismo, si el sistema DAG se encuentra indisponible.

- En tiempo real, al realizar maniobras de cierre del anillo de 132 kV en el corredor Loma Campana – P.P. Banderita, se han registrado desenganches de una TG de CTLC (I o II) si la misma se encontraba despachada a carga base. En base a estos eventos registrados, se asume que, en condiciones normales, si existe un generador despachado con más de 70 MW en CT LC1 o CT LC2, se producirá su desconexión al realizar una maniobra de apertura o cierre entre Loma Campana y P.P. Banderita.

- La apertura del Anillo Norte en determinadas ubicaciones puede provocar la actuación del DAG, por lo tanto, cuando las aperturas de líneas del anillo se realicen de forma programada, previamente deberán adoptarse medidas que eviten la actuación del automatismo.

MEDIDAS OPERATIVAS

Disponibilidad del Sistema DAG Loma Campana

- ☐ En caso de indisponibilidad del sistema DAG Loma Campana o ante anomalías en su prestación que no permitan asegurar el estado operativo del mismo, el despacho de CTLC1 y CTLC2 se limitará al de un solo generador. Según el criterio de despacho económico, CTLC1 tiene prioridad de despacho respecto a CTLC2.
- ☐ De no producirse una actuación efectiva del DAG cuando se den las condiciones para que esto ocurra (tabla N° 1), el COTDT solicitará la desvinculación inmediata de una de las unidades generadoras. Según el criterio de despacho económico, CTLC1 tiene prioridad de despacho respecto a CTLC2.

Apertura de líneas y despacho de C.T. Loma Campana

En función de los limitantes existentes en la red de transporte se presentan condicionamientos operativos, a saber:

Condición N

- ☐ Si el sistema DAG se encuentra en servicio, es posible el despacho liberado de ambas centrales generadoras que aportan a la ETLC_EPEN (CTLC1 y CTLC2).
- ☐ De acuerdo a los estudios de incorporación de CTLC2 y a los ajustes establecidos, el DAG puede enviar una señal de desconexión si se produce un "evento 2" (ver tabla 1) y la potencia despachada entre las centrales CTLC1 y CTLC2 supera los 105 MW. (El valor 105 MW corresponde a la potencia máxima nominal de cada una de las TGs).

Condiciones N-1

Apertura programada de líneas

□ Cuando se coordine la salida de servicio de líneas que impliquen la apertura del corredor de 132 kV ET Loma Campana – ET Puesto Hernández, deberá verificarse que el despacho de generación previsto desde CT LC1 y CT LC2 no supere un máximo de 150 MVA, a los efectos de evitar la sobrecarga del corredor de 132 kV ET Loma Campana – ET Playa Planicie Banderita y la desconexión por actuación de DAG (ver Nota 1).

Este límite de 150 MVA surgió en base a estudios de flujos de potencia, con dos máquinas despachadas en Loma Campana, los cuales mostraron que en condiciones normales y con los niveles de demanda actuales, la potencia generada en dicho nodo (LC) se deriva en mayor proporción por las líneas Loma de la Lata – Mega y Mega – P.P. Banderita, ocasionando su sobrecarga si el despacho no se restringe.

□ Cuando se coordine la apertura del anillo en el corredor ET Loma Campana – ET Playa Planicie Banderita deberá preverse una restricción del aporte de generación desde CT LC1 y 2 a una sola máquina, de modo de no superar el límite de 75 MVA, a fin de evitar la sobrecarga de Chihuido II – Puesto Hernández (ver Nota 1).

Este límite surge de considerar el límite de 390 A de la línea mencionada (equivalente a 89 MVA a tensión nominal), y considerando los aportes de potencia de las centrales CTLC1 y 2, Lomita, Chihuido e intercambios en ETs intermedias.

□ Cuando se coordine la apertura de una de las ternas ET Loma Campana – ET Loma de la Lata deberá preverse una restricción del aporte de generación desde CT LC I y II a una sola máquina con un máximo que no superará los 105 MW, a fin de evitar la sobrecarga de la terna que queda en servicio (ver Nota 1).

Para el caso N-1 en cuestión, al salir una de las ternas, el vínculo queda con una capacidad de transmisión de 91 MVA (400 Amp.), lo cual lleva a restringir el despacho de la central para evitar la sobrecarga de la línea que queda en servicio.

Nota 1: En todos los casos, luego de realizada la maniobra de apertura, se podrá incrementar el aporte de generación si existe margen respecto a los límites de carga vigentes.

Maniobras de líneas en tiempo real

□ A los efectos de evitar la manifestación de oscilaciones de potencia en la red y la consecuente desconexión de máquinas en CT LC1 o CT LC2, **previo a las maniobras de apertura o cierre del corredor de 132 kV ET Loma Campana – ET Playa Planicie Banderita, deberá limitarse el aporte de potencia de CTLC 1 y 2 al despacho de una máquina con un máximo de 60 MW.**

Este límite fue definido por EPEN Transportista de manera empírica, en base al relevamiento de maniobras reales, donde comprobó que, con aportes del orden de los 70 MW o inferiores desde CT Loma Campana, la máquina en servicio no perdió sincronismo al realizar maniobras de apertura de la red, mientras que con valores en torno a los 100 MW se registraron desenganches del generador en servicio en esa central.

Luego de realizada la maniobra, se puede incrementar el aporte de potencia del generador en servicio, siempre que se mantenga la carga de líneas por debajo de los límites que correspondan.

En todos los casos, las medidas mencionadas en esta OS se adoptan considerando estados habituales de la red de transporte. Si la evaluación del sistema así lo requiere, se deberán adoptar medidas adicionales tales que permitan evitar condiciones de sobrecarga, inestabilidad de la red de transporte y/o el disparo de unidades generadoras, previa coordinación entre los distintos centros de operaciones (COC, COTDT Comahue, COG Loma Campana, COD EPEN, etc.).

En la siguiente tabla se indican las condiciones que provocan la actuación del sistema DAG Loma Campana asociadas al “Evento 1”. Para ello la DAG evalúa el estado de carga del corredor Loma campana – Playa Planicie Banderita, de acuerdo con los siguientes ajustes:

ORDEN DE SERVICIO N° 13 – LIMITANTES AL DESPACHO DE GENERACION DE CTLC 1 Y 2 ANTE LA INDISPONIBILIDAD DEL DAG Y LINEAS DEL ANILLO NORTE.

VERSION 1 -

TABLA N° 2: Evento 1- Ajustes actuales del DAG para la protección por sobrecarga

EQUIPO	VARIABLE	Estación Transformadora			
		L.Cam	L.Lata	Mega	PP Band
Líneas Loma de la Lata - Loma Campana 1 y 2	Límite (Amp.)	400	400	-	-
	Factor de sobrecarga primer nivel (p.u. de I _L)	1,0	1,0	-	-
	Factor de sobrecarga segundo nivel (p.u. de I _L)	1,1	1,1	-	-
	Tiempo de disparo DAG, primer nivel (seg.)	60	60	-	-
	Tiempo de disparo DAG, segundo nivel (seg.)	2	2	-	-
Línea Loma de la Lata -Mega	Límite I _L (Amp.)	-	710	710	-
	Factor de sobrecarga primer nivel (p.u. de I _L)	-	1,0	1,0	-
	Factor de sobrecarga segundo nivel (p.u. de I _L)	-	1,3	1,3	-
	Tiempo de disparo DAG, primer nivel (seg.)	-	60	60	-
	Tiempo de disparo DAG, segundo nivel (seg.)	-	2	2	-
Línea Mega - PP Banderita	Límite (Amp.)	-	-	710	710
	Factor de sobrecarga primer nivel (p.u. de I _L)	-	-	1,0	1,0
	Factor de sobrecarga segundo nivel (p.u. de I _L)	-	-	1,3	1,3
	Tiempo de disparo DAG, primer nivel (seg.)	-	-	60	60
	Tiempo de disparo DAG, segundo nivel (seg.)	-	-	2	2

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL DAG LOMA CAMPANA – SISTEMA REGIONAL COMAHUE (SRC)

De acuerdo a los estudios de ETAPA 1 presentados junto con la Solicitud de Acceso de CT Loma Campana II, ante fallas en las líneas del sistema de 132kV ubicadas entre ET Loma Campana y ET Playa Planicie Banderita pueden producirse fenómenos de inestabilidad en tensión/angular debido al importante aumento repentino de la impedancia vista desde la central.

A su vez, ante determinadas escenarios de operación normal se presentan condiciones de sobrecarga en líneas del subsistema Norte del Sistema Regional Comahue, derivadas del ingreso del generador. La probabilidad de sobrecarga será mucho mayor en casos de contingencia simple, ante un desenganche en cualquier línea ubicada entre ET Puesto Hernández y ET Playa Planicie Banderita (en el caso del vínculo entre Loma campana y El Trapial, se considera el desenganche de la doble terna).


Las EETT que pueden verse afectadas por fenómenos de inestabilidad o por perturbaciones derivadas de la sobrecarga de líneas son:

- Mega
- Loma de la Lata
- Loma Campana
- El Trapial
- Chihuido I y II
- Puesto Hernández
- Filo Morado
- Pampa Tril
- Chos Malal
- Rincón de los Sauces

El sistema DAG, en caso de que su actuación se produzca de acuerdo al funcionamiento previsto, se desempeña como protección sistémica, ejecutando acciones sobre las unidades de las centrales Loma Campana I y II, una vez que se presentan estados inestables o de sobrecarga, en condiciones normales de funcionamiento o ante contingencia simple.

En resumen, las anomalías que detecta y las acciones que implementa el DAG Loma Campana son:

- **Detección de salida de servicio de líneas de 132 kV.**
- **Detección de sobrecargas en líneas de 132 kV.**
- **Desconexión de generadores de la Centrales Loma Campana I y II.**

<p align="center">COTDT COMAHUE - NEUQUÉN</p> <p align="center">ORDEN DE SERVICIO N°13 v.1</p>	<p align="center">Página N°</p> <p align="center">2/8</p>	
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

COMPOSICIÓN DEL SISTEMA DAG

El automatismo de Desconexión Automática de Generación (DAG) implementado basa su funcionamiento en PLCs instalados en diferentes Estaciones Transformadoras que detectan en forma local distintos eventos de sobrecarga en las líneas que supervisan.

A grandes rasgos, el sistema DAG se compone de un conjunto de cinco PLCs, equipos de comunicación y dispositivos auxiliares ubicados en:

- ET Loma Campana (EPEN Transportista)
- ET Playa Planicie Banderita (EPEN Transportista),
- ET Mega (EPEN Distribuidor),
- ET Loma de la Lata (compartida entre EPEN Transportista y EPEN Distribuidor),
- Centrales térmicas Loma Campana I y II (YPF Luz),

Para conformar el sistema DAG, en cada ET y en la central térmica se instaló un tablero de control dentro del cual se ubica el PLC y dispositivos auxiliares. En otro tablero, en cada una de las locaciones, se incorporó el equipamiento de comunicaciones que permite emitir o recibir las distintas señales necesarias para la operación del automatismo.

FUNCIONAMIENTO DEL DAG


Básicamente, el automatismo detecta perturbaciones o estados del sistema de potencia (Eventos) que son perjudiciales para su funcionamiento, y envía una alarma o señal de disparo (Acciones) hacia las TGs de CT Loma Campana I y II.

Eventos

En la lógica implementada, las perturbaciones o estados que hacen actuar al dispositivo se dividen en cuatro Eventos que deben detectar los PLCs instalados en las EETT Planicie Banderita, Mega, Loma de La Lata, y Loma Campana.

- **Evento 1:** Sobrecarga en alguna de las siguientes líneas de 132 kV:
 - **Loma de la Lata – Loma Campana 1** (Propiedad de EPEN Transportista).
 - **Loma de la Lata – Loma Campana 2** (Propiedad de EPEN Transportista).
 - **Loma de la Lata – Mega** (Propiedad de EPEN Distribuidor).
 - **Mega – Playa Planicie Banderita** (Propiedad de EPEN Transportista. El interruptor del extremo Mega pertenece al Agente Distribuidor).

Nota: cada PLC cuenta con mediciones duplicadas, y realiza una serie de verificaciones a fin de corroborar que la medición sea correcta. Más allá que en este proceso intervienen distintas variables, enviará a la Estación Maestra la Medición Filtrada a fin de que se incluya ese valor en el algoritmo.

COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°13 v.1	Página N° 3/8	
---------------------------------------------------------------------	-------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------


La sobrecarga de las líneas se evalúa en base a los valores de corriente medidos en los extremos de cada una de ellas. Al 31/08/2022, los umbrales a partir de los cuales se definen las sobrecargas de línea y la correspondiente acción de DAG son los siguientes:

EQUIPO	VARIABLE	Estación Transformadora			
		L.Cam	L.Lata	Mega	PP Band
Líneas Loma de la Lata - Loma Campana 1 y 2	Límite (Amp.)	400	400	-	-
	Factor de sobrecarga primer nivel (p.u. de I_L)	1,0	1,0	-	-
	Factor de sobrecarga segundo nivel (p.u. de I_L)	1,1	1,1	-	-
	Tiempo de disparo DAG, primer nivel (seg.)	60	60	-	-
	Tiempo de disparo DAG, segundo nivel (seg.)	2	2	-	-
Línea Loma de la Lata -Mega	Límite I_L (Amp.)	-	710	710	-
	Factor de sobrecarga primer nivel (p.u. de I_L)	-	1,0	1,0	-
	Factor de sobrecarga segundo nivel (p.u. de I_L)	-	1,3	1,3	-
	Tiempo de disparo DAG, primer nivel (seg.)	-	60	60	-
	Tiempo de disparo DAG, segundo nivel (seg.)	-	2	2	-
Línea Mega - PP Banderita	Límite (Amp.)	-	-	710	710
	Factor de sobrecarga primer nivel (p.u. de I_L)	-	-	1,0	1,0
	Factor de sobrecarga segundo nivel (p.u. de I_L)	-	-	1,3	1,3
	Tiempo de disparo DAG, primer nivel (seg.)	-	-	60	60
	Tiempo de disparo DAG, segundo nivel (seg.)	-	-	2	2

- **Evento 2:** Desenganche en uno o ambos extremos de una de las líneas:
 - **Loma de la Lata – Mega** (Propiedad de EPEN Distribuidor).
 - **Mega – Playa Planicie Banderita** (Propiedad de EPEN Transportista. El interruptor del extremo Mega pertenece al Agente Distribuidor).
- **Evento 3:** Desenganche en uno o ambos extremos de una de las líneas:
 - **Loma de la Lata – Loma Campana 1** (Propiedad de EPEN Transportista).
 - **Loma de la Lata – Loma Campana 2** (Propiedad de EPEN Transportista).
- **Evento 4:** Desenganche de las siguientes líneas en simultáneo, en uno o ambos extremos de cada terna:
 - **Loma de la Lata – Loma Campana 1** (Propiedad de EPEN Transportista).
 - **Loma de la Lata – Loma Campana 2** (Propiedad de EPEN Transportista).

Acciones

En función del nivel de aporte de potencia desde CTs Loma Campana I y II (a partir de los 105 MW), el PLC de la central emitirá alarmas o una orden de desenganche a uno o ambos

COTDT COMAHUE - NEUQUÉN ORDEN DE SERVICIO N°13 v.1	Página N° 4/8	
---------------------------------------------------------------------	-------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

generadores de acuerdo con el Evento detectado por los PLCs de las EETT y el procesamiento de la EM. En todo momento las dos TGs estarán disponibles para desconexión siempre que estén en servicio y con valor de potencia mayor a 10 MW.

EVENTO	CONDICIÓN	ACCIÓN
Evento 1: Sobrecarga en algún tramo del corredor Loma Campana - P.P. Banderita.	-----	Desconexión de una TG (*)
Evento 2: Desconexión de línea Loma de la Lata - Mega o Mega - P.P. Banderita	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 105 MW	Desconexión de una TG (*)
Evento 3: Desconexión de una de las líneas ET Loma Campana - ET Loma de la Lata, estando la otra en servicio.	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 150 MW	Desconexión de una TG (*)
Evento 4: Desconexión de ambas líneas ET Loma Campana - ET Loma de la Lata, en forma simultánea o en un lapso de 1 seg.	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 105 MW	Desconexión de una TG (*)
	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 150 MW	Desconexión de las dos TG

*La TG seleccionada para el desenganche en las acciones previstas para la desconexión de una sola máquina podrá ser elegida por personal a cargo de la central.

EQUIPOS DE CONTROL

A continuación, se indica brevemente las funciones realizadas por los PLCs para detectar eventos en las distintas Estaciones Transformadoras, las acciones ejecutadas por el PLC de la Central térmica y la función desarrollada por la Estación Maestra (EM).

Los PLCs de las EETT mencionadas tienen como función principal, detectar los eventos de Sobrecarga o desconexión de alguna de las líneas bajo supervisión y enviar la señalización correspondiente a la Estación Maestra (EM).

Además del PLC, dentro de los tableros de control se instalan transductores que reciben las señales analógicas desde los equipos de medición y hacen su conversión para efectuar el procesamiento de la misma, llaves de comando, fuentes/conversores de energía, interruptores de baja tensión, etc.

En la ET Loma Campana se ubica la Estación Maestra (EM), la cual, entre otras funciones, ejecuta la lógica de DAG mediante la evaluación del estado del sistema de potencia y el despacho de generadores, a fin de seleccionar las acciones correspondientes. A través de esta consola también se pueden modificar los parámetros de ajustes que definen la actuación del automatismo (umbrales de corriente, temporizaciones, etc.). Esta misma consola dispone de un puerto que es utilizado para enviar/recibir información del sistema SCADA.

Luego del procesamiento efectuado por la Estación Maestra, el PLC de la CT Loma Campana efectúa el disparo de una o las dos máquinas según el caso.

Funciones desempeñadas por los PLCs de las EETT

A fin de cumplir con la detección prevista, las funciones principales de los PLCs ubicados en las EETT mencionadas son:

- Conocer el estado de la playa de 132kV de la estación.
- Detectar y emitir los eventos que corresponda (según la ET).
- Informar del estado de operación a la Estación Maestra del sistema DAG Loma Campana.
- Generar alarmas e indicaciones acerca de su operación.

Las funciones de cada PLC son ejecutadas mediante el cableado de las siguientes señales Digitales y analógicas:

Digitales:

- Posición de los Interruptores de las líneas y acoplamiento (según corresponda).
- Posición de los seccionadores de línea y barra/s.
- Afuera Interruptores de líneas (señal que indica apertura trifásica definitiva del interruptor),
- Posición de los seccionadores de transferencia (si corresponde).
- Posición del seccionador de bypass (en los casos que corresponda).

Analógicas:

- Corrientes por fase de las líneas del Corredor 1
- Potencia activa trifásica de las líneas del Corredor 1
- Potencia activa trifásica de otras líneas (según la ET).

El PLC de ET procesa las señales recibidas a fin de determinar el estado de la red e identificar los eventos que acontecen, en lo relacionado con el estado operativo de la estación transformadora. El algoritmo desarrollado y la lógica implementada permite el envío de las señales digitales de salidas, concerniente a:

- Emisión de los Eventos correspondientes (según cada ET).
- Emisión Alarma de Sobrecarga Presente para acciones locales.
- Generación de alarmas locales para indicación de operación y fallas.

Funciones desempeñadas por el PLC de CT Loma Campana

El PLC de CT Loma Campana cuenta con Entradas y Salidas necesarias para las siguientes funciones principales:

- Conocer el estado de operación de las máquinas (conexión al sistema y potencia generada).

- Conformar la Matriz de Selección que determina que máquina se debe disparar ante la recepción de alguno de los eventos emitidos por los PLCs de Estaciones Transformadoras.
- Informar del estado de operación de las TGs a la Estación Maestra.
- Generar alarmas e indicaciones acerca de su operación.

Las funciones del PLC son ejecutadas mediante el cableado de las siguientes señales Digitales y analógicas:

Digitales:

- Estado de Conexión de cada máquina (señal que indica si la máquina está conectada o no al sistema).
- Recepción de eventos desde los PLCs de ET.

Analógicas:

- Potencia activa trifásica de cada máquina (tomada de dos transductores con lógica 1 de 2).

Este PLC cuenta con una lógica adecuada para obtener las siguientes señales en salidas digitales del mismo:

- Emisión de orden de Disparo DAG hacia CTLC1 y CTLC2 por dos sistemas.
- Generación de alarmas locales para indicación de operación y fallas.

Estación Maestra (EM) del DAG Loma Campana

En la ET Loma Campana, la Estación Maestra, cumple las siguientes funciones:

- Está comunicada a través de la LAN del Sistema DAG Loma Campana, con los PLCs de Estaciones Transformadoras y de las Centrales, antes mencionadas.
- Presenta en una interface HMI al operador del sistema la información que recibe de cada PLC, alarmas y estado de operación del sistema, para permitir el rápido diagnóstico de cualquier circunstancia que se presente en el sistema.
- Permite preseleccionar el generador a desenganchar cuando se presenten eventos que requieran el disparo de una sola máquina.
- Ejecuta la lógica de DAG, que evalúa el estado del sistema de Potencia, y despacho de máquinas, para determinar la selección de Acciones correspondiente a cada Evento del sistema, la cual será enviada al PLC de la CT Loma Campana.
- Verifica en forma continua la operación de los dispositivos de control y comunicación, permitiendo realizar un diagnóstico de cada elemento.

EQUIPOS DE COMUNICACIÓN

Los vínculos de comunicación se materializan mediante los hilos de Fibra Óptica disponibles entre las distintas EETT y las centrales Loma Campana I y II y equipos de comunicación que se instalan en cada uno de los nodos. En cada sitio se instalaron multiplexores FOX615. Estos equipos poseen módulos y las interfaces de FO y de comunicación serial para permitir la conexión entre los PLC de DAG instalados en cada nodo.

Entre C.T. Loma Campana, E.T. Loma Campana y E.T. Loma La Lata se utilizan hilos de fibras ópticas dedicadas, y entre E.T. Loma La Lata, E.T. Mega y E.T. Playa Planicie Banderita se utilizan fibras ópticas compartidas con servicios existentes.

Para hacer posible que se incorporen funciones a los hilos de FO que ya están siendo utilizados, en estas tres EETT, se instaló equipamiento para multiplexar a nivel óptico los servicios existentes.

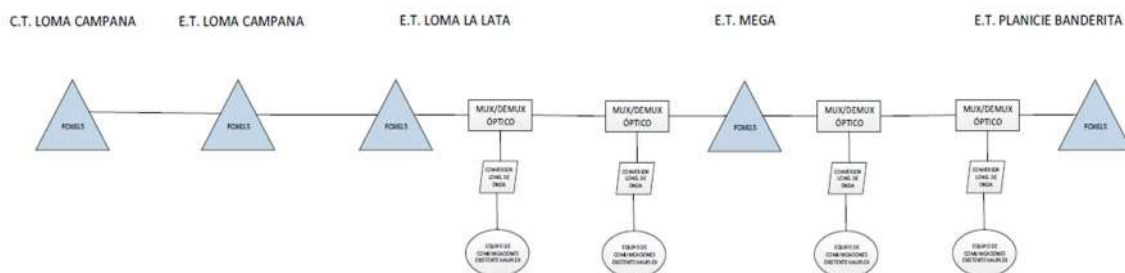


Figura 1: esquema general – Sistema de comunicaciones DAG LC

La información utilizada por los algoritmos de DAG introducidos en los PLCs es adquirida por señales digitales cableadas y no mediante protocolos de comunicación, debido a que los tiempos de respuesta que requiere el sistema de potencia para ciertas contingencias deben ser muy bajos a fin de mantener su estabilidad.

En el Anexo III se muestra un esquema de los tableros de Control y otro del tablero de Comunicaciones, con el equipamiento instalado dentro de ellos, junto con un listado de los equipos y del software utilizados por el Sistema DAG.

En la siguiente figura se representa en forma esquemática y genérica los elementos principales que componen el DAG Loma Campana:

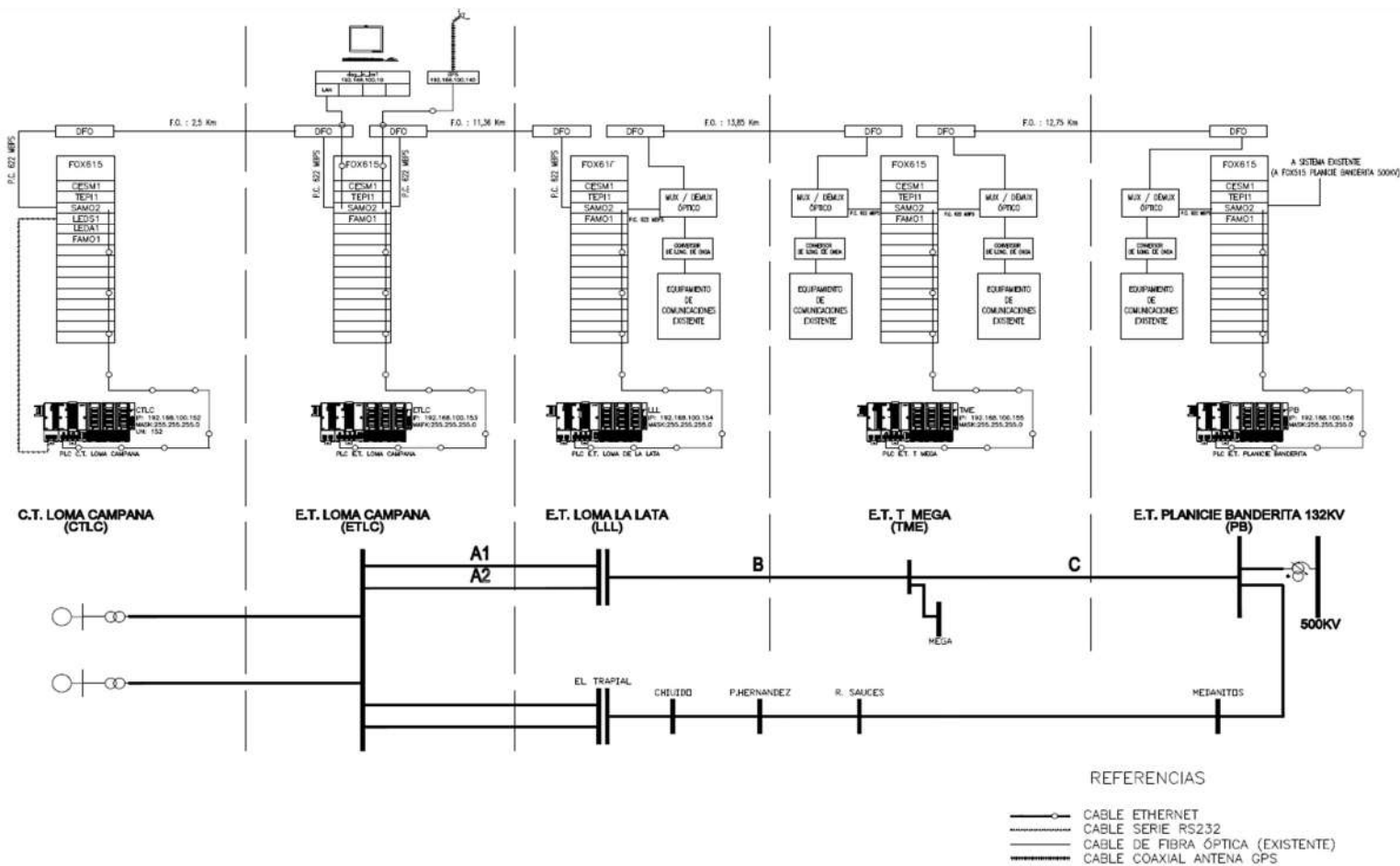


Figura 2: esquema general del Sistema DAG Loma Campana

EMPRESA: EPEN- Agente Transportista por Distribución Troncal.

ORDEN DE SERVICIO N° 11

VERSIÓN: 2

TÍTULO: Recuperación del Sistema Regional Comahue luego de un colapso total.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



Índice

ABREVIATURAS UTILIZADAS	3
INTRODUCCIÓN	4
ÁMBITO DE APLICACIÓN	4
OBJETIVOS	4
CONSIDERACIONES GENERALES DURANTE LA REPOSICIÓN	5
Control de tensiones	5
Arranque asistido en isla	5
Regulación Secundaria de frecuencia en isla	6
Cambio en la frecuencia asignada	6
Incorporación de demanda	6
Servicios Auxiliares	7
Comunicaciones	7
DESARROLLO DEL PLAN DE RECUPERACION	7
PLAN A: Energización del sistema mediante el arranque de CH Planicie Banderita	9
PLAN B: Energización del sistema mediante el arranque de CT Alto Valle	14
SINCRONIZACIÓN CON EL RESTO DEL SADI	19
RECUPERACION POR ENERGIZACION DESDE LA RED DE 500 KV	19
A) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Choele Choel.	20
B) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Chocón Oeste.	21
C) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Chocón.	21
D) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Agua del Cajón.	22
E) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Planicie Banderita.	22
Anexos	23
Anexo 01:	24
Anexo 02:	30

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



ABREVIATURAS UTILIZADAS

Símbolo	Significado
AC	Agua del Cajón
AL	Allen
AV	Alto Valle
AR	Arroyito
AY	Central Hidráulica Arroyito
CC	Colonia Centenario
CD	Casa de Piedra
CH	Chocón – Central Hidráulica
CI	Chihuido
CP	Cipolletti
CS	Cinco Saltos
CT	Central Térmica
CU	Cutral Có
CV	Colonia Valentina
EETT	Estaciones transformadoras (plural)
ET	Estación transformadora
GN	Gran Neuquén
GR	General Roca
IC	Ingeniero Cip.
IMP	Intercambio Máximo de Potencia
LAT	Línea de Alta Tensión
LB	Luis Beltrán
LC	Loma Campana
LD	Los Divisaderos
LL	Loma de la Lata
LLAATT	Líneas de Alta Tensión (plural)
ME	Medanito
MG	Mega
MMC	Módulo Máximo de Carga
NN	Neuquén Norte
PB	Planicie Banderita
PH	Puesto Hernández
PO	Pomona
PP	Playa Planicie Banderita
PU	Plaza Huincul
RS	Rincón de los Sauces
SRC	Sistema Regional Comahue
TL	El Trapial
TR	Termoroca
VR	Villa Regina
ZA	Zapala

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



INTRODUCCIÓN

La presente Orden de Servicio describe el Plan de Recuperación del Sistema Regional Comahue (SRC) luego de un colapso total del SADI.

El mismo se ajusta al espíritu de la Resolución S.E. N° 305/98 de la Secretaría de Energía, descripto en los lineamientos de los Procedimientos Técnicos N° 7 y 10 de CAMMESA.

La Orden de Servicio surge del trabajo conjunto entre Transcomahue y EPEN Transportista, agentes a cargo de la operación de la red de Transporte por Distribución Troncal de la Región Comahue. Dado el grado de dependencia entre los subsistemas Río Negro y Neuquén, el desarrollo de los planes de recuperación se llevará adelante de manera conjunta en caso de colapso. Por tal motivo, el contenido de este documento es idéntico a la "Orden de Servicio 11" correspondiente al centro de operaciones de Transcomahue.

ÁMBITO DE APLICACIÓN

El Procedimiento es de aplicación a la red de transporte del SRC y al equipamiento de los agentes usuarios del mismo, incluyendo la Central Hidráulica Planicie Banderita (CH PB), la interconexión hasta ésta y con la red de 500 kV en EETT El Chocón, Chocón Oeste y Choele Choel. No incluye la interconexión regional en la ET 500/132 kV Alicurá.

La reposición del sistema deberá desarrollarse con estrecha coordinación entre los centros de operaciones de Transcomahue y EPEN, manteniendo comunicación permanente entre los jefes de turnos, operadores y jefes de operadores. Si existen diferencias de criterios relacionados con maniobras de reposición que no figuren en el procedimiento, las decisiones operativas serán adoptadas por el Referente de Operaciones, cuya designación está prevista para condiciones de emergencia.

OBJETIVOS

El objetivo de la estrategia de recuperación es el de minimizar el tiempo de normalización del SRC, en forma compatible al siguiente orden de prioridades:

- a) Despachar las Centrales térmicas e hidráulicas en función de sus posibilidades de arranque en negro o autónomo y despacho de reactivo que permita mantener un adecuado perfil de tensiones en el sistema.
- b) Reponer la alimentación a las cargas críticas necesarias para restablecer y/o mantener el control y protección del SIR en el menor tiempo posible.
- c) Reponer la alimentación a las cargas que pueden contribuir a la recuperación del SADI.
- d) Reponer la alimentación a las "cargas prioritarias" desde el punto de vista de la comunidad regional en el menor tiempo posible.
- e) Reponer la alimentación al resto de las cargas del SRC.
- f) Despachar las Centrales Hidráulicas en función de sus restricciones en el despacho hidráulico.
- g) Contar con procedimientos alternativos ante alteraciones en el procedimiento normal.

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



Los Agentes involucrados en este procedimiento, comunicarán al COTDT COMAHUE, antes del inicio de cada periodo estacional toda modificación a su condición operativa, como ser:

- Prioridades de reconexión de alimentadores por ET.
- Prioridades de despacho de grupos térmicos.
- Límites de sobrecarga de equipos en emergencia, incluyendo los propios y los de otros agentes involucrados en la recuperación.
- Tiempos estimados de maniobras tales como arranque en negro, paralelo de Centrales, etc.
- Restricciones al despacho hidráulico.
- Requerimientos de reserva rotante.
- Indisponibilidades programadas de los generadores con arranque en negro.

CONSIDERACIONES GENERALES DURANTE LA REPOSICIÓN

A continuación, se establecen ciertos criterios generales durante los procedimientos de recuperación del SRC.

Control de tensiones

El COTDT, en permanente comunicación con los COG y centros de control de los distribuidores (COD), supervisa el perfil de tensiones en todo el sistema de 132 kV parcialmente recuperado, disponiendo oportunamente los ajustes de regulación de transformadores y cambios de consigna de tensión en generadores de modo que en todo momento se opere, en la medida de lo posible, dentro de una banda de 5 % de los valores nominales de tensión.

Arranque asistido en isla

El proceso de arranque asistido de unidades debe ser coordinado cuidadosamente por el COTDT, asegurando que en ningún momento exista simultaneidad de maniobras de conexión de carga o de arranque de grandes motores.

Si se dispone de generación adicional, se procederá a la vinculación de las unidades generadoras. Antes de realizar el despacho de generación asistida, se deberá verificar que los distribuidores dispongan de carga suficiente (demanda restringida) para cubrir el mínimo técnico del generador ingresante.

Si alguna unidad disponible para el arranque tiene limitaciones o inconvenientes para funcionar en vacío durante un breve lapso de tiempo, el COG deberá informar al COTDT. El COTDT deberá elegir el momento oportuno para dar la orden de arranque, a modo de evitar que la unidad quede rotando en vacío hasta que otras unidades completen su mínimo técnico.

A partir del momento en que el correspondiente COG comunique la finalización de la secuencia de arranque asistido de una determinada unidad generadora, y habiendo completado el mínimo técnico de las unidades previamente despachadas, el COTDT puede solicitar en el momento en que lo considere adecuado la sincronización de dicha unidad con el sistema de 132 kV.

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



Regulación Secundaria de frecuencia en isla

Una vez sincronizada la nueva unidad, la prioridad será cubrir el mínimo técnico de esta última. Alcanzado este nivel, el COTDT evaluará si corresponde modificar la asignación de responsabilidad sobre el control secundario de frecuencia, de acuerdo a la disponibilidad en tiempo real. A continuación, se ordenan las centrales de acuerdo a su capacidad para regular frecuencia en isla.

- CH Planicie Banderita
- CT Termoroca
- CH Arroyito
- CT Alto Valle
- CT Agua del Cajón
- CT Loma Campana
- CT Plaza Huincul
- CH Casa de Piedra

El control de la frecuencia lo realizará el COG que tiene asignada la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

Cada vez que se incorpore una nueva unidad al sistema recuperado, el COTDT actualiza el valor del Módulo Máximo de Carga (MMC) a conectar en una única maniobra. El MMC se calcula como el 4 % de la suma de las potencias nominales de las unidades que se encuentren despachadas. El proceso de reconexión de cargas continúa de manera sostenida respetando el nuevo valor de MMC. En la conexión de bloques sucesivos de carga debe mediar un intervalo mínimo de 30 s.

Las unidades generadoras que se encuentren despachadas, y que no estén a cargo del control secundario de frecuencia, deben operar en el modo control de carga (a potencia constante), y deben ir incrementando su nivel de despacho al ritmo impuesto por las indicaciones emanadas del COTDT. En todos los casos, estas unidades deberán conservar un margen mínimo, para regulación primaria, del 10 % de su potencia máxima, hasta tanto se restablezca la interconexión con el resto del SADI. Se mantendrán exentos los generadores hidráulicos que requieran un margen distinto por imposición de las normas de manejo del agua. El Operador del COTDT coordinará el despacho de los generadores y la reposición coordinada de las cargas.

Cambio en la frecuencia asignada

Cuando el COTDT juzgue que se ha recuperado la mayor parte de la demanda del SRC, podrá cambiar la frecuencia de consigna de 50,50 Hz a 50,00 Hz. Superado ese nivel, el COTDT podrá realizar el cambio de consigna en el momento que considere oportuno, previamente a realizar la interconexión con el resto del SADI.

Incorporación de demanda

Los módulos de carga elegidos para conectar deben ser seleccionados, dentro de las estaciones indicadas en los pasos del procedimiento, atendiendo al siguiente orden de prioridades:

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



- Alimentadores de cargas críticas necesarias para el restablecimiento del sistema. En el Anexo 03 se identifica a estos alimentadores.
- Alimentadores provistos con relés de frecuencia asignados al esquema de alivio de cargas. En el Anexo 03 se identifica a estos alimentadores.

En la reposición de demanda, se deberá repartir la carga total entre alimentadores con y sin desenganche por subfrecuencia, a fin de reducir la probabilidad del colapso de la isla.

Servicios Auxiliares

Los transformadores de SSAA y los TRN necesarios para el abastecimiento de Servicios Auxiliares o para dar referencia de tierra en MT deberán mantenerse con los respectivos elementos de maniobra en estado cerrado siempre que esto no afecte operativamente a cada una de las EETT.

En las EETT cuyas barras de 132 kV son energizadas desde la isla, inicialmente sin suministro hacia los SSAA, deberán cerrarse los interruptores que permitan su energización. Las maniobras se realizarán una vez efectuadas las energizaciones de la barra de 132 kV correspondiente, y en la medida que estas acciones no interfieran con maniobras más relevantes o urgentes.

Comunicaciones

Las comunicaciones entre los centros de control, se realizarán utilizando como medio la red de VHF, VoIP y PAX. Como medio de comunicación alternativo se utilizará la telefonía celular.

DESARROLLO DEL PLAN DE RECUPERACION

Se describe la secuencia de las operaciones que se deben seguir para recuperar el sistema a partir del arranque en negro de las unidades del área:

- 1) Detectada la situación de colapso del área, el COTDT comunica la novedad a todos los centros de control de: generadores (COG), distribuidores (COD) y las Estaciones Transformadoras.
Se comunica a CH PB y CH AV que inicien los procesos de arranque e informen el estado de las instalaciones y los posibles tiempo que se requerirán. Ambos generadores quedan a la espera de las instrucciones emanadas desde COTDT.
- 2) El COG de CH PB pasa a depender del COTDT e informará de esta situación al COT.
El COG CH PB maniobrará el RBC del T1PB. El COT realizará las maniobras de los interruptores BB25, BT15, BT25 y BL15, como así también del RBC del T2PB, a solicitud del COTDT.
Se solicita al COG CH PB que se conmute el T1PB al punto nominal.

Nota 01: El COG CHPB informa que debe verificar el estado de las compuertas de emergencia. Esta maniobra puede demorar hasta 60 minutos dependiendo de la condición previa al colapso.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



- 3) Los COG de las centrales con capacidad de arranque autónomo, informarán las novedades al COTDT. Esto incluye a CH Planicie Banderita (PB) y CT Alto Valle (AV).
- 4) El COTDT solicita a los respectivos COG que inicien la secuencia de arranque en negro de un grupo generador en cada una de las siguientes centrales, consideradas clave para el Plan de Recomposición:

CENTRAL	UNIDAD	Consigna V	Posición TAP
		[p. u.]	Transf unidad
C. H. Planicie Banderita	PBANHIO1	0,95	25 (500,0 kV)
	PBANHIO2		
C. T. Alto Valle	AVALTG22	0,95	1 (132,3 kV)
	AVALTG23		

En el caso particular de la CT Alto Valle, el arranque autónomo de una unidad es solicitado sólo si, luego de consultar al COG de Planicie Banderita, se determina que existe algún tipo de impedimento que ponga en riesgo la posibilidad de arrancar una de sus unidades hidráulicas o de energizar el sistema de acuerdo con el PLAN A, descripto más adelante.

Para cada una de dichas centrales, el COTDT señala las restricciones operativas vigentes que le sean aplicables, especifica la tensión terminal de consigna y la posición a ajustar en el cambiador de tomas del transformador de la máquina cuyo arranque se solicita. Esta posición debe ser ajustada previamente a la energización. Los valores de consigna se indican en la tabla anterior. En todos los casos, la frecuencia de consigna a mantener es de 50,50 Hz.

En el caso de las unidades hidráulicas, se considera que cuanto más pronto puedan entrar en servicio, más rápido van a estar en condiciones de cumplir con cualquier condición de erogación hídrica mínima que le pudieran imponer las normas de manejo del agua. Si por alguna razón se puede llegar a violar alguna condición de erogación, entonces esa máquina no debería ser requerida, a menos que el COTDT no disponga de ninguna otra alternativa para la recuperación del servicio.

- 5) Se configura la red según el Anexo 01.

El COG CH PB comunica al COTDT que inicia la secuencia de interconexión al SRC. El COG CH PB abre los interruptores de máquina e inicia el arranque autónomo de un grupo.

El COT realiza las maniobras necesarias para que queden cerrados los interruptores BT25 y BB25, y abiertos los interruptores BL15 y BT15.

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"

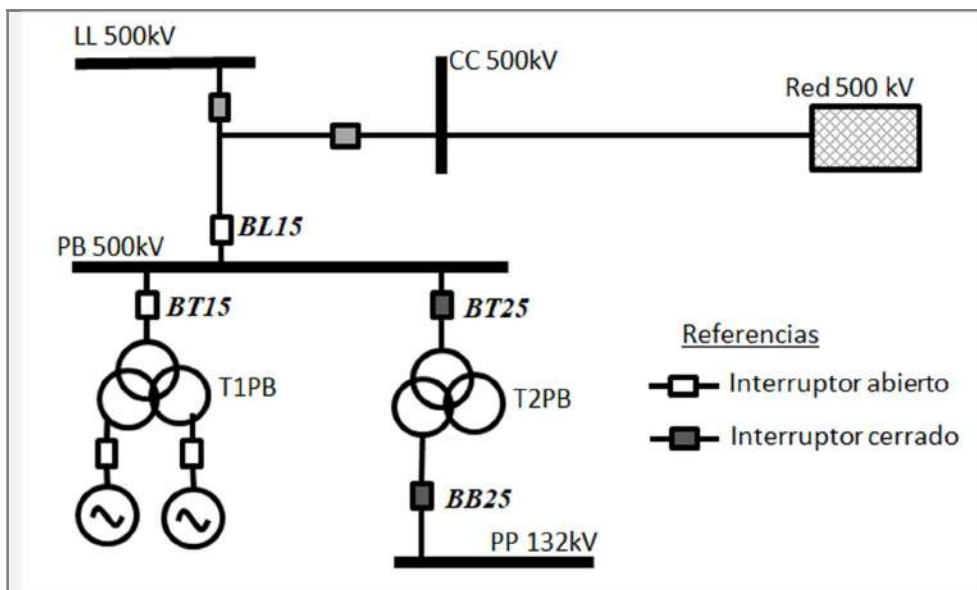


Figura 01: Estado de los interruptores en ET 500 kV Planicie Banderita.

- 6) Finalizadas cada una de las secuencias de arranque autónomo de las unidades solicitadas por el COTDT en el punto 4), los respectivos COG informan a éste el resultado de las mismas. Esto comprende a los COG que operan las siguientes centrales:
- CH Planicie Banderita.
 - CT Alto Valle.
- 7) El COTDT espera recibir la información proveniente del COG de CH PB, acerca de la finalización de la secuencia de arranque de una unidad de CH Planicie Banderita. Existen dos planes alternativos, los que se exponen a continuación según el orden de prioridades:
- **PLAN A:** Si la secuencia de arranque en CH PB se ejecuta de manera satisfactoria.
 - **PLAN B:** Si la secuencia de arranque en CH PB no es satisfactoria, el COTDT solicita el arranque de una máquina de CT AV.

A continuación, se detalla la secuencia de maniobras de los distintos planes.

PLAN A: Energización del sistema mediante el arranque de CH Planicie Banderita

1. Se informa al COG de la CT AV que la reposición iniciará con CH PB y que debe prepararse para un arranque asistido.
2. En la E.T. Alto Valle se realiza la preconexión de una carga nominal no mayor a 9 MW (MMC), alimentada desde TP1 o TP2 o TP6. Coordinado con los COD se priorizará aquellos alimentadores en 13,2 kV que favorezcan la reposición del SRC.
3. Con el interruptor BT15 abierto. El COG de CHPB cierra el interruptor de máquina, energizando el transformador T1PB a tensión reducida.
4. El COG CH PB operará la unidad hasta alcanzar la tensión de 475 kV (0,95 p. u.) en bornes del banco de transformación elevador.
El operador del COTDT en comunicación con el COT corroborará que los interruptores BT25 y BB25 del Transformador T2PB estén cerrados.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



5. Se solicita al COT el cierre del interruptor BT15 energizando el transformador T2PB la interconexión de 132 kV con ET Playa Planicie Banderita y las barras de 132 kV de las EE.TT. Playa P. Banderita, Cinco Saltos, Alto Valle, Termoroca y Medanito. Se fija la consigna de frecuencia en 50,50 Hz. y la de tensión 126 kV. (0,95 p.u.)
6. Se cierra en la E.T. Alto Valle el interruptor de salida hacia ET Neuquén Norte, energizando las EETT Neuquén Norte, Colonia Valentina, Arroyito y Agua del Cajón con carga preconnectada en C. Valentina o Arroyito, respetando el MMC.
Se solicita a los COG de las Centrales Arroyito, Agua del Cajón y Termoroca que revisen y preparen sus instalaciones para un posible arranque asistido de la unidad generadora.
El COTDT en función de la evolución de la carga y la estabilidad de la máquina inicial, solicitará el despacho asistido de una de las unidades generadoras de Arroyito, Agua del Cajón, Alto Valle y Termoroca. Los COG deberán cerrar el interruptor de la máquina, una vez que el COTDT haya solicitado el despacho de la unidad. Por cuestiones del manejo del agua se priorizará el despacho de una máquina de CH Arroyito (si así es requerido por la central hidráulica).
7. En ET Alto Valle, se cierra el interruptor salida hacia Colonia Centenario; energizando las EETT Colonia Centenario y Gran Neuquén, con cargas preconnectadas respetando el MMC.
8. En E.T. Alto Valle, se cierra el interruptor de salida hacia Ingeniero C; energizando las estaciones Ingeniero C; Cipolletti y Allen con cargas preconnectadas respetando el MMC.

Nota 02: A fin de garantizar el funcionamiento de la tele-operación, sin que se comprometa la estabilidad de la isla por demoras en las maniobras, en las EETT que tengan todos sus transformadores desenergizados se deberá maniobrar para energizar SSAA y barras de MT.

9. En ET Colonia Centenario, se cierra interruptor salida a Medanito, se energizan las EETT Río Neuquén y Entre Lomas. En la ET Medanito, se cierra interruptor salida 132 kV a Colonia Centenario. Queda cerrado el anillo 132 kV PP-ME-CC-AV-CS-PP.

Nota 03: El cierre de LAT 132 kV Medanito - Centenario, podrá realizarse antes o durante el proceso de carga de la máquina de CH PB. Siempre que el despacho de potencia esté por debajo de 70 MVA, a fin de evitar una diferencia de potencial mayor a 10 kV entre las barras de ME y CC.

10. A partir de la energización del subsistema indicado, por parte de la unidad arrancada en la CH Planicie Banderita, y mientras ésta sea la única fuente en este subsistema, se inicia inmediatamente la reposición de cargas (AV, PP, CS, TR, NN, CV, AR, CC, GN, IC, CP, AL y ME) mediante la conexión sucesiva de bloques individuales que no deben superar el MMC de 9 MW cada 30 segundos. Esta reposición de demanda se llevará a cabo hasta completar el mínimo técnico de 120 MW para favorecer la estabilidad de la unidad generadora. Se deberá dar prioridad al abastecimiento de consumos prioritarios para la operación, tal como el servidor de los centros de operaciones (servidor del EPEN en Gran Neuquén y servidor de Transcomahue en la ciudad de Cipolletti). En la conexión de bloques sucesivos de carga debe mediar un intervalo mínimo de 30 s. Durante todo el período de recuperación del SRC, funcionando

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



aislado del sistema de 500 kV, y del resto del SADI, la CH PB asume el control secundario de frecuencia, manteniendo la consigna de 50,50 Hz, hasta que el COTDT modifique dicho valor.

***Nota 04:** Si se arranca en negro la CH Planicie Banderita, se deberá priorizar alcanzar el estado estable de la máquina (cargando por encima de 120 MW), antes de proceder a iniciar el arranque asistido de otro generador.*

***Nota 05:** El despacho de la máquina de CH Planicie Banderita no deberá exceder los 150 MW antes de despachar la segunda central. A fin de evitar que las EETT conectadas queden con tensiones fuera de la banda extraordinaria.*

***Nota 06:** El COG CHPB informará al COTDT Comahue la potencia mínima y el tiempo de permanencia en esa condición a fin de evitar condiciones operativas perjudiciales para las unidades de generación. Para evitar problemas por cavitación es necesario superar los 80 MW de carga, sin embargo el mínimo técnico es de 120 MW.*

11. En ET Arroyito, se cierra el interruptor salida hacia Plaza Huincul; energizando las EETT Plaza Huincul y Cutral Co, con cargas preconectadas respetando el MMC. Se solicita al COG de CT Plaza Huincul que revisen y preparen sus instalaciones para un posible arranque asistido de la unidad generadora.
12. Antes de realizar el despacho de generación asistida, se deberá verificar que los distribuidores dispongan de carga suficiente para reponer (demanda restringida) hasta cubrir el mínimo técnico del generador ingresante. Se destaca que los posibles generadores ingresantes son:
 - CT Alto Valle
 - CH Arroyito.
 - CT Termoroca
 - CT Agua del Cajón
 - CT Plaza Huincul (en caso de falla en CT AV ó CH AY)

Si alguna unidad disponible para el arranque tiene limitaciones o inconvenientes para funcionar en vacío durante un breve lapso de tiempo, el COG deberá informar al COTDT. El COTDT deberá elegir el momento oportuno para dar la orden de arranque, a modo de evitar que la unidad quede rotando en vacío hasta que otras unidades completen su mínimo técnico.

Luego del ingreso del segundo generador se procederá al cierre de los anillos del Alto Valle (el anillo AR-CV-NN-AV-CC-GN-AR y el anillo AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS-AV).

13. En ET Termoroca, se cierra interruptor salida 132 kV a General Roca. Se energiza barra de ET General Roca, con cargas preconectadas respetando el MMC.
14. En ET Gran Neuquén, se cierra interruptor salida 132 kV a Arroyito. Se cierra el anillo en 132 kV AR-CV-NN-AV-CC-GN-AR .
15. En ET Allen, se cierra interruptor salida 132 kV General Roca. Se cierra el anillo AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS-AV.
16. En ET General Roca, se cierra interruptor salida 132 kV Villa Regina. Se energiza barra de ET Villa Regina, con cargas preconectadas respetando el MMC.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



17. En ET Playa Planicie Banderita, se cierra interruptor salida 132 kV Mega. Se energizan las barras de EETT Mega, Loma de la Lata, Loma Campana y CT Loma Campana.

18. ET Arroyito, se cierra interruptor salida 132 kV Chocón (una de las ternas). Se energizan las barras 132 kV de las EETT Chocón y Chocón Oeste.

El SRC queda disponible para su posible vinculación a la red de Transener en los nodos Chocón y/o Chocón Oeste, en caso de que se interrumpa el Plan A y se presenten las condiciones para vincularse a la red de 500 kV. Se vincularán ambos sistemas mediante interruptores con capacidad de cierre con sincronismo.

19. En caso de ser requerido la energización de uno de los transformadores T8CO, T2CH o T4CH ante requerimiento de Transener para alimentar los SSAA de CH El Chocón o de disponer tensión de referencia en 500 kV, se coordinará la maniobra entre el COT y COTDT.

20. En ET Medanito, se cierra interruptor salida 132 kV Los Divisaderos. Se energizan barras 132 kV de EETT Los Divisaderos y Casa de Piedra.

21. En ET Medanito, se cierra interruptor salida 132 kV Rincón de los Sauces. Se energizan barras 132 kV de las EETT Señal Picada y Rincón de los Sauces. Con carga preconnectada en Rincón de los Sauces, respetando el MMC. Se recupera carga residencial.

22. En ET Rincón de los Sauces, se cierra interruptor salida 132 kV Puesto Hernández. Se energizan la barra 132 kV de las EETT Puesto Hernández con carga residencial preconnectada respetando el MMC. El COTDT realizará el despacho de generación de CT Rincón de los Sauces, previa energización del transformador respectivo.

Al realizar el despacho de generación asistida, se deberá verificar que los distribuidores dispongan de carga suficiente para reponer (demanda restringida) hasta cubrir el mínimo técnico del generador ingresante

23. En ET Villa Regina, se cierra interruptor salida 132 kV Luis Beltrán. Se energiza la barra 132 kV de ET Luis Beltrán.

24. ET Luis Beltrán, se cierra interruptor salida 132 kV Pomona. Se energizan las barras 132 kV de las EETT Pomona y Choele Choel.

El SRC queda disponible para su posible vinculación a la red de Transener en el nodo Choele Choel, en caso de que se interrumpa el Plan A y se presenten las condiciones para vincularse a la red de 500 kV. Se vincularían ambos sistemas mediante interruptores con capacidad de cierre con sincronismo.

25. Si se verifica que la tensión de ET Puesto Hernández se encuentra por debajo de 136 kV, se procederá a energizar hacia Chos Malal. En ET Puesto Hernández, se cierra interruptor salida 132 kV a Filo Morado. Se energiza barra 132 kV de ET Filo Morado con carga preconnectada respetando MMC. Se recupera carga residencial.

26. En ET Filo Morado, se cierra el interruptor salida 132 kV hacia Chos Malal. Se energizan barras 132 kV de las EETT Pampa Tril y Chos Malal, con cargas preconnectadas respetando el MMC.

27. En ET Loma Campana, se cierra el interruptor de una de las ternas 132 kV hacia El Trapial. Se energiza la barra 132 kV de ET El Trapial.

28. En ET El Trapial, se cierra interruptor salida 132 kV Chihuido. Se energiza la barra 132 kV de ET Chihuido. Queda energizada LAT 132 kV Chihuido - Puesto Hernández, con interruptor abierto en Puesto Hernández.

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



29. ET Puesto Hernández, se cierra interruptor salida 132 kV Chihuido. Se cierra el anillo norte neuquino con sincronización. En caso de ser necesario el despacho de CT Lomita o CT Chihuido, se pre-dispondrán las instalaciones correspondientes.
30. En ET Cutral Có, se cierra interruptor salida 132 kV El Chocón. Se cierra el anillo del oeste neuquino CH-AR-PU-CU-CH.
31. A partir de este punto se procederá a recuperar los sistemas radiales de Zapala, Las Lajas, Bajada Colorada, Piedra del Águila, Entre Lomas, Río Neuquén, PIAP, Señal Picada, Céspedes y Río Colorado. Se respetarán los módulos máximos de carga, priorizando la recuperación de las cargas críticas y residenciales. Todas las maniobras serán coordinadas por el COTDT. En caso de requerirse mayor despacho de generación se coordinarán los despachos de las centrales: CT Lomitas, CT Chuhuido, CT Entre Lomas y CH Céspedes.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



PLAN B: Energización del sistema mediante el arranque de CT Alto Valle

No pudiendo disponer de ninguna unidad generadora de la CH Planicie Banderita, el COTDT solicita el arranque de una máquina en la CT Alto Valle y espera la comunicación del fin del mismo. Confirmado el arranque exitoso, se procede a realizar la energización del subsistema Alto Valle - Neuquén Norte - Colonia Valentina - Arroyito - Agua del Cajón, según la secuencia de maniobras y alternativas que se describen a continuación:

- I. Se solicita a los distribuidores CALF y EDESA que distribuyan su demanda de tal manera que se pueda disponer de módulos máximos de demanda que no superen los 2 MW (dar prioridad a los alimentadores que abastecen los suministros de los centros de operaciones, ver Anexo 03).

Si el sistema se encuentra configurado de acuerdo a lo establecido en el Plan A (Anexo 01), se deben efectuar las siguientes maniobras para dejarlo configurado de acuerdo al Plan B (Anexo 02):

- II. En ET P.P. Banderita, se cierra el interruptor 132 kV del TP1
- III. En ET P.P. Banderita, se abre el interruptor 132 kV salida Medanita.
- IV. En ET P.P. Banderita, se abre el interruptor 132 kV de interconexión con Planicie Banderita.
- V. En ET Cinco Saltos, se abre interruptor 132 kV salida P.P. Banderita.
- VI. En ET Alto Valle, se abren interruptores lado 132 kV de los transformadores TP1, TP2 y TP6.
- VII. En ET Termoroca, se cierra interruptor 132 kV salida a TG01 de CT Roca.
- VIII. En ET Arroyito, se abren los interruptores 132 kV salida a CH Arroyito.
- IX. En ET Arroyito, se abren los interruptores 132 kV salida a Agua del Cajón Terna I y terna II.
- X. En ET Chihuido II, se cierra interruptor 132 kV salida a Puesto Hernández.

A partir de este punto se da inicio al Plan B:

- XI. Se realiza la preconexión en la E.T. Alto Valle de una carga del orden de 2,0 MW en 13,2 kV (MMC de AVALTG22 o AVALTG23). Se verifica el cierre del interruptor de 13,2 kV de alguno de los transformadores de distribución TP1, TP2 o TP6, manteniendo las barras acopladas en dicho nivel de tensión. Los interruptores de 132 kV de los transformadores deben quedar abiertos.
- XII. Se cierra el interruptor de 132 kV del transformador de máquina de CT Alto Valle a conectar.
- XIII. Se solicita al COG de CT Alto Valle el cierre del interruptor de máquina, energizando las barras de 132 kV de la ET Alto Valle.
- XIV. Se cierra el interruptor de 132 kV del TP1, o TP2 o TP6 y se inicia inmediatamente la reposición de cargas mediante la conexión sucesiva de bloques de demandas individuales, que no deben superar el MMC (2,0 MW), manteniendo como objetivo prioritario alcanzar el estado de carga correspondiente a su mínimo técnico (18 MW). En la conexión de bloques sucesivos de carga debe mediar un intervalo mínimo de 30 segundos.

Habiendo alcanzado la ET Alto Valle una demanda mínima de 18 MW, se procederá a la energización de líneas de alta tensión.

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



- XV. En ET Alto Valle, se cierra el interruptor 132 kV salida Neuquén Norte, energizando las barras de EETT Neuquén Norte, Colonia Valentina y Arroyito, con demanda preconnectada en AR o CV sin superar el MMC (2,0 MW).
- XVI. En ET Arroyito se cierran dos salidas 132 kV a la CH Arroyito. Se solicita al COG Arroyito que inicie la secuencia de arranque e informe al COTDT. La tercera salida quedará desenergizada. Se realizará el cierre, en caso de requerirse, en etapas posteriores (dependerá del recurso hídrico y la disponibilidad del equipamiento).
- XVII. Se realiza el cierre de uno de los interruptores de 132 kV de la ET Arroyito correspondientes a las salidas de línea a la CT Agua del Cajón, energizando uno de los transformadores de los turbogrupos TG1 al TG5. Se solicita al COG CT Agua del Cajón que inicie la secuencia de arranque e informe al COTDT.
- XVIII. En ET Alto Valle con tensión de barras comprendida entre 0,92 y 0,97 pu, se cierra la salida 132 kV Cinco Saltos. Se energizan las EETT Cincos Saltos y Termoroca, sin carga preconnectada y el transformador de la TG 01 de CT Roca. Se solicita al COG que inicie secuencia de arranque e informe al COTDT.
- XIX. De encontrarse disponible y en condiciones de ingresar una segunda máquina de CT Alto Valle, se cierra el interruptor de salida hacia TP4 o TP5 de la central.
- XX. La máquina inicial de Alto Valle tiene a su cargo el control secundario de frecuencia, con una consigna de 50,50 Hz, hasta que el COTDT decida asignar dicha responsabilidad a otra central que arranque con posterioridad:
- CH Planicie Banderita
 - CT Roca
 - CH Arroyito
 - CT Alto Valle
 - CT Agua del Cajón
 - CT Loma Campana
 - CT Plaza Huinul
 - CH Casa de Piedra
- XXI. Si la segunda máquina de CT Alto Valle se encuentra en condiciones de ser despachada antes que el resto de los generadores que se encuentran en proceso de arranque asistido, se solicita al COG el cierre del interruptor de máquina. Se priorizará cargar la segunda máquina hasta el mínimo técnico.
- XXII. Habiéndose cargado la segunda máquina de CT Alto Valle o estando preparada para ser despachada una máquina de CH Arroyito, CT Termoroca o CT Agua del Cajón; en E.T. Alto Valle, se cierra el interruptor de salida hacia Ingeniero C; energizando las estaciones Ingeniero Cipolletti, Cipolletti y Allen con cargas preconnectadas respetando el MMC.

NOTA 07: Se deberá dar prioridad al abastecimiento de consumos prioritarios para la operación, tal como el servidor de los centros de operaciones (servidor del EPEN en Gran Neuquén y servidor de Transcomahue en la ciudad de Cipolletti).

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



- XXIII. En ET Alto Valle, se cierra el interruptor salida hacia Colonia Centenario; energizando las EETT Colonia Centenario y Gran Neuquén, con cargas preconectadas respetando el MMC.

Nota 08: sin que se comprometa la estabilidad de la isla por demoras en las maniobras, en las EETT que tengan todos sus transformadores desenergizados, se debe maniobrar para energizar SSAA y barras de MT.

- XXIV. En las EETT energizadas se incorpora demanda hasta cubrir el mínimo técnico de la segunda máquina que haya podido ser despachada.

Si se dispone de generación adicional, se procederá a la vinculación de las unidades generadoras. Antes de realizar el despacho de generación asistida, se deberá verificar que los distribuidores dispongan de carga suficiente (demanda restringida) para cubrir el mínimo técnico del generador ingresante.

Si alguna unidad disponible para el arranque tiene limitaciones o inconvenientes para funcionar en vacío durante un breve lapso de tiempo, el COG deberá informar al COTDT. El COTDT deberá elegir el momento oportuno para dar la orden de arranque, a modo de evitar que la unidad quede rotando en vacío hasta que otras unidades completen su mínimo técnico.

- XXV. En ET Arroyito, se cierra interruptor salida de 132 kV hacia ET Plaza Huincul. Se solicita al COG Plaza Huincul que inicie la secuencia de arranque e informe al COTDT.

Ante los requerimientos de carga y para reforzar la isla con la generación ingresada, se procederá al cierre de los anillos del Alto Valle (el anillo AR-CV-NN-AV-CC-GN-AR y el anillo AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS-AV).

- XXVI. En ET Termoroca, se cierra interruptor salida 132 kV a General Roca. Se energiza barra de ET General Roca, con cargas preconectadas respetando el MMC.

- XXVII. En ET Gran Neuquén, se cierra interruptor salida 132 kV a Arroyito. Se cierra el anillo en 132 kV AR-CV-NN-AV-CC-GN-AR.

- XXVIII. En ET Allen, se cierra interruptor salida 132 kV General Roca. Se cierra anillo AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS-AV.

- XXIX. En ET Cinco Saltos, se cierra el interruptor de salida de 132 kV hacia ET P. P. Banderita. Se energizan las barras 132 kV de las ET P. P. Banderita. Queda abierta la interconexión 132 kV en el extremo P. P. Banderita.

El SRC queda disponible para su posible vinculación a la red de Transener en el nodo Planicie Banderita, en caso de que se interrumpa el Plan B y se presenten las condiciones para vincularse a la red de 500 kV. Se vincularán ambos sistemas mediante interruptores con capacidad de cierre con sincronismo.

- XXX. En ET P.P. Banderita, se cierra el interruptor de salida de 132 kV hacia ET Mega. Se energizan las EETT Mega, Loma de la Lata, Loma Campana y la barra 132 kV de CT Loma Campana.

- XXXI. En ET Loma Campana, se cierra interruptor lado 132 kV de uno de los transformadores de CT Loma Campana. Si el Sistema Regional se encuentra con restricciones de demanda superiores al mínimo técnico de la máquina a ingresar, se solicitará al COG Loma Campana que inicie la secuencia de arranque e informe al COTDT.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



XXXII. En ET General Roca, se cierra interruptor salida 132 kV Villa Regina. Se energiza barra de ET Villa Regina, con cargas preconectadas respetando el MMC.

XXXIII. ET Arroyito, se cierra interruptor salida 132 kV Chocón (una de las ternas). Se energizan las barras 132 kV de las EETT Chocón y Chocón Oeste.

El SRC queda disponible para su posible vinculación a la red de Transener en los nodos de ET El Chocón o ET Chocón Oeste, en caso de que se interrumpa el Plan B y se presenten las condiciones para vincularse a la red de 500 kV. Se vincularán ambos sistemas mediante interruptores con capacidad de cierre con sincronismo.

XXXIV. Si Transener solicita la energización de uno de los transformadores T8CO, T2CH o T4CH (para alimentar los SSAA de CH El Chocón o de disponer tensión de referencia en 500 kV), se coordinará la maniobra entre el COT y COTDT.

XXXV. ET Villa Regina, se cierra interruptor salida 132 kV Luis Beltrán. Se energiza la barra 132 kV de ET Luis Beltrán.

XXXVI. ET Luis Beltrán, se cierra interruptor salida 132 kV Pomona. Se energizan las barras 132 kV de las EETT Pomona y Choele Choele.

El SRC queda disponible para su posible vinculación a la red de Transener en el nodo Choele Choele, en caso de que se interrumpa el Plan B y se presenten las condiciones para vincularse a la red de 500 kV. Se vincularán ambos sistemas mediante interruptores con capacidad de cierre con sincronismo.

XXXVII. En ET Playa Planicie Banderita, se cierra interruptor salida 132 kV Medanito. Se energiza la barra de ET Medanito, con cargas preconectadas respetando el MMC.

XXXVIII. En ET Medanito, se cierra interruptor salida 132 kV Los Divisaderos. Se energizan barras 132 kV de EETT Los Divisaderos y Casa de Piedra.

XXXIX. En ET Medanito, se cierra interruptor salida 132 kV Rincón de los Sauces. Se energizan barras 132 kV de las EETT Señal Picada y Rincón de los Sauces. Se energiza el TP1 de Rincón de los Sauces y los SS. AA.

XL. En ET Rincón de los Sauces, se cierra interruptor del TP2. Con carga preconectada en Rincón de los Sauces, respetando el MMC. Se recupera carga residencial.

XLI. En ET Rincón de los Sauces, se cierra interruptor salida 132 kV Puesto Hernández. Se energizan la barra 132 kV de las EETT Puesto Hernández con carga residencial preconectada respetando el MMC. El COTDT realizará el despacho de generación de CT Rincón de los Sauces, previa energización del transformador respectivo.

XLII. Si se verifica que la tensión de ET Puesto Hernández se encuentra por debajo de 136 kV, se procederá a energizar hacia Chos Malal. En ET Puesto Hernández, se cierra interruptor salida 132 kV a Filo Morado. Se energiza barra 132 kV de ET Filo Morado con carga preconectada respetando MMC. Se recupera carga residencial.

XLIII. En ET Filo Morado, se cierra el interruptor salida 132 kV hacia Chos Malal. Se energizan barras 132 kV de las EETT Pampa Tril y Chos Malal, con cargas preconectadas respetando el MMC.

XLIV. En ET Loma Campana, se cierra el interruptor de una de las ternas 132 kV hacia El Trapial. Se energiza la barra 132 kV de ET El Trapial.

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



- XLV. En ET El Trapial, se cierra interruptor salida 132 kV Chihuido. Se energiza la barra 132 kV de ET Chihuido. Queda energizada LAT 132 kV Chihuido - Puesto Hernández, con interruptor abierto en Puesto Hernández.
- XLVI. ET Puesto Hernández, se cierra interruptor salida 132 kV Chihuido. Se cierra el anillo norte neuquino con sincronización. En caso de ser necesario el despacho de CT Lomitas o CT Chihuido, se pre-dispondrán las instalaciones correspondientes.
- XLVII. En ET Cutral Có, se cierra interruptor salida 132 kV El Chocón. Se cierra el anillo del oeste neuquino CH-AR-PU-CU-CH.
- XLVIII. A partir de ahora quedan los sistemas radiales de Loma Negra, Zapala, Las Lajas, Bajada Colorada, Piedra del Águila, Entre Lomas, Río Neuquén, PIAP, Señal Picada, Céspedes y Río Colorado para reponerse. Se respetarán los módulos máximos de carga, priorizando la recuperación de las cargas críticas y residenciales. Todas las maniobras serán coordinadas por el COTDT. En caso de requerirse mayor generación se coordinarán los despachos del resto de los generadores del área.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



SINCRONIZACIÓN CON EL RESTO DEL SADI

Independientemente de que se haya recuperado parcial o totalmente la demanda del SRC, luego de que el sistema de 500 kV externo se encuentre normalizado, y en el momento en que se den en los puntos de interconexión condiciones adecuadas para realizar el paralelo, se comunica al COT la disponibilidad del SRC para realizar el mismo.

Se vinculará la isla conformada con el SADI mediante interruptores con capacidad de cierre con sincronismo. Esto implica la realización de alguna de las siguientes maniobras:

- a) Energizado desde 500 kV el transformador T4CH de la ET El Chocón. Se sincroniza mediante el cierre del interruptor lado 132 kV del T4CH.
- b) Energizado desde 500 kV el transformador T2CH de la ET El Chocón. Se sincroniza mediante el cierre del interruptor lado 132 kV del T2CH.
- c) Cierre en Chocón del interruptor de 132 kV, salida a Chocón Oeste.
- d) Sincronización desde 500 kV del transformador T8CO de la ET Chocón Oeste. Cierre del correspondiente interruptor de 132 kV.
- e) Sincronización desde 500 kV en Planicie Banderita. Cierre en la ET Planicie Banderita del interruptor BL15 de vinculación con Cerrito de la Costa y la CT Loma de la Lata.
- f) Energizado desde 500 kV el transformador T5CL de la ET Choele Choel. Se sincroniza mediante el cierre del interruptor lado 132 kV del T5CL.

Luego de realizado el paralelo con la red de 500 kV, en el nodo Planicie Banderita, la Central hidráulica Planicie Banderita será restituida a la jerarquía del COC. Se destaca que la RSF queda asignada por el COC a otra central del SADI.

A partir del segundo punto de Sincronización con la red de 500 kV, se deberá tener la precaución de NO vincular dos subsistemas de la red de TRANSENER con frecuencias distintas. Cabe destacarse que las máquinas de CH Chocón recuperan los corredores norte y sur, que inicialmente se encuentran aislados entre sí, operando a diferentes frecuencias. Semejante criterio debe aplicarse a la sincronización de subsistemas dentro de la red del Comahue (evitar conectar dos subsistemas de 500 kV, con frecuencias distintas, dentro de las instalaciones del SRC).

RECUPERACION POR ENERGIZACION DESDE LA RED DE 500 KV

Existe la posibilidad de energizar al SRC desde la red de 500 kV, ante dos supuestos:

- Falla en el proceso de sincronización de la isla del SRC con el resto del SADI, mediante el cierre de un punto de interconexión (colapso de la isla).
- Falla en los procesos de arranque en negro, de la CH Planicie Banderita y de la CT Alto Valle. Los únicos generadores con arranque en negro instalado en la región. Sin conformación de la isla.

Si ante cualquiera de los dos supuestos, el COT comunica la disponibilidad de un punto de interconexión, se iniciará un proceso de normalización del SRC desde mencionado punto. El COTDT

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



informará al COC y al COT, que dadas las condiciones detalladas del SRC se requiere para su normalización de la asistencia desde la red de 500 kV y coordinará con el COT la normalización.

Ante la disponibilidad de un punto de conexión con la red de 500 kV, se plantea lo siguiente:

Autorización por parte del COT de un intercambio máximo de potencia (\pm IMP) de 20 MW o más, a utilizar para llevar adelante el arranque asistido de generadores del SRC. Una vez despachada la generación prevista, iniciará la recuperación de carga. Durante la operación, el intercambio de potencia no deberá superar el valor preestablecido (\pm IMP) ni los límites del equipamiento.

A continuación, se indica en forma resumida, los procesos de recuperación por energización desde la red de 500 kV:

- * Recuperación por energización desde la ET Choele Choel en 500 kV.
- * Recuperación por energización desde la ET Chocón Oeste en 500 kV.
- * Recuperación por energización desde la ET El Chocón en 500 kV.
- * Recuperación por energización desde la ET Agua del Cajón en 500 kV.
- * Recuperación por energización desde la ET Planicie Banderita en 500 kV.

Para los procedimientos que se indican a continuación, el operador del COTDT deberá realizar previamente las maniobras que permitan una energización por partes de la red.

A) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Choele Choel.

- i) Energizada la barra de 500 kV de ET Choele Choel, se solicita al COT, el cierre del interruptor 132 kV del T5CL, energizando la barra 132 kV de la ET Choele Choel.
- ii) Con los SSAA preconnectados en las EETT General Roca y Villa Regina, se solicitará al COT que en ET Choele Choel, se cierre del interruptor salida 132 kV Pomona. Se energizan las EETT Pomona, Luis Beltrán y Villa Regina.
- iii) Una vez energizada la ET Villa Regina, se cierra el interruptor salida 132 kV General Roca. Se energizan las EETT General Roca y Termoroca. Se energizan los servicios auxiliares de CT Roca y se solicita el arranque de la TG01.
- iv) Con los SSAA preconnectados en ET Alto Valle. Se cerrará el interruptor de ET General Roca salida 132 kV Allen. Se energizarán las EETT Allen, Cipolletti, Ingeniero Cipolletti y Alto Valle. Se energizan los servicios auxiliares de CT Alto Valle solicitándose el arranque de la generación.
- v) Cuando los generadores hayan concluido sus procesos de arranque, se procederá a realizar la sincronización de la máquina. Se inicia la recuperación de demanda en la medida que se despache la generación de CT Roca y/o Alto Valle. En todo momento deberá mantenerse un intercambio neto dentro del rango preestablecido (\pm IMP), en el nodo Choele Choel. Se priorizará la toma de carga por parte de la central despachada hasta completar el mínimo técnico de la unidad generadora, para luego continuar con el proceso de recuperación.
- vi) Con carga preconnectada en EETT Arroyito o Colonia Valentina. Se cerrará el interruptor de Alto Valle salida 132 kV Neuquén Norte. Se energizarán las EETT Neuquén Norte, Colonia Valentina y Arroyito. Se energizan los servicios auxiliares de CH Arroyito y se solicita al COG el arranque de las unidades generadoras disponibles.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



- vii) A partir del ingreso de CH Arroyito se continúa con la reposición de demanda del sistema energizado. De ser necesario incorporar mayor demanda para cubrir mínimos técnicos de las unidades despachadas, se ampliará el sistema cerrando los anillos del Alto Valle. De ser necesario un mayor despacho de generación, se energizarán los SSAA de CTs Agua del Cajón y/o Plaza Huincul.
- viii) Una vez energizada la ET Cinco Saltos, se ampliará el sistema hacia CT Loma Campana. Previo a la energización del transformador de máquina de la unidad a despachar, se deberá contar con el anillo CS-AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS cerrado. Se solicita al COG el arranque de la unidad generadora.
- ix) A partir de este punto, se continúa la reposición según lo especificado en el plan B, (apartado XXIX).

B) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Chocón Oeste.

- I) Energizada la barra de 500 kV de ET Chocón Oeste, se solicita al COT, el cierre del interruptor 132 kV del T8CO, energizando la barra 132 kV.
- II) Se cierra el interruptor de Chocón Oeste salida 132 kV El Chocón.
- III) Con los SSAA preconectados en la ET Arroyito, en ET El Chocón se cierra una de las ternas de salida a Arroyito. Se energizan las EETT Arroyito y Agua del Cajón. Se energizan los servicios auxiliares de CH Arroyito y CT Agua del Cajón. Se solicita a los COG de las centrales el arranque de las unidades generadoras disponibles.
- IV) Con carga preconectada en EETT Alto Valle o Colonia Valentina. Se cerrará el interruptor de Arroyito salida 132 kV Colonia Valentina. Se energizan las EETT Colonia Valentina, Neuquén Norte y Alto Valle. Se energizan los servicios auxiliares de CT Alto Valle y se solicita al COG el arranque de las unidades generadoras disponibles.
- V) Cuando los generadores hayan concluido sus procesos de arranque, se procederá a realizar la sincronización de la máquina. Se inicia la recuperación de demanda en la medida que se despache la generación de CH Arroyito, CT Agua del Cajón y/o CT Alto Valle. En todo momento deberá mantenerse un intercambio neto dentro del rango preestablecido (+-IMP), en el nodo Chocón Oeste.
- VI) Una vez cubierto el mínimo técnico del primer generador despachado, se procede a expandir el SRC, hasta las barras 132 kV de las EETT Cincos Saltos y Termoroca. Se energizan los servicios auxiliares de CT Termoroca y se solicita al COG el arranque de la TG01.
- VII) A partir del ingreso del segundo generador, se priorizará la recuperación de la demanda de los anillos CS-AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS y AR-CV-NN-AV-CC-GN-AR.
- VIII) Una vez que el anillo CS-AV-IC-CP-AL-GR-TR-CS esté cerrado, se ampliará el sistema desde ET Cinco Saltos hasta CT Loma Campana. Se solicita al COG el arranque de la unidad generadora.
- IX) A partir de este punto, se continúa la reposición según lo especificado en el plan B, (apartado XXXVII).

C) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Chocón.

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



- i_) Energizada la barra de 500 kV de ET Chocón. Se solicita al COT, el cierre del interruptor 132 kV del T4CH o del T2CH, energizando la barra 132 kV.
- ii_) A partir de este punto, se continúa la reposición según lo especificado en el punto III) de “Recuperación por energización desde la ET Chocón Oeste en 500 kV”.

D) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Agua del Cajón.

- I-) Energizada la barra de 500 kV de ET Agua del Cajón. Se solicita al COT que se realicen las maniobras necesarias para disponer de tensión en la barra de 500 kV de ET Chocón Oeste.
- II-) A partir de este punto, se continúa la reposición según lo especificado en el punto IV) de “Recuperación por energización desde la ET Chocón Oeste en 500 kV”.

E) Recuperación por energización desde la ET 500 kV Planicie Banderita.

- _i) Energizada la barra de 500 kV de ET Planicie Banderita, se solicita al COT la energización del T2PB y la línea de interconexión de 132 kV con la ET Playa Planicie Banderita.
- _ii) Con los SSAA preconnectados en la CT Loma Campana, en ET Playa Planicie Banderita se cierra la salida 132 kV a ET Mega. Se energizan las EETT Mega, Loma de la Lata y Loma Campana, y uno de los transformadores de generación de CT Loma Campana. Se energizan los servicios auxiliares de CT Loma Campana. Se solicita al COG predisponer sus instalaciones para el arranque asistido de la unidad.
- _iii) Con los SSAA preconnectados en la CT Alto Valle y CT Roca, en ET Playa Planicie Banderita se cierra la salida 132 kV a ET Cinco Saltos. Se energizan las EETT Cinco Saltos, Alto Valle y Termoroca, y los transformadores de generación (transformador de la TG01 de CT Roca y un transformador de CT Alto Valle). Se energizan los servicios auxiliares de las centrales térmicas. Se solicita a los COG predisponer sus instalaciones para el arranque asistido de la unidad.
- _iv) A partir de este punto, se continua con la reposición utilizando los lineamientos adoptados para el Plan A.

Anexos

Anexo 01: Planilla de maniobras según Plan A.

Anexo 02: Planilla de maniobras según Plan B.

Anexo 01:

Estado operativo de interruptores, previo a la energización del sistema, según el Plan A

En este anexo se define el estado operativo que deben tener los interruptores de 132 kV de las distintas EETT, previo a iniciar la secuencia de reposición establecida en el Plan A. Respecto a los interruptores de media tensión, se efectúan las siguientes aclaraciones:

- Los interruptores de 13,2 y 33 kV de los transformadores de potencia deben permanecer cerrados siempre que se cumpla lo indicado en el punto siguiente o exista algún otro impedimento operativo.
- Para los transformadores que se prevén energizar desde 132 kV y que pueden operar en paralelo en 13,2 o 33 kV, se debe evitar mantener cerrados los interruptores que conlleven una energización en vacío desde barras de MT.
- De no mediar restricciones operativas, los interruptores de TRN y trafos de SSAA deberán permanecer cerrados.
- En la tabla siguiente, el asterisco (*) indica que los campos asociados a equipos similares, pueden intercambiarse (p.ej., en ET Medanita se puede dejar abierto el interruptor de TP1 y cerrado el de TP2 o viceversa).
- Los interruptores de Alimentadores se dejarán abiertos, a excepción de aquellos cuya demanda se requiera preconectar en las energizaciones (ME, AV, CV, entre otras).

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Playa Planicie Banderita	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Interconex. P. B.
	sal. 132 kV Mega	sal. 132 kV Cinco Saltos
		sal. 132 kV Medanito
Medanito	Gral. 132 kV del TP1 *	sal. 132 kV Playa P. B.
	sal. 132 kV R. Sauces	Gral. 132 kV del TP2 *
	sal. 132 kV Centenario	
	sal.132 kV Divisaderos	
Cinco Saltos	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Alto Valle
	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Playa P. B.
		sal. 132 kV Termoroca
Alto Valle	sal. 132 kV Ingeniero C.	Gral. 132 kV del TP1 o TP2 o TP6
	sal. 132 kV Centenario	sal. 132 kV Cinco Saltos
	sal. 132 kV Neuquén Norte	Barras acopladas en 13,2 kV
	Gral. 132 kV del TP1	
	Gral. 132 kV del TP2	
	Gral. 132 kV del TP3	
	Gral. 132 kV del TP4	
	Gral. 132 kV del TP5	
	La definición de alimentadores a conectar dependerá del módulo de carga requerido por el COTDT. Los COD definirán los alimentadores en tiempo real en función del estado operativo de la red de distribución.	
Termoroca	Gral. 132 kV del TP1 (15 MVA)	sal. 132 kV Cinco Saltos
	Gral. 132 kV del trafo TP_TG01	
	Gral. 132 kV del trafo TP_TV01	
	sal. 132 kV Loma Negra	
	sal. 132 kV Gral. Roca	
Colonia Valentina	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Neuquén Norte
		sal. 132 kV Arroyito
		Gral. 132 kV del TP1
	La definición de alimentadores a conectar dependerá del módulo de carga requerido por el COTDT. El COD EPEN definirá en tiempo real en función del estado operativo de la red de distribución.	

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Neuquén Norte	Gral. 132 kV del TP1	Sal. 132 kV Alto Valle
	Gral. 132 kV del TP2	Sal. 132 kV Colonia Valentina
Arroyito	sal. 132 kV Gran Neuquén	sal. 132 kV Agua del Cajón I*
	sal. 132 kV Plaza Huincul	sal. 132 kV Colonia Valentina
	sal. 132 kV PIAP I	Gral. 132 kV del TP1
	sal. 132 kV PIAP II	Alim. Central I*
	sal. 132 kV El Chocón I	Alim. Central II*
	sal. 132 kV El Chocón II	
	sal. 132 kV Agua del Cajón II*	
	Alim. Central III*	
Agua del Cajón	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Arroyito I*
	Gral. 132 kV del TP2	
	Gral. 132 kV del TP3	
	Gral. 132 kV del TP4	
	Gral. 132 kV del TP5	
	Gral. 132 kV del TP14	
	Acoplamiento de 132 kV de Barra A	
	Acoplamiento de 132 kV de Barra B	
	sal. 132 kV Chocón Oeste	
	sal. 132 kV Arroyito II*	
	Los acoplamientos longitudinales de las barras A y B de 132 kV se dejan abiertos con el fin de mantener desvinculados los transformadores T1AG y T2AG del sistema de transporte de 132 kV.	
Entre Lomas	sal. 132 kV a línea CC - ME	
Río Neuquén	sal. 132 kV a línea CC - ME	
Plaza Huincul	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Arroyito
	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Cutral Có
		sal. 132 kV CT P. Huincul (40 MVA)
Ingeniero Cip.	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Alto Valle
		sal. 132 kV Cipolletti
Cipolletti	sal. 66 kV Allen	sal. 132 kV Ingeniero C.
		Gral. 132 kV del TP1
		sal. 132 kV Allen

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Allen	sal. 132 kV Gral. Roca	sal. 132 kV Cipolletti
		Gral. 132 kV del TP1
C. Centenario	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Alto Valle
	Gral. 132 kV del TP3	sal. 132 kV Gran Neuquén
	sal. 132 kV Medanito	-
Gran Neuquén	Gral. 132 kV del TP2*	sal. 132 kV Centenario
	Gral. 132 kV del TP3*	Gral. 132 kV del TP1*
	Gral. 132 kV del TP4*	
	sal. 132 kV Arroyito	
El Chocón	sal. 132 kV Bajada Colorada	sal. 132 kV Arroyito I
	sal. 132 kV Cutral Có	sal. 132 kV Arroyito II
	Gral. 132 kV T2CH	Gral. 132 kV TP1
	Gral. 132 kV T4CH	sal. 132 kV Chocón Oeste
Choele Choel	sal. 132 kV Céspedes	sal. 132 kV Pomona
	Gral. 132 kV T5CL	
Chocón Oeste	T8CO	Sal. 132 kV El Chocón
	Sal. 132 kV Agua del Cajón	
Divisaderos	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Medanito
		sal. 132 kV Casa de Piedra
Casa de Piedra	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Los Divisaderos
	Gral. 132 kV del TP2	
Cutral Có	Gral. 132 kV del TP2*	sal. 132 kV Plaza Huíncul
	sal. 132 kV Chocón	Gral. 132 kV del TP1*
	sal. 132 kV Zapala	
	** La preconexión de transformador TP1 de ET Cutral Có puede intercambiarse con el TP2 o con alguno de los trafos de la E.T. Plaza Huíncul	
General Roca	Gral. 132 kV del TP2	Gral. 132 kV del TP1
	sal. 66 kV a Puesto Secc.	sal. 132 kV Termoroca
	sal. 132 kV Villa Regina	sal. 132 kV Allen

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Villa Regina	sal. 132 kV Luis Beltran	Gral. 132 kV del TP2*
	Gral. 132 kV del TP1*	sal. 132 kV General Roca
	sal. 66 kV a Huergo	
	sal. 66 kV a Chelforó	
Luis Beltrán	sal. 132 kV Villa Regina	Gral. 132 kV del TP1
		sal. 132 kV Pomona
Pomona	sal. 132 kV Luis Beltrán	Gral. 132 kV del TP2*
	sal. 132 kV Choele Choel	
	Gral. 132 kV del TP1*	
Mega	sal. 132 kV Cía Mega	sal. 132 kV Loma de la Lata
	-	sal. 132 kV Playa P. B.
Loma de la Lata	sal. 132 kV Loma Campana II*	sal. 132 kV Loma Campana I*
	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Mega
	Gral. 132 kV del TP2	
Loma Campana	sal. 132 kV Trapial I	sal. 132 kV Loma de la Lata I*
	sal. 132 kV Trapial II	Gral. 132 kV del TP1
	sal. 132 kV Loma de la Lata II*	sal. 132 kV CT Loma Campana I*
	sal. 132 kV CT Loma Campana II*	
El Trapial	sal. 132 kV Loma Campana II*	Gral. 132 kV del TP1
	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Loma Campana I*
	Gral. 132 kV del TP3	sal. 132 kV Chihuido II
Chihuido II	Acoplamiento Long. Con Chihuido I	sal. 132 kV Trapial
	sal. 132 kV Puesto Hernández	
Puesto Hernández	Gral. 132 kV del TP2*	Gral. 132 kV del TP1*
	Gral. 132 kV del TP3	sal. 132 kV Rincón de los S.
	Gral. 132 kV del TP4	
	sal. 132 kV Filo Morado.	
	sal. 132 kV Chihuido	
Rincón de los Sauces	sal. 132 kV Puesto Hernández	sal. 132 kV Medanito
	Gral. 132 kV del TP2	Gral. 132 kV del TP1
Filo Morado	Sal. 132 kV Chos Malal	Sal. 132 kV Puesto Hernández
		Gral. 132 kV del TP1
Chos Malal		Sal. 132 kV Filo Morado
		Gral. 132 kV del TP1

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Zapala	Gral. 132 kV del TP2 *	Sal. 132 kV Cutral Có
		Sal. 132 kV Las Lajas
		Gral. 132 kV del TP1 *
Las Lajas		Sal. 132 kV Zapala
		Gral. 132 kV del TP1
Bajada Colorada	Sal. 132 kV Piedra del Águila	Sal. 132 kV El Chocón
		Gral. 132 kV del TP1
Piedra del Águila	Gral. 132 kV del TP2 *	Gral. 132 kV del TP1 *
		Sal. 132 kV Bajada Colorada (seccionador de línea)
G. Céspedes	sal. 132 kV Río Colorado	sal. 132 kV Choele Choel
		Gral. 132 kV del TP1
Río Colorado		sal. 132 kV Céspedes
		Gral. 132 kV del TP1
Loma Negra		Sal. 132 kV Termoroca
		Gral. 132 kV del TP1
PIAP	Sal. 132 kV Arroyito II	Sal. 132 kV Arroyito I
	Sal. a transformadores TP1	
	Sal. a transformadores TP2	
	Sal. a transformadores TP3	
Chihuido I (YPF)	Sal a transformador TP2	Sal a transformador TP1
	Sal a transformador TP3	
	Sal a transformador TP4	

Anexo 02:

Estado operativo de interruptores, previo a la energización del sistema, según el Plan B

En este anexo se define el estado operativo que deben tener los interruptores de 132 kV de las distintas EETT, previo a iniciar la secuencia de reposición establecida en el Plan B. Respecto a los interruptores de media tensión, se efectúan las siguientes aclaraciones:

- Los interruptores de 13,2 y 33 kV de los transformadores de potencia deben permanecer cerrados siempre que se cumpla lo indicado en el punto siguiente o exista algún otro impedimento operativo.
- Para los transformadores que se prevén energizar desde 132 kV y que pueden operar en paralelo en 13,2 o 33 kV, se debe evitar mantener cerrados los interruptores que conlleven una energización en vacío desde barras de MT.
- De no mediar restricciones operativas, los interruptores de TRN y trafos de SSAA deberán permanecer cerrados.
- En la tabla siguiente, el asterisco (*) indica que los campos asociados a equipos similares, pueden intercambiarse (p.ej., en ET Medanita se puede dejar abierto el interruptor de TP1 y cerrado el de TP2 o viceversa).
- Los interruptores de Alimentadores se dejarán abiertos, a excepción de aquellos cuya demanda se requiera preconectar en las energizaciones (ME, AV, CV, entre otras).

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Playa Planicie Banderita	sal. 132 kV Mega	Gral. 132 kV del TP1
	sal. 132 kV Medanito	sal. 132 kV Cinco Saltos
	sal. 132 kV Planicie Banderita	
Medanito	Gral. 132 kV del TP1 *	sal. 132 kV Playa P. Banderita
	sal. 132 kV R. Sauces	Gral. 132 kV del TP2 *
	sal. 132 kV Centenario	
	sal.132 kV Divisaderos	
Cinco Saltos	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Alto Valle
	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Termoroca
	sal. 132 kV PP. Banderita	
Alto Valle	sal. 132 kV Ingeniero C.	Barras acopladas en 13,2 kV
	sal. 132 kV Centenario	
	sal. 132 kV Neuquén Norte	
	Gral. 132 kV del TP1	
	Gral. 132 kV del TP2	
	Gral. 132 kV del TP6	
	Gral. 132 kV del TP3	
	Gral. 132 kV del TP4	
	Gral. 132 kV del TP5	
	sal. 132 kV Cinco Saltos	
	La definición de alimentadores a conectar dependerá del módulo de carga requerido por el COTDT. Los COD definirán los alimentadores en tiempo real en función del estado operativo de la red de distribución.	
Termoroca	Gral. 132 kV del TP1 (15 MVA)	sal. 132 kV Cinco Saltos
	Gral. 132 kV del trafo TP_TV01	Gral. 132 kV del trafo TP_TG01
	sal. 132 kV Loma Negra	
	sal. 132 kV Gral. Roca	
Neuquen Norte	Gral. 132 kV del TP1	Sal. 132 kV Alto Valle
	Gral. 132 kV del TP2	Sal. 132 kV Colonia Valentina
Colonia Valentina	Gral. 132 kV del TP2 *	sal. 132 kV Neuquén Norte
		sal. 132 kV Arroyito
		Gral. 132 kV del TP1*
	La definición de alimentadores a conectar dependerá del módulo de carga requerido por el COTDT. El COD EPEN definirá en tiempo real en función del estado operativo de la red de distribución.	

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Arroyito	sal. 132 kV Gran Neuquén	sal. 132 kV Colonia Valentina
	sal. 132 kV Plaza Huincul	Gral. 132 kV del TP1
	sal. 132 kV PIAP I	
	sal. 132 kV PIAP II	
	sal. 132 kV Chocón I	
	sal. 132 kV Chocón II	
	sal. 132 kV Agua del Cajón I	
	sal. 132 kV Agua del Cajón II	
	Alim. Central I	
	Alim. Central II	
	Alim. Central III	
Agua del Cajón	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Arroyito I*
	Gral. 132 kV del TP2	
	Gral. 132 kV del TP3	
	Gral. 132 kV del TP4	
	Gral. 132 kV del TP5	
	Gral. 132 kV del TP14	
	Acoplamiento de 132 kV de Barra A	
	Acoplamiento de 132 kV de Barra B	
	sal. 132 kV Chocón Oeste	
	sal. 132 kV Arroyito II*	
	Los transformadores T1AG y T2AG deberán mantenerse desvinculados del sistema de transporte de 132 kV.	
Entre Lomas	sal. 132 kV a línea CC - ME	
Río Neuquén	sal. 132 kV a línea CC - ME	
Plaza Huincul	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Arroyito
	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Cutral Có
		sal. 132 kV CT P. Huincul (40 MVA)
Ingeniero Cip.	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Alto Valle
		sal. 132 kV Cipolletti
Cipolletti	sal. 66 kV Allen	sal. 132 kV Ingeniero C.
		Gral. 132 kV del TP1
		sal. 132 kV Allen

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Allen	sal. 132 kV Gral. Roca	sal. 132 kV Cipolletti
		Gral. 132 kV del TP1
C. Centenario	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Alto Valle
	Gral. 132 kV del TP3	sal. 132 kV Gran Neuquén
	sal. 132 kV Medanita	-
Gran Neuquén	Gral. 132 kV del TP2*	sal. 132 kV Centenario
	Gral. 132 kV del TP3*	Gral. 132 kV del TP1*
	Gral. 132 kV del TP4*	
	sal. 132 kV Arroyito	
El Chocón	sal. 132 kV Bajada Colorada	sal. 132 kV Arroyito I
	sal. 132 kV Cutral Có	sal. 132 kV Arroyito II
	Gral. 132 kV T2CH	sal. 132 kV Chocón Oeste
	Gral. 132 kV T4CH	Gral. 132 kV TP1
Choele Choel	sal. 132 kV Céspedes	sal. 132 kV Pomona
	Gral. 132 kV T5CL	
Chocón Oeste	T8CO	Sal. 132 kV El Chocón
	Sal. 132 kV Agua del Cajón	
Divisaderos	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Medanita
		sal. 132 kV Casa de Piedra
Casa de Piedra	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Los Divisaderos
	Gral. 132 kV del TP2	
Cutral Có	Gral. 132 kV del TP2**	sal. 132 kV Plaza Huíncul
	sal. 132 kV Chocón	Gral. 132 kV del TP1**
	sal. 132 kV Zapala	
	** La preconexión de transformador TP1 de ET Cutral Có puede intercambiarse con el TP2 o con alguno de los trafos de la E.T. Plaza Huíncul	
General Roca	Gral. 132 kV del TP2 (60MVA)	Gral. 132 kV del TP1 (30MVA)
	sal. 66 kV a Puesto Secc.	sal. 132 kV Termoroca
	sal. 132 kV Villa Regina	sal. 132 kV Allen

Orden de Servicio N° 11

“Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI”



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Villa Regina	sal. 132 kV Luis Beltran	Gral. 132 kV del TP2*
	Gral. 132 kV del TP1*	sal. 132 kV General Roca
	sal. 66 kV a Huergo	
	sal. 66 kV a Chelforó	
Luis Beltrán	sal. 132 kV Villa Regina	Gral. 132 kV del TP1
		sal. 132 kV Pomona
Pomona	sal. 132 kV Luis Beltrán	Gral. 132 kV del TP2*
	sal. 132 kV Choele Choel	
	Gral. 132 kV del TP1*	
Mega	sal. 132 kV Cía Mega	sal. 132 kV Loma de la Lata
	-	sal. 132 kV Playa P. B.
Loma de la Lata	sal. 132 kV Loma Campana II*	sal. 132 kV Loma Campana I*
	Gral. 132 kV del TP1	sal. 132 kV Mega
	Gral. 132 kV del TP2	
Loma Campana	sal. 132 kV Trapial I	sal. 132 kV Loma de la Lata I*
	sal. 132 kV Trapial II	Gral. 132 kV del TP1 (15MVA)
	sal. 132 kV Loma de la Lata II*	sal. 132 kV CT Loma Campana I*
	sal. 132 kV CT Loma Campana II*	
El Trapial	sal. 132 kV Loma Campana II*	Gral. 132 kV del TP1
	Gral. 132 kV del TP2	sal. 132 kV Loma Campana I*
	Gral. 132 kV del TP3	sal. 132 kV Chihuido II
Chihuido II	Acoplamiento Long. Con Chihuido I	sal. 132 kV Trapial
		sal. 132 kV Puesto Hernández
Puesto Hernández	Gral. 132 kV del TP2*	Gral. 132 kV del TP1*
	Gral. 132 kV del TP3	sal. 132 kV Rincón de los S.
	Gral. 132 kV del TP4	
	sal. 132 kV Filo Morado.	
	sal. 132 kV Chihuido	
Rincón de los Sauces	sal. 132 kV Puesto Hernández	sal. 132 kV Medanito
	Gral. 132 kV del TP2	Gral. 132 kV del TP1
Filo Morado	Sal. 132 kV Chos Malal	Sal. 132 kV Puesto Hernández
		Gral. 132 kV del TP1
Chos Malal		Sal. 132 kV Filo Morado
		Gral. 132 kV del TP1

Orden de Servicio N° 11

"Recuperación del SRC ante un Colapso parcial o total del SADI"



E.T.	Interruptor ABIERTO	Interruptor CERRADO
Zapala	Gral. 132 kV del TP2 *	Sal. 132 kV Cutral Có
		Sal. 132 kV Las Lajas
		Gral. 132 kV del TP1 *
Las Lajas		Sal. 132 kV Zapala
		Gral. 132 kV del TP1
Bajada Colorada	Sal. 132 kV Piedra del Águila	Sal. 132 kV El Chocón
		Gral. 132 kV del TP1
Piedra del Águila	Gral. 132 kV del TP2 *	Sal. 132 kV Bajada Colorada (seccionador de línea)
		Gral. 132 kV del TP1 *
G. Céspedes	sal. 132 kV Río Colorado	sal. 132 kV Choele Choel
		Gral. 132 kV del TP1
Río Colorado		sal. 132 kV Céspedes
		Gral. 132 kV del TP1
Loma Negra		Sal. 132 kV Termoroca
		Gral. 132 kV del TP1
PIAP	Sal. 132 kV Arroyito II	Sal. 132 kV Arroyito I
	Sal. a transformadores TP1	
	Sal. a transformadores TP2	
	Sal. a transformadores TP3	
Chihuido I (YPF)	Sal a transformador TP2	Sal a transformador TP1
	Sal a transformador TP3	
	Sal a transformador TP4	



OPERACIÓN DEL SUBSISTEMA NORTE (SSN) DEL SISTEMA REGIONAL COMAHUE

En el Subsistema Norte (SSN) del Sistema Regional Comahue, integrado por las Estaciones Transformadoras (E.T.) Puesto Hernández (PH), Chihuido (CI), El Trapial (TL), Filo Morado (FM), Pampa Tril (PT) y Chos Malal (CM), existe demanda no abastecida desde el SADI y restricciones a la demanda abastecida por déficit de capacidad de transporte y generación, lo que ha determinado la realización de obras de ampliación de la capacidad de transporte tales como la incorporación de bancos de capacitores en la E.T. Puesto Hernández y el cambio de transformadores de corriente en líneas de 132 kV. A estas condiciones se ha agregado la próxima desvinculación del SADI de la Central Térmica Filo Morado, que determina un importante aumento del déficit de abastecimiento, compensado sólo parcialmente por los citados bancos de capacitores, quedando así el SSN con un desempeño estático y dinámico apartado de las condiciones de diseño.

Debido a ello, en condiciones normales (estado N) se implementan las siguientes medidas:

- a) Los Agentes con demanda en el SSN y en las E.T. de Señal Picada y Medanito deberán mantener, en sus puntos de conexión con el SADI, un factor de potencia de cero coma noventa y cinco (0,95) inductivo o superior en todos los días y períodos horarios.
- b) Los Agentes con demanda en el SSN podrán realizar intercambios programados de restricciones entre sus demandas.
- c) En forma excepcional para el SSN se admite la operación en forma permanente con tensiones de 132 kV de hasta el 10 % por debajo de la tensión nominal en cualquiera de sus E.T..
- d) Para el sistema de compensación de la E.T. Puesto Hernández, diseñado con uno de los tres bancos de capacitores como reserva, se dispondrá de toda la reserva según se requiera para el control de tensión.
- e) Se desactiva el relé de corte de carga por mínima tensión aplicado al Agente Chevron San Jorge en la E.T. El Trapial, permaneciendo a disposición para implementar un esquema de corte de carga por mínima tensión que sea de aplicación a todos los Agentes del SSN y con el acuerdo de éstos, destinado a evitar colapsos ante contingencias.
- f) Adicionalmente a lo establecido en los puntos anteriores, partir de que la Central Filo Morado deje de ser despachada, los Agentes con demanda en el SSN y en las E.T. de Señal Picada y Medanito, no podrán superar la demanda de potencia máxima autorizada que se indica en el **Anexo 1**.

1. LÍMITE DE TRANSPORTE POR CAÍDA DE TENSIÓN

En el SSN se activa un límite de transporte por caída de tensión cuando en alguna de sus E.T. la tensión en el nivel de 132 kV cae por debajo del límite inferior de banda normal ($U < 125,4 \text{ kV}$ o $0,95 \text{ pu}$), se esté en la condición de "Emergencia por pérdida



de reserva operativa de reactivo" ($121,0 \text{ kV} > U > 118,8 \text{ kV}$) o la tensión cae por debajo del límite inferior de banda en contingencia ($U < 118,8 \text{ kV}$ o $0,90 \text{ pu}$). En función de lo expresado se definen las siguientes medidas que deberán aplicarse en el orden de prelación indicado hasta recuperar la tensión:

A. Tensión en alguna E.T. del SSN entre 125,4 kV y 120,0 kV ($0,95 \text{ pu} > U > 0,91 \text{ pu}$).

- A.1 En la E.T. Puesto Hernández, conectar en secuencia los Bancos de capacitores siguiendo los procedimientos particulares de maniobra de los mismos hasta recuperar la tensión por sobre los 125,4 kV ($0,95 \text{ pu}$) en esa E.T. y sin superar los 136 kV ($1,03 \text{ pu}$) ni los límites de despacho de reactivo de los generadores (*).
- A.2 Solicitar a TRANSENER llevar la tensión de 132 kV de su E.T. Planicie Banderita (PB) a 138,6 kV ($1,05 \text{ pu}$), y la de Chocón (CH) y Chocón Oeste (CO) a 137,3 kV ($1,04 \text{ pu}$), requiriendo mantener dicha consigna hasta nuevo aviso del COTDT. No se deberá superar en CH y CO el citado valor para evitar salirse de banda normal de tensión en la E.T. Piedra del Águila (PA).
- A.3 Solicitar a la Central CASA DE PIEDRA que genere el reactivo necesario (*) para llevar la tensión de 132 kV de sus barras a 138,6 kV ($1,05 \text{ pu}$).
- A.4 Solicitar a las Centrales Agua del Cajón (AC), Arroyito (AY), Plaza Huincul (PU), Alto Valle (AV) y Termoroca (TR) que generen con sus grupos despachados en el área el reactivo necesario (*) para llevar la tensión de 132 kV de sus barras a 137,3 kV ($1,04 \text{ pu}$). Deberán mantener éste valor de consigna hasta nuevo aviso del COTDT.

B. Tensión en alguna E.T. del SSN entre 120,0 kV y 118,8 kV ($0,91 \text{ pu} > U > 0,90 \text{ pu}$).

- B.1 Solicitar al COC que ordene a TRANSENER elevar la tensión de 132 kV de su E.T. Planicie Banderita hasta un máximo de 141,2 kV ($1,07 \text{ pu}$). No se deberá superar dicho valor para evitar los inconvenientes por sobretensión que sufren los agentes conectados próximos a la citada interconexión.
- B.2 Solicitar a la Central CASA DE PIEDRA que genere el reactivo necesario (*) para llevar la tensión de 132 kV de sus barras a 141,2 kV ($1,07 \text{ pu}$). No se deberá superar dicho valor de tensión para evitar los inconvenientes por sobretensión que sufren los agentes conectados próximos a la citada Central.
- B.3 Si no se encuentran despachados, solicitar la generación forzada de los grupos disponibles de las Centrales FILO MORADO y CHIHUIDO hasta contar con el aporte de todos ellos, generando el reactivo necesario (*) para recuperar la tensión.



- B.4 De considerarlo efectivo y siempre que no se afecte a algún Agente, solicitar a las centrales AGUA DEL CAJÓN (AC), ARROYITO (AY), PLAZA HUINCUL (PU), ALTO VALLE (AV) y TERMOROCA (TR) que generen con sus grupos que se encuentren despachados en el área el reactivo necesario (*) para llevar la tensión de 132 kV de sus barras hasta un máximo de 141,2 kV (1,07 pu).

C. Tensión en alguna E.T. del SSN menor a 118,8 kV ($U < 0,90$ pu).

Aplicadas todas las medidas de los puntos A y B anteriores, si aún se mantiene la tensión de 132 kV por debajo de 118,8 kV (0,90 pu) en alguna E.T. del SSN, se debe restringir la demanda hasta recuperar dicho nivel de tensión, aplicándose las siguientes medidas:

C.1 Restricciones por déficit.

C.2 Restricciones transferidas entre Agentes.

Ante cada necesidad de restringir la demanda, el COTDT calculará la potencia activa máxima autorizada total (PAUT) que es posible abastecer y su distribución para cada Agente "j" (PAUTj) en función de su participación en la demanda total sin restricciones no autoabastecida y la restricción total a la demanda (R) y para cada Agente "j" (Rj) necesaria para no superar la PAUT, debiendo cumplirse que:

$$PAUT = \sum PAUTj = P - R = \sum Pj - \sum Rj \text{ (MW)}$$

$$Rj = RDj + RTj \text{ (MW)}$$

Siendo:

P, Pj = Potencia demandada previa a la aplicación de la restricción.

PAUT, PAUTj = Potencia máxima autorizada durante la aplicación de una restricción.

R, Rj = Restricción de potencia.

RDj = Restricción por déficit de abastecimiento.

RTj = Restricciones transferidas entre Agentes.

La aplicación de estas restricciones llevará al SSN a un estado con menores demandas de potencia, las que serán utilizadas para calcular restricciones adicionales si se presentan nuevas condiciones programadas o no programadas que lo requieran.

Durante la aplicación de las restricciones, cada Agente podrá solicitar rotar sus cortes de carga mientras no supere su potencia máxima autorizada y nunca en detrimento de otro Agente.

C.1 Restricciones por déficit RDj.



Para cada Agente “j” la demanda será restringida proporcionalmente a su participación en la demanda total previa a la aplicación de esta restricción.

A los efectos del cálculo se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$RD = \sum RD_j$$

$$RD_j = R * \%PART_j$$

$$\%PART_j = P_j * 100 / P$$

Siendo:

RD, RD_j = Restricción por déficit.

P_j = Suma de las potencias activas demandadas por el Agente “j” en todas sus conexiones del SSN antes de aplicar las restricciones [MW].

%PART_j = Participación del Agente “j” en la demanda P.

En el caso del Autogenerador YPF Puesto Hernández se calculará su demanda neta como la suma de su demanda en la E.T. Chihuido y su demanda en la E.T. Puesto Hernández y se descontará su potencia despachada de la Central Chihuido, participando en esta restricción con el resultado de este cálculo cuando este sea positivo.

C.2 Restricciones transferidas entre Agentes RT_j.

Los Agentes del SSN podrán realizar transferencias de restricciones de potencia activa de cualquiera de las EE.TT. del SSN a fin de que uno de ellos aumente su potencia máxima autorizada en detrimento del otro, siempre que sean programadas con suficiente antelación. Para cada transferencia entre dos Agentes, estos deberán comunicar fehacientemente al COTDT Comahue la restricción de demanda que uno le transfiere al otro, debiendo coincidir lo comunicado por ambos. Cada transferencia podrá aplicarse a partir de la semana subsiguiente a aquella en que fue comunicada fehacientemente por ambos Agentes y se mantendrá su aplicación hasta que sea comunicada su modificación por ambos Agentes o sea comunicada su anulación por cualquiera de ellos.

Para cada Agente “j” se tomará la restricción transferida con su signo, debiendo cumplirse para cada transferencia entre dos Agentes que:

$$\sum RT_j = 0$$

La restricción efectivamente transferida será igual a la que fuera comunicada o bien igual a la necesaria para hacer desaparecer la restricción del Agente al cual se le transfiere, si esta fuera menor.



Ante el incumplimiento de la RTj por parte de un Agente, el COTDT Comahue aplicará cortes de demanda al Agente que presenta el incumplimiento hasta que desaparezca ese incumplimiento.

2. RECUPERACIÓN DEL SSN

Ante condiciones programadas o no programadas en las que la demanda del SSN disminuya significativamente y las tensiones en el nivel de 132 kV sobrepasen los 136 kV (1,03 pu) habiéndose agotado los restantes recursos de control de tensiones, en la E.T. Puesto Hernández se desconectarán en secuencia los Bancos de capacitores que se encuentren aún en servicio, siguiendo los procedimientos particulares de maniobra de los mismos, hasta bajar la tensión por debajo de los 132 kV (1,00 pu) en esa E.T., sin superar los límites de despacho de reactivo de los generadores (*). Los bancos permanecerán desconectados hasta que se recupere significativamente la demanda en la E.T. Puesto Hernández y la tensión quede por debajo de 125,4 kV (0,95 pu).

* Dentro de los límites reglamentarios de despacho de reactivo dados en el Punto 2.1 del Anexo 4 de "Los Procedimientos": "Cada Generador se compromete a entregar:

- en forma permanente, hasta el 90% del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración;

en forma transitoria, el 100 % durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.

El cumplimiento de los valores de la Curva de Capacidad está limitado al entorno del más menos CINCO POR CIENTO (+/- 5%) de la tensión nominal del generador."



ANEXO 1
POTENCIAS MÁXIMAS AUTORIZADAS POR AGENTE

Validas para el Subsistema Norte y las E.T. de Señal Picada y Medanito en condiciones normales, con la Central Filo Morado no despachada, la Central Chihuido con un despacho de 35 MW o mayor y sin la ampliación de líneas de 132 kV de la Doble Terna Loma de la Lata – El Trapial.

Agente	Potencia máxima autorizada en MVA
Chevron San Jorge S.R.L.	4,7
EPEN	12,6 (**)
Petrobras Energía S.A. Yacimiento Puesto Hernández	31,0
YPF-Autogenerador Puesto Hernández	42,3
YPF-GUMA El Portón	5,3
Total Subsistema Norte	95,9
YPF Yacimiento Señal Picada + YPF Yacimiento Medanito	20,0
Petrobras Yacimiento Medanito	13,0

(**) Se admiten potencias que superen la máxima autorizada aquí indicada, si estos se originan en aumentos de las demandas predominantemente residenciales de E.T. Chos Malal, E.T. Filo Morado salida a El Portón (Buta Ranquil) y E. T. Puesto Hernández salida a Rincón de los Sauces.

El COTDT podrá cambiar la potencia máxima autorizada total del SSN en hasta un ± 10 % del valor indicado, en función de las condiciones operativas que se verifiquen y siempre dentro de los límites por caída de tensión, distribuyendo la variación total en función de la participación de cada Agente.

Los Agentes del SSN podrán realizar transferencias entre sus demandas de potencia activa de cualquiera de las EE.TT. del SSN a fin de que uno de ellos aumente su potencia máxima autorizada en detrimento del otro, lo que se realizará aplicando la metodología indicada en el punto C.2 de esta Orden de Servicio.

A los fines del cálculo de la potencia aparente para los Agentes Autogeneradores, se agregará a la potencia reactiva de su demanda la potencia reactiva disponible de sus generadores despachados que no está siendo generada por requerimientos de control de tensión del SSN.

ORDEN DE SERVICIO N° 27: OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA

OBJETIVO

La presente Orden de Servicio describe las acciones operativas para limitar la posible sobrecarga de los autotransformadores de 500/132 kV T2CH de 100 MVA y T4CH de 150 MVA de la Estación Transformadora (ET) El Chocón, T8CO de 150 MVA de la ET Chocón Oeste y T2PB de 150 MVA de la ET Planicie Banderita, cualquiera fuese el origen de esa sobrecarga.

De las centrales del área Comahue 132 kV, sólo la central térmica Agua del Cajón cuenta con un sistema de Desconexión Automática de Generadores (DAG) que actuará para disminuir el intercambio de potencia, en caso de producirse el desenganche de alguna de las líneas que vinculan las estaciones Arroyito y El Chocón 132 kV, o el desenganche de autotransformadores de la ET El Chocón (T2CH y/o T4CH), y/o de la ET Chocón Oeste (T8CO), evitando la sobrecarga de las líneas y los transformadores que queden en servicio.

Las empresas involucradas en esta Orden de Servicio informarán a Cammesa sobre cualquier cambio en su equipamiento, configuración o procedimientos operativos, que pudiese afectar el contenido de la misma, y Cammesa coordinará con Transener los cambios necesarios.

DISTRIBUCIÓN		
<ul style="list-style-type: none"> • Gerencia General • Gerencia de Movimiento de Energía • Gerencia de Ingeniería • Proyectos, Colonia Valentina • Gerencia de Ingeniería Regulatoria • Gerencia de Mantenimiento Operativo • Gerencia Regional Sur • Operaciones • Protecciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Estaciones • El Chocón • Chocón Oeste • Planicie Banderita • Centro de Control Ezeiza • Jefes de Sistema • Centro de Control Rosario • Jefe C. Operaciones Rosario • Jefes de Turno 	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinación Operativa • Ingeniería de Operación • Planeamiento de la Red • Normas y Control • Seg. Hig. y Medio Ambiente • Centro de Capacitación • Auditoría de Calidad • Cammesa

Nota: La firma en esta página indica que está autorizada la totalidad de la Orden de Servicio.

CONTENIDO

	Pág.
1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y CONTROL DE CARGA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y P. BANDERITA	2
1.1 Operación con el autotransformador T2PB indisponible	3
1.2 Operación con un autotransformador indisponible en la Estación El Chocón o en Chocón Oeste	3
2. OPERACIÓN CON LA LÍNEA 1CHCO1 FUERA DE SERVICIO	3
3. OPERACIÓN EN CONDICIÓN DE EMERGENCIA	4
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARCIAL DEL SISTEMA COMAHUE DE 132 kV	6

 CAMMESA <small>COMPANÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA</small>	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	
O/S N° 27 – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	4	0	13/10/98	1/6

1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y CONTROL DE CARGA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA

Independientemente de las limitaciones definidas en esta Orden, el Centro de Control Ezeiza (CCE) supervisará la potencia activa transmitida por cada uno de los autotransformadores para evitar que ésta supere los valores nominales en cualquiera de ellos, solicitando al Centro de Operaciones de Cammesa (COC) la variación necesaria en la generación del área para cumplir con este objetivo.

El esquema de DAG de la central Agua del Cajón opera con un nivel de umbral de sobrecarga del 25% en los dos autotransformadores de El Chocón y el de Chocón Oeste, produciendo el disparo de las máquinas 3, 4 y 5 en caso que cualquiera de esos autotransformadores desenganche y en alguno de los restantes se supere dicho umbral de sobrecarga.

Los valores máximos de potencia activa transmitida desde 132 kV a 500 kV por los autotransformadores del área Comahue, establecidos en esta Orden, han sido calculados previendo que, en caso de desenganchar uno de los autotransformadores antes indicados, la DAG de Agua del Cajón desconectará una potencia generada no menor que 135 MW.

Cuando la sumatoria de la potencia de las máquinas seleccionadas para DAG en la central Agua del Cajón resulte menor que 135 MW, por ejemplo por indisponibilidad o limitación de alguna de ellas, este hecho deberá ser comunicado de inmediato por Agua del Cajón al Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte por Distribución Troncal Comahue (COTDT Comahue), que a su vez lo informará, también de inmediato al CCE. En tal caso, los límites de potencia máxima transmitida por los autotransformadores se reducirán en un valor igual a la diferencia entre 135 MW y la potencia real seleccionada para DAG. Por ejemplo, si hubiese dos generadores de la central Agua del Cajón seleccionados para DAG con una generación total entre ambos de 90 MW, se reducirá la potencia máxima transmitida por los autotransformadores en 45 MW ($135 \text{ MW} - 90 \text{ MW} = 45 \text{ MW}$).

Si estuviese fuera de servicio la DAG de la central Agua del Cajón, se reducirá la potencia máxima transmitida por los autotransformadores en 135 MW.

Siempre que se asegure la desconexión por DAG de 135 MW generados en la central Agua del Cajón, y se opere con la línea *1CHCO1* en servicio, como se muestra en el esquema unifilar incluido en esta Orden, **la potencia activa total transmitida por los autotransformadores T2CH, T4CH, T8CO y T2PB no deberá exceder el valor de 470 MW.** Este valor es independiente de que en la ET El Chocón 132 kV las barras estén acopladas o desacopladas.

El CCE supervisará continuamente el valor de la potencia total transmitida por los autotransformadores mencionados y, en caso de superarse el máximo admitido, avisará al COC, el cual ordenará disminuir la generación del área Comahue, de acuerdo con lo dispuesto en “*los Procedimientos*”, para respetar dicho límite.

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	FECHA
O/S N° 27 – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	4	0	13/10/98	2/6

Este valor máximo se obtiene considerando que el eventual desenganche del autotransformador T2PB, de 150 MVA, que no provocará actuación de DAG, no debe causar en los autotransformadores restantes una sobrecarga mayor que el 25%. Los cálculos se efectúan considerando un valor de 0,94 para el factor de potencia de la carga en los autotransformadores.

Toda sobrecarga de los autotransformadores del Comahue, cualquiera fuese la condición operativa que la originó, deberá ser limitada de inmediato aplicando el régimen de carga descripto en esta Orden de Servicio.

1.1 OPERACIÓN CON EL AUTOTRANSFORMADOR T2PB INDISPONIBLE

Cuando esté fuera de servicio el autotransformador de la ET Planicie Banderita, se respetará el siguiente valor máximo de potencia activa total transmitida por los autotransformadores restantes:

T2PB f/s y 135 MW selecc. p/DAG	P tot. transm. (T4CH + T8CO + T2CH) = 375 MW
----------------------------------------	-----------------------------------------------------

Para valores inferiores de DAG se aplicará la corrección especificada previamente en el punto 1 de esta Orden.

1.2 OPERACIÓN CON UN AUTOTRANSFORMADOR INDISPONIBLE EN LA ESTACIÓN EL CHOCÓN O EN CHOCÓN OESTE

Cuando esté fuera de servicio uno o algunos de los autotransformadores de las estaciones El Chocón o Chocón Oeste, se respetarán los siguientes valores máximos de potencia activa total transmitida por los autotransformadores restantes:

T2CH f/s	P tot. transm. (T4CH + T8CO + T2PB) = 350 MW
T4CH o T8CO f/s	P tot. transm. [T2CH + T2PB + (T4CH o T8CO)] = 290 MW
T2CH y T4CH o T8CO f/s	P tot. transm. (T4CH o T8CO + T2PB) = 175 MW
T4CH y T8CO f/s	P tot. transm. (T2CH + T2PB) = 115 MW

2. OPERACIÓN CON LA LÍNEA ICHCOI FUERA DE SERVICIO

Si por cualquier razón se debiese operar con las estaciones El Chocón y Chocón Oeste desvinculadas entre sí en 132 kV y el generador 6 de la central Agua del Cajón vinculado sólo al autotransformador T8CO (o el autotransformador T8CO fuera de servicio), **la potencia activa total transmitida por los autotransformadores T2CH, T4CH y T2PB no deberá exceder el valor de 290 MW** hasta tanto se vuelva a la configuración normal.

Con esa configuración, el desenganche del autotransformador T8CO no producirá sobrecarga alguna en los autotransformadores de El Chocón y Planicie Banderita, por lo cual el sistema de DAG excluirá en forma automática el autotransformador T8CO para el disparo de grupos de la central Agua del Cajón.

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	FECHA
O/S N° 27 – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	4	0	13/10/98	3/6

Cuando alguno de los autotransformadores salga de servicio y la línea *1CHCO1* deba estar fuera de servicio, se respetarán los siguientes valores máximos de potencia activa total transmitida por los restantes autotransformadores:

T2CH f/s	P. tot. transm. (T4CH + T2PB) = 175 MW
T4CH f/s	P. tot. transm. (T2CH + T2PB) = 115 MW
T2CH y T4CH f/s	P. tot. transm. (T2PB) = 140 MW
T2PB f/s	
Con DAG habilitada para T2CH y T4CH	P. tot. transm. (T2CH + T4CH) = 235 MW
Sin DAG habilitada para T2CH y T4CH	P. tot. transm. (T2CH + T4CH) = 115 MW

3. OPERACIÓN EN CONDICIÓN DE EMERGENCIA

La condición de emergencia se originará como consecuencia de cualquier evento que provoque sobrecarga en alguno de los autotransformadores del área Comahue que son objeto de esta Orden de Servicio.

En ningún caso se admitirá que, como consecuencia de una contingencia simple, alguno de los autotransformadores se sobrecargue más allá del 25% de su respectiva potencia aparente nominal, debiéndose operar en consecuencia.

Si a pesar de ello, cualquier contingencia generase una sobrecarga mayor que el 25% en alguno de los autotransformadores, sin provocar actuación de protecciones, se deberá reducir de inmediato la potencia aparente transmitida por el autotransformador a un valor que no supere el 125% de su capacidad nominal.

Mientras persista esta condición, independientemente de la temperatura ambiente y del estado de carga previo, se admitirá una **sobrecarga del 25% de la respectiva potencia aparente nominal, durante la media hora posterior a la contingencia**, ya que se considera que esta sobrecarga no afectará significativamente la vida útil de los equipos.

Al presentarse la condición de emergencia, el CCE solicitará al COTDT Comahue que reduzca la generación del área, e informará de ese pedido al COC. Mientras persista la sobrecarga, el CCE reiterará el pedido de reducción de generación al COTDT Comahue y al COC cada 10 minutos.

Una vez transcurrida media hora durante la cual se admite la sobrecarga indicada, el CCE controlará que la potencia activa transmitida no exceda la nominal de cada uno de los autotransformadores que siguen en servicio.

En caso que esto ocurriese, el CCE volverá a solicitar al COTDT Comahue que reduzca **de inmediato** la generación del área, informando de ello al COC, y si 10 minutos después de efectuado dicho pedido se mantuviese la sobrecarga de alguno de los autotransformadores, comunicará al COTDT Comahue y al COC que el mismo será desconectado para su protección.

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	FECHA
O/S N° 27 – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	4	0	13/10/98	4/6

Una vez efectuado el aviso, el CCE desconectará los autotransformadores del área Comahue que se encuentren sobrecargados y aquellos que pudiesen sobrecargarse como consecuencia de la desconexión de los primeros.

Si en cualquier momento durante la condición de emergencia apareciera alarma de temperatura en alguno de los autotransformadores del área Comahue, el CCE deberá informar de inmediato al COTDT Comahue y al COC sobre esa situación, solicitando eliminar la sobrecarga urgentemente. De no reducirse la carga en un plazo máximo de 10 minutos, desconectará el equipo afectado como se expuso en el párrafo anterior.

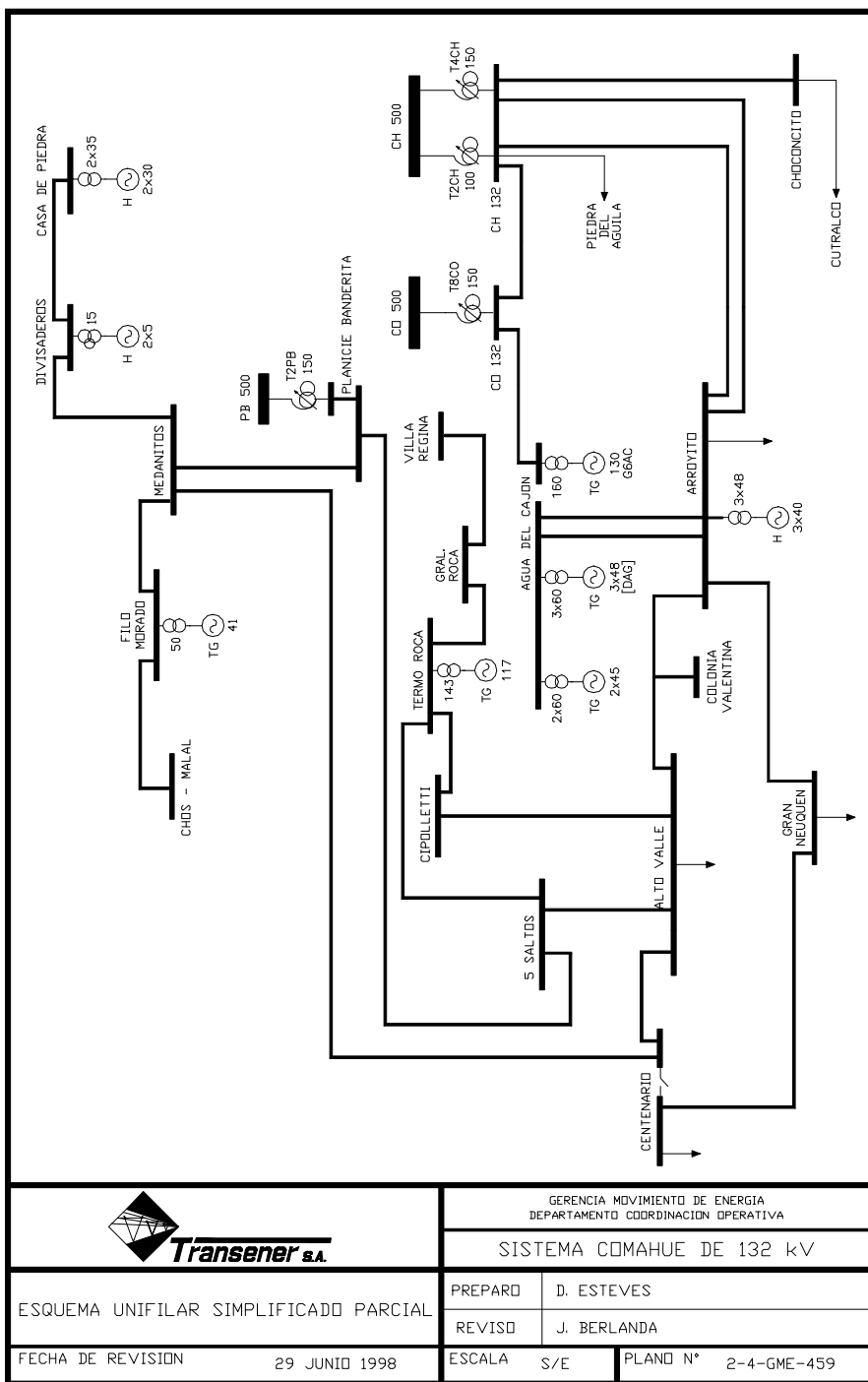
Si el CCE no lograra comunicación con el COTDT Comahue para solicitarle una reducción en la generación del área, efectuará el pedido al COC, y si tampoco esto fuese posible, pedirá directamente a la Central Térmica General Roca que reduzca su generación.

De persistir la sobrecarga, el CCE solicitará una urgente reducción de generación a la central Agua del Cajón y, si fuese necesario, también a la central Arroyito como última opción, ya que esta Central debe respetar los gradientes horarios de variación de los caudales del río Limay, contemplados en las Normas de Manejo de Agua.

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	FECHA
O/S N° 27 – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	4	0	13/10/98	5/6



Transener S.A.
MOVIMIENTO DE ENERGÍA



Transener S.A.

GERENCIA MOVIMIENTO DE ENERGÍA
DEPARTAMENTO COORDINACIÓN OPERATIVA

SISTEMA COMAHUE DE 132 kV

ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARCIAL

PREPARO D. ESTEVES

REVISO J. BERLANDA

FECHA DE REVISIÓN 29 JUNIO 1998

ESCALA S/E

PLANO N° 2-4-GME-459

CAMMESA		APROBACIÓN			
COMPANÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA		AGENTE		CAMMESA	FECHA
O/S N° 27 – OPERACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LAS ESTACIONES EL CHOCÓN, CHOCÓN OESTE Y PLANICIE BANDERITA		Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
		4	0	13/10/98	6/6



COTDT COMAHUE
ORDEN DE SERVICIO N° 4

DESPACHO DE GENERACIÓN PARA SEGURIDAD DEL ÁREA

1. OBJETO

El objetivo de la presente orden de Servicio, es asegurar el funcionamiento en isla del Área Comahue 132 kV, ante la salida de servicio de los corredores Comahue – Buenos Aires.

2. ALCANCE

El Procedimiento es de aplicación a la red de transporte del Área COMAHUE 132 kV. y al equipamiento de los agentes usuarios del mismo, Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Grandes Usuarios. Los autotransformadores de interconexión con el sistema de 500 kV de la E.T. El Chocón, y las LATs de 132 kV El Chocón – Chocón Oeste y Playa Planicie Banderita – Planicie Banderita, constituyen las fronteras físicas de la isla. Se considera que en la operación normal del SRC la línea de 66 kV entre Villa Regina y Chelforó está siempre desconectada.

3. REFERENCIAS

- ?? Orden de Servicio N° 15 V. 7 de TRANSENER S.A.
- ?? Procedimiento Técnico N° 7 de CAMMESA.
- ?? Estudio de Isla Fase 1–Proyecto de Isla y Arranque en Negro (S.E. N° 305/98).


4. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO EN ISLA

El sistema Regional Comahue tiene la posibilidad de funcionamiento en “Isla”, toda vez que se produce la pérdida total del doble corredor Comahue – Buenos Aires. En tal condición el Área Comahue de 132 kV., operan los automatismo de aislamiento en las interconexiones 500/132 kV., produciendo un estado de sobrefrecuencia o subfrecuencia en el área.

El restablecimiento del equilibrio por sobre la base de frecuencias, se realiza mediante desconexiones de grupos generadores y/o desconexiones de cargas. Los puntos de aislamiento para la operación en Isla son las estaciones El Chocón (autotransformadores T2CH, T4CH y línea 132 kV., a Chocón Oeste) y Planicie Banderita (T2PB).

4.1 CONDICIÓN DE AISLAMIENTO

Cuando por razones técnicas y/o económicas la generación del Área Comahue 132 kV. se encuentra subdespachada, pasando a ser netamente importadora, la eventual salida del corredor Comahue - Buenos Aires podrá producir una so-

 CAMMESA COMPañÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE CAMMESA		FECHA	
O.S. N° 4 –DESPACHO DE GENERACIÓN PARA SEGURIDAD DEL ÁREA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	5	0	15/08/01	1/4



COTDT COMAHUE

ORDEN DE SERVICIO N° 4

brecarga en la generación que no puede ser eliminada por la actuación de los relés de subfrecuencia existentes. En tal circunstancia, debe existir un límite de importación de potencia desde la red de 500 kV., a fin de posibilitar la formación exitosa de la isla.

4.2. CONDICION DE SUPERDAG (O,S, N°15 de TRANSENER S.A.)

TRANSENER S.A. habilitó en febrero de 1998, la Desconexión Automática de Generación inteligente (SUPERDAG), sistema diseñado para mantener estable el sistema cuando se produce una falla en condiciones de transmisión sin reserva, con el fin de aumentar la capacidad de transporte de los corredores.

Es así que, la SUPERDAG desconecta generación automáticamente en diversas centrales del Comahue al producirse una falla simple (pérdida por cualquier causa de un tramo de línea en el corredor El Chocón - Ezeiza, CH-EZ, o en el corredor Chocón Oeste - Abasto, CO-AB) o una falla doble (pérdida por cualquier causa de dos tramos paralelos del corredor CH-EZ).

Al actuar la SUPERDAG, se hace innecesario el esquema de funcionamiento en Isla del área Comahue 132 kV., ya que cualquiera de estas fallas dejaría en servicio al menos una de las líneas del corredor Comahue - Buenos Aires.

Sin embargo, existen condiciones de transporte del sistema de 500 kV., en que hay posibilidades de pérdida total del corredor. Tal como lo expresa la Orden de Servicio N° 15 (versión 6) de TRANSENER (en pag. 10). *“En caso de indisponibilidad de uno de los corredores Comahue - Buenos Aires (CH-EZ o PG-AB), o mayor, que pudiese hacer peligrar el vínculo del sistema Comahue 132 kV. con el SADI y derivar en la posibilidad de operación del área en isla, el COT informará de esa condición al COTDT Comahue y al COC”.*


5. ACCIONES ANTE INDISPONIBILIDAD DE UNO O MAS CORREDORES DE 500 KV

El **COC** y/o el **COT** comunicará al **COTDT Comahue** el inicio y final de la condición de indisponibilidad de uno de los corredores Comahue - Buenos Aires, punto 2.5.1. de la OS N° 15 (v.- 7) de TRANSENER. Durante el periodo de vigencia de tal condición se interpretará que existe **posibilidad de operación en Isla**, por lo tanto a fin de aumentar la seguridad del Area Comahue, el COTDT Comahue, en condiciones de importación del área, comparará la potencia importada de la red de 500 kV con la demanda.

Para la importación se tendrá en cuenta la suma algebraica de las cargas activas de las siguientes instalaciones:

$$\text{IMPORTACION} = T2CH + T4CH + T2PB + CH ? CO (\#)$$

(#) Carga medida en la línea de 132 kV Chocon – Chocon Oeste.

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	FECHA
O.S. N°4 –DESPACHO DE GENERACIÓN PARA SEGURIDAD DEL ÁREA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	5	0	15/08/01	2/4



COTDT COMAHUE


ORDEN DE SERVICIO N° 4

La demanda total será : **DEMANDA = IMPORTACION + GENERACION**

Por lo tanto y en consideración a lo expuesto en el Anexo I, el **Despacho por Seguridad** del Area que posibilita el éxito del funcionamiento en Isla, debe ser:

DESPACHO POR SEGURIDAD > 70 % de la DEMANDA

El Despacho por Seguridad es la suma de la potencia de los generadores, que estén operando sobre la red del Area Comahue de 132 kV, sin contar la potencia operada por el o los Grupos de Central Agua del Cajón, que quedan excluidos por la posibilidad de estar con la DAG externa (OS de Transener N° 15 v 7).

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN		
	AGENTE	CAMMESA	FECHA
O.S. N°4 –DESPACHO DE GENERACIÓN PARA SEGURIDAD DEL ÁREA	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA
	5	0	15/08/01
			PAG. N°:
			3/4



COTDT COMAHUE
ORDEN DE SERVICIO N° 4

ANEXO I
ISLA CON DÉFICIT DE GENERACIÓN (*)

Independientemente de la causa externa que conduce a la formación de la isla, por sobre o subfrecuencia, el esquema de corte de cargas determina la generación mínima que debe existir en el SRC. Esto es así porque la posibilidad de equilibrar la isla en generación y demanda, en el caso de una situación de importación, dependerá de la suficiencia del volumen de carga afectado al programa de cortes por subfrecuencia, resultando independiente de la causa de la perturbación por las siguientes razones:


- ?? Si la causa del aislamiento es, por ejemplo, una falla en la actuación de la DAG del Comahue, con intervención del automatismo de Pérdida de Vínculo (PDV), el aislamiento ocurrirá por condición de sobrefrecuencia. La desconexión de cargas que sigue a la formación de la isla es causada por el descenso de frecuencia asociado al déficit de generación en la isla. En esas condiciones, la supervivencia de la isla depende de la suficiencia del corte de carga por subfrecuencia.
- ?? Si la causa del aislamiento es una cascada de fallas que ocurre en el SADI a partir de la pérdida de grandes módulos de generación que conducen al agotamiento del corte de carga del SADI, la isla se formará por condición de mínima frecuencia, habiéndose producido la desconexión total de cargas en el SRC antes que ocurra el aislamiento. En esas condiciones la supervivencia de la isla depende de la suficiencia del corte de carga por subfrecuencia.

Es decir que, independientemente de que el corte de carga se produzca antes o después de la formación de la isla, la supervivencia de la misma depende de que resulte posible equilibrar la demanda remanente con la generación existente en la isla.

Prescindiendo de la reserva para regulación primaria de frecuencia, considerada como un margen de seguridad para asegurar el equilibrio de la isla, la generación del SRC no podrá, en ningún caso, ser inferior a la demanda del área menos la cantidad de carga afectada al programa de alivio de carga por subfrecuencia.

Con el esquema de corte de carga actualmente en vigencia, la carga afectada no supera el 30% de la demanda total. En estas condiciones, la generación del área no podría, en ningún caso, ser inferior al 70% de la demanda o, dicho de otra manera, la importación del área no podría superar el 30% de su demanda.

(*) Del Estudio de Isla Fase 1 – Proyecto de Isla y Arranque en Negro (resolución S.E. N° 305/98).

 CAMMESA COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA	APROBACIÓN			
	AGENTE		CAMMESA	FECHA
O.S. N°4 –ANEXO I: ISLA CON DÉFICIT DE GENERACIÓN	Versión	Revisión	FECHA DE VIGENCIA	PAG. N°:
	5	0	15/08/01	4/4