

CDEC SING

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

ESTUDIO DE EDAC POR SUBFRECUENCIA - AÑO 2015

INFORME

Autor
Fecha Creación
Correlativo
Versión

Dirección de Operación
30-04-2015
CDEC-SING C0038/2015
1.0

CONTROL DEL DOCUMENTO

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Versión	Autor	Descripción del Cambio
30-04-2015	1.0	Departamento de Sistemas Eléctricos	Informe Preliminar

REVISADO POR:

Nombre	Cargo
Daniel Salazar J.	Director de Operación y Peajes
Raúl Moreno T.	Subdirector de Operaciones
Gretchen Zbinden V.	Jefe Departamento de Sistemas Eléctricos

REALIZADO POR:

Nombre	Cargo
Gretchen Zbinden V.	Jefe Departamento de Sistemas Eléctricos
Eduardo Verdugo C.	Ingeniero Departamento de Sistemas Eléctricos
Germán Concha V.	Ingeniero Departamento de Sistemas Eléctricos
Sebastián Barckhahn F.	Ingeniero Departamento de Sistemas Eléctricos

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
1	Sres. Encargados CDEC-SING
2	Superintendencia de Electricidad y Combustibles

CONTENIDO

CONTROL DEL DOCUMENTO	2
CONTENIDO	3
1. INTRODUCCIÓN	5
2. ANTECEDENTES PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	6
2.1 Horizonte de evaluación	6
2.2 Previsión de demanda	6
2.3 Reserva para control de frecuencia	6
2.4 Topología del sistema	6
2.5 Despacho tipo para estado normal	7
2.6 Tipos de contingencias	7
2.7 Proyectos considerados en el estudio	7
3. ANÁLISIS DE EDAC POR SUBFRECUENCIA VIGENTE	10
3.1 EDAC actual, consideraciones de diseño	10
3.2 Coordinados con implementación de EDAC por Subfrecuencia pendiente	11
3.3 Análisis del desempeño del EDAC por Subfrecuencia vigente	11
3.4 Análisis del estado de integración del EDAC al SITR	14
4. MODIFICACIÓN DEL EDAC VIGENTE	16
4.1 Revisión de las propuestas de Coordinados al EDAC por Subfrecuencia	16
4.2 Incorporación de nuevos consumos al EDAC por Subfrecuencia	17
4.3 Análisis Económico de los Esquemas EDAC propuestos	19
4.4 Propuesta de Esquema EDAC por Coordinado	21
4.5 Análisis técnico del Esquema EDAC propuesto	22
4.6 Plan de normalización asociado a exigencias normativas y requerimientos sistémicos	23
5. REQUERIMIENTOS ASOCIADOS A SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (SSCC)	25
6. CONCLUSIONES	26
7. ANEXOS	29
7.1 Despachos considerados	29
7.2 Contingencias consideradas en análisis	32
7.3 EDAC por Subfrecuencia vigente	33
7.4 Equipos de protecciones utilizados en el EDAC por Subfrecuencia	35

7.5 Desempeño del EDAC por Subfrecuencia por coordinado	37
7.6 Calidad de señales en el Scada	44
7.7 Variación EDAC por Subfrecuencia en horizonte de evaluación	45
7.8 Tasa de falla de unidades	47
7.9 Reserva pronta y detenida de corto plazo	48
7.10 Esquema EDAC propuesto por la DO para cada Coordinado	49
7.11 Resultado simulaciones considerando EDAC vigente	51

1. INTRODUCCIÓN

El presente Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por Subfrecuencia, encomendado en el Título 6-9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT), tiene por objeto revisar y de ser necesario adecuar los EDAC vigentes. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 6-51 de la NT, éste deberá realizarse al menos con periodicidad bianual.

Al respecto, actualmente el SING cuenta con un EDAC por Subfrecuencia que considera un monto total de 675 MW, repartidos en 8 etapas o escalones de frecuencia. El primer ajuste corresponde a 49 Hz y el último corresponde a 48.3 Hz, y todos los ajustes intermedios presentan una diferencia de 0.1 Hz.

En relación con el tratamiento de nuevas tecnologías, en particular relativo a las ERNC, los análisis parten de la base que la generación ERNC cumple con las exigencias de la NT. Sin perjuicio de esto, y considerando que a la fecha no se cuenta con información técnica detallada del diseño de las centrales ERNC en operación, que permitan garantizar el cumplimiento de las exigencias de la NT, en cuanto a la capacidad de controlar tensión, estipulada en el Art. 3-8, se ha evaluado el caso más desfavorable, el que corresponde a no cumplir con la exigencia normativa.

Conforme a lo indicado, en el presente Estudio se presentan los análisis y conclusiones asociados a la revisión y adecuación del EDAC por Subfrecuencia vigente, considerando aspectos relevantes ligados a la operación del esquema y a la incorporación de nuevos consumos al esquema que actualmente se encuentra operativo.

Dada la información preliminar con la que se cuenta actualmente para realizar los análisis, de ser necesario, la DO actualizará el presente Estudio, si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en las instalaciones del SING que puedan afectar el correcto funcionamiento del EDAC.

2. ANTECEDENTES PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

En este Capítulo se describen los antecedentes técnicos requeridos para el desarrollo del presente Estudio.

2.1 HORIZONTE DE EVALUACIÓN

El Artículo 6-51 de la NT establece que la DO realizará el Estudio de EDAC, al menos con periodicidad bianual, para revisar y adecuar los EDAC vigentes.

Considerando lo anterior, para la elaboración del presente Estudio se consideró un horizonte de evaluación comprendido entre Junio de 2015 y Mayo de 2017.

2.2 PREVISIÓN DE DEMANDA

Para el presente Estudio se considera la previsión de demandas informadas por las empresas, en respuesta a la carta CDEC-SING N° 1507/2014 para el período Enero 2015 - Diciembre 2029.

Se consideraron escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda, los cuales presentan una modulación intradiaria.

Dado el horizonte de evaluación, en el presente Estudio se ha considerado la conexión al sistema de los consumos indicados en la Sección 2.7.1.

2.3 RESERVA PARA CONTROL DE FRECUENCIA

Según lo indicado en el Art 6-52 de la NT, se han considerado las reservas óptimas determinadas en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas vigente, esto es:

- Reserva Primaria Contingencia ≥ 79 [MW].
- Reserva Primaria Estado Normal ≥ 24 [MW]¹.
- Reserva en Giro, holgura para aumentar generación + 70 [MW].
- Reserva en Giro, holgura para disminuir generación - 116 [MW].

2.4 TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

La topología considerada para el análisis, corresponde a la condición habitual que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio.

Al respecto, en el Estudio se considera lo siguiente:

- Línea 110 kV Mejillones-Antofagasta abierta en extremo Subestación Antofagasta
- Línea 220 kV Encuentro-Tesoro abierta en ambos extremos.
- Línea de 3 puntas Encuentro-Angamos-Laberinto, cerrada en todos los extremos y conectada en esa modalidad durante todo el año 2015².

¹ Para la Reserva Primaria para Estado Normal, se establece que ésta está contenida dentro de los 79 [MW] de Reserva Primaria para Contingencia, con la única restricción de que debe ser abastecida solo por las unidades generadoras que participen del CPF y no por equipos BESS, debido a que éstos no aportan potencia activa en la operación normal.

2.5 DESPACHO TIPO PARA ESTADO NORMAL

El análisis general considera un despacho base, utilizando para ello el programa PLEXOS, y cuya característica principal se presenta en *el Anexo 7.1 Despachos considerados*. De acuerdo a los análisis realizados, este despacho base puede sufrir modificaciones con el objeto de realizar análisis particulares.

2.6 TIPOS DE CONTINGENCIAS

Los tipos de Contingencias a considerar a efectos de evaluar el correcto desempeño del EDAC son las indicadas en el Art. 6-52 y Art. 6-53 de la NT, y se relacionan con los montos de carga que se deben asignar en cada una de las etapas del esquema.

En lo que respecta a las contingencias con una tasa de ocurrencia de hasta una vez cada 5 años, en el *Anexo 7.2 Contingencias consideradas en análisis* se indica la estadística de fallas consideradas.

2.7 PROYECTOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO

De acuerdo a los antecedentes que dispone la DO y a lo informado a este CDEC por los propietarios respectivos, para el período de evaluación del Estudio se prevé la entrada de una serie de proyectos de consumo, generación y transmisión, los que se caracterizan de acuerdo a lo indicado en los siguientes puntos.

2.7.1 PROYECTOS DE CONSUMOS

En la Tabla N°1, se indican los proyectos de consumos considerados en el período de evaluación.

Tabla N°1 Proyectos de Consumos

Año	Coordinado	Nombre Consumo	Barra	Demanda Media [MW]
2015	Minera Escondida	OGP1	OGP1 220 kV	112.5
2016	Minera Escondida	EWS (54 MW)	Coloso 220 kV	11.9
			HPPS2 220 kV	5.9
			HPPS3 220 kV	5.9
			HPPS4 220 kV	5.9
2017	Minera Escondida	EWS (109 MW)	Coloso 220 kV	32.8
			HPPS2 220 kV	16.4
			HPPS3 220 kV	16.4
			HPPS4 220 kV	16.4
	Minera Quebrada Blanca	Quebrada Blanca	Lagunas 220 kV	10.9

² La Línea de 3 puntas Encuentro-Angamos-Laberinto corresponde a la Línea 220 kV Encuentro-Cochrane Circuito N°1 conectada en Tap Off con la Línea 220 kV Angamos-Laberinto Circuito N°2.

2.7.2 PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Tabla N°2 y Tabla N°3, se muestra un resumen del número de proyectos, por tecnología, que se espera se conecten al sistema durante el periodo de evaluación considerado.

Tabla N°2 Número de Proyectos de Generación

Año	ERNC		Tecnología Convencional	
	N° Proyectos	Potencia [MW]	N° Proyectos	Potencia [MW]
2015	7	290	0	0
2016	9	639	2	989
2017	1	50	0	0

Tabla N°3 Detalle de Proyectos de Generación

Año	Empresa	Proyecto	Fecha estimada de Conexión	Punto de Conexión - Potencia (MW)
2015	Sps La Huyca S.A	PFV La Huayca	1° Sem. 2015	S/E Pozo Almonte (66 kV) 30
	RIJN Capital	PFV San Pedro - Etapa 1	abr-15	S/E Calama (220 kV) 30
	E-CL	PFV Pampa Camarones	jun-15	S/E Vitor (110 kV) 6
	Aes Gener	PFV Andes Solar	jun-15	S/E Andes (23 kV) 21
	Enel	PFV Finis Terrae - Etapa 1	jun-15	S/E Encuentro (220 kV) 120
	Sociedad Parque Eólico Quillagua	PFV Quillagua I - Etapa 1	jul-15	Conexión en Tap Off a Línea 220 kV María Elena-Lagunas 23
	RIJN Capital	PFV San Pedro Etapa 2	oct-15	S/E Calama 220 kV 60
2016	SK Ecologia S.A	PFV Arica Solar	1° Sem. 2016	S/E Parinacota (66 kV) 40
	Sociedad Fotovoltaica Norte Grande 5 Spa	PFV Uribe	1° Sem. 2016	S/E Uribe (110 kV) 50
	RIJN Capital	PFV San Pedro Etapa 3	Ene-16	S/E Calama (220 kV) 60
	Empresa Eléctrica Cochrane Spa	CT Cochrane	May-16	S/E Encuentro a través de Línea 2x220 kV Cochrane- Encuentro 236 MW
			Oct -16	
	BHP Billiton	CT Kelar	May-16	S/E Kelar a través de Línea 2x220 kV Kelar-Kapatur 517 (2TG+1TV)
	EDF	PFV Bolero	May-16	S/E Laberinto (220 kV) 146
	RIJN Capital	PFV Lagunas	Jun-16	S/E Lagunas (220 kV) 190
	Enel	PFV Finis Terrae - Etapa 2	Jun-16	S/E Encuentro a través de Línea 220 kV Encuentro-Rande 40
	Sociedad Parque Eólico Quillagua	PFV Quillahua I - Etapa2	Jul-15	Conexión Tap Off a Línea 220 kV M.Elena-Lagunas 27
	Crucero Este Dos Spa	PFV Blue Sky 2	Ago-16	S/E Encuentro a través de Línea 220 kV Encuentro-Rande 34
Crucero Este Solar Spa	PFV Blue Sky 1	Oct-16	S/E Encuentro a través de Línea 220 kV Encuentro-Rande 51.6	
2017	Sociedad Parque Eólico Quillagua	PFV Quillahua I - Etapa3	1° Sem. 2017	Conexión Tap Off a Línea 220 kV M.Elena-Lagunas 50

2.7.3 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Tabla N°4, se indican los proyectos de transmisión considerados en el período de evaluación.

Tabla N°4 Proyectos de Transmisión

Año	Empresa	Fecha estimada de Conexión	Proyecto - Instalación	
2015	Codelco Chile	May-15	Ampliación SE Salar	Barra 220 kV S/E Salar
	Transemel	May-15	Ampliación SE Calama	Barra 220 kV S/E Calama
				Línea 220 kV Salar - Calama
	Transelec	May-15	Ampliación SE Lagunas	Condensador 60 MVAR
				Cambio TTCC en paños J1 y J2 de S/E Lagunas
				Cambio de TC en paño J5 de S/E Crucero
	Minera Escondida	1° semestre 2015	OGP1 Etapa Final	SVC 120 MVAR
S/E OGP1				
2016	Minera Escondida	Abr-16	Sistema de Transmisión de MEL	S/E Kapatur (seccionamiento Línea 220 kV Angamos-Laberinto)
				Línea 2x220 kV Kapatur-O'Higgins
	Bhp Billiton	May-16	CT Kelar	Línea 2x220 kV Kelar-Kapatur
				S/E Kelar
	Empresa Eléctrica Cochran Spa	May-16	Línea 2x220 kV Cochran-Encuentro	Línea 2x220 kV Cochran-Encuentro
	Minera Escondida	Jul-16	Proyecto EWS	Secciona Línea 2x220 kV Atacama-Domeyko en S/E O'Higgins
				Ampliación S/E Coloso y S/E O'Higgins
3 SSEE Bombeo en Línea 220 kV O'Higgins-Domeyko				
2017	ISA	1° semestre 2017	Línea 2x220 kV Lagunas-Encuentro	Línea 2x220 kV Lagunas-Encuentro

3. ANÁLISIS DE EDAC POR SUBFRECUENCIA VIGENTE

3.1 EDAC ACTUAL, CONSIDERACIONES DE DISEÑO

En términos generales, el EDAC por Subfrecuencia vigente, considera un monto total de 673 MW, repartidos en 8 etapas de frecuencia. El primer ajuste corresponde a 49 Hz y el último corresponde a 48.3 Hz, y todos los ajustes intermedios presentan una diferencia de 0.1 Hz. El detalle del esquema se muestra en el Anexo 7.3 EDAC por Subfrecuencia vigente y los montos totales en cada uno de los escalones en la Tabla N°5, se muestra a continuación:

Tabla N°5 Proyectos de Transmisión

Escalón	Carga asignada al Escalón [MW]	Potencia Escalón Acumulada [MW]
Escalón I	45.33	45.33
Escalón II	47.53	92.86
Escalón III	89.67	182.53
Escalón IV	81.85	264.38
Escalón V	86.20	350.58
Escalón VI	87.07	437.65
Escalón VII	123.44	561.09
Escalón VIII	111.89	672.97

El diseño del EDAC se basa en lo indicado en el Art. 6-53 de la NT, donde se definen los principales aspectos a considerar en el diseño y verificación del EDAC por Subfrecuencia, y en criterios establecidos por la DO, de manera de cumplir con las exigencias de la NT. Dado lo anterior, el diseño y adecuación del EDAC considera lo siguiente:

- a) La activación de la última etapa del EDAC por Subfrecuencia, deberá cubrir fallas con una tasa de ocurrencia de al menos una vez cada 5 años, siendo éstas definidas por la pérdida de un bloque de generación o la salida intempestiva de un tramo del sistema de transmisión. Según las estadísticas de fallas registradas en los últimos 5 años³, la activación de la última etapa del EDAC por Subfrecuencia, debe cubrir desconexiones de generación del orden de 580 MW.
- b) Los eventos de mayor probabilidad de ocurrencia, deberán desconectar las primeras etapas del EDAC por Subfrecuencia, con excesos mínimos para la desconexión de demanda. Considerando el diseño actual del EDAC por Subfrecuencia, y los criterios establecidos por la DO⁴, se tiene lo siguiente:
 - Desconexiones en torno a 140-150 MW debieran ser contenidas con la operación del primer escalón del EDAC por Subfrecuencia.
 - Desconexiones en torno a 190-200 MW debieran ser contenidas con la operación de los dos primeros escalones del EDAC por Subfrecuencia.
 - Desconexiones de generación en torno a 240-250 MW, debieran ser contenidas con la operación de los tres primeros escalones del EDAC por Subfrecuencia.

³ Anexo 6.2 Contingencias Consideradas en Análisis.

⁴ Se considera una frecuencia inicial de 50 Hz, una Reserva Primaria de 79 MW y una Reserva en Giro de 70 MW (holgura para aumentar generación), según lo establecido en el Estudio Control de Frecuencia vigente.

- c) El sistema deberá soportar la desconexión intempestiva de unidades generadoras que se encuentren en su nivel Máximo de Despacho⁵, operando no más allá del sexto escalón del EDAC por Subfrecuencia.
- d) El comportamiento dinámico del SING, especialmente en lo que respecta al control de frecuencia.

3.2 COORDINADOS CON IMPLEMENTACIÓN DE EDAC POR SUBFRECUENCIA PENDIENTE

De acuerdo a lo indicado en el Estudio EDAC por Subfrecuencia del año 2013, en la Tabla N°6 se muestran los Coordinados que tienen pendiente la implementación del EDAC por Subfrecuencia en sus instalaciones:

Tabla N°6 EDAC pendiente de implementar de acuerdo a Estudio EDAC 2013

Coordinado	Nombre Consumo
Algorta S.A	Algorta
Antofagasta Minerals	Antucoya
Codelco Chile	Ministro Hales
Minera Escondida	Booster-Subestación Lixiviación
	OLAP
Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda

En el presente Estudio se ha actualizado la propuesta de EDAC indicada para estos Coordinados, en base a los nuevos escenarios de análisis y a los antecedentes entregados por algunos de ellos (ver capítulo 4).

3.3 ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL EDAC POR SUBFRECUENCIA VIGENTE

Para lograr un adecuado control de frecuencia del SING, de acuerdo a los requerimientos de la NT, se requiere que el desempeño del EDAC por Subfrecuencia sea acorde al que ha sido especificado en su diseño. Sin embargo, se ha verificado, con motivo de la realización de los Estudios de Análisis de Falla, un mal desempeño de éste, junto con la dificultad de verificar factores asociados a las exigencias normativas, como lo son los tiempos de operación de éstos.

El mal desempeño del EDAC por Subfrecuencia se traduce en que ante la ocurrencia de un evento de subfrecuencia, se desconecten más escalones que los previstos. Esto se produce, dado que al ocurrir una contingencia en el sistema, la frecuencia del sistema no se recupera, operando escalones que no debieran ser requeridos dada la magnitud de la falla.

Debido a lo anterior, se realizó una evaluación de los siguientes aspectos:

- Requerimiento sobre los de equipos para medir frecuencia, los que deben contar con registros de eventos y oscilografías en formato comtrade.
- Monto de carga efectivamente desconectado en los distintos eventos, desglosado por escalón y un equivalente total de desconexión asociado a cada Coordinado.

Los resultados obtenidos se detallan a continuación.

⁵ Política de Operación de Despacho Máximo en el SING según documento D-SDO-03-V01.

3.3.1 EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE LOS EQUIPOS PARA MEDIR FRECUENCIA

El año 2012, la DO solicitó a los Coordinados⁶ antecedentes respecto a las características de los equipos de protecciones utilizados en el EDAC por Subfrecuencia, y un plan de trabajo asociado, que permitiera que estos equipos contaran con registros de eventos y oscilografía en formato Comtrade. Dicho requerimiento, surge con motivo del plan de mejoras de la DO en la confección de los Estudios de Análisis de Falla y a los requerimientos definidos por la SEC⁷.

Adicionalmente, en la NT vigente, se indica en su Art. 5-15 que los equipos de medición de frecuencia deberán contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos debidamente sincronizados mediante GPS.

La DO ha realizado un seguimiento a dichos planes de regularización, solicitando la actualización de los planes de trabajo en los casos en que aún no se ha cumplido con las exigencias de la SEC y de la NT.

Considerando los 24 Coordinados que actualmente tienen el EDAC operativo, el estado actual de este requerimiento es el siguiente:

- 12 Coordinados cuentan con protecciones de subfrecuencia con registro de eventos y oscilográficos. Sin embargo, 4 de ellos no envían dichos registros al ocurrir eventos de falla que implican operación del EDAC, por lo que no ha sido posible verificar el requerimiento
- 12 Coordinados no cuentan con lo solicitado. De éstos, sólo 5 enviaron cronogramas de normalización.
- 3 Coordinados no respondieron las solicitudes de la DO.

En el *Anexo 7.4* se muestra el destalle de la situación en la que se encuentra cada Coordinado, de acuerdo a lo descrito anteriormente.

3.3.1.1 Plan de normalización asociado a equipos de protecciones utilizados en el EDAC

Se observa que el grado de cumplimiento de las normalizaciones y cronogramas de trabajo comprometidos durante el año 2014 es mínimo, por lo que la DO ha solicitado nuevamente a los Coordinados el envío de la información requerida, junto con la actualización de los respectivos planes de normalización en el caso que corresponda, informando dichos compromisos a la SEC mediante carta CDEC-SING N° 0411/2015.

Con esta normalización se podrá verificar que el tiempo de desconexión, por escalón de frecuencia, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor desconectador, sea inferior a 250 ms, según lo especificado en el Art. 5-15 de la NT.

3.3.2 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL EDAC POR SUBFRECUENCIA, MONTOS DE DESCONEXIÓN

Con el fin de evaluar el desempeño del EDAC por Subfrecuencia, considerando los montos de desconexión reales que han ocurrido, a continuación se muestra el análisis realizado considerando los Eventos de Falla ocurridos desde Mayo de 2013 hasta Febrero de 2015 y que han implicado la operación del respectivo EDAC.

Para ello se han definido dos índices de medición de desempeño del EDAC por Subfrecuencia:

- Desempeño promedio por Escalón.

⁶ Carta CDEC-SING N°0615/202 de 5 de Junio de 2012 y Carta CDEC-SING N°0851/2012 de 3 de Agosto de 2012

⁷ Requerimientos de la SEC fueron informados mediante Oficios N°06977 de fecha 13 de Julio de 2012 y N°6485 de fecha 25 de Junio de 2012.

- Desempeño promedio para cada uno de los Coordinados, considerando la carga comprometida en cada uno de los escalones y que se esperaba operara de acuerdo a los eventos analizados.

En lo que respecta al desempeño del EDAC por Escalón, se observa que este es deficiente, en especial en los Escalones V y VI, tal como se muestra en la Figura N°1. Se observa que el desempeño global del EDAC está en torno a un 69% en promedio.

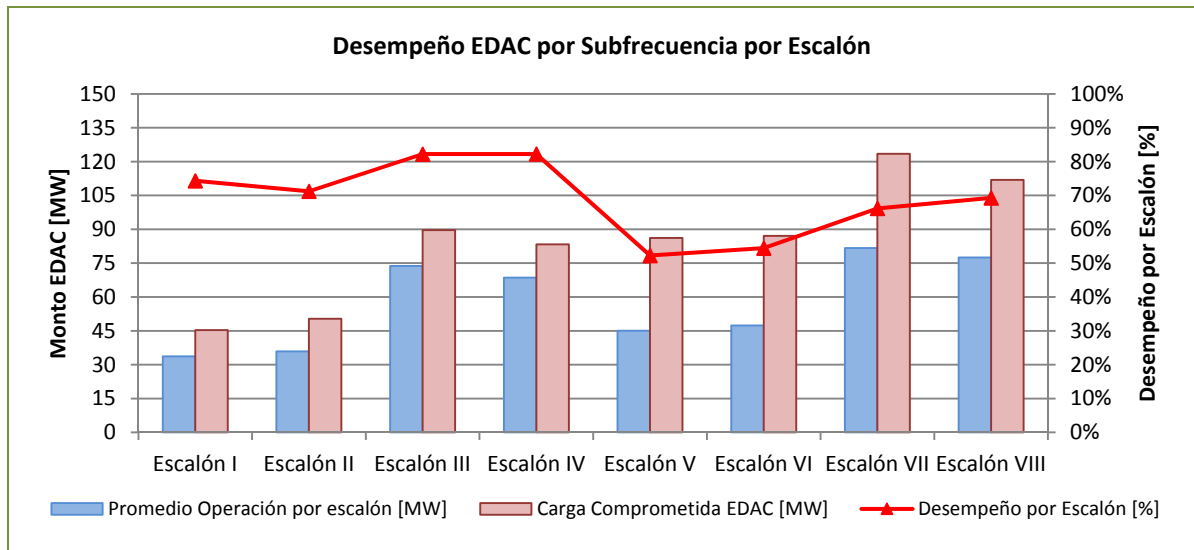


Figura N°1 Desempeño EDAC por Subfrecuencia por Escalón

En lo que respecta al desempeño promedio de la Operación del EDAC por cada Coordinado, en la Figura N°2 se muestra el promedio para cada uno de los Coordinados para el período de análisis considerado.

En la Figura N°2 no se han considerado los Coordinados Moly Cop, Minera Lomas Bayas y GNL Mejillones, cuyo desempeño promedio es de 375,93%, 205,28% y 205,33% respectivamente, debiendo ser de igual forma verificado su comportamiento.

En el *Anexo 7.5 Desempeño del EDAC por Subfrecuencia por coordinado* se detalla el desempeño de cada Escalón del EDAC por Subfrecuencia, detallado por Coordinado.

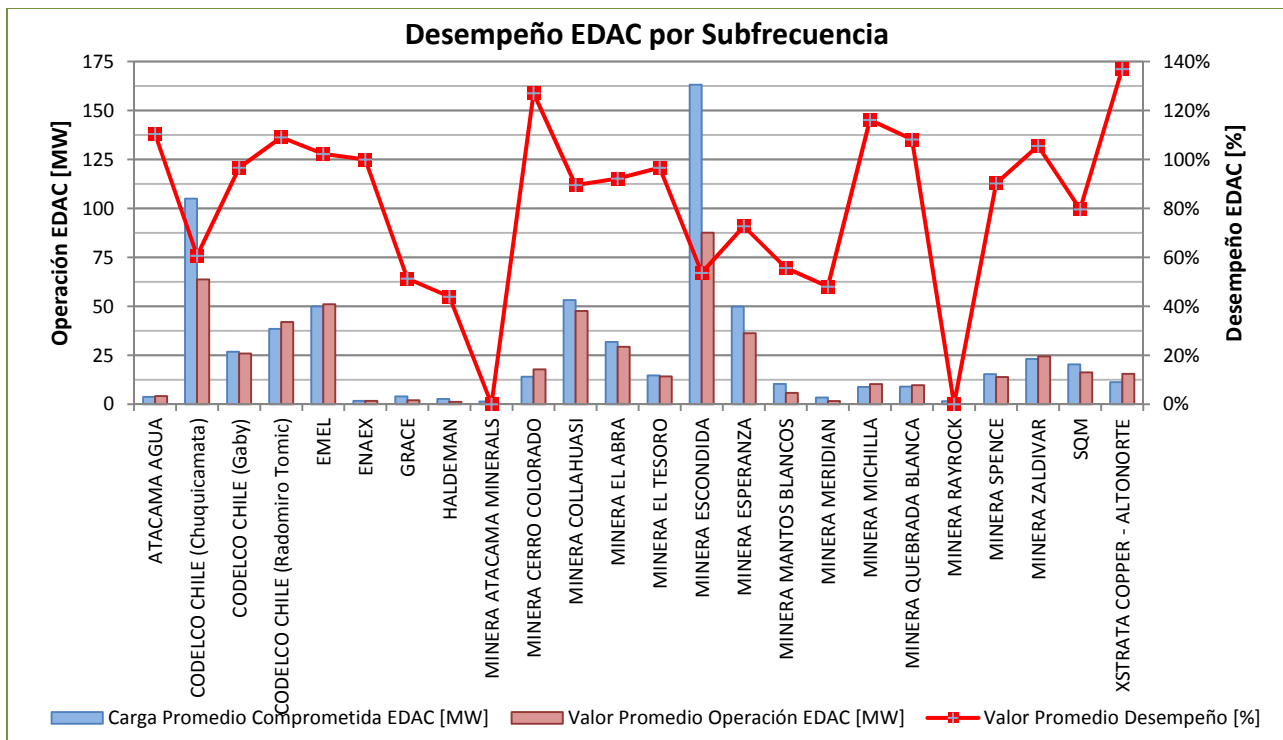


Figura N°2 Desempeño EDAC

3.3.2.1 Plan de normalización asociado a montos de carga asignados al EDAC

Se requiere que cada Coordinado revise y regularice el monto de operación del EDAC por Subfrecuencia, de manera que éste cumpla con las siguientes características:

- Factor de carga cercano a 1.
- Potencia activa desconectada según valor declarado con tolerancia del 10%, por escalón de frecuencia.

Para esto la DO solicitará a cada Coordinado un plan de trabajo, considerando para ello además las exigencias establecidas en el Informe DPSSCC.

3.4 ANÁLISIS DEL ESTADO DE INTEGRACIÓN DEL EDAC AL SITR

A efectos de medir el desempeño del EDAC por Subfrecuencia, es necesario que para cada alimentador asignado al esquema, se regularice y/o incorporen las siguientes variables al SITR, esto por cada escalón de frecuencia:

- a) Potencia disponible, medida en MW.
- b) Estado del interruptor.
- c) Señal de operación del relé de subfrecuencia.
- d) Medida local de frecuencia.

Al respecto, la Tabla N°7 muestra el número de Coordinados cuyas señales se encuentran integradas al SCADA, desglosadas por la calidad de dichas señales, esto considerando los Coordinados que actualmente tienen el EDAC por Subfrecuencia operativo:

Tabla N°7 Número de coordinados y calidad de señales EDAC

Señal / N° Coordinados por Calidad Señal	Coordinados Integrados	
	Si / Good	Si / Bad
Señal potencia activa/reactiva	10	14
Señal Operación EDAC por escalón	14	10
Señal Habilitación EDAC	7	17

De la tabla anterior se desprende que todos los Coordinados que actualmente poseen EDAC por Subfrecuencia se encuentran integrados al SCADA. Sin embargo, se observa que existe un alto porcentaje de señales cuya calidad no es confiable, específicamente el 58% de los Coordinados tiene una señal de potencia activa/reactiva no confiable, 42% de los Coordinados tiene una Señal de Operación de EDAC por escalón no confiable, 71% de los Coordinados tiene una Señal de habilitación el EDAC no confiable.

En el *Anexo 7.6 Calidad de señales en el Scada* se muestra un detalle de lo indicado.

3.4.1 PLAN DE NORMALIZACIÓN ASOCIADO A SEÑALES DEL SITR REQUERIDAS PARA EL EDAC

Se requiere que cada Coordinado regularice los aspectos asociados a la integración y calidad de las señales requeridas para el EDAC al SITR.

Para esto la DO solicitará a cada Coordinado un plan de trabajo, considerando para ello las exigencias establecidas en la NT y lo indicado en el Informe DPSSCC.

4. MODIFICACIÓN DEL EDAC VIGENTE

Dadas las condiciones de operación previstas para el período de vigencia de este Estudio, donde se prevé el ingreso de unidades generadoras de tecnologías distintas a las ya existentes (ERNC) y en algunos casos, de un tamaño similar a las ya existentes, junto con la incorporación de obras de transmisión que modificarán considerablemente la topología del sistema, se considera necesario revisar el esquema actual del EDAC por Subfrecuencia, manteniendo su diseño base de 8 escalones y considerando el criterio actual de planificación y operación del SING, que contempla el control de contingencias simples de generación en Estado Normal.

Cabe destacar que los requerimientos para el EDAC son analizados mediante simulaciones digitales, considerando las contingencias definidas, de modo de verificar que los resultados obtenidos cumplan las exigencias de SyCS establecidas en la NT y las establecidas por la DO. A efectos de adecuar el EDAC, con excesos mínimos en la desconexión de demanda, se realiza una evaluación económica de la ENS. En caso de que las consideraciones establecidas no se satisfagan, se debe realizar un ajuste iterativo de variables, modificando el monto total del EDAC, dentro de rangos que permitan preservar la estabilidad del SING y reducir los excesos de desconexión de demanda. Lo indicado es relevante en los casos en que la desconexión de un bloque importante de generación y el control realizado mediante el EDAC derive en situaciones de pérdida de sincronismo, falta de amortiguamiento, subtensiones transitorias o sobretensiones permanentes fuera de los estándares de SyCS.

En este sentido, las modificaciones previstas se relacionan al aumento de la carga asignada al EDAC debido a la conexión de nuevos consumos al sistema, siendo estos los indicados en la Sección 2.7.1, junto con aquellos cuya implementación del EDAC por Subfrecuencia se encuentra pendiente (mencionados en Sección 3.2). Dicho aumento en el EDAC, permitirá que las contingencias severas sean contenidas de mejor manera por el esquema actual.

4.1 REVISIÓN DE LAS PROPUESTAS DE COORDINADOS AL EDAC POR SUBFRECUENCIA

La DO ha recibido propuestas de modificación e implementación del EDAC vigente por parte de coordinados que ya se encuentran conectados al sistema. Al respecto, dichas propuestas han sido revisadas y aceptadas⁸. En la Tabla N°8 se muestra un resumen de ellas.

Cabe destacar que los Coordinados Codelco Chile-Minera Ministro Hales y Antofagasta Minerals-Minera Antucoya, no cuentan con EDAC por Subfrecuencia operativo a la fecha, sin embargo, se encuentran actualmente en proceso de implementación, que considera tanto la habilitación de las protecciones respectivas como la integración al SITR.

Por otro lado, los Coordinados Codelco Chile-Chuquicamata, GNLM y Minera Michilla, tienen su Esquema operativo, estando pendiente la ejecución de las modificaciones propuestas.

⁸ Se ha verificado que el Coordinado respectivo cumple con lo indicado en el Art. 5-14 de la NT vigente.

Tabla N°8 Propuestas de EDAC por Subfrecuencia

Coordinado	Nombre Consumo	Propuesta Escalones EDAC [MW]								Propuesta	Fecha implementación
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII		
		49.0 Hz	48.9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.6 Hz	48.5 Hz	48.4 Hz	48.3 Hz		
Codelco Chile	Chuquicamata	2.5	6.0	12.0	18.0	11.0	11.0	20.5	11.0	Modifica la carga asignada a cada uno de los escalones debido a la baja demanda. El monto total disminuye de 105 MW a 92 MW.	Abril 2015
	MMH		7.0		5.2		4.0		8.3	Monto total de carga a desconectar en el EDAC de 24.5 MW.	Abril 2015
GNLM	GNL Mejillones								1.0	Se modifica la carga asignada al IV escalón, desplazándola al VIII escalón.	Mayo 2014 ⁹
Minera Michilla	Michilla						6.0			Coordinado informa su cese de operaciones para diciembre de 2015 y debido a esto posee procesos que ya se han detenido, los cuales comprometen el monto que tenía disponible para el 2° escalón del EDAC. Continuará operativo el VI escalón.	N/A
Antofagasta Minerals	Antucoya		7.9		1.8		13.9		3.6	Monto total de carga a desconectar en el EDAC de 27.2 MW.	Mayo 2015

4.2 INCORPORACIÓN DE NUEVOS CONSUMOS AL EDAC POR SUBFRECUENCIA

Considerando los proyectos asociados a los nuevos consumos del SING indicados en la Sección 2.7.1 y las propuestas de implementación de EDAC indicadas en la Sección 4.1, se determinan los montos de EDAC que cada Coordinado debe implementar. Para ello, se ha considerado lo especificado en el Art. 5-14 de la NT, donde se indica que la demanda disponible para el EDAC por Subfrecuencia no deberá ser menor al 30% de la demanda conjunta del SI.

La Tabla N° 9, se muestra el monto de carga que los Coordinados deberán implementar en el EDAC por Subfrecuencia asociado a sus respectivos proyectos.

⁹ La DO aceptó en carta CDEC-SING N°1402/2014 la propuesta de GNL Mejillones, la cual a la fecha no ha sido implementada.

Tabla N°9 EDAC asociado a Instalaciones de clientes que se conectarán en al SING

Coordinado	Año	Nombre Consumo	Demanda Media [MW]	EDAC [MW]
Minera Escondida	2015	OGP1	112.46	33.74
	2016	EWS-Etapa I	29.67	0 ¹⁰
	2017	EWS-Etapa II	52.33	Por definir
Codelco Chile	2015	MMH	66.37	24.50
Antofagasta Minerals	2015	Antucoya	54.3	27.19
Minera Quebrada Blanca	2016	Quebrada Blanca-Lagunas Etapa I	5	0 ¹⁰
	2107	Quebrada Blanca-Lagunas Etapa II	5.88	Por definir

De la tabla anterior se destaca lo siguiente:

- **Minera Escondida:** solo se requiere EDAC adicional asociado al proyecto OGP1. Esto se debe a que la Carga del EDAC vigente sumada a esta carga adicional, cumple con los porcentajes requeridos en la NT. La carga solicitada podrá asignarla a la S/E OGP1 o alternativamente, podrá aumentar la carga del EDAC vigente, con el fin de cumplir con el total requerido
- **Codelco Chile-MMH:** el monto indicado corresponde a la propuesta presentada por el Coordinado para su división Ministro Hales.
- **Antofagasta Minerals:** el monto indicado corresponde a la propuesta presentada por el Coordinado. El alto porcentaje del EDAC se debe a la imposibilidad de desconectar menos debido a los procesos propios de su planta.
- **Quebrada Blanca-Lagunas:** no se requiere EDAC adicional asociado al Nuevo Proyecto. Esto se debe a que el porcentaje de carga que tiene incorporado el Coordinado al EDAC vigente es mayor que el promedio exigido al resto de participantes del esquema, quedando con los nuevos proyectos dentro de los porcentajes exigidos.

Los montos indicados podrán ser modificados, en las actualizaciones del Estudio EDAC por Subfrecuencia, si las condiciones del Sistema así lo requieren.

En el *Anexo 7.7 Variación EDAC por Subfrecuencia en horizonte de evaluación* se muestra el detalle de cómo varía la participación porcentual de cada Coordinado en el Esquema de EDAC por Subfrecuencia y en la Tabla N°10 se muestra un resumen sistémico de dicha variación.

Tabla N°10 Variación EDAC por Subfrecuencia en horizonte de evaluación

	Período			
	Actual	2015	2016	2017
EDAC total [MW]	673	778	772	772
Demanda Media [MW]	2067	2212	2261	2452
% EDAC/Demanda	34%	35%	34%	32%

¹⁰ No se solicita aumento de EDAC, ya que no se prevé necesario para el sistema y el Coordinado cumple con un aporte superior al 30% de sus consumos a este esquema.

De la tabla anterior se desprende que se deben incorporar cerca de 100 MW al EDAC vigente. Para definir la distribución de potencia entre los diferentes escalones del EDAC, la DO ha realizado un análisis económico considerando para ello distintas propuestas de EDAC, tal como se detalla en la Sección 4.3.

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ESQUEMAS EDAC PROPUESTOS

En el presente estudio se realiza un análisis complementario con el fin de determinar la distribución de la carga adicional a incorporar en el EDAC, considerando para ello aspectos técnicos y económicos.

La metodología utilizada consiste, dado el horizonte de evaluación indicado en la sección 2.1, en determinar el costo de operación del sistema y el costo de la energía no suministrada (ENS), considerando distintos esquemas de EDAC. De esta manera, el esquema que entregue el mínimo costo resultante de la suma entre el costo de operación y el costo de energía no suministrada, será analizado técnicamente, de manera de verificar que se cumple con las consideraciones de diseño y las exigencias de la NT. De no cumplir algún aspecto técnico, se realizan las modificaciones necesarias al esquema y de ser necesario, se realiza nuevamente el análisis económico. Las etapas del proceso son las siguientes:

1) Etapa 1:

El objetivo de esta Etapa es obtener para cada Escenario, el despacho económico y el costo de operación respectivo.

Para ello, se simulan en PLEXOS escenarios representativos del 2015 y 2016, considerando para ello los proyectos indicados en la sección 2.7 y casos de demanda mínima y máxima. Con esto, los despachos que se obtienen para el año 2015 consideran 300 MW de generación ERNC, mientras que para el año 2016 consideran 800 MW de generación ERNC.

De estas simulaciones se obtiene para cada uno de los escenarios, lo siguiente:

- Costo de Operación del sistema para cada escenario, el cual se pondera por la representatividad de cada escenario¹¹.
- Despacho económico y nivel de reserva, los que se utilizan en la siguiente etapa, para el cálculo del costo de la energía no suministrada (CENS).

2) Etapa 2:

En esta Etapa se realiza el cálculo del CENS, para lo cual se utiliza una aplicación desarrollada en el software MATLAB, que considera los siguientes aspectos:

- Para cada uno de los escenarios obtenidos desde PLEXOS, se calcula el CENS, considerando para ellos distintos Esquemas de EDAC por Subfrecuencia y la falla de cada una de las unidades despachadas, en cada hora del despacho.
- Se toman consideraciones de tasas de falla de unidades (especificadas en el *Anexo 7.8 Tasa de falla de unidades*).
- La potencia desconectada de cada unidad se recupera en función de la reserva primaria disponible para esa hora y los escalones operados del EDAC.
- Luego, se recupera la potencia fallada, asociada al EDAC desconectado, en función de los montos de Reserva en Giro (RG) y Reserva Pronta (RP), ambas disponibles en menos de 15 minutos, y por otro lado

¹¹ Se considera que cada escenario tienen la misma representatividad.

la Reserva Detenida de Corto Plazo (RDCP) para 30, 60 y 90 minutos, que se encuentren disponibles en el sistema (especificado en el *Anexo 7.9 Reserva pronta y detenida de corto plazo*).

- Con lo anterior, se obtiene la ENS para cada Esquema EDAC, la cual se pondera por la representatividad de cada uno de los escenarios simulados.
- Finalmente, la ENS resultante se multiplica por el Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), definido en el Artículo 1-18 de la NTSyCS, actualizado según Resolución Exenta N° 541 de 30 de Octubre de 2014, y que es igual a 10,909 [USD/kWh] para el SING.
- Por último, el Esquema EDAC más económico para el sistema, será el que resulte con un menor CENS, dado que los escenarios de generación utilizados son idénticos para cada Esquema EDAC, por lo que el costo de operación no varía.

3) Etapa 3:

- En la última Etapa, se realiza una verificación de los Criterios de Diseño y de las exigencias de la NT en lo que respecta a los estándares de SyCS, utilizando el software DigSilent. De no ser así, se modificará el Esquema hasta que técnicamente cumpla con lo establecido en la NT.

4.3.1 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cada una de las etapas de cálculo descritas en la metodología.

Los Esquemas EDAC que fueron considerados en el análisis se muestran en la Tabla N°11 siguiente:

Tabla N°11 Esquemas de EDAC analizados

Casos		Escalón [MW]								CENS [MM\$]
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Caso 1 EDAC vigente Abril 2015	Carga Escalón [MW]	45.33	47.53	89.67	81.85	86.20	87.07	123.44	111.89	69.20
	Carga Acumulada Escalón [MW]	45.33	92.86	182.53	264.38	350.58	437.65	561.09	672.97	
Caso 2	Carga Escalón [MW]	55.33	61.47	88.17	86.85	96.20	103.42	120.44	123.30	69.54
	Carga Acumulada Escalón [MW]	55.33	116.80	204.97	291.82	388.02	491.44	611.88	735.18	
Caso 3	Carga Escalón [MW]	60.33	62.53	88.17	86.85	106.20	122.07	120.44	123.30	68.55
	Carga Acumulada Escalón [MW]	60.33	122.86	211.03	297.88	404.08	526.15	646.59	769.89	
Caso 4	Carga Escalón [MW]	60.33	62.53	88.17	96.85	106.20	112.07	120.44	123.30	68.85
	Carga Acumulada Escalón [MW]	60.33	122.86	211.03	307.88	414.08	526.15	646.59	769.89	
Caso 5	Carga Escalón [MW]	60.33	61.47	94.67	96.85	111.20	117.07	120.44	123.30	69.70
	Carga Acumulada Escalón [MW]	60.33	121.80	216.47	313.32	424.52	541.59	662.03	785.33	
Caso 6	Carga Escalón [MW]	44.83	63.03	94.67	102.85	107.20	113.07	120.44	123.30	68.05
	Carga Acumulada Escalón [MW]	44.83	107.86	202.53	305.38	412.58	525.65	646.09	769.39	

De la Tabla N°11 Esquemas de EDAC analizados se desprende que el Esquema EDAC más económico es el indicado en el Caso 6, dado que presenta un menor CENS. En la sección 4.5 será revisada la factibilidad técnica del esquema seleccionado.

4.4 PROPUESTA DE ESQUEMA EDAC POR COORDINADO

De acuerdo a lo indicado en las secciones previas, el Esquema EDAC propuesto se muestra en la Tabla N°12.

Tabla N°12 Propuesta EDAC definida por la DO

Caso 6	Escalón [MW]								CENS [MM\$]
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Carga Escalón [MW]	44.83	63.03	94.67	102.85	107.20	113.07	120.44	123.30	68.05
Carga Acumulada Escalón [MW]	44.83	107.86	202.53	305.38	412.58	525.65	646.09	769.39	

Considerando el esquema indicado, se debe definir para cada Coordinado, la distribución de potencia en los escalones del EDAC. Para realizar dicha distribución de carga, la DO considerará los esquemas actualmente vigentes, las propuestas de los Coordinados indicadas en la Sección 4.1, los consumos asociados a proyectos que se interconectan al sistema.

En la Tabla N°13, se indica la propuesta de EDAC para los nuevos proyectos y para aquellos consumos donde la DO realiza cambios al esquema vigente.

Tabla N°13 Propuesta EDAC por Coordinado definida por la DO

Coordinado	Nombre Consumo	Propuesta Escalones EDAC [MW]								Total EDAC [MW]
		I 49.0 Hz	II 48.9 Hz	III 48.8 Hz	IV 48.7 Hz	V 48.6 Hz	VI 48.5 Hz	VII 48.4 Hz	VIII 48.3 Hz	
Algorta Norte	Algorta					1.24				1.24
GRACE	Mantos de la Luna			2.00 ¹²				2.00		4.00
Minera Escondida	OGP1	3.00		5.00	10.00	5.00	10.00			33.00
Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda		1.50		7.00	16.50	4.00			29.00

Considerando la propuesta de EDAC definida por la DO, los proyectos que se incorporen al EDAC, deberán enviar un cronograma de Implementación de dicho EDAC, incorporando las siguientes especificaciones:

- Potencia requerida:** para cada escalón de frecuencia, la potencia activa desconectada debe cumplir con el valor requerido, con tolerancia del 10%.
- Factor de carga diario de las cargas por escalón:** el factor de carga debe ser cercano a 1. Deberá informar la demanda asociada en función del tiempo en términos de P y Q.
- Unilineal de las instalaciones:** indicar los puntos en que se conectarían los relés de baja frecuencia.
- Tiempo de desconexión:** para cada escalón de frecuencia, el tiempo de operación del esquema en conjunto, incluyendo la apertura efectiva del interruptor debe ser inferior a 250 ms, según lo especificado en el Art. 5-15 de la NT.

¹² Actualmente el Coordinado GRACE tiene implementado un monto de 2 MW en el escalón I del EDAC, sin embargo, la DO propone mover este monto al escalón III, debido al alto porcentaje de desconexión que representa en función de su demanda total.

- e) **Mantenimientos que afectan al EDAC:** informar la cantidad y duración estimada de los mantenimientos por año de las cargas asociadas al EDAC por escalón.

4.5 ANÁLISIS TÉCNICO DEL ESQUEMA EDAC PROPUESTO

Dado el Esquema EDAC indicado en la Sección 4.4, y cuyo detalle se indica en el *Anexo 7.10 Esquema EDAC propuesto por la DO para cada Coordinado*, se han realizado simulaciones dinámicas en el *software DigSilent* con el fin de revisar las consideraciones de diseño indicadas en la sección 3.1 y las exigencias de la NT, principalmente en lo que respecta al control de frecuencia y tensiones. En dichas simulaciones se han considerando escenarios de demanda mínima y máxima para los años 2015 y 2016, y despachos con baja y alta penetración de Generación ERNC, obteniendo lo siguiente:

- a) Los eventos de mayor probabilidad de ocurrencia, deben desconectar las primeras etapas del EDAC por Subfrecuencia, con excesos mínimos para la desconexión de demanda, obteniendo lo siguiente:
- Desconexiones en torno a 130-140 MW debieran ser contenidas con la operación del primer escalón del EDAC por Subfrecuencia. En relación al Estudio del año 2013, se observa una disminución en los montos de desconexión provocados por la operación del primer escalón, debido a la mayor tasa de variación de la frecuencia producto de la disminución de las centrales convencionales en operación.
 - Desconexiones en torno a 150-170 MW debieran ser contenidas con la operación de los dos primeros escalones del EDAC por Subfrecuencia. Al igual que las fallas que afectan al primer escalón, se observa una disminución respecto a lo indicado en el Estudio del año 2013.
 - Desconexiones de generación que varían entre 180-250 MW, debieran ser contenidas con la operación de los tres primeros escalones del EDAC por Subfrecuencia. Este monto es similar al que se obtuvo en el Estudio del año 2013.
- b) El sistema soporta la desconexión intempestiva de unidades generadoras que se encuentren en su nivel Máximo de Despacho¹³, operando no más allá del 6to escalón del EDAC por Subfrecuencia.
- c) La activación de la última etapa del EDAC por Subfrecuencia, deberá cubrir fallas con una tasa de ocurrencia de al menos una vez cada 5 años¹⁴, las que según las estadísticas de fallas registradas son del orden de 580 MW. Al respecto se obtiene lo siguiente:
- Para el año 2015, considerando un escenario de mínima demanda y un nivel de penetración de ERNC en torno a 300 MW, se estima que una contingencia severa¹⁵ que implique la pérdida de unidades generadoras convencionales de hasta 520 MW, implicaría la operación de los escalones 7mo y 8vo. En el caso de un escenario de máxima demanda, se estima que la pérdida de unidades generadoras convencionales de hasta 620 MW, implicaría la operación de los escalones 7mo y 8vo. En ambos casos, se verifica el cumplimiento de las exigencias de recuperación dinámica de la frecuencia establecidas en los Art. 5-30 y Art. 5-40 de la NT. Adicionalmente, en ambos casos la unidad CTTAR podría llegar a desconectarse, lo que se debe principalmente a que ante la desconexión de carga significativa la unidad presenta un comportamiento oscilatorio inestable producto de la reducción adicional en la tensión de excitación en función del control de tensión que ella realiza. Dado lo anterior, no es aconsejable que esta unidad, en condiciones normales de operación, opere subexcitada; estimándose apropiado una inyección por sobre 20-25 MVAR, para lo

¹³ Política de Operación de Despacho Máximo en el SING según documento D-SDO-03-V01.

¹⁴ Anexo 6.2 Contingencias Consideradas en Análisis.

¹⁵ De acuerdo a lo indicado en el Art. 6-53 se considera la pérdida de un bloque de generación o la desconexión de un tramo del Sistema de transmisión.

cual se debe manejar los equipos de compensación reactiva existentes en función de la condición de demanda en la zona.

- Para el año 2016, considerando un escenario de mínima demanda y alta penetración de ERNC (en torno a 800 MW¹⁶), se estima que una contingencia severa¹⁷ que implique la pérdida de unidades generadoras convencionales de hasta 410 MW, implicaría la operación de hasta el 5to escalón del EDAC por Subfrecuencia, mientras que una desconexión de un monto superior provocaría inestabilidad en el sistema, donde varias unidades presentan un comportamiento oscilatorio inestable, siendo más crítico en la unidad CTTAR. Esto se debe a que las unidades convencionales que quedan en servicio no son capaces de mantener la estabilidad del sistema, produciéndose oscilaciones de bajo amortiguamiento ya que el sistema posee una menor inercia sistémica a causa de un reemplazo de unidades generadoras que aportan inercia (unidades convencionales sincrónicas) por otras que no lo hacen naturalmente (tecnologías ERNC), esto independiente de que se aumenten los montos del esquema EDAC.
- Para el año 2016, considerando un escenario de máxima demanda y alta penetración de ERNC (en torno a 800 MW), se estima que una contingencia severa que implique la pérdida de unidades generadoras convencionales de hasta desconexiones en torno a 550-560 MW, implicaría la operación de hasta el 6to escalón del EDAC por Subfrecuencia, manteniendo la estabilidad del sistema y las exigencias de la NT. Desconexiones de bloques de generación superiores, implicarían la operación de los escalones 7mo y 8vo, quedando el sistema en una condición crítica en lo que respecta a la estabilidad de éste, en particular en la unidad CTTAR, la que podría llegar a desconectarse producto de oscilaciones de potencia no amortiguadas.

4.6 PLAN DE NORMALIZACIÓN ASOCIADO A EXIGENCIAS NORMATIVAS Y REQUERIMIENTOS SISTÉMICOS

A efectos de mitigar los problemas descritos en la Sección 4.5, se deberá exigir y/o implementar según corresponda lo siguiente:

- **Control de Tensión de Parques Eólicos y Fotovoltaicos:** considerando que a la fecha no se cuenta con información técnica detallada del diseño de las centrales ERNC que permita garantizar el cumplimiento de las exigencias de la NT, se requiere verificar que éstas se cumplan. En particular en lo referente a operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el punto de conexión al sistema de transmisión, según lo indicado en el Art. 3-8 de la NT. Esto es especialmente crítico para los parques que se encuentran ubicados en la Zona Norte del SING.
- **Control de tensión integrado de unidades generadoras sincrónicas:** de acuerdo a lo indicado en el Art. 3-12 de la NT, las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 100 [MW] con dos o más unidades deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando. En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del SI y que la suma de sus potencias individuales sea

¹⁶ Este monto es factible de alcanzar dado los proyectos que se espera se interconecten al sistema y los perfiles de generación de ERNC.

¹⁷ De acuerdo a lo indicado en el Art. 6-53 se considera la pérdida de un bloque de generación o la desconexión de un tramo del Sistema de transmisión.

superior a 200 [MW], el señalado control podrá ser exigido a las centrales que la DO determine, si los estudios específicos justifican la necesidad de implementar un control conjunto de su tensión.

- **Sintonización de los estabilizadores de potencia activa (PSS) en unidades generadoras:** el Art. 3-13 de la NT, indica la obligatoriedad de que las unidades generadoras mayores a 50 MW cuenten con PSS. Al respecto se considera imprescindible que la unidad CTTAR habilite su PSS, de manera de amortiguar adecuadamente las oscilaciones que se presentan en las distintas contingencias analizadas. De igual forma, el ajustar los PSS del resto de las unidades del SING, se estima ayudaría a mejorar el comportamiento dinámico del sistema frente a la ocurrencia de las contingencias severas descritas.

Adicionalmente, con el fin de mejorar el control de tensión de la Zona Norte, se recomienda analizar lo siguiente:

- **Incorporación de equipos FACTS:** como apoyo al control dinámico de la tensión en la Zona Norte, se estima que la incorporación de este tipo de equipos contribuiría a un control más eficiente permitiendo mitigar las problemáticas de tensión y estabilidad mencionadas en este estudio, así como las mencionadas en el Estudio EDAC por Subtensión. Esto será evaluado por el CDEC.

5. REQUERIMIENTOS ASOCIADOS A SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (SSCC)

En lo que respecta a los Servicios Complementarios (SSCC), en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (DPSSCC), se han identificado los recursos existentes y disponibles en el sistema, a partir de lo cual se instruirá la instalación y/o habilitación del equipamiento con que deberá contar el SING para la coordinación de la operación, a fin de preservar la seguridad y calidad del servicio definido en la NT.

Considerando lo anterior, el servicio complementario de EDAC por Subfrecuencia, corresponde al esquema de control que emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de subfrecuencia con medida local.

Para realizar la prestación de este servicio, el equipamiento asociado al EDAC por Subfrecuencia de cada Coordinado, de acuerdo a lo indicado en el *Anexo 7.10 Esquema EDAC propuesto por la DO para cada Coordinado*, deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- a) Medir la frecuencia, en un tiempo no mayor a 6 ciclos, mediante un proceso de muestreo y filtrado que elimine comportamientos oscilatorios o inestables.
- b) Tiempo de desconexión, por escalón de frecuencia, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor que desconecta los consumos, inferior a 250 ms.
- c) Equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

Adicionalmente, con el fin de comprobar la disponibilidad y desempeño de los SSCC, se deberán incluir en el SITR del SCADA las señales especificadas Informe DPSSCC, las cuales deberán cumplir con las características y exigencias de calidad y disponibilidad de acuerdo al Anexo Técnico "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC". Estas señales son:

- a) **Señales requeridas para medir disponibilidad:**
 - Estado habilitado/deshabilitado de los relés de subfrecuencia, con detalle de S/E y coordinado.
 - Contador de EDAC disponible por escalón, con detalle de S/E y coordinado (señal construida) [MW].
- b) **Señales requeridas para medir desempeño:**
 - Potencia disponible por escalón y por coordinado [MW].
 - Estado del interruptor.
 - Señal de operación del relé de subfrecuencia.
 - Medida local de frecuencia [Hz].

6. CONCLUSIONES

En el presente Estudio se revisan aspectos relevantes ligados a la Operación del EDAC por Subfrecuencia en el SING y a la incorporación de nuevos consumos al esquema que actualmente se encuentra operativo, adecuándolo para cumplir con las exigencias de la NT y las consideraciones de diseño establecidas por la DO. Al respecto, los análisis realizados permiten concluir lo siguiente:

1) Análisis del EDAC por Subfrecuencia vigente

- a) De acuerdo a los análisis realizados en base a la información recopilada en los eventos de falla ocurridos durante el período de evaluación, el EDAC por Subfrecuencia que se encuentra implementado a la fecha evidencia un desempeño deficiente, en torno a un 69% de desprendimiento efectivo con respecto al monto programado, el que debe ser mejorado a la brevedad. El mal desempeño del EDAC se traduce en que ante la ocurrencia de un evento de subfrecuencia, se desconecten más escalones que los previstos. Esto se produce dado que al ocurrir una contingencia en el sistema, la frecuencia del sistema no se recupera de acuerdo a lo previsto en el diseño del esquema EDAC, operando escalones que no debieran operar dada la magnitud de la falla. Las modificaciones a realizar implicarán mejoras en el comportamiento de la frecuencia ante contingencias en el sistema que signifiquen la operación del EDAC por Subfrecuencia.
- b) En relación a la regularización de los equipos de protecciones, se observa que el grado de cumplimiento de las normalizaciones y cronogramas de trabajo comprometidos durante el año 2014 es mínimo, por lo que la DO ha solicitado nuevamente a los Coordinados la normalización de sus equipos de protecciones. Con esta normalización se podrá verificar que el tiempo de desconexión, por escalón de frecuencia, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor correspondiente, sea inferior a 250 ms, según lo especificado en el Art. 5-15 de la NT, y que los montos de desconexión de consumos sean los montos comprometidos por parte de los Coordinados.
- c) En cuanto a los Coordinados cuyo EDAC se encuentran integrados al SCADA, se observa que existe un alto porcentaje de señales cuya calidad no es confiable. Específicamente el 58% de los Coordinados tiene una señal de potencia activa/reactiva no confiable, 42% de los Coordinados tiene una Señal de Operación de EDAC por escalón no confiable, y el 71% de los Coordinados tiene una Señal de habilitación del EDAC no confiable. Se requiere que cada Coordinado regularice los aspectos asociados a la integración y calidad de las señales requeridas para el EDAC al SITR, de manera de disponer de información en tiempo real sobre los montos de consumos por escalón habilitados efectivamente en cada momento.

2) Modificación del EDAC por Subfrecuencia vigente

El diseño y dimensionamiento del EDAC por Subfrecuencia debe ser adecuado considerando para ello lo siguiente:

- a) Cambios topológicos del sistema y el ingreso de unidades generadoras de tecnologías distintas a las ya existentes (ERNC).
- b) Modificación al EDAC vigente de algunos Coordinados de acuerdo a los antecedentes recopilados.

- c) Conexión al sistema de nuevos consumos, considerando para ello las propuestas presentadas por los Coordinados en los casos que corresponda.
- d) Análisis técnico- económico de las distintas alternativas de EDAC planteadas.

En función de lo indicado anteriormente, se obtiene el siguiente Esquema EDAC:

EDAC Propuesto	Escalón [MW]								CENS [MM\$]
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Carga Escalón [MW]	44.83	63.03	94.67	102.85	107.20	113.07	120.44	123.30	68.05
Carga Acumulada Escalón [MW]	44.83	107.86	202.53	305.38	412.58	525.65	646.09	769.39	

3) Análisis de la propuesta de EDAC por Subfrecuencia

Se obtiene un Esquema EDAC de Subfrecuencia que cumple con las consideraciones de Diseño establecidas por la DO y las exigencias establecidas en la NT:

- a) El Esquema de EDAC por Subfrecuencia, cubre fallas severas¹⁸, cuyos montos varían según el año y los escenarios analizados:
 - Para el año 2015, se cubren fallas severas que varían entre 520-620 MW, dependiendo del escenario de operación analizado, activando en este caso la última etapa del EDAC.
 - Para el año 2016, se cubren fallas severas que varían entre 410-550 MW, dependiendo del escenario de operación analizado, activándose en este caso el 5to o 6to escalón, de acuerdo a las condiciones del sistema. Desconexiones de bloques de generación superiores, implicarían la operación de los escalones 7mo y 8vo, quedando el sistema en una condición crítica en lo que respecta a la estabilidad, en particular en la unidad CTTAR, la que podría llegar a desconectarse.
- b) Según las estadísticas de fallas registradas en los últimos 5 años, la activación de la última etapa del EDAC por Subfrecuencia, debería cubrir desconexiones de generación del orden de 580 MW. Esto no es posible de cumplir para ciertos escenarios que resultan ser más críticos para el sistema.
- c) Los eventos de mayor probabilidad de ocurrencia, desconectan las primeras etapas del EDAC por Subfrecuencia, con excesos mínimos para la desconexión de demanda:
 - Desconexiones en torno a 130-140 MW debieran ser contenidas con la operación del primer escalón del EDAC por Subfrecuencia.
 - Desconexiones en torno a 150-170 MW debieran ser contenidas con la operación de los dos primeros escalones del EDAC por Subfrecuencia.
 - Desconexiones de generación que varían entre 180-250 MW, debieran ser contenidas con la operación de los tres primeros escalones del EDAC por Subfrecuencia.
- d) El sistema soporta la desconexión intempestiva de unidades generadoras que se encuentren en su nivel Máximo de Despacho¹⁹, operando no más allá del sexto escalón del EDAC por Subfrecuencia.
- e) El comportamiento dinámico del SING, principalmente en lo que respecta al control de frecuencia.

¹⁸ Definidas por la pérdida de un bloque de generación o la salida intempestiva de un tramo del sistema de transmisión con una tasa de ocurrencia de al menos una vez cada 5 años.

¹⁹ Política de Operación de Despacho Máximo en el SING según documento D-SDO-03-V01.

4) Plan de normalización asociado a exigencias normativas y requerimientos sistémicos

A efectos de mitigar los problemas descritos en el presente Estudio, se deberá exigir y/o implementar según corresponda lo siguiente:

- a) Control de tensión de Parques Eólicos y Fotovoltaicos, de acuerdo a lo indicado en el Art. 3-8 de la NT.
- b) Control de tensión integrado de unidades generadoras sincrónicas, de acuerdo a lo indicado en el Art. 3-12 de la NT.
- c) Sintonización de los estabilizadores de potencia activa (PSS) en unidades generadoras, de acuerdo a lo indicado en el Art. 3-13 de la NT.

Lo anterior deberá ser garantizado mediante verificaciones de diseño y pruebas efectivas por parte de cada uno de los Coordinados.

Adicionalmente, y con el fin de mejorar el control dinámico de tensión de la Zona Norte, se recomienda analizar la instalación de equipos del tipo FACTS.

5) Requerimientos para Servicios Complementarios

Todos los Coordinados que participan del EDAC por Subfrecuencia deberán cumplir con los requerimientos establecidos en el Capítulo 3 del Informe DPSSCC. Para esto, la DO se encuentra realizando un plan de trabajo tendiente a regularizar e implementar las señales necesarias para medir disponibilidad y desempeño de este Servicio Complementario.

Finalmente, cabe destacar que en paralelo con la mejora del desempeño del EDAC por Subfrecuencia se llevará a cabo un plan tendiente a mejorar la respuesta de las unidades generadoras ante la ocurrencia de contingencias, lo que repercutirá en una recuperación más rápida del sistema ante determinadas contingencias.

7. ANEXOS

7.1 DESPACHOS CONSIDERADOS

En la Tabla N°14 y Tabla N°15 se presenta el despacho base utilizado.

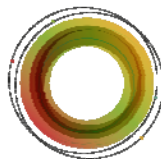
Tabla N°14: Despacho Base año 2015

Unidad/Configuración [MW] de generación	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Año 2015 Mínima ERNC	Año 2015 Máxima ERNC	Año 2015 Máxima ERNC	Año 2015 Mínima ERNC
ANG1	263	263	240	263
ANG2	263	240	240	263
CAVA	3	3	3	3
CHAP	10	10	10	10
CTA	157	157	157	157
CTH	158	158	158	158
CTM1	149	149	149	149
CTM2	154	154	154	154
CTM3-TG	110	0	110	142
CTM3-TV	50	0	60	84
CTTAR	140	140	140	140
NTO1	135	135	135	135
NTO2	135	135	135	135
Cochrane U1	-	-	-	-
Cochrane U2	-	-	-	-
PAM	17	11	17	17
TG1A	0	0	105	105
TG1B	0	0	105	105
TV1C	0	0	100	111
U12	80	50	50	80
U13	80	80	51	80
U14	122	122	122	122
U15	116	116	116	116
U16	244	216	179	265
Bolero PFV	-	-	-	-
Finis Terrae I PFV	11	91	91	11
Finis Terrae II PFV	-	-	-	-
Lagunas PFV	-	-	-	-
María Elena PFV	7	52	52	7
Pintados PFV	-	-	-	-

Blue Sky 1 PFV	-	-	-	-
Blue Sky 2 PFV	-	-	-	-
Uribe PFV	-	-	-	-
Pica PFV	-	-	-	-
Arica Solar 1 PFV	-	-	-	-
PFV Solar San Pedro I (Paruma)	2	14	14	2
PFV Solar San Pedro II (Lascar)	-	-	-	-
PFV San Pedro Etapa III (Jama)	3	25	25	3
PFV San Pedro Etapa IV (Pular)	3	22	22	3
PFV San Pedro Etapa V (Salin)	-	-	-	-
Eólica Valle de los Vientos	60	44	44	60
La Huayca 2 PFV	2	19	19	2
Quillagua I - Etapa 1 PFV	2	18	18	2
Quillagua I - Etapa 2 PFV	-	-	-	-
Andes Solar PFV	2	16	16	2
PAS2	1	6	6	1
PAS3	1	12	12	1
Pampa Camarones PFV	0	4	4	0
TOTAL	2480	2462	2859	2888

Tabla N°15: Despacho Base año 2016

Unidad/Configuración [MW] de generación	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Año 2016 Mínima ERNC	Año 2016 Máxima ERNC	Año 2016 Mínima ERNC	Año 2016 Máxima ERNC
ANG1	238	163	207	150
ANG2	263	150	263	259
CAVA	3	3	3	3
CHAP	10	10	10	10
CTA	157	100	157	157
CTH	100	100	158	158
CTM1	149	120	149	149
CTM2	154	154	154	154
CTM3-TG	0	0	0	0
CTM3-TV	0	0	0	0
CTTAR	140	138	140	140
NTO1	135	135	135	135
NTO2	135	135	135	135
Cochrane U1	150	150	165	150
Cochrane U2	150	150	227	150



PAM	11	11	11	11
TG1A	0	0	0	0
TG1B	0	0	0	0
TV1C	0	0	0	0
U12	0	0	50	50
U13	0	0	50	50
U14	122	110	122	75
U15	116	75	116	116
U16	0	0	159	0
Bolero PFV	65	107	65	107
Finis Terrae I PFV	65	92	65	92
Finis Terrae II PFV	0	30	0	30
Lagunas PFV	70	70	70	70
María Elena PFV	28	52	28	52
Pintados PFV	0	40	0	40
Blue Sky 1 PFV	21	39	21	39
Blue Sky 2 PFV	14	26	14	26
Uribe PFV	22	37	22	37
Pica PFV	7	35	7	35
Arica Solar 1 PFV	9	30	9	30
PFV Solar San Pedro I (Paruma)	8	14	8	14
PFV Solar San Pedro II (Lascar)	15	25	15	25
PFV San Pedro Etapa III (Jama)	15	25	15	25
PFV San Pedro Etapa IV (Pular)	13	22	13	22
PFV San Pedro Etapa V (Salin)	15	25	15	25
Eólica Valle de los Vientos	59	44	59	44
La Huayca 2 PFV	9	19	9	19
Quillagua I - Etapa 1 PFV	10	19	10	19
Quillagua I - Etapa 2 PFV	10	19	10	19
Andes Solar PFV	9	16	9	16
PAS2	3	6	3	6
PAS3	6	12	6	12
Pampa Camarones PFV	1	4	1	4
TOTAL	2507	2512	2885	2860

7.2 CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN ANÁLISIS

Las contingencias severas ocurridas en los últimos 5 años y que se consideran relevantes para verificar el correcto diseño del EDAC por Subfrecuencia se muestran a continuación en la Tabla N° 16:

Tabla N°16: Contingencias de mayor severidad con operación de EDAC ocurridas durante los últimos 5 años (2011-2015)

N° Evento CDC	Fecha Falla	Instalación Fallada	Desconexión de Generación [MW]	Frecuencia min/max [Hz]	Escalón Operado
2842	19-07-2011	Unidad CTM2 156 MW (Carbón) (21:59); Unidad ANG1 254 MW (22:02)	410	48.51	5
2875	24-08-2011	Sub Estación Central Tocopilla U15-U16 (14:21); TG1-TG3 (14:23); U14 (14:46)	526	48.70	4
3019	16-02-2012	Unidad CTM2 155.4 MW (Carbón) y Unidad CTM3 206.4 MW.	362	48.85	2
3265	06-03-2013	Sub Estación 10	467	51.76	2
3316	08-05-2013	Segmento Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°6A: Central Tocopilla - Tap Off El Loa	649	48.22	8

7.3 EDAC POR SUBFRECUENCIA VIGENTE

El EDAC vigente se encuentra publicado en el sitio web www.cdec-sing.cl, Inicio → Datos de la Operación → Operación Programada → EDAC por Subfrecuencia. Este se muestra en la Tabla N° 17:

Tabla N°17 EDAC vigente

Coordinado	S/E	Escalones								Total Desc. [MW]
		49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4	48.3	
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
AGUAS ANTOFAGASTA	Tap Off Desalant				0.934		2.808			3.742
CODELCO CHILE	Chuquicamata	3.000	7.000	13.500	21.000	12.500	12.500	23.500	12.000	105.000
CODELCO CHILE	Gaby	4.800		5.900		5.100	4.900		6.100	26.800
CODELCO CHILE	Radomiro Tomic	3.000		11.000		11.000		13.500		38.500
ELECDA	Calama						6.500			6.500
ELECDA	Esmeralda			2.900	5.900				12.900	21.700
ELIQSA	Cóndores			3.500	3.900			5.500		12.900
EMELARI	Parinacota			2.500		6.300				8.800
ENAEX	Central Diesel Enaex				1.700					1.700
GNL MEJILLONES	GNL Mejillones				0.500				0.500	1.000
GRACE	Mantos de la Luna	2.000						2.000		4.000
HALDEMAN	La Cascada HMC (Sagasca)		0.900		1.093				0.700	2.693
MINERA ATACAMA MINERALS	Aguas Blancas					1.400				1.400
MINERA CERRO COLORADO	Cerro Colorado		3.500		3.500		3.500		3.500	14.000
MINERA COLLAHUASI	Collahuasi	6.470			3.530	14.800		14.760	13.610	53.170
MINERA EL ABRA	El Abra	2.530	3.300	6.410		3.300	4.270	6.000	6.000	31.810
MINERA EL TESORO	El Tesoro	0.860		1.400			6.224	6.224		14.708
MINERA ESCONDIDA	Coloso								3.700	3.700
MINERA ESCONDIDA	Escondida	1.500	11.500	14.200	9.000		8.600	8.600	8.600	62.000
MINERA ESCONDIDA	Laguna Seca		4.000					14.000		18.000
MINERA ESCONDIDA	Planta Óxidos	7.500			8.600	13.500				29.600
MINERA ESCONDIDA	Sulfuros				9.300		17.400	8.500	8.100	43.300
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°2								2.200	2.200
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°3								2.200	2.200
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°4								2.200	2.200
MINERA ESPERANZA	Esperanza	5.380	5.380	10.760		9.780		13.530	5.010	49.840
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas			3.750		3.720		0.710	1.730	9.910
MINERA MANTOS BLANCOS	Mantos Blancos	3.396			3.396				3.575	10.367

Coordinado	S/E	Escalones								Total Desc. [MW]
		49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4	48.3	
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina			1.500			0.265	1.615		3.380
MINERA MICHILLA	Mejillones		2.850				6.000			8.850
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi			9.000						9.000
MINERA SPENCE	Spence		3.860		1.900		3.860		5.760	15.380
MINERA ZALDIVAR	Zaldivar	2.500	2.300	2.500	3.900	1.300	1.300	1.300	8.000	23.100
MOLY-COP	Chacaya				2.700					2.700
SQM	Tap Off El Loa			0.850	1.000	2.000	3.000	1.000	2.000	9.850
SQM	Tap Off La Cruz	1.690	2.490							4.180
SQM	Tap Off Nueva Victoria					1.500	1.440			2.940
SQM	Tap Off Oeste	0.700						2.700		3.400
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Alto Norte		3.300				4.500		3.500	11.300
Total		45.326	47.530	89.670	81.853	86.200	87.067	123.439	111.885	672.970

7.4 EQUIPOS DE PROTECCIONES UTILIZADOS EN EL EDAC POR SUBFRECUENCIA

En relación a los equipos de protecciones utilizados en el EDAC por Subfrecuencia, la NT vigente indica en su Art. 5-15 que los equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos debidamente sincronizados mediante GPS. Al respecto, en la Tabla N° 18, se muestra el detalle de las respuestas dadas por lo Coordinados a las solicitudes de información de la DO.

Tabla N°18: Coordinados que cuentan con Registro de Eventos y Oscilografías en formato Comtrade.

Coordinado	Cuenta con protecciones con registros oscilográficos	Observación
AGUAS ANTOFAGASTA	Si	No envía los registros oscilográficos
CODELCO CHILE (Gaby)	Si	No envía los registros oscilográficos
EMEL (Elecda, Eliqsa y Emelari)	Si	Envía los registros oscilográficos
MINERA CERRO COLORADO	Si	Envía los registros oscilográficos
MINERA COLLAHUASI	Si	Envía los registros oscilográficos
MINERA EL TESORO	Si	Envía los registros oscilográficos
MINERA ESCONDIDA	Si	El Coordinado tiene pendiente el la integración de las variables asociadas al EDAC de las SS/EE Tap Off Estación de Bombeo N°2, Tap Off Estación de Bombeo N°3 y Tap Off Estación de Bombeo N°4
MINERA ESPERANZA	Si	Envía los registros oscilográficos
MINERA LOMAS BAYAS	Si	No envía los registros oscilográficos
MINERA MANTOS BLANCOS	Si	Envía los registros oscilográficos
MINERA QUEBRADA BLANCA	Si	No envía los registros oscilográficos
MOLY-COP	Si	Sin información
ATACAMA MINERALS	Si	Sin información

En relación a la tabla anterior se debe considerar lo siguiente:

- Los Coordinados Aguas Antofagasta, Codelco Chile-Gaby, Minera Lomas Bayas y Minera Quebrada Blanca señalan que cuentan con registros oscilográficos en sus protecciones, pero estos no son enviados cuando ocurre operación del EDAC.
- No es posible evaluar si los Coordinados Moly-Cop y Atacama Minerals envían registros oscilográficos, ya que desde el 2013 no han ocurrido eventos en los que haya tenido que desconectar carga por operación del EDAC

En la Tabla N°19 se indica el detalle de las respuestas dadas por lo coordinados que no indicaron no contar con protecciones con registro de eventos y oscilografías.

Tabla N°19: Coordinados que no cuentan con Registro de Eventos y Oscilografías en formato Comtrade.

Coordinado	Envía cronograma de adecuación	Fecha de implementación	Observaciones
CODELCO CHILE (Chuquicamata)	Si	dic-15	El Coordinado señala en carta GD-Distrito Norte N°0325-2014 que la regularización del EDAC finalizará en diciembre de 2015.
CODELCO CHILE (Radomiro Tomic)	Si	sep-15	El Coordinado señala en carta GD-Distrito Norte N°0324-2014 que la regularización del EDAC finalizará en septiembre de 2015.
GRACE	No	No indica	Coordinado señala mediante correo electrónico enviado el día 22 de abril de 2015 que cuenta con registros oscilográficos. Sin embargo no ha enviado los registros por lo que se considera que no lo tienen habilitado.
MINERA MERIDIAN	Si	Abr-15	Coordinado señala en carta MML a CDEC-SING 1-2015 que en diciembre de 2014 se readecuaron los relés de baja frecuencia e implementaron la funcionalidad de registro de eventos y oscilografías, pero que existe un problema de escalamiento de las variables medidas lo que se está corrigiendo.
MINERA ZALDIVAR	No	No indica	Coordinado señala mediante Fax-0550-2015 que se habilitaron los registros comtrade en sus relés de baja frecuencia, a excepción del alimentador "Negrillar". Sin embargo no ha enviado los registros por lo que se considera que no lo tienen habilitado.
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	No	No indica	Coordinado señala mediante correo electrónico enviado el día 22 de abril de 2015 que cuenta con registros oscilográficos. Sin embargo no ha enviado los registros por lo que se considera que no lo tienen habilitado.

Los Coordinados GNL Mejillones, SQM, Minera Spence, Enaex, Minera El Abra, Haldeman y Minera Algorta, no dan respuesta a las consultas planteadas por la DO.

7.5 DESEMPEÑO DEL EDAC POR SUBFRECUENCIA POR COORDINADO

En la Tabla N°20 se indican el detalle del desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia, desglosado por Coordinado y por escalón.

Tabla N°20: Coordinados que cuentan con Registro de Eventos y Oscilografías en formato COMTRADE.

AGUAS ANTOFAGASTA

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Tap Off Desalant	IV	0,93	114%	1,06	3,74	110,47%	4,13
Tap Off Desalant	IV	0,93	114%	1,06	3,74	110,47%	4,13
Tap Off Desalant	VI	2,81	98%	2,74			

CODELCO CHILE - Chuquicamata

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Chuquicamata	I	3	46%	1,39	105,00	60,69%	63,72
Chuquicamata	II	7	73%	5,10			
Chuquicamata	III	13,5	79%	10,65			
Chuquicamata	IV	21	33%	6,92			
Chuquicamata	V	12,5	50%	6,19			
Chuquicamata	VI	12,5	49%	6,08			
Chuquicamata	VII	23,5	50%	11,69			
Chuquicamata	VIII	12	100%	12,00			

CODELCO CHILE - Gaby

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Gaby	I	4,80	88%	4,23	26,80	0,97	26,25
Gaby	III	5,90	120%	7,10			
Gaby	V	5,10	100%	5,10			
Gaby	VI	4,90	100%	4,90			
Gaby	VIII	6,10	101%	6,14			

CODELCO CHILE - Radomiro Tomic

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Radomiro Tomic	I	3,00	128%	3,83	38,50	128,30%	42,00
Radomiro Tomic	III	11,00	92%	10,17			
Radomiro Tomic	V	11,00	N/A	N/A			
Radomiro Tomic	VII	13,50	N/A	N/A			

EMEL

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Esmeralda	III	2,90	137%	3,98	49,90	102,26%	18,50
Cóndores	III	3,50	100%	3,49			
Parinacota	III	2,5	83%	2,08			
Esmeralda	IV	5,90	81%	4,80			
Cóndores	IV	3,90	105%	4,11			
Parinacota	V	6,3	91%	5,72			
Calama	VI	6,50	N/A	N/A			
Cóndores	VII	5,50	49%	2,72			
Esmeralda	VIII	12,90	56%	7,20			

ENAEX

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Central Diesel Enaex	IV	1,7	100,00%	1,70	1,70	100,00%	1,70

GNL MEJILLONES

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
GNL MEJILLONES	IV	0,5	210%	1,052	1,0	205,33%	2,05
GNL MEJILLONES	VIII	0,5	180%	0,9			

GRACE

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Mantos de la Luna	I	2,0	83,96%	1,68	4,00	87,54%	3,50
Mantos de la Luna	VII	2,0	N/A	N/A			

HALDEMAN

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
La Cascada HMC (Sagasca)	II	0,9	44,07%	0,40	2,69	43,94%	1,18
La Cascada HMC (Sagasca)	IV	1,1	N/A	N/A			
La Cascada HMC (Sagasca)	VIII	0,7	N/A	N/A			

MINERA ATACAMA MINERALS

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Aguas Blancas	V	1,4	N/A	N/A	1,40	N/A	N/A

MINERA CERRO COLORADO

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Cerro Colorado	II	3,5	105,48%	3,69	14,00	127,10%	17,79
Cerro Colorado	IV	3,5	162,14%	5,68			
Cerro Colorado	VI	3,5	N/A	N/A			
Cerro Colorado	VIII	3,5	291,43%	10,20			

MINERA COLLAHUASI

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Collahuasi	I	6,47	89%	5,74	53,17	89,53%	47,60
Collahuasi	IV	3,53	92%	3,25			
Collahuasi	V	14,8	74%	11			
Collahuasi	VII	14,76	95%	14			
Collahuasi	VIII	13,61	103%	14			

MINERA EL ABRA

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
El Abra	I	2,53	81,03%	2,05	31,81	92,24%	29,34
El Abra	II	3,30	85,71%	2,83			
El Abra	III	6,41	84,50%	5,42			
El Abra	V	3,30	98,48%	3,25			
El Abra	VI	4,27	101,64%	4,34			
El Abra	VII	6,00	99,33%	5,96			
El Abra	VIII	6,00	99,33%	5,96			

MINERA EL TESORO

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
El Tesoro	I	0,81	97,34%	0,79	14,71	96,64%	14,21
El Tesoro	I	0,86	99,51%	0,86			
El Tesoro	III	1,4	123,81%	1,73			
El Tesoro	III	1,56	66,67%	1,04			
El Tesoro	IV	1,4	93,21%	1,31			
El Tesoro	V	0,8	100,00%	0,80			
El Tesoro	VI	6,224	N/A	N/A			
El Tesoro	VII	6,224	99,61%	6,20			

MINERA ESPERANZA

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Esperanza	I	5,38	66%	3,56	49,84	72,75%	36,26
Esperanza	II	5,38	67%	3,59			
Esperanza	III	10,76	70%	7,52			
Esperanza	V	9,78	N/A	N/A			
Esperanza	VII	13,53	N/A	N/A			
Esperanza	VIII	5,01	N/A	N/A			

MINERA LOMAS BAYAS

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Lomas Bayas	III	3,75	103,84%	3,89	9,91	205,28%	20,34
Lomas Bayas	V	3,72	N/A	N/A			
Lomas Bayas	VII	0,71	1422,54%	10,10			
Lomas Bayas	VIII	1,73	N/A	N/A			

MINERA MANTOS BLANCOS

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Mantos Blancos	I	3,396	55,16%	1,87	10,37	55,72%	5,78
Mantos Blancos	IV	3,396	73,62%	2,50			
Mantos Blancos	VIII	3,575	N/A	N/A			

MINERA ESCONDIDA

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Escondida	I	1,50	50,04%	0,75	163,20	53,67%	87,58
Planta Óxidos	I	7,50	42,10%	3,16			
Escondida	II	11,50	42,44%	4,88			
Laguna Seca	II	4,00	48,69%	1,95			
Escondida	III	14,20	29,42%	4,18			
Escondida	IV	9,00	80,25%	7,22			
Planta Óxidos	IV	8,60	69,00%	5,93			
Sulfuros	IV	9,30	114,12%	10,61			
Planta Óxidos	V	13,50	82,96%	11,20			
Escondida	VI	8,60	91,86%	7,90			
Sulfuros	VI	17,40	75,86%	13,20			
Escondida	VII	8,60	93,02%	8,00			
Laguna Seca	VII	14,00	97,14%	13,60			
Sulfuros	VII	8,50	97,65%	8,30			
Escondida	VIII	8,60	91,98%	7,91			
Sulfuros	VIII	8,10	2,47%	0,20			
Coloso	VIII	3,70	108,11%	4,00			
Tap Off Estación de Bombeo N°2	VIII	2,20	N/A	N/A			
Tap Off Estación de Bombeo N°3	VIII	2,20	N/A	N/A			
Tap Off Estación de Bombeo N°4	VIII	2,20	N/A	N/A			

MINERA MERIDIAN

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Tap Off Palestina	III	1,50	37,47%	0,56	3,38	48,06%	1,62
Tap Off Palestina	VI	0,27	132,08%	0,35			
Tap Off Palestina	VII	1,62	69,97%	1,13			

MINERA MICHILLA

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Mejillones	II	2,85	1,16	3,31	8,85	116,17%	10,28
Mejillones	VI	6,00	N/A	N/A			

MINERA QUEBRADA BLANCA

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Collahuasi	III	9	1,08	9,74	9,00	1,08	9,74

MINERA SPENCE

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Spence	II	3,86	77,72%	3,00	15,38	90,27%	13,88
Spence	IV	1,90	127,11%	2,42			
Spence	VI	3,86	N/A	N/A			
Spence	VIII	5,76	156,25%	9,00			

MINERA ZALDIVAR

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Zaldivar	I	2,50	118,02%	2,95	23,10	105,56%	24,38
Zaldivar	II	2,30	76,43%	1,76			
Zaldivar	III	2,50	85,33%	2,13			
Zaldivar	IV	3,90	28,21%	1,10			
Zaldivar	V	1,30	137,69%	1,79			
Zaldivar	VI	1,30	68,46%	0,89			
Zaldivar	VII	1,30	N/A	N/A			
Zaldivar	VIII	8,00	N/A	N/A			

MOLY-COP

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Chacaya	IV	2,70	375,93%	10,15	2,70	375,93%	10,15

XSTRATA COPPER - ALTONORTE

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Alto Norte	II	3,30	1,26	4,16	11,30	136,96%	15,48
Alto Norte	VI	4,50	1,56	7,00			
Alto Norte	VIII	3,50	N/A	N/A			

SQM

Subestación	Escalón	Carga Comprometida EDAC [MW]	Valor Promedio Desempeño por Escalón [%]	Valor Promedio Operación por Escalón [MW]	Total Carga Comprometida [MW]	Valor Promedio Desempeño [%]	Valor Promedio Operación EDAC [MW]
Tap Off Oeste	I	0,70	61,17%	0,43	20,37	79,62%	16,22
Tap Off La Cruz	I	1,69	70,08%	1,18			
Tap Off La Cruz	II	2,49	49,26%	1,23			
Tap Off El Loa	III	0,85	125,29%	1,065			
Tap Off El Loa	IV	1,00	75,00%	0,75			
Tap Off El Loa	V	2,00	N/A	N/A			
Tap Off Nueva Victoria	V	1,50	N/A	N/A			
Tap Off El Loa	VI	3,00	N/A	N/A			
Tap Off Nueva Victoria	VI	1,44	N/A	N/A			
Tap Off El Loa	VII	1,00	N/A	N/A			
Tap Off El Loa	VIII	2,00	N/A	N/A			
Tap Off Oeste	VII	2,70	N/A	N/A			

7.6 CALIDAD DE SEÑALES EN EL SCADA

En la Tabla N°21 se indican el detalle del desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia, desglosado por Coordinado y por escalón.

Tabla N°21: Calidad de señales integradas al SCADA por Coordinado

Coordinado	Señal Potencia por Escalón (P/Q) Si/No		Señal Operación EDAC por Escalón Si/No	Señal Habilitación EDAC Si/No
	Potencia Activa	Potencia Reactiva		
AGUAS ANTOFAGASTA	Si / Bad	Si / Good	Si / Good	*Nota
CODELCO CHILE (Chuquicamata)	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
CODELCO CHILE (Gaby)	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
CODELCO CHILE (Radomiro Tomic)	Si / Bad	Si / Bad	Si / Good	Si / Bad
EMEL	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
ENAEX	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Good
GNL MEJILLONES	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Good
GRACE	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
HALDEMAN	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA ATACAMA MINERALS	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA CERRO COLORADO	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA COLLAHUASI	Si / Bad	Si / Bad	Si / Good	Si / Good
MINERA EL ABRA	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Good
MINERA EL TESORO	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA ESCONDIDA (Coloso)	Si / Bad	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MINERA ESCONDIDA (Escondida)	Si / Bad	Si / Bad	Si / Good	Si / Good
MINERA ESCONDIDA (Laguna Seca)	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MINERA ESCONDIDA (Planta Oxidos)	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MINERA ESCONDIDA (Sulfuos)	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MINERA ESCONDIDA (Tap Off Estación de bombeo N°2, N°3 y N°4)	No integrado	No integrado	No integrado	No integrado
MINERA ESPERANZA	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA LOMAS BAYAS	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Good
MINERA MANTOS BLANCOS	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MINERA MERIDIAN	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA MICHILLA	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MINERA QUEBRADA BLANCA	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Good
MINERA SPENCE	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Bad
MOLY-COP	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
MINERA ZALDIVAR	Si / Good	Si / Good	Si / Good	Si / Good
SQM	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad	Si / Bad
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Si / Bad	Si / Bad	Si / Good	Si / Bad

7.7 VARIACIÓN EDAC POR SUBFRECUENCIA EN HORIZONTE DE EVALUACIÓN

En la Tabla N°22 se muestra la variación que sufrirán las demandas del Sistema y el EDAC implementado, desglosado por Coordinado.

Tabla N°22: Variación EDAC Subfrecuencia años 2013, 2014 y 2015.

Coordinado	S/E	Total EDAC vigente [MW]	Demanda Media 2015 [MW]	Total EDAC 2015 [MW]	Porcentaje EDAC/Dda 2015	Demanda Media 2016 [MW]	Total EDAC 2016 [MW]	Porcentaje EDAC/Dda 2016	Demanda Media 2017 [MW]	Total EDAC 2017 [MW]	Porcentaje EDAC/Dda 2017
ALGORTA NORTE	Algorta Norte	0.00	4.12	1.25	30%	4.15	1.25	30%	4.22	1.25	30%
SIERRA GORDA SCM	Sierra Gorda	0.00	97.40	30.83	32%	100.41	30.83	31%	110.47	30.83	28%
	Angamos	0.00									
ANTOFAGASTA MINERALS	Antucoya	0.00	54.30	27.19	50%	54.30	27.19	50%	54.30	27.19	50%
ANTOFAGASTA AGUA	Tap Off Desalant	3.74	15.01	3.74	25%	16.22	3.74	23%	17.83	3.74	21%
CODELCO CHILE	Chuquicamata	105.00	469.48	181.80	39%	457.83	181.80	40%	444.93	181.80	41%
	Gaby	26.80									
	Radomiro Tomic	38.50									
	Ministro Hales	0.00									
ELECDA	Calama	6.50	116.89	28.20	24%	121.07	28.20	23%	128.04	28.20	22%
	Esmeralda	21.70									
ELIQSA	Cóndores	12.90	61.62	12.90	21%	63.82	12.90	20%	72.59	12.90	18%
EMELARI	Parinacota	8.80	37.63	8.80	23%	38.68	8.80	23%	40.59	8.80	22%
ENAEX	Central Diesel Enaex	1.70	7.09	1.70	24%	6.92	1.70	25%	6.78	1.70	25%
GNL MEJILLONES	GNL Mejillones	1.00	4.00	1.00	25%	4.00	1.00	25%	4.00	1.00	25%
GRACE	Mantos de la Luna	4.00	9.08	4.00	44%	9.57	4.00	42%	10.01	4.00	40%
HALDEMAN	Sagasca	2.69	6.19	2.69	44%	6.30	2.69	43%	6.47	2.69	42%
MINERA ATACAMA MINERALS	Aguas Blancas	1.40	1.92	1.40	73%	1.94	1.40	72%	1.94	1.40	72%
MINERA CERRO COLORADO	Cerro Colorado	14.00	35.00	14.00	40%	35.00	14.00	40%	35.00	14.00	40%
MINERA COLLAHUASI	Collahuasi	53.17	162.49	53.17	33%	163.05	53.17	33%	163.85	53.17	32%
MINERA EL ABRA	El Abra	31.81	88.08	31.81	36%	86.02	31.81	37%	81.00	31.81	39%
MINERA ESCONDIDA	Coloso	3.70	514.95	196.94	38%	559.71	196.94	35%	731.68	196.94	27%
	EWS Estaciones de Bombeo	0.00									
	EWS Coloso	0.00									
	Escondida	62.00									
	Laguna Seca	18.00									
	Planta Óxidos	29.60									
	OLAP	0.00									
	Lixiviación	43.30									
	Tap Off Estación de bombeo N°2, N°3 y N°4	6.60									
	OGP1	0.00									

Coordinado	S/E	Total EDAC vigente [MW]	Demanda Media 2015 [MW]	Total EDAC 2015 [MW]	Porcentaje EDAC/Dda 2015	Demanda Media 2016 [MW]	Total EDAC 2016 [MW]	Porcentaje EDAC/Dda 2016	Demanda Media 2017 [MW]	Total EDAC 2017 [MW]	Porcentaje EDAC/Dda 2017
MINERA EL TESORO	El Tesoro	14.71	31.34	14.71	47%	32.78	14.71	45%	33.91	14.71	43%
MINERA ESPERANZA	Esperanza	49.84	130.69	49.84	38%	144.37	49.84	35%	144.25	49.84	35%
	Chacaya	0.00									
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas	9.91	35.25	9.91	28%	36.31	9.91	27%	39.00	9.91	25%
MINERA MANTOS BLANCOS	Mantos Blancos	10.37	25.10	10.37	41%	16.69	10.37	62%	21.19	10.37	49%
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina	3.38	15.39	3.38	22%	16.68	3.38	20%	13.45	3.38	25%
MINERA MICHILLA	Mejillones	6.00	13.32	6.00	45%						
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi	9.00	21.06	9.00	43%	26.19	9.00	34%	32.44	9.00	28%
	Lagunas-NP	0.00									
MINERA SPENCE	Spence	15.38	71.75	15.38	21%	80.53	15.38	19%	80.77	15.38	19%
MINERA ZALDIVAR	Zaldivar	23.10	62.78	23.10	37%	57.94	23.10	40%	57.54	23.10	40%
MOLY-COP	Chacaya	2.70	8.37	2.70	32%	8.08	2.70	33%	8.02	2.70	34%
SQM	Tap Off El Loa	9.85	71.98	20.37	28%	72.22	20.37	28%	69.77	20.37	29%
	Tap Off La Cruz	4.18									
	Tap Off Nueva Victoria	2.94									
	Varios	3.40									
	Tap Off Oeste	0.00									
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Alto Norte	11.30	39.50	11.30	29%	40.24	11.30	28%	38.26	11.30	30%
Total		672.97	672.97	2211.77	777.48	35%	2261.02	771.48	34%	2452.30	771.48

7.8 TASA DE FALLA DE UNIDADES

En la Tabla N°23 siguiente se indican las unidades que han presentado fallas en el periodo de análisis.

Tabla N°23: Tasa de falla de unidades generadoras del SING.

Unidad	Tasa de falla	Unidad	Tasa de falla
AGB1	0	PAS3	0.003479875
ANG1	0.001817258	SUIQ	0
ANG2	0.001749434	SUTA	0.000120108
CTA	0.002378841	TG1	0
CTH	0.002174053	TG2	0
CHAP	0.0000430363	TG3	0.000188894
CTM1	0.000751664	TGIQ	0.000835461
CTM2	0.001372797	TGTAR	0.001108217
CTM3-TG	0.001112256	TG11	0
CTM3-TV	0.001319793	TG12	0
CTTAR	0.000959959	TV10	0.000812076
ENAEX	0.000104338	TG1A	0.000537934
EÓLICA VDLV	0.000180242	TG1B	0.000498679
ESTANDARTES	0.000212708	TV1C	0.000817446
GMAR		TG2A	0.000448638
INACAL	0.000564411	TG2B	0.0000325849
MAIQ	0	TV2C	0.000305883
MIIQ4	0	TECNET	0
MIMB1	0	U10	0.000187037
MSIQ	0	U11	0.000508984
M1AR	0	U12	0.00052717
M2AR	0	U13	0.001239306
NTO1	0.000489777	U14	0.00120376
NTO2	0.000376826	U15	0.000930873
PAM	0.001281918	U16	0.001195416
PAS2	0.002245551	ZOFRI	0.000159309

Para determinar la tasa de falla de cada unidad de generación, se considera el número de fallas de cada unidad generadora en el período y el número total de horas de generación del período de análisis. De esta manera, la tasa de falla de cada unidad "i" es calculada según la siguiente expresión:

$$Tasa\ de\ falla_i = \frac{\sum_{k=1}^5 Nfalla_{i,k}}{\sum_{k=1}^5 Hgen_{i,k}}$$

Donde,

$Tasa\ de\ falla_i$: Tasa de falla de la unidad i.

K : Índice del número de años del periodo de análisis (2010-2014).

$Nfalla_{i,k}$: Número de fallas de la unidad i en el año k.

$Hgen_{i,k}$: Horas de generación de la unidad i en el año k.

7.9 RESERVA PRONTA Y DETENIDA DE CORTO PLAZO

En la Tabla N°24 siguiente se indican las unidades candidatas a ser consideradas como Reserva Pronta y Reserva Detenida de Corto Plazo.

Tabla N°24: Reserva Primaria y Potencia Máxima de despacho de Unidades Generadoras

Unidades	Tiempo hasta Sincronizar [minutos]	Tiempo hasta Mínimo Técnico [minutos]	Potencia de Sincronización [MW]	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima de Despacho [MW]
TGTAR	10	11	8	8	19
GMAR	7	8	8.4	2.1	8.4
M1AR	14	24	2.997	0.999	2.997
M2AR	14	24	2.924	1.462	2.924
MAIQ	31	61	2	5.963	5.936
MIIQ	19	29	2.924	1.462	2.924
MSIQ	25	55	2	6.2	6.2
SUIQ	15	25	4.2	1.4	4.2
TGIQ	19	20	10	10	19
SUTA	50	86	40	8	103.68
CTM3-TG	30	90	10	100	142
TG1	18	19	10	10	17
TG2	22	23	10	10	17
TG3	17	18	10	10	28
U16-TG	20	45	10	75	238
CUMMINS	10	10	0.2	0.722	0.722
DEUTZ	10	10	0.2	0.653	1.959
ZOFRI_1-6	6	6	0.9	0.36	0.9
ZOFRI_2-5	6	6	5.16	1.03	5.16
ZOFRI_13	6	6	1.6	0	1.6
ZOFRI_7-12	6	6	4.8	0.8	4.8
MIMB	20	28	5	2	28.64
TG1A	50	75	7	95	105.0
TG1B	50	75	7	95	105
TG2A	12	22	7	95	105
TG2B	50	75	7	95	105
AGB	1	1	2	0	2
TECNET_1_6	10	10	3	2.1	3

7.10 ESQUEMA EDAC PROPUESTO POR LA DO PARA CADA COORDINADO

En la Tabla N°25 se muestra el EDAC por Subfrecuencia propuesto por la DO, detallado para cada Coordinado y por escalón.

Tabla N°25: Esquema EDAC Subfrecuencia propuesto por la DO.

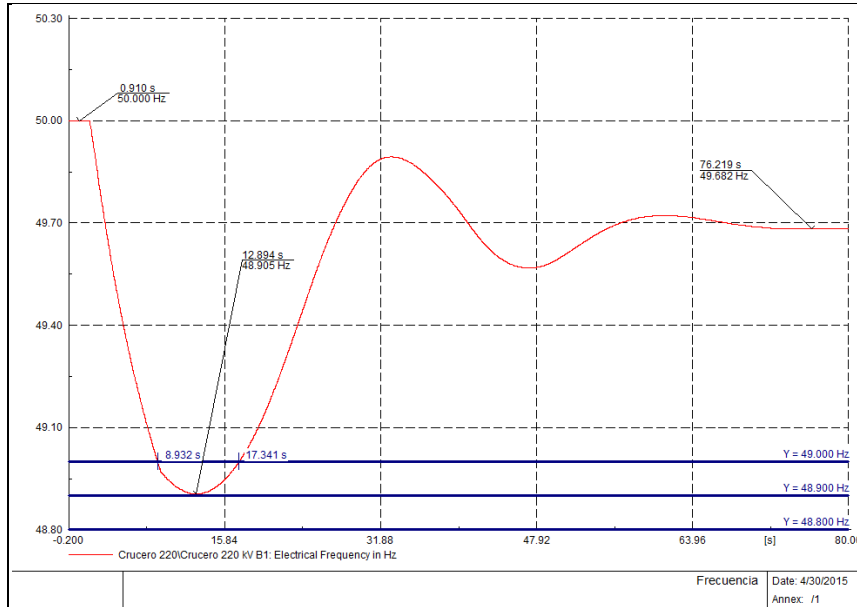
Coordinado	S/E	Escalones								Total Desc.[MW]
		49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4	48.3	
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
ALGORTA NORTE	Algorta					1.24				1.24
AGUAS ANTOFAGASTA	Tap Off Desalant				0.93		2.81			3.74
ANTOFAGASTA MINERALS	Antucoya		7.94		1.80		13.85		3.61	27.20
CODELCO CHILE	Chuquicamata	2.50	6.00	12.00	18.00	11.00	11.00	20.50	11.00	92.00
CODELCO CHILE	Gaby	4.80		5.90		5.10	4.90		6.10	26.80
CODELCO CHILE	Radomiro Tomic	3.00		11.00		11.00		13.50		38.50
CODELCO CHILE	MMH		7.00		5.20		4.00		8.30	24.50
ELECDA	Calama						6.50			6.50
ELECDA	Esmeralda			2.90	5.90				12.90	21.70
ELIQSA	Cóndores			3.50	3.90			5.50		12.90
EMELARI	Parinacota			2.50		6.30				8.80
ENAEX	Central Diesel Enaex				1.70					1.70
GNL MEJILLONES	GNL Mejillones				0.00				1.00	1.00
GRACE	Mantos de la Luna	0.00		2.00				2.00		4.00
HALDEMAN	La Cascada HMC (Sagasca)		0.90		1.09				0.70	2.69
MINERA ATACAMA MINERALS	Aguas Blancas					1.40				1.40
MINERA CERRO COLORADO	Cerro Colorado		3.50		3.50		3.50		3.50	14.00
MINERA COLLAHUASI	Collahuasi	6.47			3.53	14.80		14.76	13.61	53.17
MINERA EL ABRA	El Abra	2.53	3.30	6.41		3.30	4.27	6.00	6.00	31.81
MINERA EL TESORO	El Tesoro	0.86		1.40			6.22	6.22		14.71
MINERA ESCONDIDA	Coloso								3.70	3.70
MINERA ESCONDIDA	Escondida	1.50	11.50	14.20	9.00		8.60	8.60	8.60	62.00
MINERA ESCONDIDA	Laguna Seca		4.00					14.00		18.00
MINERA ESCONDIDA	Planta Óxidos	7.50			8.60	13.50				29.60
MINERA ESCONDIDA	Lixiviación				9.30		17.40	8.50	8.10	43.30
MINERA ESCONDIDA	OLAP									0.00
MINERA ESCONDIDA	OGP1	3.00		5.00	10.00	5.00	10.00			33.00
MINERA ESCONDIDA	EWS Estaciones de Bombeo									0.00
MINERA ESCONDIDA	EWS Coloso									0.00
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°2								2.20	2.20
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°3								2.20	2.20
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°4								2.20	2.20
MINERA ESPERANZA	Esperanza	5.38	5.38	10.76		9.78		13.53	5.01	49.84

Coordinado	S/E	Escalones								Total Desc.[MW]	
		49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4	48.3		
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII		
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
MINERA ESPERANZA	Chacaya										0.00
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas			3.75		3.72		0.71	1.73		9.91
MINERA MANTOS BLANCOS	Mantos Blancos	3.40			3.40					3.58	10.37
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina			1.50			0.27	1.62			3.38
MINERA MICHILLA	Mejillones		0.00				6.00				6.00
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi			9.00							9.00
MINERA QUEBRADA BLANCA	Lagunas										0.00
MINERA SPENCE	Spence		3.86		1.90		3.86		5.76		15.38
MINERA ZALDIVAR	Zaldívar	2.50	2.30	2.50	3.90	1.30	1.30	1.30	8.00		23.10
MOLY-COP	Chacaya				2.70						2.70
SIERRA GORDA SCM	Sierra Gorda		1.50		7.00	16.50		4.00			29.00
SIERRA GORDA SCM	Angamos										0.00
SQM	Tap Off El Loa			0.85	1.00	2.00	3.00	1.00	2.00		9.85
SQM	Tap Off La Cruz	1.69	2.49								4.18
SQM	Tap Off Nueva Victoria					1.50	1.44				2.94
SQM	Tap Off Oeste	0.70						2.70			3.40
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Alto Norte		3.30				4.50		3.50		11.30
Total		45.83	62.97	95.17	102.35	107.44	113.42	124.44	123.30		774.91

7.11 RESULTADO SIMULACIONES CONSIDERANDO EDAC VIGENTE

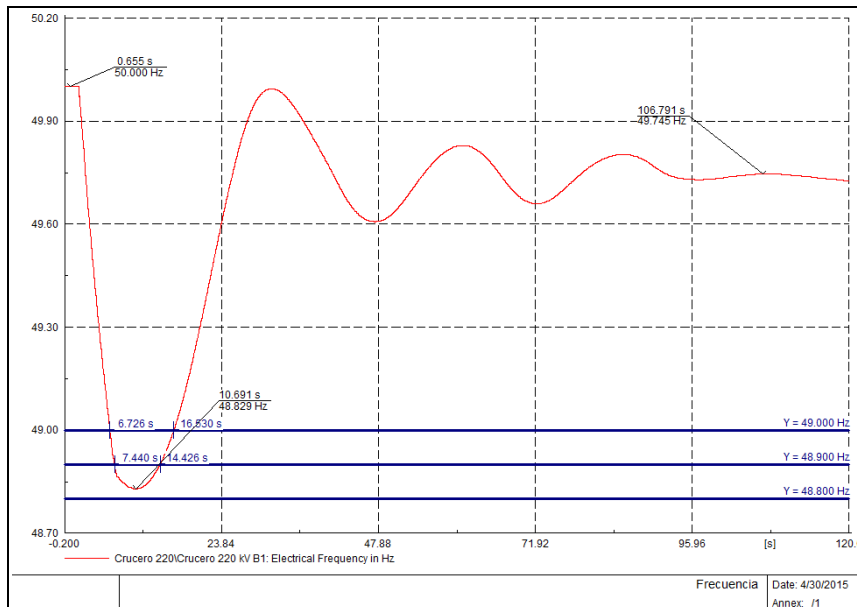
7.11.1 OPERACIÓN DEL PRIMER ESCALÓN DEL EDAC.

Variación de la frecuencia considerando una desconexión en torno a 140 MW de Generación.



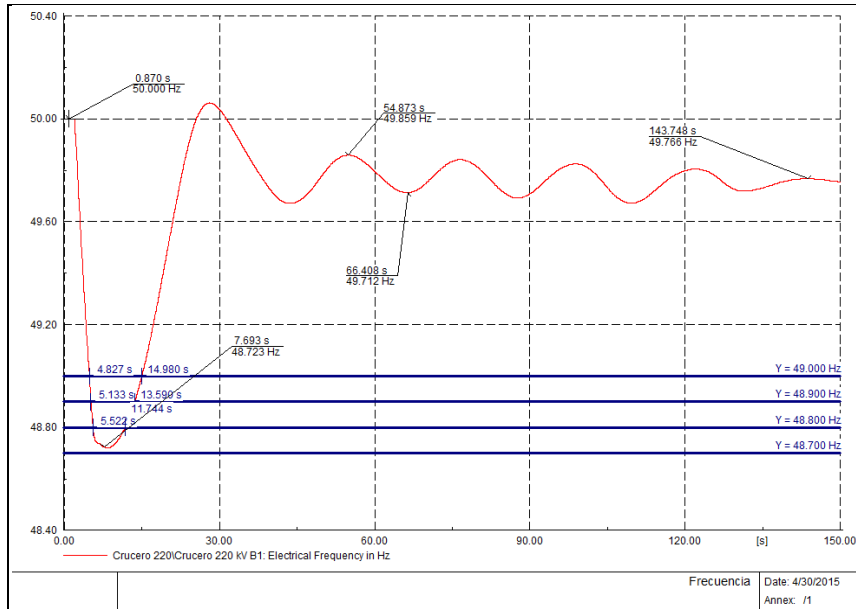
7.11.2 OPERACIÓN DEL SEGUNDO ESCALÓN DEL EDAC.

Variación de la frecuencia considerando una desconexión en torno a 170 MW de Generación.



7.11.3 OPERACIÓN DEL TERCER ESCALÓN DEL EDAC.

Variación de la frecuencia considerando una desconexión en torno a 250 MW de Generación.



7.11.4 DESCONEXIÓN DE UN BLOQUE DE GENERACIÓN DE 520 MW NETOS

Variación de la frecuencia considerando una desconexión en torno a 520 MW de Generación.

