

REF.: Aprueba Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios del CDEC-SIC, de conformidad a lo previsto en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 130, de 2011, del Ministerio de Energía, e instruye, en el plazo que indica, la implementación de los Servicios Complementarios y la aplicación del nuevo régimen aplicable a las transferencias de potencia entre empresas generadoras contenido en el Decreto Supremo N° 62, de 2006.

**SANTIAGO, 19 ENE. 2016**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 28**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el D.L. N°2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, modificado por Ley N° 20.402 de 2009, muy especialmente lo señalado en el Artículo 9°, letra h);
- b) Lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento que Establece las Disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "DS N°130" o "Reglamento SSCC";
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "DS N°62";

- e) Lo informado por el Director de Operación (s) del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, en adelante CDEC-SIC, a la Comisión Nacional de Energía, mediante carta D.O. N°0093/2015 de fecha 28 de enero de 2015; y
- f) La resolución N°1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 6° del Reglamento SSCC, el Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, a través de la Dirección de Operación, deberá enviar anualmente a la Comisión para su aprobación, el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, en adelante el IDPSSCC, así como cualquier revisión anual que realice;
- b) Que, la Dirección de Operación del CDEC-SIC, mediante carta D.O. N°0093/2015 de fecha 28 de enero de 2015, remitió a esta Comisión para su aprobación Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios;
- c) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio del Reglamento SSCC, el nuevo régimen de servicios complementarios se implementará dentro de los 30 días hábiles siguientes de aprobado favorablemente el IDPSSCC; y
- d) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo primero transitorio del DS N°62 y en concordancia con el artículo segundo transitorio del Reglamento SSCC citado en el considerando anterior, la primera aplicación de las transferencias de potencia conforme a las disposiciones del DS N°62 y su respectiva Norma Técnica, será realizada una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Apruébese el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios del CDEC-SIC, presentado a esta Comisión por el Director de Operación (s) con fecha 28 de enero de 2015, cuyo texto se adjunta a la presente resolución y que forma parte integrante de la misma.

**ARTICULO SEGUNDO:** Impleméntese por parte del CDEC-SIC, dentro de los 30 días hábiles siguientes a la comunicación de la presente resolución, los servicios complementarios requeridos por el Sistema Interconectado Central y contenidos en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios aprobado en el artículo anterior.

**ARTICULO TERCERO:** Aplíquese las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, y su respectiva Norma Técnica, una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios de conformidad a lo dispuesto en el artículo segundo de la presente resolución.

**ARTÍCULO CUARTO:** Comuníquese la presente Resolución Exenta al Director de Operación del CDEC-SIC, a través de su envío por correo electrónico.

Anótese y comuníquese.

  
**ANDRÉS ROMERO SELEDÓN**  
Secretario Ejecutivo  
Comisión Nacional de Energía

Adj: ID/SIC/CDEC-SIC  
JEFE DEPTO. JURIDICO  
CZR/SD/BZ/HVM/JMA/mgb.  
**DISTRIBUCIÓN:**

1. Director de Operación del CDEC SIC;
2. Presidente Directorio CDEC SIC;
3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
4. Departamento Jurídico CNE;
5. Departamento Eléctrico CNE.



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

**INFORME DO N° 01/2015**

**I-DO-01-2015**

**INFORME DE DEFINICIÓN Y PROGRAMACIÓN DE SERVICIOS  
COMPLEMENTARIOS CDEC-SIC**



**Enero de 2015**

## CONTENIDO

<b>ABREVIATURAS .....</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN. ....</b>	<b>6</b>
<b>2. DEFINICIÓN DE SERVICIOS.....</b>	<b>7</b>
2.1 CONTROL DE FRECUENCIA.....	7
2.1.1 Definición del SSCC de Control de Frecuencia. ....	7
2.1.2 Aspectos normativos del Control Primario de Frecuencia.....	8
2.1.3 Aspectos normativos del Control Secundario de Frecuencia.....	9
2.2 CONTROL DE TENSIÓN.....	10
2.2.1 Definición del SSCC de Control de Tensión. ....	10
2.2.2 Aspectos Normativos del SSCC de Control de Tensión. ....	10
2.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	12
2.3.1 Aspectos generales y normativos del PRS.....	12
2.3.2 Partida Autónoma. ....	12
2.3.3 Aislamiento Rápido. ....	13
2.3.4 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.....	13
2.3.5 Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas.....	13
2.4 ESQUEMAS ESPECÍFICOS DE DESCONEXIÓN DE CARGA. ....	13
2.4.1 EDAC por Contingencia o Señal Específica. ....	14
2.4.2 EDAC por Subfrecuencia o Subtensión.....	14
2.4.3 Desconexión Manual de Carga.....	15
<b>3. RECURSOS DISPONIBLES. ....</b>	<b>16</b>
3.1 CONTROL DE FRECUENCIA.....	16
3.1.1 Control Primario de Frecuencia.....	16
3.1.2 Control Secundario de Frecuencia. ....	16
3.1.3 Resultados de recursos disponibles y habilitados para el CF.....	17
3.2 CONTROL DE TENSIÓN.....	20
3.2.1 Control Local de Tensión.....	20

3.2.2	Recursos para ejercer la acción de CT de respaldo al control local. ....	21
3.2.3	Resultados de recursos disponibles y habilitados para el CT.....	21
3.3	<b>PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....</b>	<b>29</b>
3.3.1	Partida Autónoma. ....	29
3.3.2	Aislamiento Rápido. ....	30
3.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.....	30
3.3.4	Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas.....	32
3.4	<b>ESQUEMAS DE DESCONEJÓN DE CARGA. ....</b>	<b>32</b>
3.4.1	EDAC por Desenganche Directo. ....	33
3.4.2	EDAC por Subfrecuencia.....	37
3.4.3	EDAC por Subtensión. ....	38
<b>4.</b>	<b>REQUERIMIENTOS DE RECURSOS. ....</b>	<b>39</b>
4.1	<b>CONTROL DE FRECUENCIA.....</b>	<b>39</b>
4.1.1	Control Primario de Frecuencia.....	39
4.1.2	Control Secundario de Frecuencia. ....	40
4.1.3	Reserva en giro total para CF (CPF y CSF).....	40
4.2	<b>CONTROL DE TENSIÓN. ....</b>	<b>41</b>
4.3	<b>PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....</b>	<b>44</b>
4.3.1	Partida Autónoma. ....	44
4.3.2	Aislamiento Rápido. ....	44
4.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.....	45
4.3.4	Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas.....	48
4.4	<b>ESQUEMAS ESPECÍFICOS DE CARGA. ....</b>	<b>49</b>
4.4.1	EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 KV Bocamina-Lagunillas. ....	49
4.4.2	EDAC por subfrecuencia en el SIC. ....	49
4.4.3	EDAC Contingencia Específica de una Unidad de Central Guacolda.....	50
<b>5.</b>	<b>INSTRUCCIONES DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS. ....</b>	<b>51</b>
5.1	<b>CONTROL DE FRECUENCIA.....</b>	<b>51</b>
5.1.1	Control Primario de Frecuencia.....	51

5.1.2	Control Secundario de Frecuencia. ....	53
5.2	CONTROL DE TENSION ..... 53	53
5.2.1	Control de Tension. ....	53
5.3	ESQUEMAS DE DESCONEXION DE CARGA. ....	54
5.3.1	EDAC en Zona Coronel por operaci3n del sistema 154 KV Bocamina-Lagunillas. ....	54
5.3.2	EDAC por subfrecuencia en el SIC. ....	55
5.3.3	EDAC Contingencia Espec3fica de una Unidad de Central Guacolda. ....	55
5.3.4	Proyecciones de instalaci3n y/o habilitaci3n de equipos dentro de tres a3os. ....	56
5.4	PLAN DE RECUPERACI3N DE SERVICIO ..... 56	56
5.4.1	Partida Aut3noma. ....	56
5.4.2	Aislamiento R3pido. ....	57
5.4.3	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas. ....	57
5.4.4	Equipamiento de Vinculaci3n de Islas El3ctrica. ....	58
<b>ANEXO 1. Recursos disponibles y habilitados para el control de frecuencia por unidad de generaci3n. ....</b>		<b>60</b>
<b>ANEXO 2. Equipos de Vinculaci3n Sistema de Transmisi3n. ....</b>		<b>65</b>
<b>ANEXO 3. Montos de Carga EDACXCEX. ....</b>		<b>69</b>
<b>ANEXO 4. Procesamiento de los registros de se3ales para verificar el cumplimiento oportuno en la prestaci3n del SC de CPF. ....</b>		<b>70</b>
<b>ANEXO 5. Ejemplo del procesamiento de los registros de se3ales para verificar el cumplimiento oportuno en la prestaci3n del SC de CSF. ....</b>		<b>83</b>

## ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
AVR	: Regulador Automático de Tensión
CDC	: Centro de Control
CF	: Control de Frecuencia
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
DO	: Dirección de Operación
ECFyDR	: Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
ECTyRPR	: Estudio Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
EDAC BF	: Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia
SDAC	: Sistema de Desprendimiento Automático de Carga
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDACxCEx	: Esquema de Desconexión Automática de Carga por Contingencia Específica Extrema
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PDCE	: Plan de Defensa contra Contingencias Extremas
PRS	: Plan de Recuperación de Servicios
SITR	: Sistema de Información en Tiempo Real
SSCC	: Servicios Complementarios
ST	: Sistema de Transmisión

## 1. INTRODUCCIÓN.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 43 del DS 130/2011, en adelante el Reglamento, corresponderá a la Dirección de Operación (DO) de los CDEC elaborar anualmente un Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, el cual deberá contener la definición de los servicios, según se establece en el artículo 6º del reglamento, así como las instrucciones de instalación y/o habilitación de equipos, conforme se señala en el artículo 13º del mismo. El Informe deberá adecuarse a la siguiente estructura:

- a) Apartado Definición de Servicios, en éste se deberán presentar los diferentes Servicios Complementarios (SSCC) definidos por el CDEC. Cada servicio complementario definido deberá fundamentarse en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella. La definición deberá establecer un nombre para el servicio, su especificación técnica y la identificación específica de los recursos y/o instalaciones del sistema que se requiere emplear para materializar la prestación del mismo.
- b) Apartado Recursos Disponibles en el Sistema, en donde se deberán especificar los recursos disponibles conforme se señala en el artículo 11 del Reglamento, identificando claramente cada instalación, su tipo, su propietario u operador, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y la cuantía del recurso respectivo, en consistencia con la definición de servicios a presentar según el literal anterior.
- c) Apartado Instrucciones de Instalación y/o Habilitación de Equipos, en éste se deberán especificar los equipos que deban ser instalados y/o habilitados en el sistema, conforme se señala en el artículo 13 del Reglamento, así como el equipamiento necesario para la verificación del cumplimiento de la prestación de los SSCC, el cual se utilizará como antecedente para la determinación de la respectiva remuneración. Asimismo, deberá identificarse claramente el equipo que requiere ser instalado y/o habilitado, la empresa responsable de instalarlo y/o habilitarlo y de mantenerlo operando en el sistema, y los plazos para tenerlo operativo para la prestación del servicio. Cada necesidad de instalación y/o habilitación de equipos deberá fundamentarse en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella. Adicionalmente, se deberá incluir en términos referenciales una proyección de las instalaciones y/o habilitaciones de equipos que serían requeridos dentro de los tres años siguientes al año en el cual se está instruyendo.

## 2. DEFINICIÓN DE SERVICIOS.

Conforme a lo establecido en el Reglamento, en este capítulo corresponde definir los diferentes SSCC con los que deberá contar el CDEC-SIC para el desarrollo de sus funciones.

Cada servicio complementario se fundamentará en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos y anexos técnicos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella. La definición establece un nombre para el servicio, su especificación técnica y la identificación específica de los recursos y/o instalaciones del sistema que se requiere emplear para materializar la prestación del mismo.

### 2.1 CONTROL DE FRECUENCIA.

#### 2.1.1 Definición del SSCC de Control de Frecuencia.

Se define el SSCC de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SIC.

En la prestación de este SSCC, Se distinguen dos acciones básicas para controlar la frecuencia, las cuales se definen como:

- a) **Control Primario de Frecuencia:** Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.
- b) **Control Secundario de Frecuencia:** Acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin.

El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos, y a su vez debe ser sostenible al menos durante 30 minutos.

Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho.

### 2.1.2 Aspectos normativos del Control Primario de Frecuencia.

Las unidades de generación para ejercer la acción de CPF, según lo establecido en el Artículo 3-16 de la NTSyCS, deben tener instalado un Controlador de Velocidad que cumpla con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:
  - i. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%
  - ii. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%
- b) Banda muerta inferior a 0.1 % del valor nominal de frecuencia, es decir,  $\pm 25$  [mHz].
- c) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por la DO.
- d) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.
- e) En el caso particular de los parques eólicos y fotovoltaicos, sin perjuicio que no participarán del CPF ante subfrecuencias, deberán contar con un Controlador de Frecuencia/Potencia en el rango de sobrefrecuencia que permita, en su Punto de Conexión:
  - i. Restringir proporcionalmente la potencia inyectada de acuerdo a un valor de estatismo ajustable, para excursiones de la frecuencia que superen los 50.2 [Hz].
  - ii. El estatismo será ajustable de forma de anular la inyección de potencia cuando la frecuencia alcance valores en el rango 50.5 y 52 [Hz].
  - iii. Controlar la tasa de crecimiento de la potencia inyectada al ST ante incrementos súbitos de la generación disponible, limitándola a no más de 20% de la capacidad nominal del parque por minuto.

Adicionalmente, para que las unidades de generación puedan ejercer la acción de CPF, ante una disminución o aumento de frecuencia en el sistema (déficit o exceso de producción), es necesario que la producción de potencia de la unidad de generación sea menor que el límite máximo de potencia generada y mayor que el límite mínimo de potencia generada (mínimo técnico). Las diferencias de potencia dada entre el límite máximo y el valor de potencia generada será empleada por el CPF ante un déficit de producción en el SIC y la diferencia de potencia dada por el valor de potencia generada y el límite mínimo, será empleada por el CPF ante un exceso de producción en el SI.

Las diferencias de potencia mencionada en el párrafo anterior serán nominadas como reservas de potencia para el CPF ( $RP^{CPF}$ ), la cuantificación del aporte máximo de reserva de potencia, ante un déficit o exceso de producción de potencia, está determinado por los rangos de desviaciones de frecuencia establecido en el artículo 5-30 de la NTSyCS y del estatismo permanente (ganancia del controlador de velocidad) de la unidad de generación. La cuantificación de estas reservas de potencia se realiza en el punto 3.1.1 del presente informe.

### **2.1.3 Aspectos normativos del Control Secundario de Frecuencia.**

Las diferencias de potencia mencionada en el punto 2.1.2 si no son empleadas como reserva de potencia para el CPF pueden ser empleadas como reserva de potencia para el CSF ( $RP^{CSF}$ ). La cuantificación del aporte máximo de reserva de potencia estará determinado por la tasa de toma de carga [MW/min], el rango de potencia de operación de la unidad de generación y el gradiente de toma de carga de 4 [MW/min] equivalente a una acción conjunta de varias unidades de generación que participan en el CSF. La cuantificación de esta reserva de potencia se realiza en el punto 3.1.2 del presente informe.

## 2.2 CONTROL DE TENSIÓN.

### 2.2.1 Definición del SSCC de Control de Tensión.

Se define el SSCC de Control de Tensión (CT) al conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación de las barras del SI dentro de una banda predeterminada, las cuales son realizadas por equipos que inyectan y/o absorben potencia reactiva (generadores, compensadores de reactivos, reactores, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga, destinados a mantener las tensiones en las barras del SI dentro de los márgenes especificados en la NTSyCS.

En la prestación de este SSCC, se distinguen dos acciones para controlar la tensión:

- a) Acción de control de tensión que se realiza localmente en forma automática con el objeto de controlar la tensión en una barra determinada, generalmente es ejercida por un regulador automático de tensión (AVR) de una unidad generadora. Otros dispositivos controlables, tales como compensadores estáticos de tensión, también pueden participar en esta acción de control. Para que esta acción de control se pueda realizar, es necesario que exista reserva de potencia reactiva en los equipos destinado para esta función.
- b) Acción de control automática o manual ejercida en forma centralizada para coordinar las acciones de control de los reguladores locales con el fin de administrar la inyección de potencia reactiva en una zona de control de tensión y restablecer las reservas de potencia reactiva destinadas a la acción de control de tensión ejercida localmente.

### 2.2.2 Aspectos Normativos del SSCC de Control de Tensión.

Las unidades de generación para ejercer la acción de CT, según lo establecido en el Artículo 3-5 d) de la NTSyCS, *“deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarias para mantener la estabilidad.”*

En el Artículo 3-11 b) de la NTSyCS, se establecen las exigencias mínimas que debe cumplir el sistema de excitación de las unidades generadoras sincrónicas del SI, en lo que respecta al CT es: *“el error en estado estacionario en la tensión de generación deberá ser inferior a 0.25% para cualquier cambio en la carga del generador.”*

En el Artículo 5-26 de la NTSyCS, se establece que: *“En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de regulación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama P-Q, y con las reservas necesarias de potencia reactiva de acuerdo a lo especificado en el TÍTULO 6-7.*

*En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, este control deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva del Punto de Conexión dentro del Diagrama P-Q definido en el Artículo 3-7, y con las reservas necesarias de potencia reactiva de acuerdo al referido Estudio.”*

En el Artículo 7-29 de la NTSyCS, se establece que: *“Cuando los niveles de reserva de potencia reactiva disminuyan por debajo de los mínimos establecidos en la programación diaria y el SI se encuentre en Estado de Alerta, el CDC deberá coordinar la utilización de los recursos disponibles para restablecer esos niveles, para lo cual deberá tener en cuenta:*

- a) Operación de elementos de compensación en derivación conectados al ST.*
- b) Solicitud a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada, para que operen sus unidades en los valores límite de potencia reactiva según su diagrama P-Q entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo N° 3 y Capítulo N°5.*
- c) Maniobras manuales sobre los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras, tratando de lograr el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos de la unidad generadora, sin exceder los valores límites de la tensión en los terminales de la unidad.*
- d) Cambio de consigna en las tensiones de barras pertenecientes al STT, para favorecer la recuperación de los márgenes de reserva de potencia reactiva.*
- e) Solicitud a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen maniobras de redistribución de consumos que contribuyan a reducir el consumo de potencia reactiva.*
- f) Partida y sincronización de unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan los menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de inyectar potencia reactiva”.*

## **2.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.**

### **2.3.1 Aspectos generales y normativos del PRS.**

De acuerdo a lo establecido en la NTSyCS el PRS corresponde al conjunto de acciones coordinadas entre el CDC y los CC, definidas por la DO para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón Total o Apagón Parcial, en el menor tiempo posible. Para estos efectos, la DO deberá realizar un estudio anual siguiendo los criterios y requisitos establecidos en la NTSyCS (Estudio para PRS).

El PRS, como SSCC, quedará íntegramente definido en base al “Estudio para PRS” cuyo alcance y especificaciones técnicas son las siguientes:

- Análisis de la totalidad de los recursos existentes en el SIC para uso en el PRS.
- Recomendación de instalación en cantidad y localización de nuevos recursos para uso en el PRS de acuerdo al desarrollo y necesidades previstas para el SI.
- Definición de estándares para el Control de Frecuencia y Control de Tensión durante el proceso de recuperación de servicio.
- Establecimiento de los mecanismos y estrategias que permitan de una manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible en todas las Islas Eléctricas afectadas, considerando para ello las mejores soluciones técnicas para coordinar las diversas tareas que componen el proceso de recuperación.
- Elaboración de estudios técnicos para respaldar las maniobras y estrategias propuestas en la confección del PRS.
- Establecer la modalidad para proveer información a los organismos gubernamentales así como a los Coordinados del SI.
- Identificación de las acciones inmediatas que deberá ejecutar el CDC para establecer el programa de incremento de la generación para abastecer a las cargas críticas.

### **2.3.2 Partida Autónoma.**

Se entenderá por Partida Autónoma a la capacidad de una central generadora que, encontrándose fuera de servicio, le permite llevar adelante el proceso de partida de sus unidades generadoras, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el SI, sin contar con suministro de electricidad externo a la central.

### **2.3.3 Aislamiento Rápido.**

Se entenderá por Aislamiento Rápido a la capacidad de una unidad generadora para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del SI a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.

### **2.3.4 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.**

Se entenderá por Plan de Defensa contra Contingencias Extremas al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema<sup>1</sup>.

La definición del PDCE se enmarca en lo establecido en la NTSyCS y en los estudios para plan de defensa contra contingencias extremas realizados a la fecha. En ellos se han identificado una serie de contingencias extremas que dan origen a las Fases 1, 2 y 3 del PDCE recientemente desarrollado y que se resumen a continuación:

- Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV
- Fase 2: Falla sistema de transmisión Charrúa – Ancoa 500 kV
- Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV

### **2.3.5 Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas.**

Corresponderá al conjunto de equipos primarios, de medición, supervisión y control que permite el cierre de un vínculo redundante o la sincronización de sistemas eléctricos aislados.

## **2.4 ESQUEMAS ESPECÍFICOS DE DESCONEXIÓN DE CARGA.**

En la NTSyCS se establece como Recursos Generales de Control de Contingencias a los automatismos EDAC (Esquema de desconexión automática de carga), EDAG (Esquema de desconexión automática de generación), ERAG (Esquema de reducción automática de generación) y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga.

---

<sup>1</sup> Contingencia Extrema: Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.

Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

La prestación del servicio complementario asociado a dichos recursos se fundamenta en términos funcionales dentro de la aplicación del Criterio N-1 en la programación de la operación que realiza la DO, la cual debe considerar que una contingencia simple puede ser controlada con la activación de automatismos EDAC, EDAG y/o ERAG por señal específica, no permitiendo que la falla se propague al resto de las instalaciones del SI, evitando la salida incontrolada de las mismas y permitiendo, además, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

La identificación específica de los recursos y/o instalaciones del sistema que se requiere emplear para materializar la prestación de este servicio complementario y que se implementen en Instalaciones del SIC como Recursos Generales de Control de Contingencias, serán los que se justifiquen técnica y económicamente de acuerdo a los Estudios Específicos que efectúe o apruebe la DO para estos efectos. Las Instalaciones de Clientes deberán incluir el equipamiento y automatismo suficiente para participar en el EDAC, en la magnitud que la DO determine, como resultado de esos Estudios Específicos.

Considerando que de acuerdo al DS130/2011, los esquemas de desconexión o reducción de generación no han sido incluidos en el sistema de precios que establece el reglamento vigente, y sólo se definirán en esta versión del informe los SSCC relacionados con el desprendimiento automático o manual de carga.

#### **2.4.1 EDAC por Contingencia o Señal Específica.**

Conjunto de equipos destinados a desconectar en forma automática a usuarios abastecidos desde el SIC, sean éstos distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, mediante la emisión de órdenes de desenganche directo sobre interruptores que alimentan potencia conectada. La acción descrita se lleva a cabo a través de la supervisión y detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales específicas, ya sea de manera local o remota, para efectos de evitar la propagación de fallas al resto de las instalaciones del SIC, evitando la salida incontrolada de las mismas y permitiendo, además, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

#### **2.4.2 EDAC por Subfrecuencia o Subtensión.**

En este caso, el esquema de control emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan los consumos, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad de frecuencia o de tensión, por lo que se distinguen los siguientes EDAC:

- Por subfrecuencia: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
- Por subtensión: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subtensión local.

### **2.4.3 Desconexión Manual de Carga.**

Corresponde a la instrucción que determina e instruye la DO o el CDC, según corresponda, para el desprendimiento de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con la finalidad de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

### 3. RECURSOS DISPONIBLES.

En este apartado corresponde especificar los recursos disponibles en el SIC, identificando cada instalación, tipo, propietario u operador, clasificado por empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y la cuantía del recurso respectivo, en consistencia con la definición del servicio complementario.

#### 3.1 CONTROL DE FRECUENCIA.

##### 3.1.1 Control Primario de Frecuencia.

El recurso de reserva de potencia disponible para realizar la acción del CPF, existente en una unidad de generación del SIC, pero no necesariamente habilitada, se cuantificará de la siguiente manera:

$$RP_G^{CPF} = \frac{-\Delta f / 50}{E_G} \cdot P_{Gn} \quad (MW)$$

haciendo  $\Delta f = -0.7 \text{ Hz}$  según Art. 5-30 NT de SyCS

$$RP_G^{CPF} = \frac{0.014}{E_G} \cdot P_{Gn} \quad (MW) \quad \text{tal que } RP_G^{CPF} \leq P_G^{Max} - P_G^{Min}$$

Donde:

$E_G$  : Estatismo permanente, en p.u. base  $P_{Gn}$ .

$P_{Gn}$  : Potencia activa nominal del generador, en MW.

$\Delta f$  : Desviación de frecuencia respecto de frecuencia nominal, en Hz.

$RP_G^{CPF}$  : Reserva de potencia disponible de una unidad de generación para la acción de CPF

Si no está disponible el dato estadístico “ $E_G$ ” en las unidades de generación, se empleará el estadístico más conservador establecido en el Art- 3-16 a) de la NTSyCS, esto es, 8% (0.08 p.u. base de  $P_{Gn}$ ).

##### 3.1.2 Control Secundario de Frecuencia.

El recurso de reserva de potencia disponible para realizar la acción del CSF, existente en una unidad de generación del SIC, pero no necesariamente habilitada, se cuantificará de la siguiente manera:

$$RP_G^{CSF} = \frac{\text{Min} [V_G, V_{G\_AGC}]}{V_{G\_AGC}} \cdot (P_G^{Max} - P_G^{Min})$$

Donde:

- $RP_G^{CSF}$  : Reserva de potencia disponible de una unidad de generación para la acción de CSF [MW].
- $V_G$  : Tasa de toma de carga de unidad de generación [MW/min].
- $V_{G\_AGC}$  : Tasa de toma de carga por acción conjunta AGC de 4 [MW/min] de acuerdo al Art. 3-17 c) de la NTSyCS.

### 3.1.3 Resultados de recursos disponibles y habilitados para el CF.

Los resultados disponibles (existentes) y los recursos habilitados para el control de frecuencia se muestran con detalle en el ANEXO 1, donde se encuentran clasificados por unidades de generación con potencia máxima mayor que 50 MW y con potencia máxima comprendida entre 10 y 50 MW. A continuación se muestran los resúmenes por empresa y por zona para ambas clasificaciones.

Cabe destacar que la habilitación de los recursos disponibles se ha realizado sobre la base de los estudios definidos en la NTSyCS y los Procedimientos aplicables para estos efectos.

Tabla 3-1. Recursos disponibles y habilitados para el control de frecuencia por empresa (grupo de unidades de generación con potencia mayor que 50 MW).

Propietario	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
	CPF	CSF	CPF	CSF
AES Gener	160	340	36	69
Antihue	24	93	0	0
Bioenergías Forestales	12	18	0	0
Celta	213	348	104	267
Celulosa Arauco y Constitución	11	59	0	0
Central Cardones	27	83	0	0
CMPC Celulosa	10	0	0	0
Colbún	534	1032	219	401
Duke Energy	28	56	0	0
Eléctrica Campiche	48	162	0	0
Eléctrica Santiago	66	70	0	0
Eléctrica Ventanas	48	162	0	0
Empresa Eléctrica Rucatayo	9	41	0	0
Endesa	1051	1881	764	1533
Guacolda	135	250	0	0
Hidroeléctrica La Confluencia	29	103	0	0
Hidroeléctrica La Higuera	27	95	0	0
Pacific Hydro Chacayes	20	68	0	0

Propietario	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
	CPF	CSF	CPF	CSF
Pehuenche	142	367	126	330
Petropower	13	14	0	0
Río Tranquilo	11	60	0	0
Termoeléctrica Colmito	10	33	0	0
<b>Total</b>	<b>2627</b>	<b>5335</b>	<b>1249</b>	<b>2600</b>

Tabla 3-2. Recursos disponibles y habilitados para el control de frecuencia por propietario (grupo de unidades de generación con potencia está comprendida entre 10 y 50 MW).

Propietario	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
	CPF	CSF	CPF	CSF
AES Gener	22	46	0	0
Arauco Bioenergía	4	12	0	0
Aserraderos Arauco	7	0	0	0
Barrick	3	0	0	0
Celulosa Arauco y Constitución	32	95	0	0
CMPC Celulosa	28	7	0	0
Colbún	51	168	27	58
Comasa	5	1	0	0
Duke Energy	33	94	0	0
E.E. Capullo	2	0	0	0
E.E. Panguipulli	26	54	26	54
Emelda	12	43	0	0
Endesa	161	424	113	210
Energía Pacífico	3	0	0	0
Energía Verde	4	14	0	0
Enlasa	10	25	0	0
Enor Chile	3	4	0	0
Eólica Monte Redondo	6	0	0	0
Gas Sur	3	15	0	0
HGV	7	23	0	0
Hidroeléctrica Cachapoal	2	12	0	0
Masisa Ecoenergía	2	2	0	0
Minera Valle Central Generación	4	0	0	0
Nueva Energía	2	7	0	0
Paneles Arauco	2	3	0	0
Pehuenche	7	39	0	0

Propietario	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
	CPF	CSF	CPF	CSF
Sagesa	8	19	0	0
Sociedad Canalistas del Maipo	5	21	0	0
<b>Total</b>	<b>453</b>	<b>1126</b>	<b>166</b>	<b>322</b>

Tabla 3-3. Recursos disponibles y habilitados para el control de frecuencia por zonas eléctricas (grupo de unidades de generación con potencia mayor que 50 MW).

Zona	Reserva Existente [MW]		Reserva Habilitada [MW]	
	CPF	CSF	CPF	CSF
Norte	224	428	62	95
V Región	226	660	0	0
Centro	1 208	1 937	583	978
Sur	969	2 310	604	1 527
<b>Total</b>	<b>2 627</b>	<b>5 335</b>	<b>1 249</b>	<b>2 600</b>

Tabla 3-4. Recursos disponibles y habilitados para el control de frecuencia por zonas eléctricas (grupo de unidades de generación con potencia está comprendida entre 10 y 50 MW).

Zona	Reserva Existente [MW]		Reserva Habilitada [MW]	
	CPF	CSF	CPF	CSF
Norte	39	97	0	0
V Región	23	63	0	0
Centro	180	519	76	137
Sur	211	447	90	185
<b>Total</b>	<b>453</b>	<b>1 126</b>	<b>166</b>	<b>322</b>

## 3.2 CONTROL DE TENSION.

Los recursos para realizar la acción de CT se encuentran disponibles en: generadores sincrónicos, en unidades de generación fotovoltaica, unidades de generación eólica, compensadores síncronos, compensadores estáticos y banco de condensadores.

### 3.2.1 Control Local de Tensión.

El recurso de reserva de potencia reactiva disponible para realizar la acción del CPT, existente en el SIC, pero no necesariamente habilitados, se puede cuantificar de la siguiente manera:

a) Unidades de generación sincrónicas:

- Reserva de potencia reactiva de inyección ( $Q_{iny}$ ) corresponde a la potencia reactiva máxima según el diagrama PQ a tensión y potencia activa nominal, la cual puede ser soportada durante un tiempo dado por los límites térmicos de la unidad de generación.
- Reserva de potencia reactiva de absorción ( $Q_{Abs}$ ) corresponde a la potencia reactiva mínima según el diagrama PQ a tensión nominal y potencia activa nominal, la cual puede ser soportada durante un tiempo dado por los límites térmicos de la unidad de generación.

b) Parque de generación eólicos:

- Reserva de potencia reactiva de inyección ( $Q_{iny}$ ) corresponde a la zona de operación entregando reactivos según lo establecido en el Artículo 3-8 I d) de la NTSyCS, como:

$$\text{---}$$

Donde  $P_n$  es la potencia a activa nominal del parque eólico.

- Reserva de potencia reactiva de absorción ( $Q_{Abs}$ ) corresponde a la zona de operación absorbiendo reactivos según lo establecido en el Artículo 3-8 I e) de la NTSyCS, como:

c) Parque de generación fotovoltaicos:

- Reserva de potencia reactiva de inyección ( $Q_{iny}$ ) corresponde a la zona de operación entregando reactivos según lo establecido en el Artículo 3-8 II d) de la NTSyCS, como:

\_\_\_\_\_

- Reserva de potencia reactiva de absorción ( $Q_{Abs}$ ) corresponde a la zona de operación absorbiendo reactivos según lo establecido en el Artículo 3-8 II d) de la NTSyCS, como:

\_\_\_\_\_

d) Compensadores estáticos de potencia reactiva:

- CER: Potencia reactiva absorbida  $Q_{Min}$  (L), Potencia reactiva inyectada  $Q_{Max}$  (C)
- SVC Plus: Potencia reactiva absorbida  $Q_{Min}$  (L), Potencia reactiva inyectada  $Q_{Max}$  (C)

### 3.2.2 Recursos para ejercer la acción de CT de respaldo al control local.

a) Unidades de generación sincrónicas:

- Reserva de potencia reactiva de inyección ( $Q_{iny}$ ) corresponde al 90% de la potencia reactiva máxima según el diagrama PQ a tensión y potencia activa nominal.
- Reserva de potencia reactiva de absorción ( $Q_{Abs}$ ) corresponde al 90% de la potencia reactiva mínima según el diagrama PQ a tensión nominal y potencia activa nominal.

b) Banco de condensadores de barras de red Troncal y de S/E de red Troncal:

- Reserva de potencia reactiva de inyección ( $Q_{iny}/unidad$ ) y,
- Número de unidades.

c) Banco de reactores de barras de red Troncal:

- Reserva de potencia reactiva de absorción ( $Q_{Abs}/unidad$ ) y,
- Número de unidades.

### 3.2.3 Resultados de recursos disponibles y habilitados para el CT.

Los resultados disponibles (existentes) y los recursos habilitados para el control de tensión se muestran en las siguientes tablas, los cuales se agrupan por áreas o zonas de control de tensión.

Cabe destacar que la habilitación de los recursos disponible se ha realizado sobre la base de los estudios definidos en la NTSyCS y los Procedimientos aplicables para estos efectos.

Tabla 3-5: Recursos disponibles y habilitados para el control de tensión por unidad de generación sincrónica.

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVA]	
						Q (L)	Q (C)
1	Norte	Cardones	Central Cardones	179.9	NO	-37.9	104.8
2		Cenizas U1	Electrica Cenizas	7.9	NO	-3.3	4.7
3		Cenizas U2	Electrica Cenizas	7.9	NO	-3.3	4.7
4		Cenizas U3	Electrica Cenizas	7.9	NO	-3.3	4.7
5		Diego de Almagro U1	Endesa	28.0	NO	-8.6	17.5
6		El Salvador	S. W. Consulting	28.0	NO	-8.6	17.5
7		El Peñón N1	ENLASA	1.9	NO	-0.5	0.5
8		El Peñón N2	ENLASA	1.9	NO	-0.5	0.5
9		El Peñón N3	ENLASA	1.9	NO	-0.5	0.5
10		El Peñón N4	ENLASA	1.9	NO	-0.5	0.5
11		Emelda U1	Emelda	45.4	NO	-7.6	14.7
12		Emelda U2	Emelda	45.4	NO	-7.6	14.7
13		Espinos N1	Los Espinos	1.9	NO	-0.5	0.5
14		Espinos N2	Los Espinos	1.9	NO	-0.5	0.5
15		Espinos N3	Los Espinos	1.9	NO	-0.5	0.5
16		Espinos N4	Los Espinos	1.9	NO	-0.5	0.5
17		Espinos N5	Los Espinos	1.9	NO	-0.5	0.5
18		Guacolda U1	Guacolda	176.5	SI	-17.4	60.0
19		Guacolda U2	Guacolda	176.5	SI	-17.4	60.0
20		Guacolda U3	Guacolda	178.8	SI	-46.9	93.0
21		Guacolda U4	Guacolda	178.8	SI	-47.0	94.0
22		Huasco U1	Endesa	28.0	NO	-4.2	4.2
23		Huasco U2	Endesa	28.0	NO	-4.2	4.2
24		Huasco U3	Endesa	28.0	NO	-4.2	4.2
25		Huasco U4	Endesa	9.4	NO	-1.4	1.4
26		Huasco U5	Endesa	9.4	NO	-1.4	1.4
27		Los Molles U1	Endesa	10.0	NO	-4.6	4.6
28		Los Molles U2	Endesa	10.0	NO	-4.6	4.6
29		Monte Patria U1 y U2	Elektra Generación	0.9	NO	-0.8	0.8
30		Monte Patria U3 a U8	Elektra Generación	0.9	NO	-0.8	0.8
31		Olivos N1	Potencia Chile	1.8	NO	-0.5	0.5
32		Olivos N2	Potencia Chile	1.8	NO	-0.5	0.5
33		Olivos N3	Potencia Chile	1.8	NO	-0.5	0.5
34		Olivos N4	Potencia Chile	1.8	NO	-0.5	0.5



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVA]	
						Q (L)	Q (C)
35		Punitaqui	Elektra Generación	0.9	NO	-0.8	0.8
36		Punta Colorada TG	Barrick	21.3	NO	-21.3	21.3
37		Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco	2.9	NO	-1.2	2.3
38		San Lorenzo U1	Enlasa	31.0	NO	-8.6	8.6
39		San Lorenzo U2	Enlasa	31.0	NO	-8.6	8.6
40		San Lorenzo U3-U4-U5	Enlasa	2.2	NO	-0.6	0.6
41		San Lorenzo U6	Enlasa	1.1	NO	-0.3	0.3
42		Taltal U1	Endesa	165.0	SI	-39.2	111.3
43		Taltal U2	Endesa	165.0	SI	-37.9	104.8
44		Termopacifico N1	Generadora del Pacífico	2.0	NO	-0.6	0.6
45		Termopacifico N2	Generadora del Pacífico	2.0	NO	-0.6	0.6
46		Termopacifico N3	Generadora del Pacífico	2.0	NO	-0.6	0.6
47		Termopacifico N4	Generadora del Pacífico	2.0	NO	-0.6	0.6
48		V Región Costa	Campiche	Eléctrica Campiche	330.0	SI	-117.2
49	Colmito		Termoeléctrica Colmito	68.2	NO	-23.8	23.0
50	Concón U1		Tecnored	1.4	NO	-1.1	1.1
51	Concón U2 y U3		Tecnored	1.0	NO	-0.8	0.8
52	Curauma U1		Tecnored	1.5	NO	-1.2	1.2
53	Curauma U2 y U3		Tecnored	0.9	NO	-0.8	0.8
54	El Totoral U1 y U2		Tecnored	1.5	NO	-1.2	1.2
55	El Totoral U3		Tecnored	1.0	NO	-1.0	1.0
56	Laguna Verde TG		AES Gener	23.4	NO	-11.0	17.1
57	Laguna Verde U1		AES Gener	31.0	NO	-9.8	13.9
58	Laguna Verde U2		AES Gener	24.0	NO	-8.1	8.9
59	Las Vegas U1 y U2		Tecnored	1.4	NO	-1.1	1.1
60	Los Vientos		AES Gener	165.0	NO	-30.0	40.0
61	Nueva Ventanas		Eléctrica Ventanas	330.0	SI	-117.2	163.9
62	Placilla U1 y U2		Tecnored	1.5	NO	-1.2	1.2
63	Placilla U3		Tecnored	1.0	NO	-1.0	1.0
64	Quintay U1 y U2		Tecnored	1.5	NO	-1.2	1.2
65	Quintay U3		Tecnored	1.0	NO	-1.0	1.0
66	Ventanas U1		AES Gener	135.3	SI	-50.6	67.1
67	Ventanas U2		AES Gener	257.1	SI	-89.1	118.4
68	Centro	Alfalfal U1	AES Gener	95.0	SI	-45.1	45.0
69		Alfalfal U2	AES Gener	95.0	SI	-45.1	45.0
70		Candelaria U1	Colbún	160.0	NO	-63.1	94.6
71		Candelaria U2	Colbún	160.0	NO	-63.1	94.6
72		Carena	Empresa Eléctrica Industrial	3.0	NO	-1.6	1.8



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVar]	
						Q (L)	Q (C)
73		Chacayes U1	Pacific Hydro Chacayes	65.6	SI	-65.6	65.6
74		Chacayes U2	Pacific Hydro Chacayes	65.6	SI	-65.6	65.6
75		Chiburgo U1	Colbún	12.5	NO	-1.0	1.0
76		Chiburgo U2	Colbún	12.5	NO	-1.0	1.0
77		Colbún U1	Colbún	250.0	SI	-37.5	40.5
78		Colbún U2	Colbún	250.0	SI	-37.5	40.5
79		Coya	Pacific Hydro Chile	15.0	NO	-6.0	6.0
80		Puntilla U1	E. E. Puntilla	4.8	NO	0.0	1.4
81		Puntilla U2	E. E. Puntilla	10.0	NO	0.0	3.1
82		Puntilla U3	E. E. Puntilla	9.0	NO	0.0	3.1
83		El Volcán	AES Gener	14.5	NO	-3.0	6.0
84		Florida	Sociedad de Canalistas del Maipo	10.0	NO	-1.0	1.0
85		Guayacán U1-U2	Energía Coyanco	7.1	NO	-7.1	7.1
86		Loma Alta	Pehuenche	40.0	SI	-10.0	10.0
87		Loma Los Colorados I (x2)	KDM Energía S.A.	1.3	NO	-0.4	0.8
88		Loma Los Colorados II (x14)	KDM Energía S.A.	2.1	NO	-0.6	1.2
89		Los Hierros U1	E.E. Aguas del Melado	13.5	NO	-13.5	13.5
90		Los Hierros U2	E.E. Aguas del Melado	13.5	NO	-13.5	13.5
91		Maitenes Aux. U1-U2	AES Gener	2.3	NO	-1.0	1.0
92		Maitenes U1-U2-U3	AES Gener	8.1	NO	-2.0	3.0
93		Nehuenco U1 TG	Colbún	273.0	SI	-73.3	68.5
94		Nehuenco U1 TV	Colbún	175.0	SI	-47.0	90.8
95		Nehuenco U2 TG	Colbún	300.0	SI	-75.0	135.0
96		Nehuenco U2 TV	Colbún	164.0	SI	-70.8	84.4
97		Nehuenco U3	Colbún	111.6	NO	-41.3	41.3
98		Nueva Renca TG	Eléctrica Santiago	304.1	SI	-100.3	145.6
99		Nueva Renca TV	Eléctrica Santiago	251.2	SI	-37.9	127.7
100		Pehuenche U1	Pehuenche	290.0	SI	-80.7	73.8
101		Pehuenche U2	Pehuenche	290.0	SI	-80.7	73.8
102		Queltehues U1	AES Gener	13.3	NO	-3.0	6.0
103		Queltehues U2	AES Gener	13.3	NO	-3.0	6.0
104		Queltehues U3	AES Gener	13.3	NO	-3.0	6.0
105		Quintero TG1A	Endesa	170.5	NO	-76.0	130.0
106		Quintero TG1B	Endesa	170.5	NO	-76.0	130.0
107		Rapel U1	Endesa	76.0	SI	-45.4	18.6
108		Rapel U2	Endesa	76.0	SI	-45.4	18.6
109		Rapel U3	Endesa	76.0	SI	-46.0	29.7
110		Rapel U4	Endesa	76.0	SI	-46.0	29.7



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVar]	
						Q (L)	Q (C)
111		Rapel U5	Endesa	76.0	SI	-46.0	29.7
112		Renca Carbon U1-U2	AES Gener	58.8	NO	-20.3	30.1
113		San Clemente	AES Gener	6.3	NO	-0.5	0.5
114		San Isidro U1 TG	Celta	283.6	SI	-24.4	149.4
115		San Isidro U1 TV	Celta	162.4	SI	5.5	62.4
116		San Isidro U2 TG	Endesa	305.0	SI	-73.8	130.0
117		San Isidro U2 TV	Endesa	163.0	SI	-51.5	79.0
118		Santa Marta	Consorcio Santa Marta	2.5	NO	-0.5	2.2
119		Sauzal U1	Endesa	32.0	NO	-19.1	0.1
120		Sauzal U2	Endesa	32.0	NO	-18.8	12.0
121		Sauzal U3	Endesa	32.0	NO	-18.8	12.0
122		Sauzalito	Endesa	15.0	NO	-9.3	9.3
123	Concepción	Arauco	Celulosa Arauco y Constitución	45.33	NO	-45.3	36.7
124		Arauco U6	Celulosa Arauco y Constitución	38.875	NO	-12.4	9.3
125		Bocamina U1	Endesa	147	SI	-13.7	73.7
126		Bocamina U2	Endesa	456	SI	-200.0	360.0
127		Cañete	SAGESA	0.97	NO	-0.3	0.3
128		Coronel	SAGESA	59.53	SI	-13.8	32.0
129		Energía Biobío	Papelera Biobío	9.375	NO	-1.9	1.9
130		Escuadrón U1	Nueva Energía	15	NO	-3.0	3.0
131		Escuadrón U2	Nueva Energía	4.25	NO	-0.9	0.9
132		Horcones	Arauco	31.25	NO	-6.3	6.3
133		Lebu	SAGESA	0.97	NO	-0.3	0.3
134		Newen	Gas Sur	15	NO	-6.5	6.5
135		PetroPower	Petropower	86.6	NO	-15.0	40.0
136		Trongol	SAGESA	3	NO	-0.5	0.5
137		Sur	Ancud	SAGESA	3.0	NO	-0.5
138	Angostura U1		Colbún	150.5	SI	-65.0	65.0
139	Angostura U2		Colbún	150.5	SI	-65.0	65.0
140	Angostura U3		Colbún	50.2	SI	-21.0	21.0
141	Antilhue U1		Antilhue	63.5	SI	-19.0	42.0
142	Antilhue U2		Antilhue	63.5	SI	-19.0	42.0
143	Callao		Hidrocallao	1.8	NO	-1.5	1.5
144	Calle Calle U1-U7		SAGESA	1.8	NO	-1.3	1.3
145	Calle Calle U8		SAGESA	2.3	NO	-1.7	1.7
146	Canutillar U1		Colbún	70.0	SI	-18.0	10.0
147	Canutillar U2		Colbún	70.0	SI	-18.0	10.0
148	Capullo		E.E. Capullo	17.0	NO	-8.0	9.0



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVar]	
						Q (L)	Q (C)
149		Chiloé	Elektra Generación	1.3	NO	-1.0	1.0
150		Chufquén	SAGESA	1.0	NO	-0.3	0.3
151		Chuyaca U1-U4	SAGESA	2.5	NO	-1.9	1.9
152		Chuyaca U5-U6	SAGESA	2.5	NO	-1.9	1.9
153		Chuyaca U7-U8	SAGESA	2.5	NO	-1.9	1.9
154		Collipulli	Collipulli	1.0	NO	-0.3	0.3
155		Comasa U1	Comasa	30.0	SI	-25.0	25.0
156		Comasa U2	Comasa	25.0	SI	-20.8	20.8
157		Curacautin U1-U3	SAGESA	0.9	NO	-0.3	0.3
158		Curacautin U2	SAGESA	1.7	NO	-0.3	0.3
159		Degañ	G. E. Nueva Degañ	2.0	NO	-0.3	0.3
160		El Manzano	Hidroeléctrica El Manzano	5.7	NO	-4.8	4.8
161		Las Nalcas	Hidronalcas	3.6	NO	-3.0	3.0
162		Licán	E.E. Licán	10.1	NO	-10.0	10.0
163		Pelohuén	Generación y Energía Chile	2.0	NO	-0.3	0.3
164		Pilmaiquen U1	E.E. Panguipulli	5.6	SI	-1.5	1.5
165		Pilmaiquen U2	E.E. Panguipulli	5.6	SI	-1.5	1.5
166		Pilmaiquen U3	E.E. Panguipulli	5.6	SI	-1.5	1.5
167		Pilmaiquen U4	E.E. Panguipulli	13.5	SI	-4.0	4.0
168		Pilmaiquen U5	E.E. Panguipulli	13.5	SI	-4.0	4.0
169		Pullinque U1	E.E. Panguipulli	18.0	SI	-6.5	6.5
170		Pullinque U2	E.E. Panguipulli	18.0	SI	-6.5	6.5
171		Pullinque U3	E.E. Panguipulli	18.0	SI	-6.5	6.5
172		Quellón II	SAGESA	2.5	NO	-1.9	1.9
173		Rucatayo	E. E. Rucatayo	55.3	NO	0.0	55.3
174		Trapen N1	ENLASA	1.9	NO	-0.6	0.6
175		Trapen N2	ENLASA	1.9	NO	-0.6	0.6
176		Trapen N3	ENLASA	1.9	NO	-0.6	0.6
177		Trapen N4	ENLASA	1.9	NO	-0.6	0.6
178	Triful-Triful	Hidroelec	0.4	NO	-0.3	0.3	
179	Valdivia	Celulosa Arauco y Constitución	87.5	SI	-21.8	55.0	
180	Centro 500 kV	Abanico U1	Endesa	21.5	SI	-4.5	2.2
181		Abanico U2	Endesa	21.5	SI	-4.5	2.2
182		Abanico U3	Endesa	21.5	SI	-4.5	2.2
183		Abanico U4	Endesa	21.5	SI	-4.5	2.2
184		Abanico U5	Endesa	21.5	SI	-12.5	9.9
185		Abanico U6	Endesa	21.5	SI	-12.5	9.9
186		Antuco U1	Endesa	160.0	SI	-62.2	37.8



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVar]	
						Q (L)	Q (C)
187		Antuco U2	Endesa	160.0	SI	-62.2	37.8
188		Cholguán	Paneles Arauco S.A.	38.8	NO	-10.0	10.0
189		El Toro U1	Endesa	105.3	SI	-56.1	41.6
190		El Toro U2	Endesa	105.3	SI	-58.5	40.7
191		El Toro U3	Endesa	105.3	SI	-56.1	41.6
192		El Toro U4	Endesa	105.3	SI	-58.5	40.7
193		Laja (Energía Verde)	AES Gener	10.0	NO	-1.0	2.5
194		CMPC Laja 2	CMPC Celulosa	31.3	NO	-3.0	19.0
195		CMPC Laja 3	CMPC Celulosa	52.5	NO	-5.0	32.0
196		CMPC Laja 4	CMPC Celulosa	73.9	NO	-21.8	45.0
197		Los Pinos	Colbún	138.8	NO	-37.6	103.0
198		Los Sauces	SAGESA	1.0	NO	-0.3	0.3
199		Mampil U1	DEI DUQUECO SPA	29.0	NO	-6.0	8.0
200		Mampil U2	DEI DUQUECO SPA	29.0	NO	-6.0	8.0
201		Masisa	Masisa Ecoenergía	13.5	NO	-2.7	2.7
202		Orafti	Orafti	9.4	NO	-7.5	7.5
203		CMPC Pacífico 1	CMPC Celulosa	45.4	NO	-4.5	27.2
204		CMPC Pacífico 2	CMPC Celulosa	50.0	NO	-5.0	30.0
205		CMPC Pacífico 3	CMPC Celulosa	17.5	NO	-1.8	10.5
206		Palmucho	Endesa	33.0	SI	-27.4	17.2
207		Pangue U1	Celta	240.0	SI	-13.2	69.5
208		Pangue U2	Celta	240.0	SI	-13.2	69.5
209		Peuchen U1	DEI DUQUECO SPA	44.0	NO	-10.0	15.0
210		Peuchen U2	DEI DUQUECO SPA	44.0	NO	-10.0	15.0
211		Quilleco U1	Colbún	38.0	NO	-10.0	11.0
212		Quilleco U2	Colbún	38.0	NO	-10.0	11.0
213		Ralco U1	Endesa	402.0	SI	-143.3	170.6
214		Ralco U2	Endesa	402.0	SI	-143.3	170.6
215		Renaico	Mainco	7.0	NO	-1.0	1.0
216		Rucue U1	Colbún	93.0	SI	-46.5	37.2
217		Rucue U2	Colbún	93.0	SI	-46.5	37.2
218		Santa Fe Energía	Bioenergías Forestales	122.5	NO	-24.5	73.5
219		CMPC Santa Fe 2	CMPC Celulosa	61.3	NO	-6.1	36.8
220		CMPC Santa Fe 3	CMPC Celulosa	61.3	NO	-6.1	36.8
221		Santa Lidia	AES Gener	150.0	NO	-37.6	103.0
222		Santa María	Colbún	468.0	SI	-126.8	347.4
223		Yungay TG U4	Duke Energy	47.5	NO	-24.0	17.6
224		Yungay TV U4	Duke Energy	22.5	NO	-7.6	8.3

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente (MVA)	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVar]	
						Q (L)	Q (C)
225		Yungay U1	Duke Energy	81.1	NO	-41.0	30.0
226		Yungay U2	Duke Energy	81.1	NO	-41.0	30.0
227		Yungay U3	Duke Energy	81.1	NO	-41.0	30.0

Tabla 3-6: Recursos disponibles y habilitados para el control de tensión por unidad de generación fotovoltaica.

Id	Área de CT	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente [MVA]	Factor de Potencia Nominal	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MVar]	
							Q(L)	Q(C)
1	Norte	Llano de Llampos_01 (x45)	SunEdison	67.5	1.0	NO	0.0	0.0
2		Llano de Llampos_02 (x28)	SunEdison	42.0	1.0	NO	0.0	0.0
3		Solar Esperanza x4	RTS Energy	2.9	1.0	NO	0.0	0.0
4		SDGx01_A	Solar Direct	0.5	1.0	NO	0.0	0.0
5		SDGx01_B	Solar Direct	0.5	1.0	NO	0.0	0.0
6		San Andrés PV_01 (x11)	San Andrés	16.5	0.9	NO	-7.2	7.2
7		San Andrés PV_02 (x11)	San Andrés	16.5	0.9	NO	-7.2	7.2
8		San Andrés PV_03 (x4)	San Andrés	6.0	0.9	NO	-2.6	2.6
9		San Andrés PV_04 (x9)	San Andrés	13.5	0.9	NO	-5.9	5.9

Tabla 3-7: Recursos disponibles y habilitados para el control de tensión, generación eólica.

Id	Área de Control de Tensión	Unidad Generación	Propietario	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Habilitada Para CT	Reserva Existente [MVar]	
						Q (L)	Q (C)
1	Norte	El Arrayán	Pattern Energy	117	NO	-14.04	36.53
2		Total	Norvind	46	NO	-5.46	14.22
3		Canela I	Endesa	20	NO	-2.38	6.20
4		Punta Colorada	Barrick	23.1	NO	-2.77	7.21
5		Canela II	Endesa	60	NO	-7.20	18.73
6		Fuente DC Talinay V100	Enel Green Power	30	NO	-3.60	9.37
7		Fuente DC Talinay V90	Enel Green Power	37.5	NO	-4.50	11.71
8		Monte Redonde	Eólica Monte Redondo	36	NO	-4.32	11.24

Tabla 3-8: Recursos disponibles y habilitados para el control de tensión por equipos compensación estáticos.

Id	Área de CT	Equipo	Propietario	Habilitado Para CT	Reserva Existente [MW/u]	
					Q(L)	Q(C)
1	Norte	SVC PLUS Diego de Almagro	Transelec	SI	-100.0	140.0
2		CER Cardones	Transelec	SI	-60.0	100.0
3		CER Maitencillo	Transelec	SI	-28.0	24.0
4		CER Pan de Azúcar 1	Transelec	SI	-28.0	24.0
5		CER Pan de Azúcar 2	Transelec	SI	-28.0	24.0
6	Centro	CER Polpaico	Transelec	SI	-65.0	100.0
7		STATCOM Cerro Navia	Transelec	SI	-65.0	140.0
8	Sur	CER Puerto Montt	Transelec	SI	-40.0	70.0

### 3.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.

#### 3.3.1 Partida Autónoma.

La siguiente tabla presenta las unidades con capacidad de partida autónoma en el SIC y que han sido informadas por las respectivas empresas propietarias.

Tabla 3-9.- Centrales del SIC con Capacidad de Partida Autónoma.

Zona	Área Eléctrica	Partida Autónoma	Empresa
Norte	Diego de Almagro	Diego de Almagro 1	ENDESA
		Salvador TG 1	SWC
	Maitencillo	Huasco TG	ENDESA
	Pan de Azúcar	El Peñón	ENLASA
Quinta Región	Costa	(1)	
	Valle	(1)	
Centro	Alto Jahuel	Colbún	Colbún
		Pehuenche	ENDESA
	Cerro Navia	Rapel - unidades 1,2,3,4 y 5	ENDESA
		Quintero TG 1A	ENDESA
Itahue	Teno	ENLASA	
Sur	Biobío	El Toro	ENDESA
		Ralco	ENDESA
		Coronel	SGA
	Araucanía	Pullinque	E.E. Panguipulli
		Pilmaiquén	E.E. Panguipulli
	Canutillar	Colbún	

(1) Área Eléctrica sin unidades generadoras con capacidad de partida autónoma.

### 3.3.2 Aislamiento Rápido.

La siguiente tabla presenta las unidades con capacidad de aislamiento rápido en el SIC y que han sido informadas por las respectivas empresas propietarias.

Tabla 3-10.- Centrales del SIC con Capacidad de Aislamiento Rápido.

Zona	Área Eléctrica	Central	Empresa
Norte	Diego de Almagro	(1)	
	Maitencillo	(1)	
	Pan de Azúcar	(1)	
Quinta Región	Costa	(1)	
	Valle	(1)	
Centro	Alto Jahuel	(1)	
	Cerro Navia	(1)	
	Itahue	Nueva Aldea (2)	Arauco Bioenergía
		Licantén (2)	Arauco Bioenergía
		Constitución	Arauco Bioenergía
Viñales (2)		Arauco Bioenergía	
Sur	Biobío	Petropower (2)	PETROPOWER
		Cholguán (2)	Arauco Bioenergía
		Arauco (2)	Arauco Bioenergía
	Araucanía	Pullinque	E.E. PANGUIPULLI
		Canutillar	Colbún
		Pilmaiquén	E.E. PANGUIPULLI
		Valdivia (2)	Arauco Bioenergía

(1) Área Eléctrica sin unidades generadoras con capacidad de aislamiento rápido.

(2) Centrales con capacidad de aislamiento rápido que se reconectan al sistema una vez que éste se haya estabilizado.

### 3.3.3 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.

Tal como se indicó en el punto 2.3.4, el PDCE consta de 3 fases ligadas a las contingencias extremas identificadas en los estudios realizados a la fecha. A continuación presentamos los recursos y/o instalaciones disponibles para la implementación de cada una de las fases del PDCE.

#### 3.3.3.1 Fase 1.

Para hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV, se cuenta con un EDAG que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehueno, San Isidro y Quintero (EDAG San Luis). El déficit de potencia sistémico originado por la operación del EDAG San Luis es compensado con la actuación del esquema de desconexión automático de carga (EDAC BF) vigente.

Adicionalmente y para mitigar los efectos en la estabilidad transitoria de la zona norte producto de la perturbación, se dispuso la modificación de los ajustes de los PSS de las unidades de la central Guacolda.

### 3.3.3.2 Fase 2.

La separación del sistema producto de la pérdida del vínculo Charrúa-Ancoa 500 kV y el desbalance de carga-generación en los sub-sistemas resultantes (equivalente a la transferencia pre-contingencia por el tramo Charrúa-Ancoa 500 kV que habitualmente fluye de sur a norte), provocan una sobrefrecuencia al Sur de Charrúa y una subfrecuencia al Norte de Charrúa.

Para controlar estos desbalances se cuenta en el caso del subsistema centro – norte, afectado por la subfrecuencia, de un Esquema Automático de Desconexión de Carga por Contingencia Extrema (EDACxCEx) que actúa en base a relés de acción rápida ( $\Delta f/\Delta t$ ), cuya acción es complementada por los EDAC BF disponibles en el sistema. Con la acción del EDACxCEx se busca frenar abruptas caídas de la frecuencia inicial para evitar la desconexión descontrolada de generación y, conjuntamente con el aporte del EDAC BF y la reserva primaria, compensar el déficit de potencia (generación) y así evitar el colapso del subsistema por subfrecuencia. La desconexión automática de carga en escenarios de baja demanda ocasiona problemas de sobretensión de régimen permanente, por esta razón se cuenta con un esquema de acción lenta y local (del orden de las decenas de segundos) que desconecta CC/EE en las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel, evitando sobretensiones inadmisibles en el subsistema.

En el caso del subsistema Sur, afectado por una sobrefrecuencia, se cuenta con un EDAG que actúa tanto localmente (S/E Charrúa) como en forma remota (S/E Antuco) desconectando generación de acuerdo con el nivel de la transferencia pre-contingencia en el tramo afectado, evitando de esta forma la desconexión descontrolada de generación por sobrefrecuencia y el subsecuente riesgo de un colapso del subsistema Sur.

### 3.3.3.3 Fase 3.

La falla del vínculo San Luis – Quillota 2x220 kV, provoca una sobrecarga de la línea San Luis-Agua Santa 2x220 kV, de los transformadores de Agua Santa 220/110 kV y de la red de 110 kV de la zona V Región Costa, así como oscilaciones de potencia en este subsistema e inestabilidad angular en las centrales de la zona. Para controlar la sobrecarga en el sistema de 110 kV y mitigar sus efectos en el sistema, se cuenta con un esquema automático de desconexión inmediata de la línea San Luis – Agua Santa. Con el objetivo de evitar la actuación indeseada de las protecciones de la red de 110 kV, durante la contingencia y previo a la apertura del vínculo San Luis – Agua Santa, se ha habilitado el bloqueo por oscilación de potencia en las protecciones de líneas de la zona comprometida.

Con la desconexión automática del vínculo San Luis – Agua Santa se pierde el aporte de generación al sistema de las centrales que inyectan en la S/E San Luis, déficit de generación que es compensado con la actuación del EDACxCEX (Fase 2 PDCE) y/o el EDAC BF para evitar un colapso por subfrecuencia. Para atender eventuales sobretensiones ocasionadas por la desconexión de carga se cuenta con el esquema de control de tensión (Fase 2 PDCE)

### 3.3.4 Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas.

La siguiente tabla muestra las instalaciones de transmisión con capacidad de vinculación para las áreas eléctricas del SIC.

Tabla 3-11: Instalaciones del SIC con Capacidad de Vinculación.

Zona	Área Eléctrica	Vínculos en niveles de tensión kV
Norte	Diego de Almagro	220 y 110
	Cardones	220 y 110
	Maitencillo	220 y 110
	Pan de Azúcar	220 y 110
Quinta Región	Costa	110
	Valle	220 y 110
Centro	Alto Jahuel	220, 154 y 110
	Cerro Navia	220
	Itahue	220 y 154
Sur	Bíobío	220 y 154
	Araucanía	220 y 66

El detalle de las instalaciones de transmisión con capacidad de vinculación se indica en ANEXO 2.

### 3.4 ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA.

A continuación se efectúa un catastro de los recursos disponibles de DAC en el SIC, en el último periodo de doce meses.

Para cada esquema automático se muestra una breve descripción funcional y el problema de Calidad y/o Seguridad de Servicio que resuelve, identificando las principales instalaciones que participan y las empresas propietarias de esas instalaciones.

Los detalles específicos de la implementación y ajustes de cada esquema están contenidos en los informes que para cada caso elaboró o aprobó la DO, tanto para la habilitación y puesta en servicio, como para posteriores modificaciones que requirieron dichos automatismos.

### **3.4.1 EDAC por Desenganche Directo.**

#### 3.4.1.1 Contingencia Específica en Circuito 220 kV Maitencillo - Cardones

El tramo del SIC al norte de Maitencillo presentaba dificultades de estabilidad de tensión cuando ocurrían perturbaciones locales importantes (por ejemplo, desconexión de uno de los tres circuitos Maitencillo – Cardones 220 kV).

Los estudios hechos por el CDEC hasta septiembre de 2009 indicaban que (con tres unidades de central Guacolda, sin central Taltal y con los tres circuitos Maitencillo – Cardones en operación) la transmisión normal máxima posible era de 342 MW sin automatismos. Como la demanda máxima al norte de S/E Maitencillo es superior a este valor, se debía despachar generación adicional en el extremo norte.

El esquema automático opera si la transmisión por los tres circuitos supera los 342 MW, ante la desconexión de uno de los circuitos Maitencillo – Cardones, desconectando instantáneamente consumos por un valor equivalente a la eventual sobrecarga. El problema es básicamente de tensiones, que caen bruscamente a valores cercanos al 70%, aunque puede convertirse en uno de sobrecargas térmicas de los circuitos, si la temperatura ambiente al momento del evento es superior a 30 °C.

Con la entrada de la cuarta unidad de central Guacolda los estudios elaborados por el CDEC determinaron que se mantiene la aplicabilidad del esquema y sus ajustes.

Según lo anteriormente descrito, y en términos generales, el esquema de control opera de la siguiente forma:

1. Medir la potencia activa que llega a Cardones por cada circuito Maitencillo – Cardones (Transec), la que en condiciones normales de operación, deberá ser inferior a unos 342 MW por los 3 circuitos.
2. Si la potencia activa que llega a Cardones supera los 342 MW, el EDAC actuará desprendiendo el excedente de potencia sobre este valor desde las cargas disponibles para tal efecto, ante la apertura de uno de los circuitos por falla. Dicha desconexión opera de manera instantánea sin considerar la eventual reconexión automática de la línea.
3. La potencia activa a desconectar sería el valor excedente sobre 342 MW. Para determinar qué carga se desconecta, se medirán localmente (pañes H1 y H6) las potencias transmitidas hacia S/E Paipote (de ENAMI) y S/E Refugio (de Minera Maricunga).
4. Cabe señalar que actualmente, con la entrada en servicio del SVC Plus de S/E Diego de Almagro, este EDACxCE se pone en servicio sólo cuando ese equipo de compensación de reactivos esté fuera de servicio.

### 3.4.1.2 Contingencia Específica en el Sistema Chilectra (SDAC)

Chilectra S.A. distribuye energía eléctrica en la ciudad de Santiago a través de un sistema de subtransmisión compuesto por dos líneas de 220 kV, seis subestaciones transformadoras de interconexión 220/110 kV con el SIC, una red en anillo en 110 kV de doble circuito y subestaciones de transformación primarias, que se abastecen desde el anillo de 110 kV en configuración “tap-off” y transforman la energía a tensiones en el nivel de distribución.

En particular, los bancos de autotransformadores 220/110 kV de propiedad de Chilectra, están compuestas por 4 unidades, donde una de ellas es utilizada como unidad de reserva. En el caso de subestaciones con dos bancos de autotransformadores, la unidad de reserva es compartida entre ellos, como es el caso de la S/E El Salto.

En caso de una contingencia simple (desconexión intempestiva de alguna de las unidades monofásicas que componen el banco de autotransformadores) y luego de realizar las inspecciones en terreno y de verificar la presencia de una falla de una unidad, se realiza el reemplazo de la misma por la unidad de reserva, Lo anterior, se concreta en un plazo de aproximadamente 2 horas.

Para dar cumplimiento a las exigencias de la norma, en lo referente a cumplir con el criterio N-1 ante contingencias simples, y la limitación de la propagación de estas fallas al resto del SIC, Chilectra diseñó un Sistema de Desprendimiento Automático de Carga (SDAC).

Este esquema permite controlar los efectos de las fallas en los autotransformadores de las subestaciones de interconexión, durante los primeros instantes posteriores a la falla, para finalmente, en caso de ser requerido, reemplazar la unidad fallada incorporando la unidad de reserva.

En lo esencial, el SDAC se encarga de aplicar una estrategia controlada de desprendimiento de carga, para asegurar la eliminación de sobrecargas inaceptables, frente a desconexiones intempestivas de cualquiera de los bancos de autotransformadores de interconexión 220/110 kV.

Para hacer posible el monitoreo de sobrecargas en componentes del sistema eléctrico, el SDAC mide un conjunto de variables analógicas que se contrastan con ciertos umbrales preestablecidos. Si se cumplen las condiciones de excedencia de dichos umbrales, el SDAC aplicará una secuencia preestablecida de desprendimiento de carga.

Para detectar la ocurrencia de una desconexión intempestiva de un banco de autotransformadores de interconexión 220/110 kV, el SDAC monitorea el cambio de estado de un conjunto de variables digitales.

Cada una de las eventuales contingencias, tienen considerado la aplicación de un plan de actuación particular, es decir, cada contingencia tiene asociada sus propias variables digitales de cambio de estado y una secuencia de desprendimiento de carga que es aplicable a cada contingencia.

Tabla 3-12: Transformadores de Chilectra incorporados al SDAC.

	Transformadores			
<b>Escalón 1</b>	Apoquindo T2	A. Córdova T1	Vitacura T3	Vitacura T4
<b>Escalón 2</b>	Chacabuco T1	Lo Boza T4	Quilicura T2	Quilicura T4
<b>Escalón 3</b>	Pudahuel T2	San José T2	Pajaritos T1	Pajaritos T2
<b>Escalón 4</b>	Panamericana T1	Panamericana T2	San Bernardo T1	San Bernardo T3
<b>Escalón 5</b>	Santa Raquel T1	Santa Raquel T2	Santa Rosa T1	Santa Rosa T3
<b>Escalón 6</b>	La Reina T2	La Reina T4	Andes T1	Andes T2
<b>Escalón 7</b>	Santa Elena T2	San Joaquín T4	Macul T3	Macul T4

Tabla 3-13: Secuencias de desprendimiento de escalones en función del banco de autotransformadores de interconexión 220/110 kV fallado.

Secuencia de Escalones a Desprender	Los Almendros	El Salto 1	El Salto 2	Hyundai	Hyosung	Chena	Biun	Alto Jahuel
<b>Escalón 1</b>	4	1	1	2	2	3	4	4
<b>Escalón 2</b>	3	2	2	1	1	4	3	7
<b>Escalón 3</b>	7	3	3	6	6	7	7	3
<b>Escalón 4</b>	5	6	6	7	7	5	5	5
<b>Escalón 5</b>	6	5	5	5	5	6	6	6
<b>Escalón 6</b>	1	4	4	4	4	1	1	1
<b>Escalón 7</b>	2	7	7	3	3	2	2	2

### 3.4.1.3 Contingencia Específica de la línea 66 kV San Javier – Constitución.

La empresa Transnet diseñó un EDAC por baja frecuencia y otras variables específicas que permite la formación de una isla en S/E Constitución (de Transnet), ante la desconexión de la línea de 66 kV San Javier – Constitución (de Transelec) o si se detecta el aislamiento de la S/E Constitución con otras SS/EE aledañas producto de una falla en otras instalaciones más lejanas que esa línea de 66 kV.

La lógica de operación del esquema permite 3 modos de operación: Modo SIC que es el modo normal de operación cuando la S/E Constitución se encuentra conectada al SIC, Modo ISLA que es el modo de emergencia cuando el sistema de Constitución queda independiente del SIC y el Modo Isla Forzado, cuando el sistema detecta que la línea Constitución – San Javier queda energizada por CELCO (producto de alguna falla lejana) y el sistema decide pasar automáticamente al Modo Isla producto de una baja frecuencia (escalón cero).

Algunos de los modos observan si el paño B1 de S/E Constitución está inyectado o retirando potencia activa, en todos los casos se programó una potencia mínima equivalente a 0.5 MW.

Los modos de operación son los siguientes:

1. Modo SIC (MS)

El modo operación SIC se habilita cuando el interruptor 52B1 (de Transnet) se encuentra cerrado, lo que implica que la S/E Constitución está conectada al Sistema Interconectado Central mediante la línea Constitución – San Javier. Los escalones de frecuencia que rigen para este modo se muestran en la Tabla 3-14: Modo de operación SIC.

Tabla 3-14: Modo de operación SIC (MS).

Condición 52B1 Cerrado	Etapas EDAC		Ajustes	
			Frecuencia	
			Umbral	Gradiente
	Alimentador	Interruptor	Hz	Hz/seg
Escalón 1	Santa María	52E3	49	0.6
Escalón 3	Purapel	52E1	48.8	0.6

2. Modo de operación en ISLA

El modo de operación en ISLA, se habilita cuando el interruptor 52B1 se encuentra abierto, lo que implica que la S/E Constitución no está conectada al SIC. En este modo el controlador envía mediante canal de teleprotección una señal a la generadora CELCO (de Arauco Bioenergía) para que pase el control de frecuencia desde el modo esclavo al modo maestro. Para esta condición de operación (operación en isla), se tienen cuatro (4) escalones de frecuencia y cuatro (4) casos como se indican en la Tabla 3-15. Para la condición Modo ISLA, se deberán coordinar los valores de baja frecuencia definidos en los alimentadores de 23 kV de S/E Constitución, con los valores de baja frecuencia definidos en los generadores de Celco y Energía Verde (Constitución), de modo que sean menores a los especificados en S/E Constitución.

Tabla 3-15: Modo de operación en ISLA.

Condición 52B1 abierto	Etapas EDAC		Ajustes	
			Frecuencia	
			Umbral	Gradiente
	Alimentador	Interruptor	Hz	Hz/seg
Escalón 1	Energía Verde	52ET2	48.6	N.A.
Escalón 2	Santa María	52E3	48.5	N.A.
Escalón 3	O'Higgins	52E4	48.3	N.A.
Escalón 4	Purapel	52E1	49	-2.7

### 3. Forzar Modo ISLA

Este modo agrega un quinto escalón al esquema de desprendimiento por frecuencia al comienzo (escalón 0) y forzando el Modo ISLA. Este modo está condicionado a la siguiente lógica:

- Que los interruptores 52B1y 52B2 (de Arauco Bioenergía) se encuentran cerrados
- Que 52B1 no aporta energía activa
- Que 52B2 aporta energía activa
- Que se alcance el valor de frecuencia de 49.5 Hz
- Que Celco envíe la señal “maquina Ok” (a través del canal de teleprotección) que implica que existe poder de inyección.

Los escalones de frecuencia y casos son los mismos del modo Isla, con la diferencia que se agrega el escalón cero.

Cabe señalar que el Modo SIC corresponde a parte del EDAC por subfrecuencia.

#### 3.4.1.4 Contingencia Específica de una Unidad de Central Guacolda.

Este proyecto ha sido instruido por la Dirección de Operación del CDEC-SIC, de acuerdo con lo establecido por el Panel de Expertos en su Dictamen 16/2008, que establece la desconexión de consumos frente a una contingencia de salida de servicio de una unidad de esa central (se aplica también a la salida de un circuito de la línea 3x220 kV Maitencillo-Cardones).

A partir de los estudios sistémicos realizados por la DO del CDEC-SIC, se determinó que en caso de producirse una salida de servicio intempestiva de una máquina de la central Guacolda, se produciría una perturbación en el sistema eléctrico que afecta la zona comprendida de SS/EE Cardones al norte y que tendría como consecuencia una fluctuación en la tensión inaceptable para el sistema eléctrico de acuerdo a la NTSyCS.

Para mitigar esta perturbación, se planteó la necesidad de implementar un EDAC en las SS/EE Cardones y Huasco, que opere en caso de salida del servicio de una unidad de la Central Guacolda, y que en lo principal consiste en la emisión de una orden de desconexión desde Central Guacolda hasta ambas subestaciones.

Los consumos que se consideraron para participar en el EDAC corresponden a los asociados a Compañía Minera del Pacífico, planta de Pellets en nivel de 110 kV de S/E Huasco, y a los paños H6, Paipote de ENAMI y H1, Refugio de Minera Maricunga, ambos consumos en nivel de 110 kV de S/E Cardones (propiedad de S/E Transelec).

#### 3.4.2 EDAC por Subfrecuencia.

El siguiente cuadro resume el EDAC por baja frecuencia definido, donde los porcentajes están referidos a la demanda de cada zona:

Tabla 3-16: Resumen de EDAC BF

Ajuste umbral Frecuencia	Porcentajes de Participación en EDAC por Baja Frecuencia						% TOTAL
	49.0 Hz	48,9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.5 Hz	48,3 Hz	
Ajuste Gradiente de Frecuencia	-0.6 [Hz/seg]	---	-0.6 [Hz/seg]	---	---	---	
ZONA	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
Atacama	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Coquimbo	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Quinta Región	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Metropolitana (*)	7.2% (3.6%)	1.8% (3.6%)	7.2% (3.6%)	1.8% (3.6%)	1.8% (3.6%)	1.8% (3.6%)	21.6%
Troncal centro	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Sistema 154 - 66 kV	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Charrúa	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Concepción	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Araucanía	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
<b>% TOTAL DE CARGA DEL SIC QUE PARTICIPA DEL ESQUEMA</b>							<b>21.6%</b>

(\*) Porcentajes entre paréntesis corresponden a lo solicitado a la empresa Chilectra.

Ante las contingencias de mayor probabilidad de ocurrencia, el EDAC BF diseñado minimiza los desprendimientos de carga. Por otra parte, la aplicación del esquema propuesto permite minimizar la probabilidad de un colapso por baja frecuencia del sistema frente a las contingencias de mayor severidad en el SIC.

### 3.4.3 EDAC por Subtensión.

De acuerdo con el análisis de estabilidad de tensión en régimen permanente desarrollado en el último Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, no se detectó la necesidad, asociada al fenómeno de colapso de tensión por insuficiencia de reactivos, de implementar un EDAC por baja tensión.

## **4. REQUERIMIENTOS DE RECURSOS.**

### **4.1 CONTROL DE FRECUENCIA.**

Los requerimientos de recursos para el control de frecuencia, que serán considerados son aquellos que se han determinado en el último estudio “Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” (ECFyDR), correspondiente a junio de 2014.

#### **4.1.1 Control Primario de Frecuencia.**

Se identifican tres tipos de reserva primaria, una de ellas está destinada para atender las variaciones naturales instantáneas de la demanda, la segunda, para reestablecer el equilibrio generación-demanda provocada por la desconexión intempestiva de generación y la tercera, para atender las pérdidas de consumo por fallas en las instalaciones del sistema que no involucra actuación de EDAC por baja frecuencia.

La primera de ellas se obtiene del Informe ECFyDR y que corresponde  $\pm 48$  MW.

La segunda se obtiene como resultado de la aplicación metodológica desarrollada en el Informe ECFyDR y que muestra que el valor de reserva primaria técnica y económica para atender la salida intempestiva de una unidad de generación de ciclo combinado de 388 MW es de 211 MW.

La tercera se obtiene a partir de la estadística anual de fallas ocurridas en el 2013 y que a su vez hayan involucrado la pérdida de consumos. A partir de ésta información y considerando un intervalo de confianza del 95%, se establece que el valor de desprendimiento de consumo es cercano a 100 MW.

En consecuencia, la reserva de potencia primaria total requerida para atender el déficit de generación es de 259 MW (48 MW + 211 MW).

Por otra parte, la reserva de potencia primaria total requerida para atender el exceso de generación es igual a 148 MW (48 MW + 100 MW).

#### 4.1.2 Control Secundario de Frecuencia.

Para que en el SIC se pueda ejercer el CSF es necesario proveer al sistema con una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía que cubran las necesidades que no han sido satisfechas por el CPF, de forma que dicha capacidad sea capaz de seguir la tendencia de aumento o de disminución de demanda del sistema. Esta capacidad de generación se conoce con el nombre de reserva de potencia secundaria y está disponible en aquellas unidades de generación con reguladores de velocidad con acción manual o automática con el propósito de hacer que el error de frecuencia del sistema sea igual a cero. Para este tipo de reserva de potencia, se requiere cubrir el mayor error estadístico que se tiene en la previsión de la demanda total del sistema y de las contingencias más probables.

De acuerdo a los resultados presentados en el Informe ECFyDR, el error de previsión de demanda anual estadísticamente está representado por un valor de potencia, que considerando un intervalo de confianza del 95%, resulta en un error estadístico igual  $\pm 136$  [MW].

#### 4.1.3 Reserva en giro total para CF (CPF y CSF).

Empleando los valores de reservas de potencia primaria y secundaria presentados en los dos puntos anteriores, se determina el requerimiento de reserva de potencia en giro total para atender las desviaciones en el sistema que se resume en la siguiente tabla.

Tabla 4-1: Reserva en giro para atender el déficit de generación.

Reservas de potencia para atender el déficit de generación			
Primaria		Secundaria	Reserva en giro total
Variación aleatoria de la demanda	Pérdida de generación	Error de previsión de la demanda	
57	205	136	398

## 4.2 CONTROL DE TENSIÓN.

Los requerimientos de recursos para el control de tensión, serán aquellos que se han determinado en el último estudio “Estudio Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” (ECTyRPR).

Tabla 4-2: Reserva mínima de potencia reactiva requerida en área de CT Norte.

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVar Requeridos	%
Guacolda U1	AES Gener	7.6	8%
Guacolda U3	AES Gener	7.4	7%
Los Molles U1	Endesa	1	1%
Los Molles U2	Endesa	0	0%
Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco	0	0%
Taltal U1	Endesa	0	0%
Termopacifico N1	Generadora del Pacífico S.A.	0	0%
Termopacifico N2	Generadora del Pacífico S.A.	0	0%
Termopacifico N3	Generadora del Pacífico S.A.	0	0%
SVC PLUS Diego de Almagro	Transelec	3	3%
CER Cardones	Transelec	28.3	28%
CER Maitencillo	Transelec	11	11%
CER Pan de Azúcar 1	Transelec	21.2	21%
CER Pan de Azúcar 2	Transelec	21.2	21%
<b>Total</b>		<b>101</b>	<b>100%</b>

Tabla 4-3: Reserva mínima de potencia reactiva requerida en área de CT V Región.

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVar Requeridos	%
Campiche	Eléctrica Campiche	-0.4	-1%
Nueva Ventanas	Eléctrica Ventanas	-0.4	-1%
Ventanas U1	AES Gener	12.5	24%
Ventanas U2	AES Gener	41.1	78%
<b>Total</b>		<b>53</b>	<b>100%</b>

Tabla 4-4: Reserva mínima de potencia reactiva requerida en área de CT Centro.

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVar Requeridos	%
Alfalfal U1	AES Gener	14	3%
Alfalfal U2	AES Gener	14	3%
Campiche	Eléctrica Campiche	13.4	3%

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVar Requeridos	%
Carena	Empresa Eléctrica Industrial	0	0%
Colbún U1	Colbún	3.4	1%
Colbún U2	Colbún	3.5	1%
Coya	Pacific Hydro Chile	0.9	0%
El Volcán	AES Gener	1.2	0%
EPSA U1	Puntilla	0	0%
EPSA U2	Puntilla	0	0%
EPSA U3	Puntilla	0	0%
Florida	Puntilla	0	0%
Guayacán U1-U2	Energía Coyanco	0	0%
Loma Alta	Pehuenche	4	1%
Loma Los Colorados I (x2)	KDM Energía S.A.	0.3	0%
Loma Los Colorados II (x14)	KDM Energía S.A.	2.7	1%
Machicura U2	Colbún	6	1%
Maitenes U1-U2-U3	AES Gener	4.1	1%
Nueva Renca TG	S.E. Santiago S.A. (ESSA)	0	0%
Nueva Renca TV	S.E. Santiago S.A. (ESSA)	0	0%
Nueva Ventanas	Eléctrica Ventanas	13.4	3%
Pehuenche U1	Pehuenche	24.7	6%
Pehuenche U2	Pehuenche	25	6%
Queltehues U1	AES Gener	4.4	1%
Rapel U1	Endesa	0.8	0%
Rapel U2	Endesa	0	0%
Rapel U3	Endesa	7.3	2%
Rapel U4	Endesa	7	2%
Rapel U5	Endesa	4.6	1%
San Isidro U1 TG	Celta	18.4	4%
San Isidro U1 TV	Celta	10.4	2%
Sauzal U1	Endesa	2.8	1%
Sauzal U2	Endesa	2.9	1%
Sauzal U3	Endesa	2.9	1%
Sauzalito	Endesa	1	0%
Santa Marta	Consortio Santa Marta	0	0%
Ventanas U1	AES Gener	4.8	1%
Ventanas U2	AES Gener	15.7	4%
CER Polpaico	Transelec	63.7	15%
STATCOM C. Navia	Transelec	158.9	36%
<b>Total</b>		<b>436</b>	<b>100%</b>

Tabla 4-5: Reserva mínima de potencia reactiva requerida en área de CT Concepción.

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVAR Requeridos	%
Arauco	Celulosa Arauco y Constitución	1.2	2%
Bocamina 1	Endesa	10.2	18%
Bocamina 2	Endesa	19.8	35%
FPC	Nueva Energía	0	0%
FPC U2	Nueva Energía	0	0%
Trongol	SAGESA	0	0%
Aporte sistema Charrúa (medido en Concepción)	-----	26.3	46%
<b>Total</b>		<b>57.5</b>	<b>100%</b>

Tabla 4-6: Reserva mínima de potencia reactiva requerida en área de CT Sur.

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVAR Requeridos	%
Angostura U1	Colbún	5.4	8%
Angostura U2	Colbún	5.4	8%
Callao	Hidronalcas	0	0%
Canutillar U1	Colbún	4.4	6%
Capullo	E.E. Capullo	1.5	2%
Chufquén	SAGESA	0	0%
Collipulli	Collipulli	0	0%
Comasa	Comasa	0	0%
Degañ	G. E. Nueva Degañ	1.2	2%
El Manzano	Hidroeléctrica El Manzano - El Canelo	0	0%
Las Nalcas	Hidronalcas	0	0%
Licán	E.E. Licán	0	0%
Pilmaiquen U1	E.E. Panguipulli	0.4	1%
Pilmaiquen U2	E.E. Panguipulli	0.4	1%
Pilmaiquen U3	E.E. Panguipulli	0.4	1%
Pilmaiquen U4	E.E. Panguipulli	1	1%
Pilmaiquen U5	E.E. Panguipulli	1	1%
Pullinque U1	E.E. Panguipulli	2	3%
Pullinque U3	E.E. Panguipulli	2.3	3%
Quellón II	SAGESA	0.5	1%
Rucatayo	Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	0	0%
Truful-Truful	Hidroelec S.A.	0	0%
Valdivia	Celulosa Arauco y Constitución	11.2	16%

Generador/Equipo	Propietario o Responsable	MVAR Requeridos	%
CER Puerto Montt	Transec	33.2	47%
<b>Total</b>		<b>70</b>	<b>100%</b>

### 4.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.

#### 4.3.1 Partida Autónoma.

En base al catastro de unidades generadoras con capacidad de partida autónoma presentado en el punto 3.3.1, se observa que existen áreas eléctricas en el SIC que cuyos recursos son escasos o no cuentan con éstos. Las áreas en cuestión son las siguientes:

Área Costa: En esta Área no existen recursos de partida autónoma de centrales, sin embargo, en dicha área existen principalmente centrales del tipo vapor carbón cuyo proceso de puesta en servicio y sincronización al SIC, una vez que se han alimentado sus servicios auxiliares, puede tardar hasta 24 horas. Por lo tanto, para este tipo de centrales, el contar con recursos de partida autónoma no contribuye al proceso de recuperación de servicio y por ende no hay una justificación para recomendar la incorporación de instalaciones con capacidad de partida autónoma en esas instalaciones.

Área Biobío: El sistema de 154 kV de S/E Charrúa, debe contar al menos con una alternativa para el proceso de recuperación de servicio, por lo tanto se debe proveer de partida autónoma a la central Yungay. La función de la central Yungay es formar una isla en 154 kV que suministre energía a las ciudades de Chillán y Los Ángeles.

En las demás zonas y áreas del sistema se observa para el año 2015 una cantidad de recursos de partida autónoma suficientes para iniciar el proceso de recuperación del servicio.

#### 4.3.2 Aislamiento Rápido.

La Zona Norte, Áreas Diego de Almagro y Maitencillo, así como el caso de la Zona Quinta Región Área Costa y Valle, no cuentan con unidades generadoras con capacidad de aislamiento rápido, por lo que se debe tener en consideración lo siguiente:

Áreas Diego de Almagro y Maitencillo: En esta área si bien no se cuenta con unidades con capacidad de aislamiento rápido, sí se cuenta con unidades con partida autónoma, las cuales permiten la recuperación de servicio en el menor tiempo posible, dado que dichas unidades habitualmente no se encuentran en servicio en la programación diaria por despacho económico.

Área Costa y Valle: En esta área no se cuenta con unidades con capacidad de aislamiento rápido ni con partida autónoma, debido a las características técnicas de las centrales del área, pero, cuenta con redundancia de vínculos, lo que permite la recuperación de los consumos del área en un tiempo razonable.

Cabe señalar que dadas las características técnicas de las centrales térmicas, la operación con capacidad de aislamiento rápido es sostenible sólo por períodos cortos (del orden de minutos).

En las demás zonas y áreas del sistema se observa para el año 2015 una cantidad de recursos de aislamiento rápido que resultan suficientes para iniciar el proceso de recuperación del servicio.

### 4.3.3 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.

En base a la definición del PDCE y los recursos disponibles para su implementación, a continuación se detallan los requerimientos específicos para cada una de las fases del PDCE:

#### 4.3.3.1 Fase 1 y 3.

Considerando la sinergia en el uso de los recursos asociados a las contingencias extremas identificadas, se procedió a realizar los requerimientos de estos servicios en forma conjunta para las Fases 1 y 3. De este modo para efectos de la implementación del EDAG San Luis y la desconexión del vínculo San Luis - Agua Santa 2x220 kV, se especificaron las siguientes celdas de “control”, “monitoreo” y “monitoreo y mitigación” en las siguientes SS/EE y centrales:

Tabla 4-7: Distribución celdas de monitoreo, monitoreo y mitigación y control (Fase 1 y 3).

S/E – Centrales	C. Monitoreo	C. Monitoreo y Mitigación	Control
San Luis	1	4	
Quillota	2		1
Polpaico	1		
Agua Santa		1	
Nogales	1		
Quintero		1	

La Figura 1 muestra esquemáticamente la distribución de las celdas, así como los enlaces de comunicaciones especificados para las fases 1 y 3 del PDCE.

En el caso particular de la fase 1, se incorporó una lógica de desconexión y ajustes de los PSS en las unidades de la central Guacolda, mientras que para la fase 3 se habilitaron y ajustaron las funciones de bloqueo por oscilaciones de potencia en las protecciones de las SS/EE 110 kV, Ventanas, Miraflores, San Pedro y Quillota (ver Figura 2).

### Implementación de los Recursos Fases 1 y 3

- EDAG San Luis
- Desconexión San Luis – Agua Santa

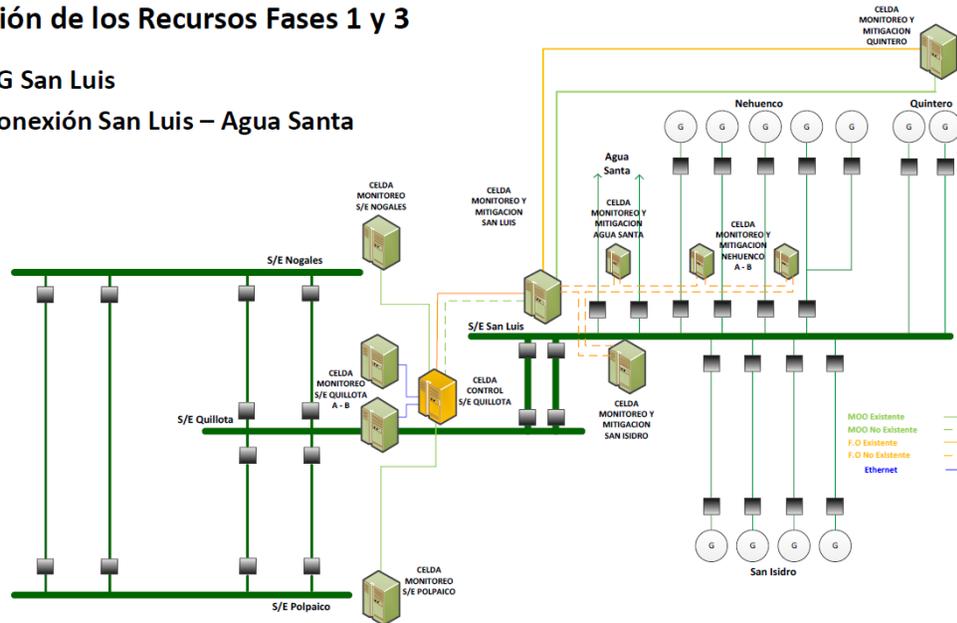


Figura 1: Esquema de implementación de recursos EDAG San Luis y Desconexión vínculo San Luis-Agua Santa.

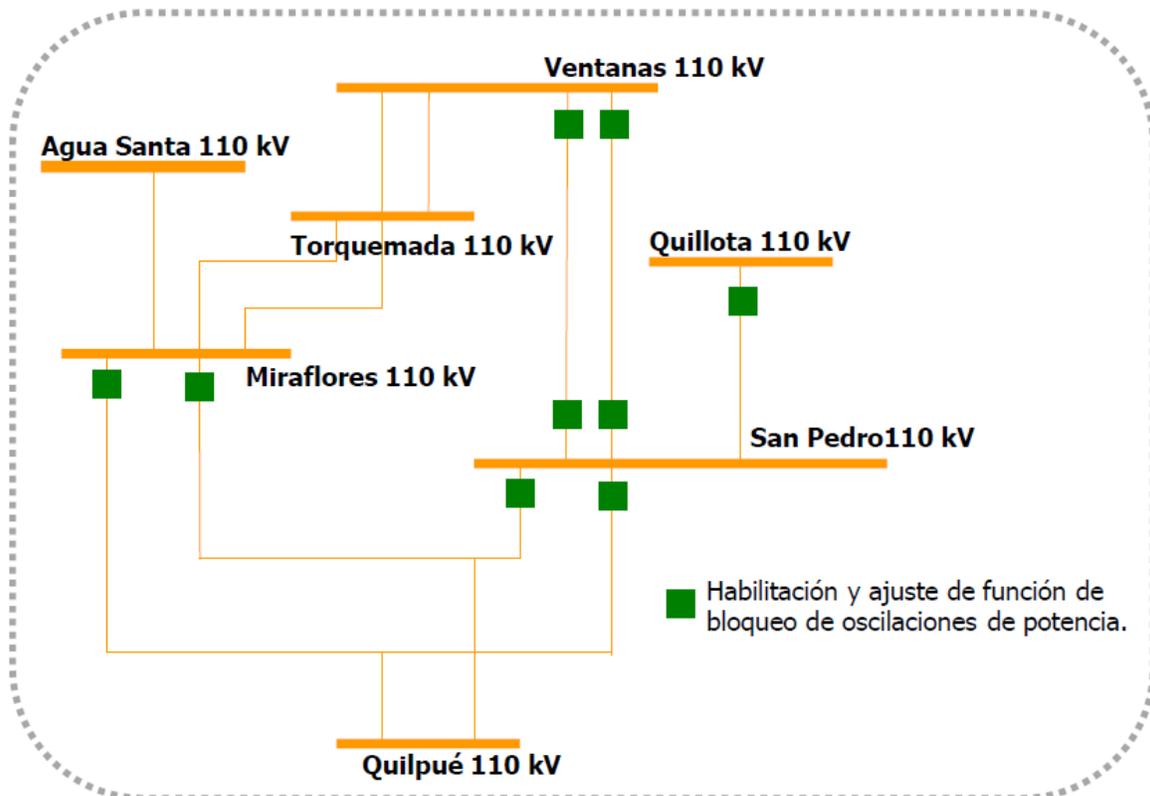


Figura 2: Ajuste Protecciones (Fase 3).

#### 4.3.3.2 Fase 2.

Para la implementación el EDAG de Charrúa, se especificaron celdas de control, monitoreo y monitoreo y mitigación, así como un anillo de comunicación local en S/E Charrúa, enlaces de comunicación entre Charrúa - Ancoa y Charrúa – Antuco. Este esquema detecta la desconexión de las líneas Charrúa – Ancoa 500 kV y de los bancos de transformadores 500/220 kV de S/E Charrúa, y considera el desprendimiento de generación relacionado con las centrales: El Toro, Antuco, Abanico, Pangué, Rucúe, Quilleco, Peuchén, Mampil, Santa María, Santa Lidia, Los Pinos y Yungay. La Figura 3 muestra esquemáticamente de modo referencial la distribución de las celdas de Monitoreo, Mitigación y Control, así como los interruptores que están involucrados en el esquema.

Tabla 4-8: Distribución celdas de monitoreo, monitoreo y mitigación y control (Fase 2).

S/E	C. Monitoreo	C. Monitoreo y Mitigación	C. Control
Charrúa 500 kV	2		1
Ancoa 500 kV	1		
Charrúa 220 kV	3	12	
Charrúa 154 kV		2	
Antuco 220 kV		1	
El Toro 220kV		1	

### Implementación de los Recursos Fase 2 – EDAG Charrúa

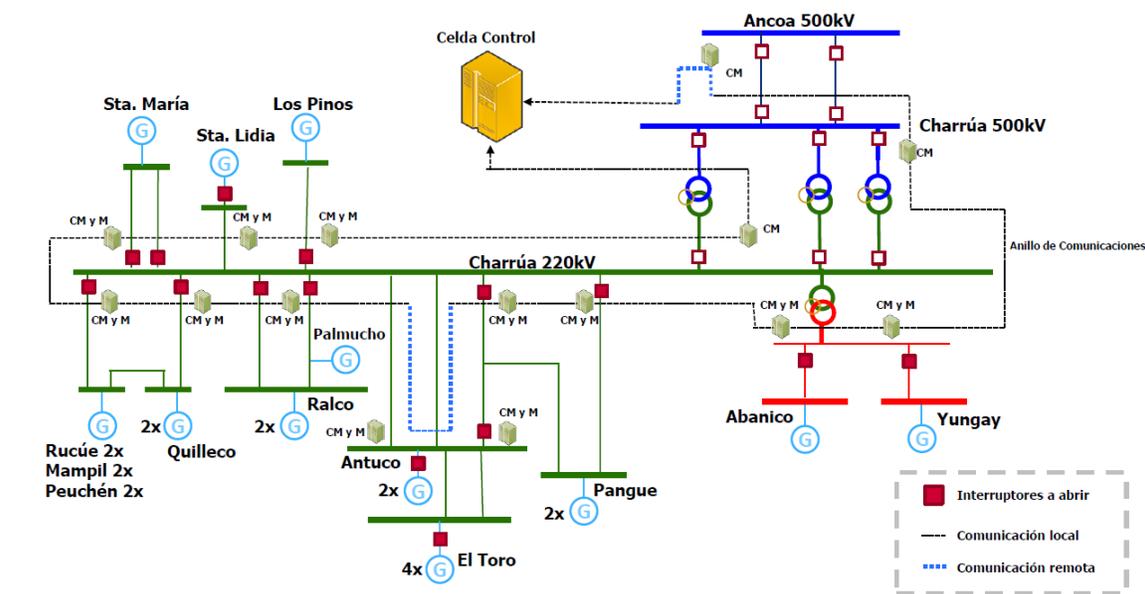


Figura 3: Esquema de implementación de recursos EDAG Charrúa.

Por otro lado, en el caso del EDACxCEx se especificaron relés de tasa de caída de Frecuencia  $\Delta f/\Delta t$ , con detección y apertura rápida (150 ms) en base a 3 Escalones:

- Escalón 1: -0.9 Hz/s 49,5 Hz

- Escalón 2: -1.2 Hz/s 49.5 Hz
- Escalón 3: -1.9 Hz/s 49.5 Hz

El requerimiento mínimo de carga disponible para el EDACxCEX, en demanda baja, es del orden de 639 MW para los 3 escalones, cuyos consumos se encuentran distribuidos en la zona centro (al norte de S/E Ancoa hasta S/E Quillota). En ANEXO 3 se presenta un listado de los Coordinados y sus correspondientes montos mínimos de carga comprometida en escenarios de baja demanda.

Finalmente, para efectos de un adecuado control de tensión (en régimen permanente) luego de ocurrida la contingencia se especificaron equipos que permitan la desconexión automática de CC/EE en el patio de 220 kV de la S/E Ancoa (1x65 MVAR), en el patio de 220 kV de S/E Alto Jahuel (2x50 y 1x65 MVAR) y en el terciario de los dos bancos de transformadores de 500/220/66 kV (4x33 MVAR en cada banco); así como el esquema de monitoreo por sincrofasores de la línea 220 kV Los Vilos - Pan de Azúcar en ambos extremos.

#### **4.3.4 Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctricas.**

Para las áreas de recuperación de servicio consideradas en el PRS se observa que el equipamiento de vinculación existente es insuficiente, por lo que se debe dotar del equipamiento para proceder a la interconexión de las áreas y así permitir la restitución en el menor tiempo posible del SIC.

Área Diego de Almagro: Los autotransformadores N° 3 y 4 de 220/110/13.8 kV, 120 MVA c/u se deben dotar del equipamiento primario, control y protecciones necesarios, para que ante una recuperación de servicio se pueda utilizar el autotransformador N° 3 de 220/110/13.8 kV, 120 MVA en forma separada del autotransformador N° 4, sin la necesidad de tener que desconectar el autotransformador N° 3 para energizar el autotransformador N° 4 cuando se encuentre en servicio la central Taltal, a objeto de asegurar la isla ya formada en la S/E Diego de Almagro.

El CER de S/E Maitencillo debe dotarse de partida autónoma para independizarse de la TG de la central Huasco, de forma de permitir un adecuado control de tensión para la recuperación del sistema de 220 kV.

Se debe dotar de un grupo de emergencia al CER de S/E Puerto Montt, con la finalidad de regular tensión cuando se energice la barra de 220 kV de S/E Puerto Montt por medio de una línea de 220 kV Valdivia – Puerto Montt y/o Canutillar - Puerto Montt, sin la necesidad de energizar los transformadores de S/E Melipulli.

#### **4.4 ESQUEMAS ESPECÍFICOS DE CARGA.**

A continuación se identifican los esquemas automáticos EDAC por contingencias específicas que se requiere implementar en el SIC en el próximo período de un año, y que a la fecha se encuentra en proceso de diseño, desarrollo o implementación.

Para cada esquema automático se muestra una breve descripción funcional, el problema de Calidad y/o Seguridad de Servicio que resuelve, identificando las principales instalaciones que participan en el esquema y las empresas propietarias de esas instalaciones.

Otros detalles específicos de estos esquemas requeridos están contenidos en los respectivos informes que para cada caso aprobó o se encuentra en proceso de aprobación por parte de la DO.

##### **4.4.1 EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 KV Bocamina-Lagunillas.**

Se ha detectado que en el sistema de subtransmisión que abastece la Zona de Coronel no se verifica el criterio operacional N-1 de la línea 2x66 kV Concepción - Coronel frente a contingencias que originen la desconexión intempestiva de la línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel.

Al respecto, se solicitó a Transnet los estudios sistémicos que permitan elaborar el diseño e implementar un automatismo de desconexión automático de carga, que actúe a partir de una señal específica que dé cuenta de la ocurrencia de la desconexión intempestiva de la línea de 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel, con la finalidad de evitar eventuales sobrecargas del tramo de 66 kV antes mencionado.

##### **4.4.2 EDAC por subfrecuencia en el SIC.**

El siguiente cuadro resume el EDAC por baja frecuencia definido como resultado del Estudio de EDAC especificado en la NTSyCS, donde los porcentajes están referidos a la demanda de cada zona:

Tabla 4-9: Porcentajes de participación en EDAC por Baja Frecuencia.

Porcentajes de Participación en EDAC por Baja Frecuencia							
Ajuste umbral Frecuencia	49.0 Hz	48,9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.5 Hz	48,3 Hz	% TOTAL
Ajuste Gradiente de Frecuencia	-0.6 [Hz/seg]	---	-0.6 [Hz/seg]	---	---	---	
ZONA	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
Atacama	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Coquimbo	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Quinta Región	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Metropolitana (*)	7.2% (3.6%)	1.8% (3.6%)	7.2% (3.6%)	1.8% (3.6%)	1.8% (3.6%)	1.8% (3.6%)	21.6%
Troncal centro	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Sistema 154 - 66 kV	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Charrúa	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Concepción	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Araucanía	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
<b>% TOTAL DE CARGA DEL SIC QUE PARTICIPA DEL ESQUEMA</b>							<b>21.6%</b>

(\*) Porcentajes entre paréntesis corresponden a lo solicitado a la empresa Chilectra.

Las Instalaciones de Clientes deberán incluir el equipamiento y automatismo suficiente para participar en el EDAC por subfrecuencia, en la magnitud que la DO determine, como resultado del Estudio de EDAC especificado en la NTSyCS.

#### 4.4.3 EDAC Contingencia Específica de una Unidad de Central Guacolda.

Este proyecto ha sido instruido por la Dirección de Operación del CDEC-SIC, de acuerdo con lo establecido por el Panel de Expertos en su Dictamen 16/2008, que establece la desconexión de consumos frente a una contingencia de salida de servicio de una unidad de esa central (se aplica también a la salida de un circuito de la línea 3x220 kV Maitencillo-Cardones).

A partir de los estudios sistémicos realizados por la DO del CDEC-SIC, se determinó que en caso de producirse una salida de servicio intempestiva de una máquina de la central Guacolda, se produciría una perturbación en el sistema eléctrico que afecta la zona comprendida de SS/EE Cardones al norte y que tendría como consecuencia una fluctuación en la tensión inaceptable para el sistema eléctrico de acuerdo a la NTSyCS.

Para mitigar esta perturbación, se planteó la necesidad de implementar un EDAC en las SS/EE Cardones y Huasco, que opere en caso de salida del servicio de una unidad de la Central Guacolda, y que en lo principal consiste en la emisión de una orden de desconexión desde Central Guacolda hasta ambas subestaciones.

Los consumos que se consideraron para participar en el EDAC corresponden a los asociados a Compañía Minera del Pacífico, planta de Pellets en nivel de 110 kV de S/E Huasco, y a los paños H6, Paipote de ENAMI y H1, Refugio de Minera Maricunga, ambos consumos en nivel de 110 kV de S/E Cardones (propiedad de S/E Transelec).

## **5. INSTRUCCIONES DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS.**

De acuerdo a lo establecido en el Art. 43 del DS130/2011 en este apartado se deben realizar las siguientes acciones respecto de los SSCC definidos previamente:

- Especificar los equipos que deban ser instalados y/o habilitados en el sistema
- Especificar el equipamiento necesario para la verificación del cumplimiento de la prestación de los SSCC y que se utilizará como antecedente para la determinación de la respectiva remuneración.
- Identificar el equipo que requiere ser instalado y/o habilitado, la empresa responsable de instalarlo y/o habilitarlo y de mantenerlo operando en el sistema, y los plazos para tenerlo operativo para la prestación del servicio.
- Cada necesidad de instalación y/o habilitación de equipos debe fundamentarse en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella.
- Se debe incluir en términos referenciales una proyección de las instalaciones y/o habilitaciones de equipos que serían requeridos dentro de los tres años siguientes al año en el cual se está instruyendo.

### **5.1 CONTROL DE FRECUENCIA.**

#### **5.1.1 Control Primario de Frecuencia.**

##### **5.1.1.1 Especificación de equipamiento para verificar el cumplimiento del CPF.**

Los propietarios de las unidades de generación que están habilitadas para entregar el SSCC de CPF, deberán tener a disposición de la DO los registros de la potencia activa asignada por el despacho, de la potencia activa generada y de la frecuencia en bornes, con una tasa de muestreo igual a un segundo y con un error de 0.2%.

Dichos registros deberán ser enviados al CDEC en tiempo real o con un retardo máximo de 2 horas.

Por otra parte, en relación con el proceso de verificación del SC de CPF y de acuerdo con lo señalado en el artículo 43 del Procedimiento DO “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”, en el ANEXO 4 se muestra el procesamiento de los registros para verificar el cumplimiento del servicio complementario de CPF.

5.1.1.2 Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para el CPF.

Los recursos disponibles en el sistema para el CPF, tanto en cantidad como en su ubicación en el SIC, son suficientes para el SSCC de CPF, en consecuencia, no es necesario instruir la instalación y/o habilitación de nuevos equipos.

5.1.1.3 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de CPF.

Considerando, por una parte que las capacidades de potencia de las unidades de generación, del programa de obras de generación incluidas en el último Informe de Precios de Nudos (Oct-2014), son menores que el valor estadístico de reserva de potencia para atender la desconexión intempestiva de generación, esto es, menores que 365 MW, significa que la incorporación de estas obras de generación, no van a modificar el valor estadístico de dicha reserva de potencia.

Por otra parte, no se tiene información que a futuro se incorporen al sistema consumos que vayan aumentar las variaciones naturales de la demanda.

Ambas consideraciones, hacen suponer que no existirán requerimientos adicionales de reserva de potencia para el CPF.

## **5.1.2 Control Secundario de Frecuencia.**

### **5.1.2.1 Especificación de equipamiento para verificar el cumplimiento del CSF.**

No se prevén equipos adicionales para verificar el cumplimiento del SC de CSF, ya que para realizarla se utilizarán las señales enviadas a través del SITR del CDC. Dichas señales corresponden a la medida de la potencia activa de cada unidad generadora.

En relación con el proceso de verificación del SC de CSF y de acuerdo con lo señalado en el artículo 45 del Procedimiento DO “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”, en el ANEXO 5 se muestra un ejemplo del procesamiento de los registros de señales SITR de potencia activa para verificar el cumplimiento oportuno en la prestación del SC de CSF.

### **5.1.2.2 Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para el CSF.**

Los recursos disponibles en el sistema, tanto en cantidad como en su ubicación en el SIC, son suficientes para el SSCC de CSF, en consecuencia, no es necesario instruir la instalación y/o habilitación de nuevos equipos.

### **5.1.2.3 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de CSF**

Considerando, la estadística histórica del error de predicción demanda de los últimos 5 años ha estado en el rango de  $\pm 120$  a  $\pm 136$  MW, no se prevé que ella aumente y por otra parte la modulación horaria de la demanda del sistema mantendrá la misma forma, hace suponer que los errores de previsión de la demanda anual, horaria y por bloques horarios, se mantiene dentro de los mismos valores y en consecuencia, no existirán requerimientos adicionales de reserva de potencia para el CSF.

## **5.2 CONTROL DE TENSION**

### **5.2.1 Control de Tensión.**

#### **5.2.1.1 Especificación de equipamiento para verificar el cumplimiento.**

No se prevén equipos adicionales para verificar el cumplimiento del SC de CT, ya que para realizarla se utilizarán las señales enviadas a través del SITR del CDC. Dichas señales corresponden a las medidas de la potencia activa (cuando corresponda), potencia reactiva y tensión en bornes o terminales del equipo. Para parques eólicos y fotovoltaicos, las medidas deberán corresponder al punto donde se controla la tensión (punto de conexión o subestación elevadora de la planta).

Por otra parte, en relación con el proceso de verificación del SC de CT y de acuerdo con lo señalado en el artículo 51 del Procedimiento DO “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”, se considerará prestado oportunamente el servicio en operación normal cuando al menos para un 95% de los valores muestreados en cada hora, puede ser verificado y se satisface una de las condiciones dadas en los literales a) y b) ahí señalados.

En particular, para lo señalado en el literal a) del mencionado artículo, se considerará que la tensión en bornes de cada unidad generadora o equipo de compensación de potencia reactiva se deberá mantener dentro de una banda dada por un valor de tensión constante y una variación o margen de error admisible del  $\pm 0.1$  kV.

5.2.1.2 Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para el CT.

Los recursos disponibles en el sistema, tanto en cantidad como en su ubicación en el SIC, son suficientes para el SSCC de CT, en consecuencia, no se requiere instruir la instalación y/o habilitación de nuevos equipos.

5.2.1.3 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de CT

A la fecha, este CDEC no vislumbra requerimientos adicionales de CT en el SIC.

### **5.3 ESQUEMAS DE DESCONEXION DE CARGA.**

#### **5.3.1 EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 KV Bocamina-Lagunillas.**

5.3.1.1 Especificación de equipamiento para verificar el cumplimiento.

Transnet deberá enviar al SISTR del CDC todas las señales de estado y medidas que la DO determine para monitorear y verificar el adecuado desempeño del EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 KV Bocamina-Lagunillas, las cuales serán definidas una vez que Transnet entregue el diseño final del esquema.

5.3.1.2 Especificación de equipo que debe ser instalado y/o habilitado.

Transnet deberá implementar el equipamiento que corresponda a un automatismo de desconexión automático de carga, que actúe a partir de una señal específica que dé cuenta de la ocurrencia de la desconexión intempestiva de la línea de 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel, con la finalidad de evitar eventuales sobrecargas del tramo de 2x66 kV Concepción – Coronel.

### **5.3.2 EDAC por subfrecuencia en el SIC.**

#### 5.3.2.1 Especificación de equipamiento para verificar el cumplimiento.

Los propietarios de Instalaciones de Clientes deberán enviar al Sistema Sitr del CDC todas las señales de estado y medidas que la DO determine para monitorear y verificar el adecuado desempeño del EDAC por subfrecuencia, estas señales son:

- Potencia Activa por Escalón
- Potencia Reactiva por Escalón
- Estado Abierto/Cerrado Interruptor equivalente de cada Escalón
- Estado Habilitado/Deshabilitado de cada Escalón
- Operación de cada Escalón
- EDAC fuera de servicio (F/S)

Por otra parte, los equipos de protecciones deberán tener la capacidad de registrar, almacenar y enviar al CDEC, los registros que permitan verificar el correcto comportamiento de las protecciones asociadas al EDAC por subfrecuencia. Entre la información a enviar se encuentra, al menos, la siguiente:

- Hora (HH:MM:SS:mss) en que la frecuencia alcanza el ajuste de operación de cada escalón.
- Hora (HH:MM:SS:mss) en que se desconecta la carga de cada escalón.
- Horario efectivo de reposición de los consumos afectados por la operación del EDAC.
- Registro oscilográfico de la frecuencia antes y durante el evento.
- Registro oscilográfico de la tasa de caída de la frecuencia antes y durante el evento.
- Registro de las señales digitales de la protección, como las señales de Trip, Apertura de Interruptor, etc.

#### 5.3.2.2 Especificación de equipo que debe ser instalado y/o habilitado.

Los propietarios de Instalaciones de Clientes deberán incluir el equipamiento y automatismo suficiente para participar en el EDAC por subfrecuencia, en la magnitud que la DO determine, como resultado del Estudio de EDAC especificado en la NTSyCS.

### **5.3.3 EDAC Contingencia Específica de una Unidad de Central Guacolda.**

#### 5.3.3.1 Especificación de equipamiento para verificar el cumplimiento.

AES Gener deberá enviar al Sistema Sitr del CDC todas las señales de estado y medidas que la DO determine para monitorear y verificar el adecuado desempeño del EDAC por Contingencia Específica de una Unidad de Central Guacolda.

5.3.3.2 Especificación de equipo que debe ser instalado y/o habilitado.

AES Gener deberá implementar el equipamiento que corresponda a un automatismo de desconexión automático de carga según lo señalado en el punto 3.4.1.4.

#### **5.3.4 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años.**

A la fecha, este CDEC no vislumbra requerimientos adicionales de automatismos de desconexión de carga en el SIC.

### **5.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO**

#### **5.4.1 Partida Autónoma.**

5.4.1.1 Especificación de equipamiento para verificar la Partida Autónoma.

Los propietarios de las unidades de generación que están habilitadas para entregar el SSCC de Partida Autónoma, deberán tener a disposición de la DO los registros de la potencia activa neta generada e inyectada al sistema. Para estos efectos deberá disponer de un equipo de medida, estos medidores serán de índice de clase de precisión del 0.2%, como valor máximo, de tipo electrónico, con acceso de interrogación vía remota, y deben contar con un mínimo de 6 canales de información, 2 para la energía activa (inyección y retiro), 2 para la energía reactiva (inductiva – capacitiva), y los otros 2 para la tensión y corriente (valores promedios).

5.4.1.2 Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para la Partida Autónoma.

En base al catastro de unidades generadoras con capacidad de partida autónoma presentado en el punto 3.3.1, se observa que existen áreas eléctricas en el SIC que cuyos recursos son escasos o no cuentan con éstos. Por lo que se debe dotar del equipamiento necesario indicado a continuación:

- Se debe proveer de partida autónoma a la central Yungay. La función de la central Yungay es formar una isla en 154 kV que suministre energía a las ciudades de Chillán y Los Ángeles.

5.4.1.3 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de Partida Autónoma.

Considerando, que anualmente se debe actualizar el Estudio de PRS e identificar eventualmente nuevas necesidades relacionadas con equipamiento para dotar de partida autónoma a alguna central del sistema y que en esta etapa no se prevén requerimientos adicionales de esta naturaleza, no se han proyectado instalación y habilitación de nuevos recursos para la prestación de estos servicios.

## **5.4.2 Aislamiento Rápido.**

### **5.4.2.1 Especificación de equipamiento para verificar el Aislamiento Rápido.**

Los propietarios de las unidades de generación que están habilitadas para entregar el SSCC de Aislamiento Rápido, deberán tener a disposición de la DO a través del SISTR los registros de la potencia activa neta generada e inyectada al sistema, así como el estado de los interruptores y la hora de energización de la zona que le fue asignada de acuerdo al PRS vigente.

### **5.4.2.2 Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para el Aislamiento Rápido.**

Los recursos disponibles para el Aislamiento Rápido, tanto en cantidad como en su ubicación en el SIC, son los que en la actualidad existen, en consecuencia, o no es necesario especificar nuevos recursos.

### **5.4.2.3 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de Aislamiento Rápido.**

Considerando, que anualmente se debe actualizar el Estudio de PRS e identificar eventualmente nuevas necesidades relacionadas con equipamiento para dotar de aislamiento rápido a alguna central del sistema y que en esta etapa no se prevén requerimientos adicionales de esta naturaleza, no se han proyectado instalación y habilitación de nuevos recursos para la prestación de estos servicios.

## **5.4.3 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.**

### **5.4.3.1 Especificación de equipamiento para verificar el PDCE.**

Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para el PDCE.

Los recursos disponibles para el PDCE, tanto en cantidad como en su ubicación en el SIC, son los que en la actualidad existen, en consecuencia, o no es necesario especificar nuevos recursos.

### **5.4.3.2 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de PDCE.**

Considerando, que anualmente se debe actualizar el Estudio de PRS y el Estudio de diseño del PDCE e identificar eventualmente nuevas necesidades relacionadas con equipamiento para hacer frente a otras contingencias extremas y que en esta etapa no se prevén requerimientos adicionales de esta naturaleza, no se han proyectado instalación y habilitación de nuevos recursos para la prestación de estos servicios.

#### **5.4.4 Equipamiento de Vinculación de Islas Eléctrica.**

##### **5.4.4.1 Especificación de equipamiento para verificar la vinculación de Islas Eléctricas.**

Los propietarios de los equipos primarios que estén habilitados para entregar el SSCC de Vinculación de Islas Eléctricas, deberán tener a disposición de la DO a través del SISTR el estado de los interruptores y la hora de sincronización entre Islas o cierre de vínculo redundante de la zona que le fue asignada de acuerdo al PRS vigente.

##### **5.4.4.2 Especificación de equipo que deba ser instalado y/o habilitado en el sistema para la Vinculación de Islas Eléctricas.**

Para las áreas de recuperación de servicio consideradas en el PRS se observa que el equipamiento de vinculación existente es insuficiente, por lo que se debe dotar del equipamiento para proceder a la interconexión de las áreas y así permitir la restitución en el menor tiempo posible del SIC.

Área Diego de Almagro: Los autotransformadores N° 3 y 4 de 220/110/13.8 kV, 120 MVA c/u se deben dotar del equipamiento primario, control y protecciones necesarios, para que ante una recuperación de servicio se pueda utilizar el autotransformador N° 3 de 220/110/13.8 kV, 120 MVA en forma separada del autotransformador N° 4, sin la necesidad de tener que desconectar el autotransformador N° 3 para energizar el autotransformador N° 4 cuando se encuentre en servicio la central Taltal, a objeto de asegurar la isla ya formada en la S/E Diego de Almagro.

El CER de S/E Maitencillo debe dotarse de partida autónoma para independizarse de la TG de la central Huasco, de forma de permitir un adecuado control de tensión para la recuperación del sistema de 220 kV.

Se debe dotar de un grupo de emergencia al CER de S/E Puerto Montt, con la finalidad de regular tensión cuando se energice la barra de 220 kV de S/E Puerto Montt por medio de una línea de 220 kV Valdivia – Puerto Montt y/o Canutillar – Puerto Montt, sin la necesidad de energizar los transformadores de S/E Melipulli.

##### **5.4.4.3 Proyecciones de instalación y/o habilitación de equipos dentro de tres años para el SSCC de Vinculación de Islas Eléctricas.**

Considerando, que anualmente se debe actualizar el Estudio de PRS e identificar eventualmente nuevas necesidades relacionadas con equipamiento para dotar de Vinculación de Islas Eléctricas a alguna zona del sistema y que en esta etapa no se prevén requerimientos adicionales de esta naturaleza, no se han proyectado instalación y habilitación de nuevos recursos para la prestación de estos servicios.

## **ANEXOS**

## ANEXO 1. Recursos disponibles y habilitados para el control de frecuencia por unidad de generación.

Tabla 1: Unidades de generación con potencia mayor que 50 MW.

Id	Zona	Área Eléctrica	Unidad de Generación	Propietario	Potencia Eléctrica (Pe) Bruta [MW/U]		Estatismo [%] sobre Base Pe	Tasa toma carga [MW/min]	Hab. Para CF	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
					Mín Téc.	Max				CPF	CSF	CPF	CSF
1	Norte	D. de Almagro	Taltal U1	Endesa	75	123.4	6.0	10	SI	28.8	48.4	28.8	48.4
2			Taltal U2	Endesa	75	121.5	5.1	10	SI	33.7	46.5	33.7	46.5
3		Maitencillo	Cardones	Central Cardones	70	153	8.0	11	NO	26.8	83.0	0.0	0.0
4			Guacolda U1	Guacolda	75	152	5.1	2.5	NO	42.0	48.1	0.0	0.0
5			Guacolda U2	Guacolda	75	152	7.1	2.5	NO	30.0	48.1	0.0	0.0
6			Guacolda U3	Guacolda	75	152	6.0	4	NO	35.5	77.0	0.0	0.0
7		Guacolda U4	Guacolda	75	152	7.7	4	NO	27.6	77.0	0.0	0.0	
8	V Región	Costa	Los Vientos	AES Gener	60	132	8.0	10	NO	23.1	72.0	0.0	0.0
9			Ventanas U1	AES Gener	60	120	12.2	3	NO	13.8	45.0	0.0	0.0
10			Ventanas U2	AES Gener	120	220	4.9	3	NO	63.5	75.0	0.0	0.0
11			Campiche	Eléctrica Campiche	110	272	8.0	5	NO	47.6	162.0	0.0	0.0
12			Nueva Ventanas	Eléctrica Ventanas	110	272	8.0	5	NO	47.6	162.0	0.0	0.0
13			Colmito	Termoeléctrica Colmito	25	58	8.0	8	NO	10.2	33.0	0.0	0.0
14		Valle	Blanco (Aconcagua U1)	Colbún	2	53	8.0	10	NO	9.3	51.0	0.0	0.0
15			Hornitos	Río Tranquilo	1	61	8.0	12	NO	10.7	60.0	0.0	0.0
16	Centro	Cerro Navia	Alfalfal U1	AES Gener	20	89	7.0	2	SI	17.8	34.5	17.8	34.5
17			Alfalfal U2	AES Gener	20	89	7.0	2	SI	17.8	34.5	17.8	34.5
18			Nehuenco U1 TG	Colbún	160	231	8.0	10	NO	40.4	71.0	0.0	0.0
19			Nehuenco U1 TV	Colbún	97	148	8.0	0	NO	25.9	0.0	0.0	0.0
20			Nehuenco U2 TG	Colbún	160	256.7	8.0	10	NO	44.9	96.7	0.0	0.0
21			Nehuenco U2 TV	Colbún	90	141.5	8.0	0	NO	24.8	0.0	0.0	0.0
22			Nehuenco U3	Colbún	30	108	8.0	5	NO	18.9	78.0	0.0	0.0
23			Quintero TG1A	Endesa	65	128	3.9	10	NO	45.6	63.0	0.0	0.0
24			Quintero TG1B	Endesa	65	129	3.9	10	NO	46.2	64.0	0.0	0.0
25			Rapel U1	Endesa	40	75.6	2.6	50	SI	40.4	35.6	40.4	35.6
26			Rapel U2	Endesa	40	75.6	2.6	50	SI	40.4	35.6	40.4	35.6
27			Rapel U3	Endesa	40	75.6	2.6	50	SI	40.4	35.6	40.4	35.6
28			Rapel U4	Endesa	40	75.6	2.6	50	SI	40.4	35.6	40.4	35.6
29			Rapel U5	Endesa	40	75.6	2.6	50	SI	40.4	35.6	40.4	35.6
30			San Isidro U2 TG	Endesa	134	265.4	4.2	13	NO	88.4	131.4	0.0	0.0
31			San Isidro U2 TV	Endesa	89	133.6	8.0	0	NO	23.4	0.0	0.0	0.0
32			San Isidro U1 TG	Celta	160	241	4.0	10	NO	84.4	81.0	0.0	0.0
33			San Isidro U1 TV	Celta	105	138	8.0	0	NO	24.2	0.0	0.0	0.0
34			Pehuenche U1	Pehuenche	120	285	6.3	70	SI	63.1	165.0	63.1	165.0
35			Pehuenche U2	Pehuenche	120	285	6.3	70	SI	63.1	165.0	63.1	165.0
36			Nueva Renca TG	Eléctrica Santiago	140	210	8.0	10	NO	36.8	70.0	0.0	0.0
37	Nueva Renca TV	Eléctrica Santiago	100	169	8.0	0	NO	29.6	0.0	0.0	0.0		

Id	Zona	Área Eléctrica	Unidad de Generación	Propietario	Potencia Eléctrica (Pe) Bruta [MW/U]		Estatismo [%] sobre Base Pe	Tasa toma carga [MW/min]	Hab. Para CF	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
					Mín Téc.	Max				CPF	CSF	CPF	CSF
38	Sur	Alto Jahuel	Candelaria U1	Colbún	60	123.5	4.0	10	SI	43.2	63.5	43.2	63.5
39			Candelaria U2	Colbún	60	123.8	4.0	10	SI	43.3	63.8	43.3	63.8
40			Colbún U1	Colbún	100	237	5.0	6	SI	66.4	137.0	66.4	137.0
41			Colbún U2	Colbún	100	237	5.0	6	SI	66.4	137.0	66.4	137.0
42		Itahue	Confluencia U1	Hidroeléctrica La Confluencia	30	81.6	8.0	6	NO	14.3	51.6	0.0	0.0
43			Confluencia U2	Hidroeléctrica La Confluencia	30	81.6	8.0	6	NO	14.3	51.6	0.0	0.0
44			La Higuera U1	Hidroeléctrica La Higuera	30	77.5	8.0	6	NO	13.6	47.5	0.0	0.0
45			La Higuera U2	Hidroeléctrica La Higuera	30	77.5	8.0	6	NO	13.6	47.5	0.0	0.0
46			Chacayes U1	Pacífic Hydro Chacayes	22	56	8.0	180	NO	9.8	34.0	0.0	0.0
47			Chacayes U2	Pacífic Hydro Chacayes	22	56	8.0	180	NO	9.8	34.0	0.0	0.0
48			Curillínque	Pehuénche	55	92	8.0	95	NO	16.1	37.0	0.0	0.0
49			BioBio	CMPC Laja 4	CMPC Celulosa	0	59.12	8.0	0	NO	10.3	0.0	0.0
50		Santa Lidia		AES Gener	60	139	8.0	10	NO	24.3	79.0	0.0	0.0
51		Santa Fe		Bioenergías Forestales	18	67.2	8.0	1.5	NO	11.8	18.5	0.0	0.0
52	Los Pinos	Colbún		30	104	8.0	25	NO	18.2	74.0	0.0	0.0	
53	Rucue U1	Colbún		32	89.2	8.0	42.5	NO	15.6	57.2	0.0	0.0	
54	Rucue U2	Colbún		32	89.2	8.0	42.5	NO	15.6	57.2	0.0	0.0	
55	Santa María	Colbún		240	347.3	8.0	2	NO	60.8	53.7	0.0	0.0	
56	Yungay U1	Duke Energy		52.4	52.4	8.0	15	NO	9.2	0.0	0.0	0.0	
57	Yungay U2	Duke Energy		25	52.1	8.0	15	NO	9.1	27.1	0.0	0.0	
58	Yungay U3	Duke Energy		25	53.5	8.0	15	NO	9.4	28.5	0.0	0.0	
59	Antuco U1	Endesa		10	160	2.5	50	SI	88.7	150.0	88.7	150.0	
60	Antuco U2	Endesa		10	160	4.9	50	SI	45.3	150.0	45.3	150.0	
61	Bocamina U1	Endesa		70	130	8.0	2	NO	22.8	30.0	0.0	0.0	
62	Bocamina U2	Endesa		230	350	8.0	2	NO	61.3	60.0	0.0	0.0	
63	El Toro U1	Endesa		0	112.5	3.0	37	SI	52.5	112.5	52.5	112.5	
64	El Toro U2	Endesa		0	112.5	3.0	37	SI	52.5	112.5	52.5	112.5	
65	El Toro U3	Endesa		0	112.5	3.0	37	SI	52.5	112.5	52.5	112.5	
66	El Toro U4	Endesa		0	112.5	3.0	37	SI	52.5	112.5	52.5	112.5	
67	Ralco U1	Endesa		90	345	6.4	70	SI	76.1	255.0	76.1	255.0	
68	Ralco U2	Endesa		90	345	6.1	70	SI	79.2	255.0	79.2	255.0	
69	Pangue U1	Celta		100	233.5	6.3	18	SI	52.2	133.5	52.2	133.5	
70	Pangue U2	Celta		100	233.5	6.3	18	SI	52.2	133.5	52.2	133.5	
71	PetroPower	Petropower		56	75	8.0	3	NO	13.1	14.3	0.0	0.0	
72	Araucanía	Antilhue U1		Antilhue	5	50.9	6.0	5	NO	11.9	45.9	0.0	0.0
73		Antilhue U2		Antilhue	5	51.6	6.1	5	NO	11.9	46.6	0.0	0.0
74		Valdivia		Celulosa Arauco y Constitució	2.5	61	8.0	4.5	NO	10.7	58.5	0.0	0.0
75		Canutillar U1		Colbún	40	86	5.9	16	SI	20.4	46.0	20.4	46.0
76		Canutillar U2		Colbún	40	86	5.9	16	SI	20.4	46.0	20.4	46.0
77		Rucatayo		Empresa Eléctrica Rucatayo	12	52.5	8.0	40	NO	9.2	40.5	0.0	0.0
78		Angostura 1		Colbún	0	135	8.0	5	NO	23.6	135.0	0.0	0.0
79		Angostura 2		Colbún	0	135	8.0	5	NO	23.6	135.0	0.0	0.0
80		Angostura 3		Colbún	0	34	8.0	5	NO	23.6	135.0	0.0	0.0

Tabla 2: Unidades de generación con potencia máxima comprendida entre 10 y 50 MW.

Id	Zona	Área Eléctrica	Unidad de Generación	Propietario	Potencia Eléctrica (Pe) Bruta [MW/U]		Estatismo [%] sobre Base Pe	Tasa de toma de carga [MW/min]	Hab. Para CF	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]			
					Mín. Téc.	Max.				CPF	CSF	CPF	CSF		
1	Norte	D. de Almagro	Emelda U1	Emelda	7.5	33.3	8.0	3	NO	5.8	19.4	0.0	0.0		
2			Emelda U2	Emelda	12	36.0	8.0	10	NO	6.3	24.0	0.0	0.0		
3			Diego de Almagro U1	Endesa	5	23.8	8.0	2	NO	4.2	9.4	0.0	0.0		
4			San Lorenzo U1	Enlasa	15	28.5	8.0	5	NO	5.0	13.5	0.0	0.0		
5			San Lorenzo U2	Enlasa	15	26.0	8.0	5	NO	4.6	11.0	0.0	0.0		
6		Maitencillo	Huasco U1 (TG)	Endesa	6	19.3	8.0	2	NO	3.4	6.7	0.0	0.0		
7			Huasco U2 (TG)	Endesa	6	19.3	8.0	2	NO	3.4	6.7	0.0	0.0		
8			Huasco U3 (TG)	Endesa	6	19.3	8.0	2	NO	3.4	6.7	0.0	0.0		
9		Pan de Azúcar	Punta Colorada TG	Barrick	16.5	17.0	8.0	0.9	NO	3.0	0.1	0.0	0.0		
10	V Región	Costa	Laguna Verde TG	AES Gener	2	18.0	8.0	1	NO	3.2	4.0	0.0	0.0		
11			Laguna Verde U1	AES Gener	7	25.0	8.0	1	NO	4.4	4.5	0.0	0.0		
12			Laguna Verde U2	AES Gener	7	22.0	8.0	1	NO	3.9	3.8	0.0	0.0		
13		Valle	Aconcagua UBlanco	Colbún	2	29.3	8.0	5	NO	5.1	27.3	0.0	0.0		
14			Los Quilos U1	HGV	0	13.3	8.0	2.3	NO	2.3	7.8	0.0	0.0		
15			Los Quilos U2	HGV	0	13.3	8.0	2.3	NO	2.3	7.8	0.0	0.0		
16			Los Quilos U3	HGV	0	13.3	8.0	2.3	NO	2.3	7.8	0.0	0.0		
17			Centro	Cerro Navia	El Volcán	AES Gener	5	13.0	8.0	2.7	NO	2.3	5.4	0.0	0.0
18					Queltehues U1	AES Gener	5	16.3	8.0	3.3	NO	2.9	9.3	0.0	0.0
19	Queltehues U2	AES Gener			5	16.3	8.0	3.3	NO	2.9	9.3	0.0	0.0		
20	Queltehues U3	AES Gener			5	16.3	8.0	3.3	NO	2.9	9.3	0.0	0.0		
21	Florida	Soc. Canalistas del Maipo			8	28.5	8.0	5	NO	5.0	20.5	0.0	0.0		
22	Machicura U1	Colbún			18.6	47.5	5.0	20	SI	13.3	28.9	13.3	28.9		
23	Machicura U2	Colbún			18.6	47.5	5.0	20	SI	13.3	28.9	13.3	28.9		
24	Energía Pacífico	Energía Pacífico			6	15.6	8.0	0	NO	2.7	0.0	0.0	0.0		
25	San Fco. de Mostazal	Energía Verde			2	25.7	8.0	2.3	NO	4.5	13.6	0.0	0.0		
26	Coya	Hidroeléctrica Cachapoal			0	12.0	8.0	16	NO	2.1	12.0	0.0	0.0		
27	Loma Alta	Pehuenche		1	40.0	8.0	30	NO	7.0	39.0	0.0	0.0			
28	Itahue	Nueva Aldea U2		Celulosa Arauco y Constitución	5	37.0	8.0	5	NO	6.5	32.0	0.0	0.0		
29		Nueva Aldea U4		Celulosa Arauco y Constitución	5	10.0	8.0	5	NO	1.8	5.0	0.0	0.0		
30		Viñales	Aserraderos Arauco	0	40.8	8.0	0	NO	7.1	0.0	0.0	0.0			
31		Licanten	Celulosa Arauco y Constitución	0	27.0	8.0	0	NO	4.7	0.0	0.0	0.0			
32		Nueva Aldea U3	Celulosa Arauco y Constitución	5	37.0	8.0	5	NO	6.5	32.0	0.0	0.0			
33		San Ignacio	Colbún	5	37.0	8.0	16	NO	6.5	32.0	0.0	0.0			
34		Cipreses U1	Endesa	0	35.3	3.0	3	SI	16.5	26.5	16.5	26.5			
35		Cipreses U2	Endesa	0	35.3	3.0	3	SI	16.5	26.5	16.5	26.5			
36		Cipreses U3	Endesa	0	35.3	3.0	3	SI	16.5	26.5	16.5	26.5			
37	Isla U1	Endesa	1	35.0	8.0	12	NO	6.1	34.0	0.0	0.0				

Id	Zona	Área Eléctrica	Unidad de Generación	Propietario	Potencia Eléctrica (Pe) Bruta [MW/U]		Estatismo [%] sobre Base Pe	Tasa de toma de carga [MW/min]	Hab. Para CF	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
					Mín. Téc.	Max.				CPF	CSF	CPF	CSF
38			Isla U2	Endesa	1	35.0	8.0	12	NO	6.1	34.0	0.0	0.0
39			Sauzal U1	Endesa	0	25.6	8.0	13	NO	4.5	25.6	0.0	0.0
40			Sauzal U2	Endesa	0	25.6	8.0	13	NO	4.5	25.6	0.0	0.0
41			Sauzal U3	Endesa	0	25.6	8.0	13	NO	4.5	25.6	0.0	0.0
42			Sauzalito	Endesa	1	12.0	8.0	3	NO	2.1	8.3	0.0	0.0
43			Esperanza TG1	Enor Chile	10	18.8	8.0	1.7	NO	3.3	3.7	0.0	0.0
44			Colihues U1	Minera Valle Central Generación	5.5	11.0	8.0	0.15	NO	1.9	0.2	0.0	0.0
45			Colihues U2	Minera Valle Central Generación	5.5	11.0	8.0	0.15	NO	1.9	0.2	0.0	0.0
46			Nueva Aldea U1	Celulosa Arauco y Constitución	5.0	19.0	8.0	1.3	NO	3.3	4.6	0.0	0.0
47			CMPC Laja 2	CMPC Celulosa	5	25.0	8.0	1.3	NO	4.4	6.5	0.0	0.0
48			CMPC Laja 3	CMPC Celulosa	0	42.0	8.0	0	NO	7.4	0.0	0.0	0.0
49			CMPC Pacífico 1	CMPC Celulosa	0	36.3	8.0	0	NO	6.4	0.0	0.0	0.0
50			CMPC Pacífico 2	CMPC Celulosa	0	40.0	8.0	0	NO	7.0	0.0	0.0	0.0
51			CMPC Pacífico 3	CMPC Celulosa	0	14.0	8.0	0	NO	2.5	0.0	0.0	0.0
52			Horcones	Arauco Bioenergía	12	24.3	8.0	7.8	NO	4.3	12.3	0.0	0.0
53			Arauco	Celulosa Arauco y Constitución	2.5	24.0	8.0	4.5	NO	4.2	21.5	0.0	0.0
54			Arauco U6	Celulosa Arauco y Constitución	0	31.1	8.0	0	NO	5.4	0.0	0.0	0.0
55			Quilleco U1	Colbún	10	35.4	8.0	42.5	NO	6.2	25.4	0.0	0.0
56			Quilleco U2	Colbún	10	35.4	8.0	42.5	NO	6.2	25.4	0.0	0.0
57			Yungay TG U4	Duke Energy	11.2	32.0	8.0	5	NO	5.6	20.7	0.0	0.0
58			Yungay TV U4	Duke Energy	9.5	13.8	8.0	0	NO	2.4	0.0	0.0	0.0
59			Abanico U1	Endesa	1	22.7	3.0	10	SI	10.6	21.7	10.6	21.7
60			Abanico U2	Endesa	1	22.7	3.0	10	SI	10.6	21.7	10.6	21.7
61			Abanico U3	Endesa	1	22.7	3.0	10	SI	10.6	21.7	10.6	21.7
62			Abanico U4	Endesa	1	22.7	3.0	10	SI	10.6	21.7	10.6	21.7
63			Abanico U5	Endesa	1	22.7	3.0	10	SI	10.6	21.7	10.6	21.7
64			Abanico U6	Endesa	1	22.7	3.0	10	SI	10.6	21.7	10.6	21.7
65			Palmucho	Endesa	0	32.0	8.0	140	NO	5.6	32.0	0.0	0.0
66			Newen	Gas Sur	0	14.5	8.0	10	NO	2.5	14.5	0.0	0.0
67			Mampil U1	Duke Energy	9	27.5	8.0	3.1	NO	4.8	14.3	0.0	0.0
68			Mampil U2	Duke Energy	9	27.5	8.0	3.1	NO	4.8	14.3	0.0	0.0
69			Peuchen U1	Duke Energy	14	42.5	8.0	3.1	NO	7.4	22.1	0.0	0.0
70			Peuchen U2	Duke Energy	14	42.5	8.0	3.1	NO	7.4	22.1	0.0	0.0
71			Masisa	Masisa Ecoenergía	5.5	11.0	8.0	1.3	NO	1.9	1.8	0.0	0.0
72			Escuadrón	Nueva Energía	3.9	10.9	8.0	3.85	NO	1.9	6.8	0.0	0.0
73			Cholguán	Paneles Arauco	5	13.0	8.0	1.3	NO	2.3	2.6	0.0	0.0
74			Coronel TG	Sagesa	15	47.2	8.0	2.3	NO	8.3	18.5	0.0	0.0
75			Laja 1 U1	Eólica Monte Redondo	0	17.2	8.0	0	NO	3.0	0.0	0.0	0.0
76			Laja 1 U2	Eólica Monte Redondo	0	17.2	8.0	0	NO	3.0	0.0	0.0	0.0
77			Comasa	Comasa	17	26.0	8.0	0.625	NO	4.6	1.4	0.0	0.0
78			Capullo	E.E. Capullo	3	11.0	8.0	0	NO	1.9	0.0	0.0	0.0
79			Pullinque U1	E.E. Panguipulli	0	17.1	4.0	18	SI	6.0	17.1	6.0	17.1
80			Pullinque U2	E.E. Panguipulli	0	17.1	4.0	18	SI	6.0	17.1	6.0	17.1
81			Pullinque U3	E.E. Panguipulli	0	17.1	4.0	18	SI	6.0	17.1	6.0	17.1

Id	Zona	Área Eléctrica	Unidad de Generación	Propietario	Potencia Eléctrica (Pe) Bruta [MW/U]		Estatismo [%] sobre Base Pe	Tasa de toma de carga [MW/min]	Hab. Para CF	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
					Mín. Téc.	Max.				CPF	CSF	CPF	CSF
82			Pilmaiquen U4	E.E. Panguipulli	0	12.0	4.0	0.5	SI	4.2	1.5	4.2	1.5
83			Pilmaiquen U5	E.E. Panguipulli	0	12.0	4.0	0.5	SI	4.2	1.5	4.2	1.5

## ANEXO 2. Equipos de Vinculación Sistema de Transmisión.

Instalación (SE, equipo)	Interruptor	Empresa
S/E Diego de Almagro, LT 220kV Diego de Almagro – Carrera Pinto	52J1	Transelec
S/E Diego de Almagro, LT 220kV Diego de Almagro – Paposo N°2	52J3	Transelec
S/E Diego de Almagro, LT 220kV Diego de Almagro – Paposo N°1	52J4	Transelec
S/E Diego de Almagro, lado de 220kV T3 y T4 220/110kV	52JT3	Transelec
S/E Diego de Almagro, lado de 110kV T3 220/110kV	52HT3	Transelec
S/E Diego de Almagro, lado de 110kV T4 220/110kV	52HT4	Transelec
S/E Diego de Almagro, lado de 110kV T4 220/110kV	52H8	Transelec
S/E Cardones, LT 220kV Cardones – San Andrés	52J3	Transelec
S/E Cardones, LT 220kV Cardones – Maitencillo N°1	52J4	Transelec
S/E Cardones, LT 220kV Cardones – Maitencillo N°2	52J5	Transelec
S/E Cardones, LT 220kV Cardones – Maitencillo N°3	52J6	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Cardones N°1	52J1	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Cardones N°2	52J2	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Punta Colorada N°2	52J3	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Punta Colorada N°1	52J4	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Guacolda N°1	52J5	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Guacolda N°2	52J6	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Cardones N°3	52J8	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Guacolda N°3	52J9	Transelec
S/E Maitencillo, LT 220kV Maitencillo – Guacolda N°4	52J10	Transelec
S/E Maitencillo, lado de 220kV ATR1 220/110kV	52JT1	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J1	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J2	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J3	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J4	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J5	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J6	Transelec
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J7	Barrick
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J8	Barrick
S/E Punta Colorada, esquema interruptor y medio	52J9	Barrick
S/E Pan de Azúcar, LT 220kV Pan de Azúcar – Punta Colorada N°1	52J1	Transelec
S/E Pan de Azúcar, LT 220kV Pan de Azúcar – Punta Colorada N°2	52J2	Transelec
S/E Pan de Azúcar, LT 220kV Pan de Azúcar – Las Palmas N°2	52J3	Transelec
S/E Pan de Azúcar, LT 220kV Pan de Azúcar – Las Palmas N°1	52J4	Transelec
S/E Pan de Azúcar, lado de 220kV ATR3 220/110kV y ATR9 220/110kV	52JT3	Transelec
S/E Pan de Azúcar, lado de 220kV ATR4 220/110kV	52JT4	Transelec
S/E Ovalle, LT 110kV Ovalle – El Peñón N°1	52H2	Transnet
S/E Ovalle, LT 110kV Ovalle – El Peñón N°2	52H3	Transnet
S/E Las Palmas, LT 220kV Las Palmas – Los Vilos N°2	52J3	Transelec
S/E Las Palmas, LT 220kV Las Palmas – Los Vilos N°1	52J4	Transelec
S/E Las Palmas, LT 220kV Las Palmas – Pan de Azúcar N°1	52J7	Transelec
S/E Las Palmas, LT 220kV Las Palmas – Pan de Azúcar N°2	52J8	Transelec
S/E Los Vilos, LT 220kV Los Vilos – Nogales N°1	52J1	Transelec
S/E Los Vilos, LT 220kV Los Vilos – Nogales N°2	52J2	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J1	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J2	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J3	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J4	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J5	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J6	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J7	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J8	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J9	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J10	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J11	Transelec
S/E Nogales, esquema interruptor y medio	52J12	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – Nogales N°1	52J1	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – Nogales N°2	52J2	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – Polpaico N°1	52J3	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – Polpaico N°2	52J4	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – San Luis N°1	52J5	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – San Luis N°2	52J6	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – Piuquenes N°1	52J7	Transelec
S/E Quillota, LT 220kV Quillota – Piuquenes N°2	52J8	Transelec

Instalación (SE, equipo)	Interruptor	Empresa
S/E Quillota, lado de 220 kV ATR1 220/110kV y ATR2 220/110kV	52JT	Transelect
S/E Quillota, lado de 220 kV ATR1 220/110kV y ATR2 220/110kV	52JT4	Transelect
S/E Quillota, LT 110kV Quillota – San Pedro	52H2	Transelect
S/E San Pedro, LT 110kV San Pedro – Las Vegas N°2	52A4	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV San Pedro – Ventanas N°1	52A5	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV San Pedro – Ventanas N°2	52A6	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV Quillota – San Pedro	52A10	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV San Pedro – Las Vegas N°1	52A23	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV Ventanas – San Pedro N°2	52A5	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV Ventanas – San Pedro N°1	52A6	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV Ventanas – Torquemada N°1	52A7	AES Gener
S/E San Pedro, LT 110kV Ventanas – Torquemada N°2	52A8	AES Gener
S/E San Luis, LT 220kV San Luis – Agua Santa N°2	52J6	Transelect
S/E San Luis, LT 220kV San Luis – Agua Santa N°1	52J7	Transelect
S/E San Luis, esquema interruptor y medio	52J9	Transelect
S/E San Luis, esquema interruptor y medio	52J9-10	Transelect
S/E San Luis, esquema interruptor y medio	52J10	Transelect
S/E San Luis, esquema interruptor y medio	52J11	Transelect
S/E San Luis, esquema interruptor y medio	52J11-12	Transelect
S/E San Luis, esquema interruptor y medio	52J12	Transelect
S/E Polpaico, LT 220kV Polpaico – Cerro Navia N°1	52J6	Transelect
S/E Polpaico, LT 220kV Polpaico – Cerro Navia N°2	52J7	Transelect
S/E Polpaico, LT 220kV Polpaico – Quillota N°1	52J8	Transelect
S/E Polpaico, LT 220kV Polpaico – Quillota N°2	52J9	Transelect
S/E Cerro Navia, LT 220kV Cerro Navia – Rapel N°1	52J1	Transelect
S/E Cerro Navia, LT 220kV Cerro Navia – Rapel N°2	52J2	Transelect
S/E Cerro Navia, LT 220kV Cerro Navia – Polpaico N°2	52J3	Transelect
S/E Cerro Navia, LT 220kV Cerro Navia – Polpaico N°1	52J4	Transelect
S/E Cerro Navia, LT 220kV Cerro Navia – Chena N°2	52J5	Transelect
S/E Cerro Navia, LT 220kV Cerro Navia – Chena N°1	52J6	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Los Almendros N°1	52J2	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Maipo N°2	52J3	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Los Almendros N°2	52J4	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Buin	52J5	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Chena N°3	52J6	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Chena N°4	52J7	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Chena N°1	52J8	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Chena N°2	52J9	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 220kV Alto Jahuel – Maipo N°1	52J10	Transelect
S/E Alto Jahuel, lado de 220 kV ATR2 220/110kV	52JT2	Transelect
S/E Alto Jahuel, lado de 220 kV ATR6 220/154kV	52JT6	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 154kV Alto Jahuel – Rancagua – Tinguiririca N°1	52A1	Transelect
S/E Alto Jahuel, LT 154kV Alto Jahuel – Rancagua – Tinguiririca N°2	52A2	Transelect
S/E Candelaria, LT 220kV Candelaria – Maipo N°1	52J1	COLBÚN S.A
S/E Candelaria, LT 220kV Candelaria – Maipo N°2	52J2	COLBÚN S.A
S/E Candelaria, LT 220kV Candelaria – Colbún N°1	52J3	COLBÚN S.A
S/E Candelaria, LT 220kV Candelaria – Colbún N°2	52J4	COLBÚN S.A
S/E Colbún, LT 220kV Colbún – Candelaria N°1	52J7	COLBÚN S.A
S/E Colbún, configuración en anillo	52J1	COLBÚN S.A
S/E Colbún, configuración en anillo	52J2	COLBÚN S.A
S/E Colbún, configuración en anillo	52J3	COLBÚN S.A
S/E Colbún, configuración en anillo	52J4	COLBÚN S.A
S/E Ancoa, LT 220kV Ancoa – Pehuenche N°1	52J4	Transelect
S/E Ancoa, LT 220kV Ancoa – Pehuenche N°2	52J5	Transelect
S/E Ancoa, LT 220kV Ancoa – Colbún	52J9	Transelect
S/E Ancoa, lado de 220 kV ATR2 500/220kV	52JT2	Transelect
S/E Rancagua, LT 154kV Rancagua – Sauzal	52A3	Transelect
S/E Tinguiririca, LT 154kV Tinguiririca – La Higuera N°2	52A5	Transelect
S/E Tinguiririca, LT 154kV Tinguiririca – La Higuera N°1	52A6	Transelect
S/E Tinguiririca, LT 154kV Tinguiririca – San Fernando	52A8	Transelect
S/E Tinguiririca, LT 154kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel N°1	52A9	Transelect
S/E Tinguiririca, LT 154kV Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel N°2	52A10	Transelect
S/E Teno, lado de 154kV TR3 y TR5 154/66kV	52AT3	Transelect
S/E Itahue, LT 154kV Itahue – Cipreses N°1	52A1	Transelect
S/E Itahue, LT 154kV Itahue – Cipreses N°2	52A2	Transelect
S/E Itahue, LT 154kV Itahue – Tinguiririca N°1	52A3	Transelect
S/E Itahue, LT 154kV Itahue – Tinguiririca N°2	52A4	Transelect
S/E Itahue, LT 154kV Itahue – Parral	52A5	Transelect



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Instalación (SE, equipo)	Interruptor	Empresa
S/E Itahue, lado de 154 kV TR01 154/66kV	52AT1	Transec
S/E Itahue, lado de 154 kV TR02 154/66kV	52AT2	Transec
S/E Itahue, lado de 154 kV ATR04 220/154kV	52AT4	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Pangué	52J1	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Mulchén N°2	52J3	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Antuco N°1	52J4	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Concepción	52J6	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Antuco N°2	52J7	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Duqueco	52J9	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Pangué – Antuco	52J22	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Mulchén N°1	52J23	Transec
S/E Charrúa, LT 220kV Charrúa – Hualpén	52J26	Transec
S/E Charrúa, lado de 220 kV TR1 220/154kV	52JT1	Transec
S/E Charrúa, lado de 154 kV TR1 220/154kV	52A1	Transec
S/E Charrúa, LT 154kV Charrúa – Parral	52A2	Transec
S/E Charrúa, LT 154kV Charrúa – Los Ángeles	52A9	Transec
S/E Concepción, LT 154kV Concepción - Charrúa	52A4	Transec
S/E Concepción, lado de 154 kV ATR7 220/154kV	52AT7	Transec
S/E Hualpén, LT 154kV Hualpén – Lagunillas	52A4	Transec
S/E Hualpén, lado de 154 kV ATR1 220/154kV	52AT1	Transec
S/E Bocamina, LT 154kV Bocamina – Lagunillas – Coronel	52A1	Transec
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Charrúa N°1	52J1	Transec
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Charrúa N°2	52J2	Transec
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Cautín N°1	52J3	Transec
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Cautín N°2	52J4	Transec
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Angostura N°1	52J5	COLBÚN S.A.
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Angostura N°2	52J6	COLBÚN S.A.
S/E Mulchén, LT 220kV Mulchén – Picoltué	52J8	Transec
S/E Angostura, LT 220kV Angostura – Mulchén N°1	52J1	COLBÚN S.A.
S/E Angostura, LT 220kV Angostura – Mulchén N°2	52J2	COLBÚN S.A.
S/E Temuco, LT 220kV Temuco – Duqueco	52J2	Transec
S/E Temuco, LT 220kV Temuco – Cautín N°2	52J3	Transec
S/E Temuco, LT 220kV Temuco – Cautín N°1	52J4	Transec
S/E Temuco, LT 66kV Temuco – Loncoche N°2	52B2	Transec
S/E Temuco, LT 66kV Temuco – Los Ángeles	52B4	Transec
S/E Temuco, LT 66kV Temuco – Loncoche N°1	52B6	Transec
S/E Temuco, lado de 66 kV TR1 220/66kV	52BT1	Transec
S/E Temuco, lado de 66 kV TR2 220/66kV	52BT2	Transec
S/E Cautín, LT 220kV Cautín – Temuco N°1	52J3	Transec
S/E Cautín, LT 220kV Cautín – Temuco N°2	52J4	Transec
S/E Cautín, LT 220kV Cautín – Ciruelos	52J5	Transec
S/E Cautín, LT 220kV Cautín – Valdivia	52J6	Transec
S/E Cautín, LT 220kV Cautín – Mulchén N°1	52J7	Transec
S/E Cautín, LT 220kV Cautín – Mulchén N°2	52J8	Transec
S/E Ciruelos, LT 220kV Ciruelos – Cautín	52J1	Transec
S/E Ciruelos, LT 220kV Ciruelos – Valdivia	52J2	Transec
S/E Valdivia, LT 220kV Valdivia – Puerto Montt N°2	52J3	Transec
S/E Valdivia, LT 220kV Valdivia – Cautín	52J4	Transec
S/E Valdivia, LT 220kV Valdivia – Ciruelos	52J5	Transec
S/E Valdivia, LT 220kV Valdivia – Rahue	52J6	Transec
S/E Valdivia, lado de 66 kV TR01 220/66kV	52BT1	Transec
S/E Valdivia, lado de 66 kV TR04 220/66kV	52BT4	Transec
S/E Rahue, LT 220kV Rahue – Puerto Montt	52J1	Transec
S/E Rahue, LT 220kV Rahue – Valdivia	52J2	Transec
S/E Rahue, LT 220kV Rahue – Antillanca	52J5	STS
S/E Rahue, LT 220kV Rahue – Pilauco	52J6	STS
S/E Puerto Montt, LT 220kV Puerto Montt – Rahue	52J1	Transec
S/E Puerto Montt, LT 220kV Puerto Montt – Valdivia N°2	52J2	Transec
S/E Puerto Montt, LT 220kV Puerto Montt – Canutillar N°1	52J3	Transec
S/E Puerto Montt, LT 220kV Puerto Montt – Canutillar N°2	52J4	Transec
S/E Melipuli, lado de 110 kV T11 220/110kV	52HT11	STS
S/E Melipuli, lado de 66 kV T22 220/66kV	52BT22	STS
S/E Loncoche, LT 66kV Loncoche – Temuco N°2	52B3	Transnet
S/E Loncoche, LT 66kV Loncoche – Temuco N°1	52B6	Transnet
S/E Pullinque, LT 66kV Pullinque – Loncoche N°1	52B2	Transnet
S/E Pullinque, LT 66kV Pullinque – Los Lagos N°1	52B3	Transec
S/E Pullinque, LT 66kV Pullinque – Loncoche N°2	52B4	Transnet
S/E Pullinque, LT 66kV Pullinque – Los Lagos N°2	52B5	Transec



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

<b>Instalación (SE, equipo)</b>	<b>Interruptor</b>	<b>Empresa</b>
S/E Pilauco, LT 66kV Pilauco – Loncoche N°1	52B1	STS
S/E Pilauco, LT 66kV Pilauco – Loncoche N°2	52B2	STS
S/E Pilauco, LT 66kV Pilauco – Barro Blanco	52B3	STS
S/E Pilauco, LT 66kV Pilauco – La Unión	52B4	STS
S/E Pilauco, LT 66kV Pilauco – Loncoche N°3	52B5	STS

### ANEXO 3. Montos de Carga EDACXCEx.

COORDINADO	Monto Solicitado por el CDEC-SIC			Propuesta de los Coordinados		
	Escalón 1 -0,9 Hz/s	Escalón 2 -1,2 Hz/s	Escalón 3 -1,9 Hz/s	Escalón 1 -0,9 Hz/s	Escalón 2 -1,2 Hz/s	Escalón 3 -1,9 Hz/s
ANGLOAMERICAN (División Chagres) (1)	0.8	1	1.4	0	0	0
ANGLOAMERICAN (División El Soldado)	1.4	1.8	2.5	1.56	2.345	2.878
ANGLOAMERICAN (División Los Bronces)	5.7	7.6	10.4	1.119	14	23
Cementos Melón	0.9	1.1	1.6	0.94	0.917	0.52
Cementos Polpaico	0.9	1.2	1.6	0	0	10
CMPC Cartulinas (Procart)	2.6	3.4	4.6	3	6.5	2.5
CMPC Papeles Cordillera (Puente Alto)	1.8	2.3	3.2	1.8	2.5	3.3
CODELCO (División Andina)	4	5.3	7.2	6	12	0
CODELCO (División El Teniente)	9	11.9	16.3	12	15	23
CODELCO (División Ventanas)	1.6	2.1	2.9	2.2	4.5	2.8
Cristalerías Chile (2)	0.5	0.7	1	0	0	6.5
Indura (2)	0.1	0.2	0.3	0	0	0.6
Merval	0.1	0.1	0.2	0	0	0.4
Minera Los Pelambres (Piuquenes)	6.8	9	12.4	7	9	12.5
Minera Valle Central	1.3	1.8	2.4	2.1	2.6	3.1
CGE (3)	25	32	45	26	34	45
Chilectra	73	97	133	80	104	146
Chilquinta	13	18	25	12.65	17.1	23.9
E. E. Puente Alto	1.5	2	2.8	1.83	2.17	2.35
El Litoral	0.6	0.8	1.1	0.6	0.67	1.28

- (1) Implementado por AngloAmerican El Soldado
- (2) Desconexión del total del consumo
- (3) Escalones 1 y 3 implementados por Transnet. Escalón 2 implementado por Chilectra.

## **ANEXO 4. Procesamiento de los registros de señales para verificar el cumplimiento oportuno en la prestación del SC de CPF.**

### **INTRODUCCIÓN.**

El desempeño de la regulación de frecuencia de las unidades generadoras térmicas e hidráulicas que participan del servicio de CPF está condicionado por un número de factores:

- Las características físicas de la máquina motriz (motor, turbina de gas, turbina de vapor, hidráulica).
- Las características del sistema de control utilizado (mecánico/hidráulico, electro/hidráulico, analógico, digital, etc.).
- Los ajustes realizados en los parámetros del regulador de velocidad.

Al respecto, no siempre resulta práctico determinar los parámetros de desempeño del Control Primario de Frecuencia (CPF) mediante la declaración de los valores y parámetros ajustados en la cadena controlador – máquina primaria, sino que debe hacerse sobre la respuesta observada de los cambios en la potencia generada ante cambios en la frecuencia del sistema utilizando:

- Un equipo de medida que registre las medidas y a partir de esto permita el posterior cálculo de los parámetros de desempeño.
- Un modelo simplificado y conocido de regulador, que permita verificar la respuesta de la máquina ante las variaciones de frecuencia registradas utilizando los parámetros de desempeño medidos o calculados.

### **ARQUITECTURA CONCEPTUAL DEL ESQUEMA.**

Para comprobar la disponibilidad y verificar el desempeño en tiempo real del SC de CPF:

- A. Se deberá implementar la comunicación y envío al CDEC SIC de las medidas de potencia activa y frecuencia eléctrica de cada unidad de generación que se encuentre habilitada para prestar el servicio de CPF y, opcionalmente, de los parámetros de desempeño (Estatismo, Banda Muerta y Tiempo de Establecimiento). La información de potencia activa y frecuencia eléctrica registrada deberá ser entregada a una tasa de una muestra por segundo, con estampa de tiempo sincronizada mediante GPS.
- B. Se procesará en el CDEC SIC la información de potencia activa y frecuencia eléctrica de cada unidad de generación, calculando los parámetros de desempeño de las unidades y se verificará la respuesta de la Potencia Activa calculada en función de la Frecuencia Eléctrica, comparándola con la respuesta real que presentó la unidad de generación.
- C. Si los parámetros de desempeño son determinados y enviados por el propietario de cada instalación, el CDEC SIC verificará a través de un modelo de regulador simplificado y conocido ideal, que la respuesta simulada o calculada de Potencia Activa versus la

Frecuencia responde en forma similar a la potencia real registrada por la unidad de generación.

- D. Finalmente, se cuantificará la respuesta del comportamiento simulado de una unidad generadora respecto al comportamiento real (medido), mediante el cálculo de índices de correlación que den cuenta del grado de similitud de ambas curvas (Simulada v/s Real).

### MÉTODO DE VALIDACIÓN DE LOS PARAMETROS DE DESEMPEÑO.

El procesamiento está relacionado con tres parámetros principales (más la base de potencia en MW y la potencia de referencia de la máquina):

- Estatismo
- Tiempo de Establecimiento
- Banda Muerta

El siguiente diagrama de bloques muestra el modelo de regulador de velocidad simplificado “ideal” que se utilizará para validar los parámetros:

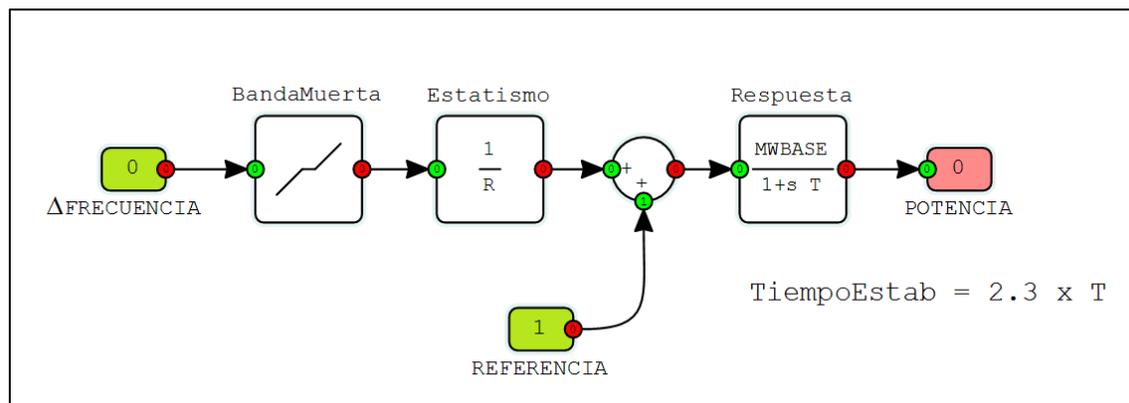


Figura 4: Modelo de regulador de velocidad simplificado para unidades térmicas.

Donde el bloque Banda Muerta podría ser reemplazado por una banda muerta móvil (backlash) dependiendo de las características de la unidad generadora.

El modelo anterior se utilizará para unidades térmicas.

Si se considera una unidad generadora hidráulica, el modelo simplificado incorporará el parámetro  $T_w$  que corresponde a la constante de tiempo del agua y que produce el efecto de respuesta inversa. En tal caso la estructura del modelo simplificado es el siguiente:

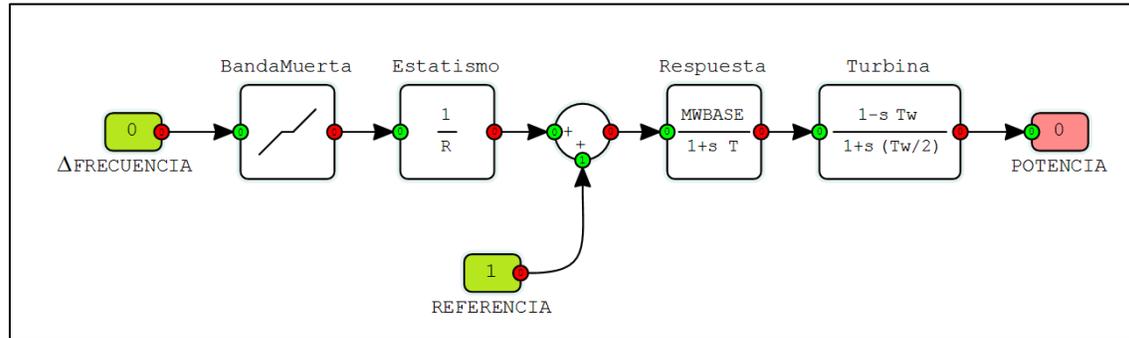


Figura 5: Modelo de regulador de velocidad simplificado para unidades hidráulicas.

En este caso el tiempo de establecimiento del modelo completo depende de las constantes de tiempo  $T$  y  $Tw$  y no es posible despejar analíticamente su valor, siendo su valor obtenido de la tabla presentada al final del presente anexo.

La condición inicial de la salida de potencia para el modelo y por lo tanto de las variables de estado, debe ser igual al valor inicial de la potencia medida.

Para poder aplicar la presente metodología de validación, la frecuencia medida debe presentar variaciones considerables de manera que produzcan variaciones apreciables en la potencia “ideal” debidas al CPF.

Se dice que el modelo es “ideal” porque solamente considera los aspectos fundamentales del CPF y su impacto sobre la regulación de frecuencia en el sistema.

Utilizando una medición del comportamiento real de la potencia activa en bornes de una unidad generadora frente a variaciones de frecuencia, cuando la respuesta del modelo “ideal” reproduce, con una tolerancia dada los valores observados, se concluye que los parámetros de desempeño “efectivos” de la unidad corresponden con los parámetros calculados.

Cuando no es posible lograr una reproducción de los valores observados, se concluye que los parámetros calculados no corresponden con los efectivos o reales.

La cuantificación de la similitud del comportamiento “real” de una unidad determinada respecto al comportamiento “ideal” se evalúa mediante la utilización simultánea de dos indicadores:

- Índice de correlación
- Índice de energía aportada al CPF

### Índice de correlación (IC)

El índice o coeficiente de correlación lineal entre la medición y la simulación ofrece una idea de la proporcionalidad que hay entre ambas variables.

La fórmula es:

$$\frac{\text{Cov}(x, y)}{\sqrt{\text{Var}(x) \cdot \text{Var}(y)}}$$

Donde:

- : Covarianza entre las variables x, y
- : Varianza de x
- : Varianza de y

Siendo  $x$  la potencia medida, y la potencia simulada.

Este índice de correlación puede variar en el intervalo [-100, 100]

- Si  $=100$ , existe una correlación positiva perfecta. El índice muestra una dependencia total entre las dos variables denominada *relación directa*.
- Si  $0 < < 100$ , existe una correlación positiva.
- Si  $=0$ , no existe relación lineal.
- Si  $-100 < < 0$ , existe una correlación negativa.
- Si  $=-100$ , existe una correlación negativa perfecta. El índice muestra una dependencia total entre las dos variables denominada *relación inversa*.

De esta manera, un índice de correlación cercano a 100 entre la potencia medida y la potencia simulada permite concluir que existe un alto grado de proporcionalidad entre ambas variables.

### Índice de esfuerzo de regulación (iE)

Este índice es un nuevo concepto introducido para la valorización del efecto de las variaciones de potencia producto del CPF, corresponde a la relación existente entre el esfuerzo de regulación hecho por la máquina “real” respecto al calculado por el modelo “ideal”.

Se define como esfuerzo de regulación:

$$\frac{\bar{P} - P_{ideal}}{\bar{P}}$$

Siendo  $\bar{P}$  el valor medio de la variable  $P$ .

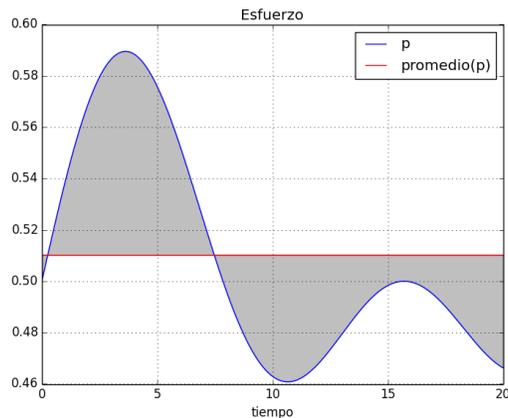


Figura 6: Ejemplo gráfico de esfuerzo de regulación.

El esfuerzo de regulación se puede interpretar gráficamente como el área sombreada de la Figura 6. Por lo tanto el índice de esfuerzo de regulación queda definido como:

$$\text{Índice de esfuerzo de regulación} = \frac{\text{Área sombreada}}{\text{Área total}} \times 100\%$$

Este índice representa el porcentaje de la “energía regulante” que aportó realmente una unidad respecto a lo que debería aportar según el modelo “ideal”.

- Si  $< 100\%$ , se entregó menos esfuerzo que el calculado con el modelo “ideal”.
- Si  $= 100\%$ , se entregó exactamente el esfuerzo calculado por el modelo “ideal”.
- Si  $> 100\%$ , se entregó más esfuerzo que el calculado con el modelo “ideal”.

Para validar la respuesta medida “real” respecto a la simulada “ideal” se considera que:

$$(1)$$

$$(2)$$

La inecuación (1) cuantifica la proporcionalidad entre ambas variables, indicando que están aproximadamente en fase.

La inecuación (2) cuantifica el esfuerzo realizado respecto al modelo “ideal” y pone un número a la similitud entre ambas variables.

Cuando  $iE$  se encuentra dentro del intervalo exigido, se observa un alto grado de similitud entre la respuesta real y la ideal. En caso contrario, la unidad no responde como se espera, ya sea por defecto o por exceso de esfuerzo de regulación lo que estaría indicando que uno o más de los parámetros informados no concuerdan con los utilizados en el modelo “ideal” o existe algún inconveniente con el regulador de velocidad.

A pesar de que podría resultar beneficioso para el sistema que una unidad aporte mayor esfuerzo de regulación que el esperado, la respuesta de la unidad real no puede ser reproducida con los parámetros informados y utilizados en el modelo “ideal”. Las causas de tal discrepancia pueden motivar un estudio en detalle del regulador de velocidad.

Las dos inecuaciones permiten catalogar cuando la respuesta del modelo “ideal” y la real son similares.

Esta similitud puede deberse a que los parámetros reales coinciden aproximadamente con los informados, o configuran una representación equivalente de los mismos.

### EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

A continuación se presentan cuatro casos que pretenden mostrar la variación en los índices para distintas situaciones de potencia medida y simulada con el modelo ideal:

- Caso 1: Respuesta real coincide con la informada.
- Caso 2: La respuesta real de la unidad presenta un estatismo mayor al informado.
- Caso 3: La respuesta real de la unidad presenta parámetros ligeramente distintos a los informados.
- Caso 4: La respuesta real de la unidad presenta parámetros distintos a los informados.

#### Caso 1. Respuesta real coincide con la informada:

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	2.9%
T = f(Test)	17s	17s
Banda muerta	0mHz	0mHz

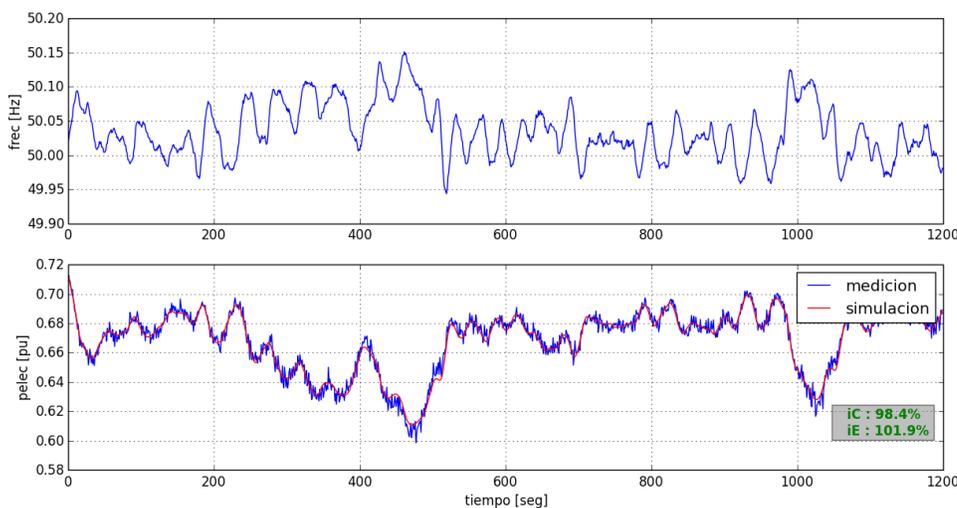


Figura 7: Ejemplo 1 - Caso 1.

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	2.9%
T = f(Test)	30s	30s
Banda muerta	25mHz	25mHz

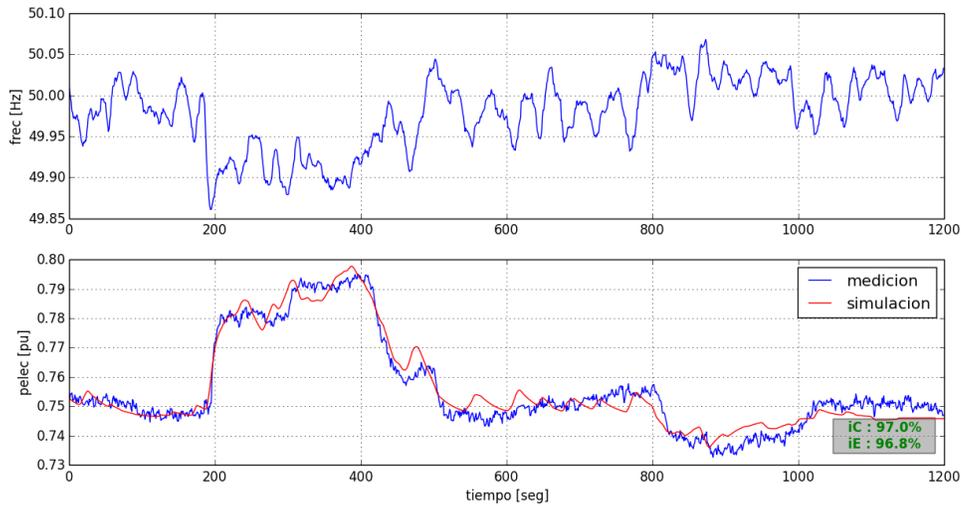


Figura 8: Ejemplo 2 - Caso 1.

**Caso 2. La respuesta real de la unidad presenta un estatismo mayor al informado.**

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	1.9%
T = f(Test)	17s	17s
Banda muerta	0mHz	0mHz

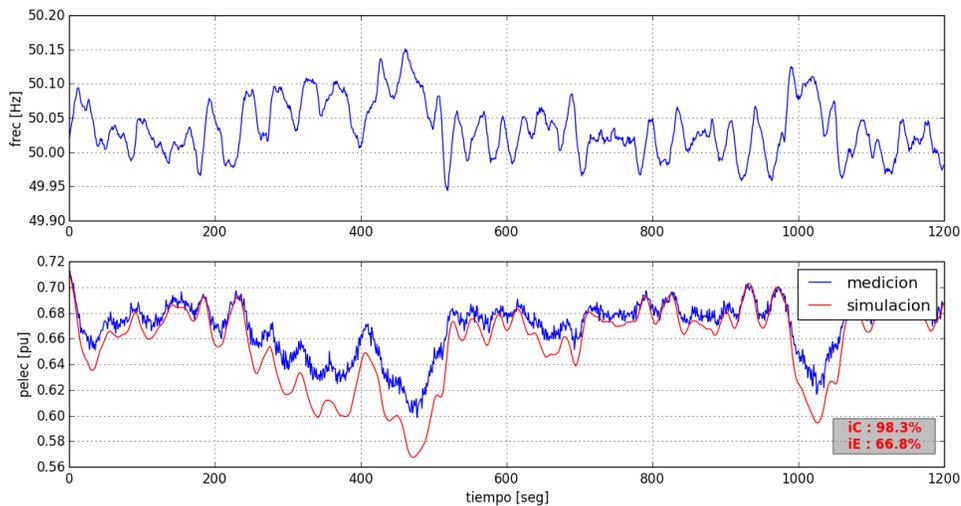


Figura 9: Ejemplo 1 - Caso 2.

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	1.9%
T = f(Test)	30s	30s
Banda muerta	25mHz	25mHz

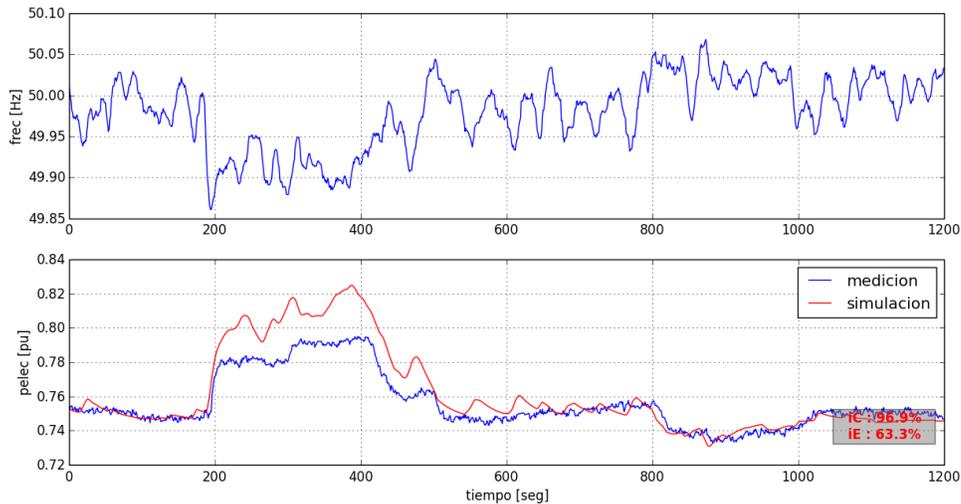


Figura 10: Ejemplo 2 - Caso 2.

A pesar de que el  $iC$  es cercano a 100% indicando que ambas magnitudes están en fase, el  $iE$  menor al 90% refleja claramente que el esfuerzo de regulación fue insuficiente. Un estatismo más grande implica menores movimientos de la potencia ante una misma variación de frecuencia.

**Caso 3: La respuesta real de la unidad presenta parámetros ligeramente distintos a los informados.**

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	2.5%
T = f(Test)	17s	11s
Banda muerta	0mHz	15mHz

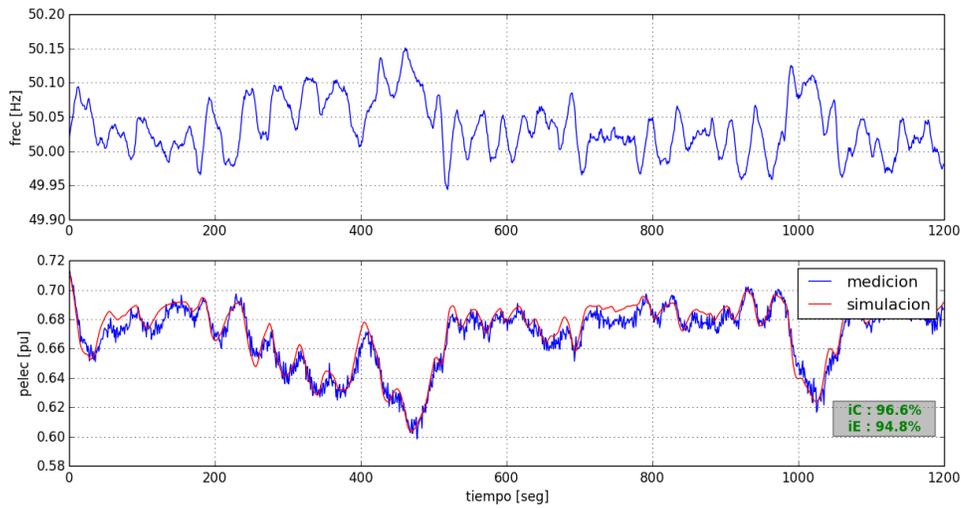


Figura 11: Ejemplo 1 – Caso 3.

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	2.3%
T = f(Test)	17s	35s
Banda muerta	0mHz	15mHz

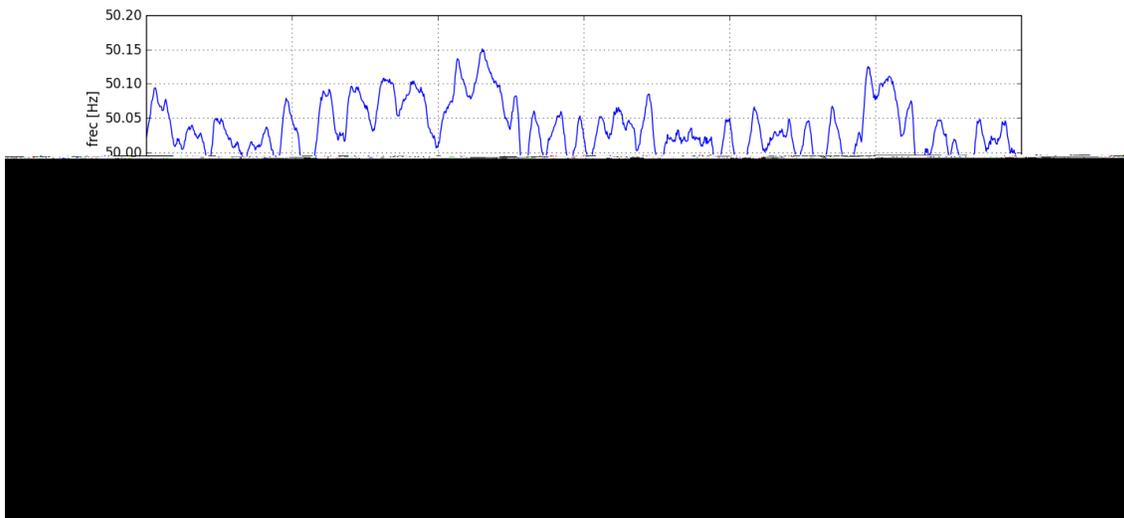


Figura 12: Ejemplo 2 – Caso 3.

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	3.1%
T = f(Test)	30s	36s
Banda muerta	25mHz	20mHz

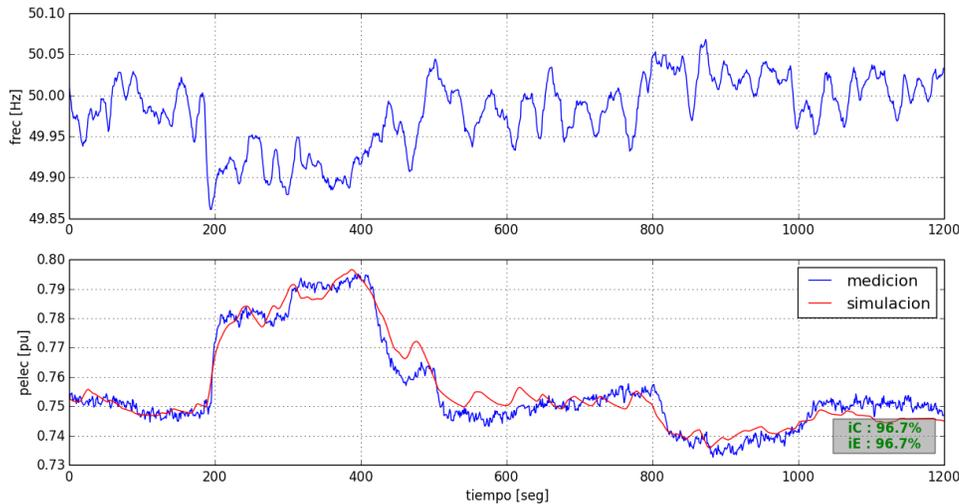


Figura 13: Ejemplo 3 – Caso 3.

A pesar de las diferencias entre los parámetros reales e informados, se aprecia a simple vista que las respuestas son similares, y el cumplimiento de los dos criterios establecidos da cuenta de ello.

**Caso 4: La respuesta real de la unidad presenta parámetros distintos a los informados.**

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	1.5%
T = f(Test)	17s	11s
Banda muerta	0mHz	25mHz

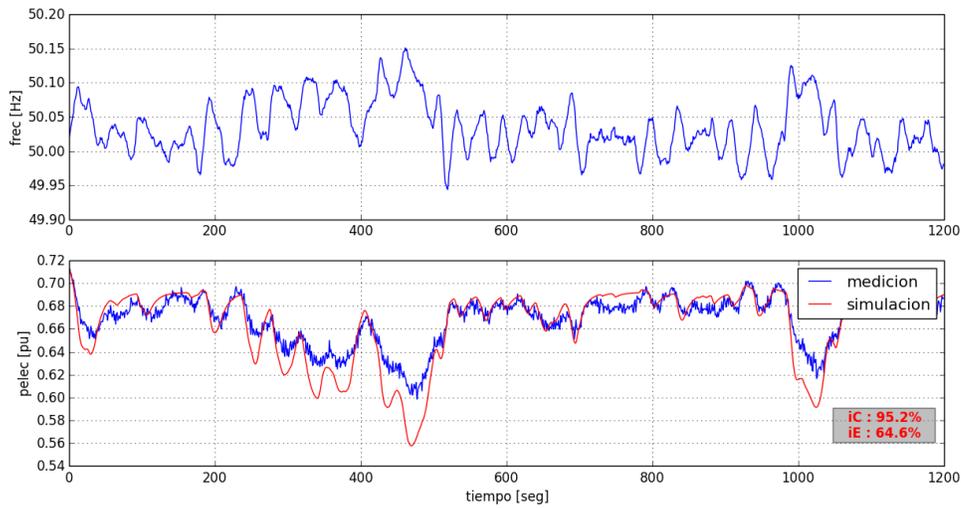


Figura 14: Ejemplo 1 – Caso 4.

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	3.9%
T = f(Test)	17s	44s
Banda muerta	0mHz	0mHz

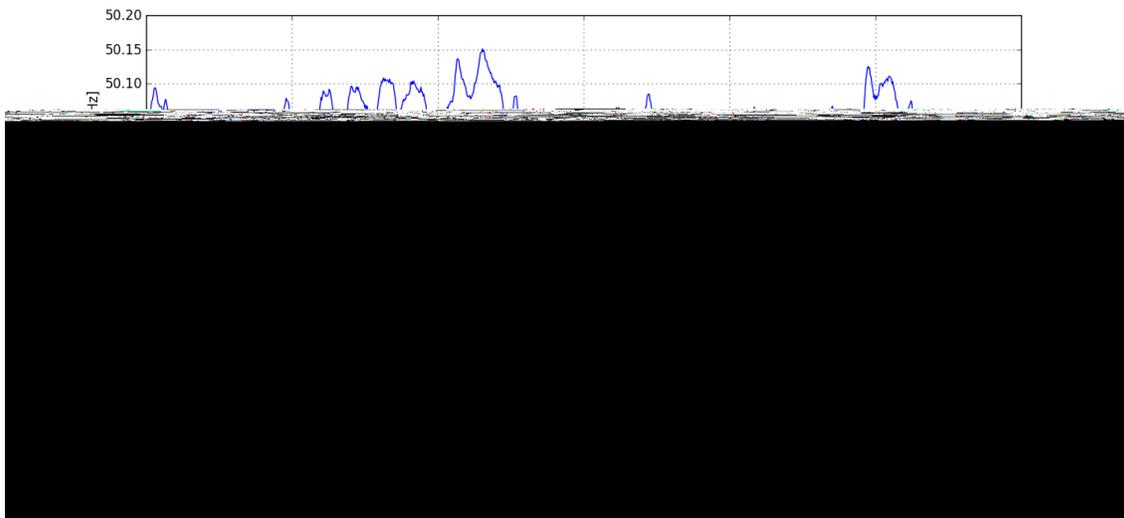


Figura 15: Ejemplo 2 – Caso 4.

Parámetro	Valor real	Valor informado
Estatismo	2.9%	3.3%
T = f(Test)	30s	30s
Banda muerta	25mHz	0mHz

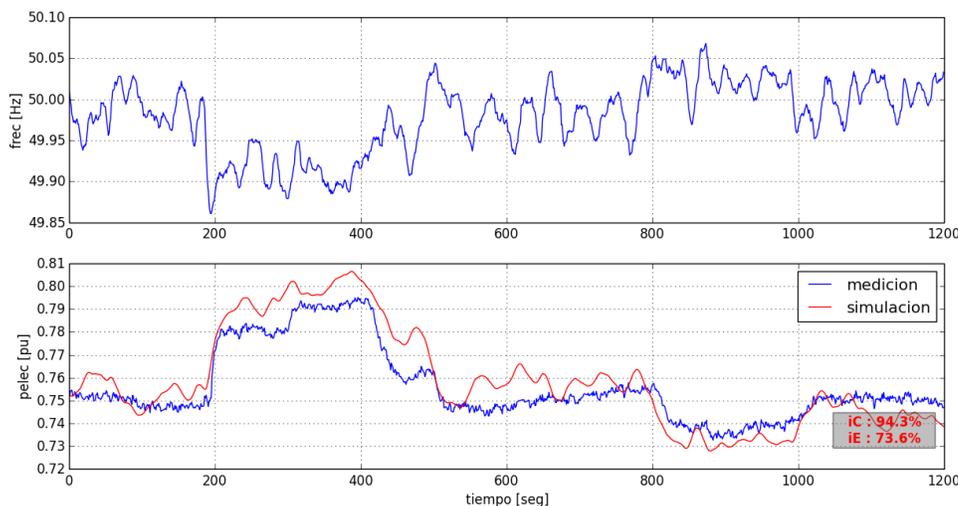


Figura 16: Ejemplo 3 – Caso 4.

La respuesta real difiere claramente de la respuesta esperada y los indicadores numéricos dan cuenta de ello.

A continuación se presenta una tabla de tiempos de establecimiento dada la siguiente relación calculada en segundos.

Tabla de Tiempos de Establecimiento.

T[seg]	Tw[seg]									
	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0
1	2.3	3.8	5.0	6.5	7.5	8.2	8.8	9.0	9.2	9.2
2	4.6	6.0	7.2	8.8	10.2	11.5	12.8	14.0	15.0	15.8
3	6.9	8.2	9.8	11.0	12.5	13.8	15.2	16.8	18.0	19.2
4	9.2	10.8	12.0	13.2	14.8	16.0	17.5	19.0	20.2	21.8
5	11.5	13.0	14.2	15.8	17.0	18.2	19.8	21.0	22.5	24.0
6	13.8	15.2	16.8	18.0	19.2	20.8	22.0	23.5	24.8	26.2
7	16.1	17.5	19.0	20.2	21.8	23.0	24.2	25.8	27.0	28.5
8	18.4	19.8	21.2	22.5	24.0	25.2	26.8	28.0	29.2	30.8
9	20.7	22.2	23.5	25.0	26.2	27.5	29.0	30.2	31.8	33.0
10	23.0	24.5	26.0	27.2	28.5	30.0	31.2	32.5	34.0	35.2
11	25.3	26.8	28.2	29.5	31.0	32.2	33.5	35.0	36.2	37.5
12	27.6	29.0	30.5	32.0	33.2	34.5	36.0	37.2	38.5	40.0
13	29.9	31.5	32.8	34.2	35.5	37.0	38.2	39.5	41.0	42.2
14	32.2	33.8	35.2	36.5	38.0	39.2	40.5	42.0	43.2	44.5
15	34.5	36.0	37.5	38.8	40.2	41.5	43.0	44.2	45.5	47.0
16	36.8	38.2	39.8	41.2	42.5	44.0	45.2	46.5	48.0	49.2
17	39.1	40.5	42.0	43.5	44.8	46.2	47.5	49.0	50.2	51.5
18	41.4	43.0	44.2	45.8	47.2	48.5	50.0	51.2	52.5	54.0
19	43.7	45.2	46.8	48.0	49.5	50.8	52.2	53.5	55.0	56.2



**CDEC SIC**

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

T[seg]	Tw[seg]									
	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0
20	46.1	47.5	49.0	50.5	51.8	53.2	54.5	56.0	57.2	58.5
21	48.4	49.8	51.2	52.8	54.0	55.5	56.8	58.2	59.5	61.0
22	50.7	52.2	53.5	55.0	56.5	57.8	59.2	60.5	62.0	63.2
23	53.0	54.5	56.0	57.2	58.8	60.0	61.5	62.8	64.2	65.5
24	55.3	56.8	58.2	59.8	61.0	62.5	63.8	65.2	66.5	67.8
25	57.6	59.0	60.5	62.0	63.2	64.8	66.0	67.5	68.8	70.2
26	59.9	61.2	62.8	64.2	65.8	67.0	68.5	69.8	71.2	72.5
27	62.2	63.8	65.0	66.5	68.0	69.2	70.8	72.2	73.5	74.8
28	64.5	66.0	67.5	68.8	70.2	71.8	73.0	74.5	75.8	77.2
29	66.8	68.2	69.8	71.2	72.5	74.0	75.5	76.8	78.2	79.5
30	69.1	70.5	72.0	73.5	75.0	76.2	77.8	79.0	80.5	81.8
31	71.4	72.8	74.2	75.8	77.2	78.5	80.0	81.5	82.8	84.0
32	73.7	75.2	76.5	78.0	79.5	81.0	82.2	83.8	85.0	86.5
33	76.0	77.5	79.0	80.5	81.8	83.2	84.8	86.0	87.5	88.8
34	78.3	79.8	81.2	82.8	84.0	85.5	87.0	88.2	89.8	91.0
35	80.6	82.0	83.5	85.0	86.5	87.8	89.2	90.8	92.0	93.5
36	82.9	84.2	85.8	87.2	88.8	90.2	91.5	93.0	94.2	95.8
37	85.2	86.8	88.2	89.5	91.0	92.5	93.8	95.2	96.8	98.0
38	87.5	89.0	90.5	92.0	93.2	94.8	96.2	97.5	99.0	100.2
39	89.8	91.2	92.8	94.2	95.8	97.0	98.5	100.0	101.2	102.8
40	92.1	93.5	95.0	96.5	98.0	99.5	100.8	102.2	103.5	105.0
41	94.4	96.0	97.2	98.8	100.2	101.8	103.0	104.5	106.0	107.2
42	96.7	98.2	99.8	101.0	102.5	104.0	105.5	106.8	108.2	109.5
43	99.0	100.5	102.0	103.5	104.8	106.2	107.8	109.0	110.5	112.0
44	101.3	102.8	104.2	105.8	107.2	108.5	110.0	111.5	112.8	114.2
45	103.6	105.0	106.5	108.0	109.5	111.0	112.2	113.8	115.2	116.5
46	105.9	107.5	108.8	110.2	111.8	113.2	114.8	116.0	117.5	118.8
47	108.2	109.8	111.2	112.8	114.0	115.5	117.0	118.2	119.8	121.2
48	110.5	112.0	113.5	115.0	116.5	117.8	119.2	120.8	122.0	123.5
49	112.8	114.2	115.8	117.2	118.8	120.2	121.5	123.0	124.5	125.8
50	115.1	116.5	118.0	119.5	121.0	122.5	123.8	125.2	126.8	128.0
51	117.4	119.0	120.5	121.8	123.2	124.8	126.2	127.5	129.0	130.5
52	119.7	121.2	122.8	124.2	125.5	127.0	128.5	130.0	131.2	132.8
53	122.0	123.5	125.0	126.5	128.0	129.2	130.8	132.2	133.5	135.0
54	124.3	125.8	127.2	128.8	130.2	131.8	133.0	134.5	136.0	137.2
55	126.6	128.0	129.5	131.0	132.5	134.0	135.5	136.8	138.2	139.8
56	128.9	130.5	132.0	133.2	134.8	136.2	137.8	139.2	140.5	142.0
57	131.2	132.8	134.2	135.8	137.0	138.5	140.0	141.5	142.8	144.2
58	133.5	135.0	136.5	138.0	139.5	140.8	142.2	143.8	145.2	146.5
59	135.9	137.2	138.8	140.2	141.8	143.2	144.5	146.0	147.5	149.0
60	138.2	139.5	141.0	142.5	144.0	145.5	147.0	148.2	149.8	151.2
61	140.5	142.0	143.5	145.0	146.2	147.8	149.2	150.8	152.0	153.5
62	142.8	144.2	145.8	147.2	148.8	150.0	151.5	153.0	154.5	155.8
63	145.1	146.5	148.0	149.5	151.0	152.5	153.8	155.2	156.8	158.0
64	147.4	148.8	150.2	151.8	153.2	154.8	156.2	157.5	159.0	160.5
65	149.7	151.2	152.5	154.0	155.5	157.0	158.5	160.0	161.2	162.8
66	152.0	153.5	155.0	156.5	157.8	159.2	160.8	162.2	163.5	165.0
67	154.3	155.8	157.2	158.8	160.2	161.5	163.0	164.5	166.0	167.2
68	156.6	158.0	159.5	161.0	162.5	164.0	165.2	166.8	168.2	169.8
69	158.9	160.2	161.8	163.2	164.8	166.2	167.8	169.0	170.5	172.0
70	161.2	162.8	164.2	165.5	167.0	168.5	170.0	171.5	172.8	174.2

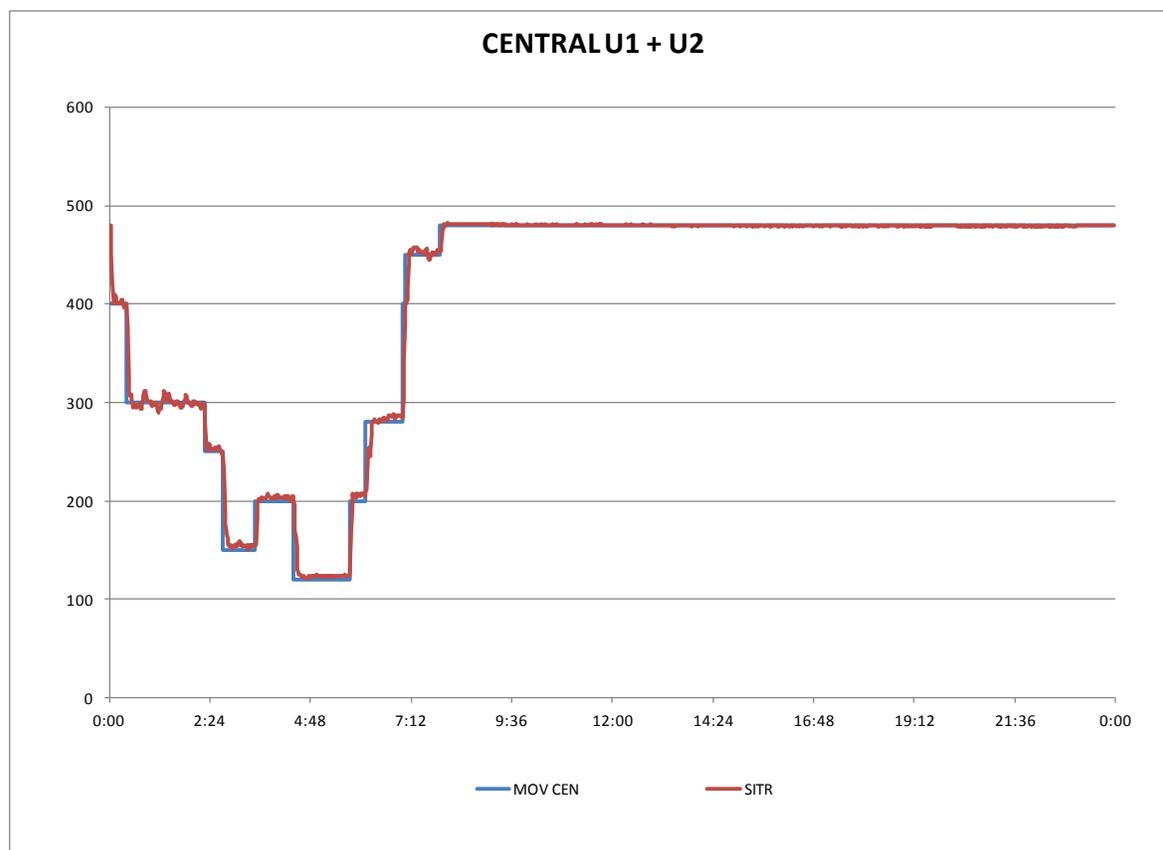
## ANEXO 5. Ejemplo del procesamiento de los registros de señales para verificar el cumplimiento oportuno en la prestación del SC de CSF.

A continuación se muestra un ejemplo del procesamiento de los registros de señales SITR de potencia activa de una Central para verificar el cumplimiento oportuno en la prestación del SC de CSF en un día:

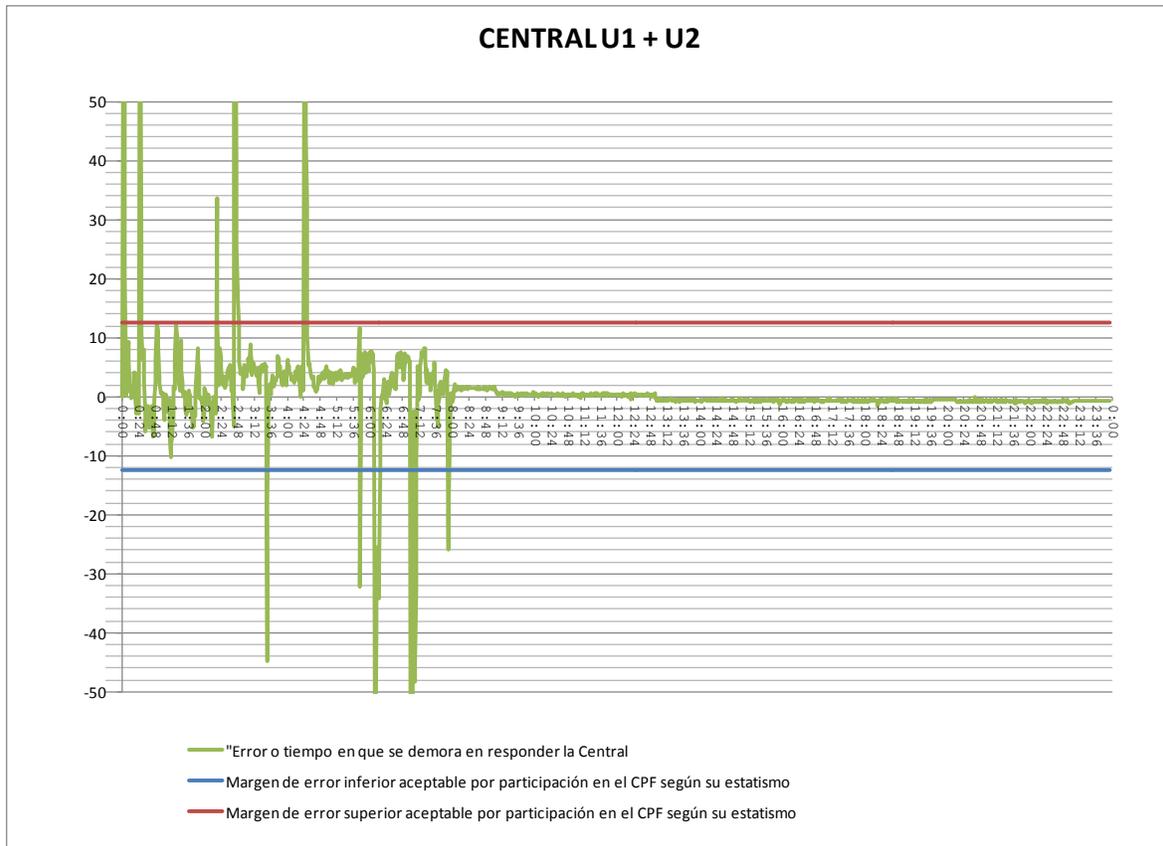
Información del Movimiento de Centrales:

	Sincron. de Unidad		POTENCIA ( EN MW )			MOTIVO	Etapa de la Central	Condición del Embalse	Condición de la Central
			SUBE	BAJA	QUEDA				
0:00		Central		80	400	DCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
0:24		Central		100	300	DCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
2:16		Central		50	250	DCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
2:42		Central		100	150	DCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
3:29		Central	50		200	QCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
4:24		Central		80	120	DCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
5:45		Central	80		200	QCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
6:06		Central	80		280	QCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
6:59		Central	120		400	QCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
7:04		Central	50		450	QCR	Central_sinv	Normal	(6) E/S
7:53		Central	30		480	QCR	Central_sinv	Normal	(7) E/S Plena Carga

Comparación entre la Potencia Activa obtenida del SITR y el Movimiento de Centrales:



De la comparación resulta el siguiente gráfico del “error” o diferencia del seguimiento de la instrucción dada por el CDC por parte de la Central:



#### Datos de la Central

- Tasa de toma/bajada de carga 72,6 MW/min.
- Estatismo de la Central implica que a los 49,8 Hz ocupa 12,45 MW para CPF (error admisible).

Se observa que en general la Central responde a las instrucciones del CDC de manera bastante rápida, al hacer una ampliación de las primeras horas se observa que siempre se demora menos de 5 minutos en cumplir las instrucciones del CDC (entrar en la banda admisible), salvo en el periodo marcado en rojo.