
ESTUDIO DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA

Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Septiembre 2020

Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga

Informe preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Rev.	Fecha	Versión de documento	Realizó	Revisó / Aprobó
1	16-09-2020	Informe Preliminar	Marcelo Cifuentes R. Carlos Fuentes C	Víctor Velar G.

ÍNDICE

1 ABREVIATURAS	4
2 RESUMEN EJECUTIVO	5
3 INTRODUCCIÓN.....	9
4 ANTECEDENTES.....	10
5 REQUERIMIENTOS NORMATIVOS PARA LA HABILITACIÓN DEL EDAC	11
5.1 Requisitos solicitados por el Coordinador para la habilitación de equipamiento para el EDAC	12
6 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	15
6.1 Revisión del EDAC por subfrecuencia actualmente habilitado.....	15
6.2 Evaluación del desempeño del EDAC.....	15
6.3 Propuesta de modificación al EDAC.....	15
7 ANÁLISIS.....	16
7.1 Revisión del EDAC por subfrecuencia actualmente habilitado.....	16
7.1.1 Filosofía de Operación	16
7.1.2 Verificación de operación del EDAC existente.....	18
7.2 Evaluación del Desempeño del EDAC	22
7.2.1 Desconexión forzada de las unidades 1 y 2 de la Central Pehuenche.....	23
7.2.2 Incorrecto cierre del interruptor JR2 de la S/E Los Vilos al realizar maniobras de transferencias. 24	
7.2.3 Apertura intempestiva de la línea 2x220 kV Quillota – Polpaico.	26
7.2.4 Falla en línea 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	32
7.2.5 Desempeño del EDAC para las fallas descritas	34
7.3 Propuesta de modificación al EDAC por subfrecuencia.....	40
7.3.1 Revisión de propuestas de modificaciones al EDAC	40
7.3.2 EDAC Propuesto	46
8 EDAC POR SUBTENSIÓN.....	55
9 CONCLUSIONES.....	56
ANEXO A. Simulaciones EDAC existente.....	60
ANEXO B. Simulaciones Propuesta de EDAC	60
ANEXO C. Desempeño del EDAC vigente	60
ANEXO D. Tabla de comunicaciones operativas entre los Coordinados y el CDC.....	60

1 ABREVIATURAS

CNE: comisión Nacional de Energía

EDAC: Esquema de Desconexión Automática de Carga

EDACxCEx: Esquema de Desconexión Automática de Carga para Contingencias Extremas.

EDAG: Esquema de Desconexión Automática de Generación

ERAG: Esquema de Reducción Automática de Generación

ERV: Energía Renovable Variable

NG: Zona Norte Grande del SEN

NT de SyCS: Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio

NT de SSCC: Norma Técnica de Servicios Complementarios

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SI: Sistema Interconectado

2 RESUMEN EJECUTIVO

En el estudio cuyos resultados y conclusiones se presentan a continuación, se hicieron los siguientes análisis:

- Revisión del EDAC por subfrecuencia actualmente habilitado en el SEN en cuanto a su lógica y filosofía de operación, verificándose su operación y eficiencia mediante simulaciones de desbalances de generación.
- Análisis del EDAC por subfrecuencia actualmente habilitado en el SEN mediante el análisis de su desempeño real frente a contingencias que se presentaron en el sistema y que provocaron su actuación.
- Descripción y análisis de una propuesta de modificación del EDAC, verificándose, mediante simulación de desconexiones de generación incrementales, su eficiencia, efectividad y el cumplimiento de las exigencias de seguridad establecidas en la normativa vigente.

Los principales análisis y resultados se resumen a continuación.

EDAC por subfrecuencia actualmente implementado en el SEN

El SEN tiene actualmente implementado un Esquema de Desconexión Automática de Carga que presenta diferentes características según se trate del Norte Grande (EDAC NG) o del resto del SEN. En efecto, la lógica y ajustes del EDAC que se emplaza en la zona geográfica del Norte Grande difiere de los dispuestos en el resto del SEN, desde Atacama al sur.

El EDAC por subfrecuencia vigente en el Norte Grande está constituido de 8 escalones activados por umbrales de frecuencia absoluta. El primer ajuste corresponde a 49.0 Hz y el último corresponde a 48.3 Hz, con pasos de 0.1 Hz. La carga total asociada al EDAC del NG es de aproximadamente un 30% de su demanda, esto es aproximadamente 760764 MW estimados para el año 2021. Cabe mencionar que actualmente el escalón de 49.0 Hz se encuentra inhabilitado.

En el caso del EDAC del resto del SEN, está compuesto por seis escalones: dos (2) escalones activados por tasa de variación de frecuencia de -0.6 Hz/s supervisados por umbrales de frecuencia absoluta de 49.0 Hz y 48.8 Hz, y cuatro (4) escalones activados sólo por umbrales frecuencia absoluta de 48.9 Hz, 48.7 Hz, 48.5 Hz y 48.3 Hz. El diseño de este EDAC tiene asociada una carga total de 21.6% de la demanda de este subsistema, esto es XXX1577 MW estimados para el año 2021.

Los análisis realizados para el EDAC actualmente habilitado permiten concluir lo siguiente:

- Dada las diferencias de las filosofías de los EDAC del NG y el del resto del SEN, frente a desbalances de generación que hagan operar estos automatismos, se originan montos porcentuales de carga desconectada desiguales entre estas zonas geográficas. En el caso del Norte Grande, los montos porcentuales de consumos desconectados resultan ser mayores, sobre todo para aquellas contingencias de mayor probabilidad de ocurrencia (i.e. bajos desbalances de generación).

- Las anteriores diferencias en los montos porcentuales de las cargas desconectadas sólo comienzan a equipararse en aquellos casos de desbalances de generación altos, en torno a XX2100 MW para un escenario de demanda alta y 1400 MW en demanda baja, en que las tasas de variación de frecuencia (ROCOF) alcanzan valores que hacen operar aquellos escalones activados por tasa de cambio de frecuencia del EDAC por subfrecuencia y los primeros escalones del EDACxCEX localizados desde el Norte Chico al sur.
- Los análisis de verificación de la operación del SEN permitieron determinar que los máximos desbalances de generación que el sistema permite afrontar con el EDAC existente es del orden de 2100 MW (20% de la generación total) en un escenario de demanda alta, y de 1600 MW (24% de la generación total) en un escenario de demanda baja. Por sobre esos desbalances ya comienzan a manifestarse fenómenos de sobretensiones riesgosas que comprometerían la recuperación de la frecuencia, dado que niveles de tensión sobre los 1.1 p.u. provocarían la actuación de las protecciones de sobretensión de algunos parques ERV, desconectándolos y agravando el desbalance de potencia.
- Para estos máximos desbalances se constata que en el escenario de demanda alta operan todos los escalones del EDAC por subfrecuencia y el primer escalón del EDACxCEX del Cento-Sur. En el escenario de demanda baja, a excepción de los escalones de frecuencia absoluta de 48.4 Hz y 48.3, operan todos los restantes escalones del EDAC por subfrecuencia y los dos primeros escalones del EDACxCEX del sistema Centro-Sur.
- De la revisión del comportamiento del SEN frente a 4 de las fallas reales más relevantes del periodo 2018-2020, se concluye que la operación del EDAC vigente el conjunto de contingencias, permitió mantener la estabilidad de la frecuencia del sistema, la cual comienza a recuperarse desde el instante en que se produce la desconexión de los consumos, para posteriormente estabilizarse por efecto del control primario de frecuencia. Sin embargo, desde el punto de vista de las métricas de desempeño empleadas, aquellos asociados a las fallas 85-2019, 159-2019 y 197-2019 resultaron ser deficientes, con valores de desempeño inferiores al 80%, mientras que el desempeño de la falla 112-2020 logró alcanzar un valor aceptable (87%). En cuanto al desempeño global para el periodo analizado, este alcanza un valor de 80,22%, determinado principalmente por los montos desconectados en las fallas 197-2019 y 112-2020. Es importante mencionar que los desempeños deficientes, esto es, que la carga efectivamente desconectada es menor que la carga comprometida incide en que la frecuencia presente una excursión mayor pudiendo con esto activar una mayor cantidad de escalones del EDAC.
- Respecto a los montos desconectados para las fallas analizadas, se observa que la zona Metropolitana es la que desprende mayor carga para las fallas 159-2019, 197-2019 y 112-2020, mientras que para la falla 85-2019 las cargas desconectadas corresponden a la zona Norte Grande. Cabe destacar que para las fallas analizadas se desprendieron cargas cuyos montos no fueron informados por los Coordinados, implicando que la calificación de desempeño deficiente de algunas fallas se debe en parte a falta de información que, de tenerse, podría mejorar el cálculo de desempeño.
- Es importante mencionar que con el EDAC existente en el SEN es posible afrontar un amplio rango de desbalances de generación, cumpliendo con los criterios de seguridad establecidos en la NT de SyCS.

Propuesta de EDAC por subfrecuencia

La propuesta de EDAC tiene por objetivo homogeneizar los criterios de operación en todas las zonas del SEN y hacer equiparables y equitativos los montos porcentuales de carga a desconectar entre las distintas zonas del sistema eléctrico. Esta propuesta consiste en los ajustes y montos de carga asociados por escalón mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 1-1 Propuesta de EDAC.

Escalón	Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] (*)
Escalón 1	48.9 Hz	2	132 - 197
Escalón 2	48.7 Hz	3	197 - 295
Escalón 3	48.5 Hz	4	263 - 394
Escalón 4	48.3 Hz	6	395 - 591
Escalón 5	49.0 Hz; -0.6 Hz/s	5	329 - 492
Escalón 6	48.8.0 Hz; -0.6 Hz/s	5	329 - 492
Total		25%	1644 - 2462

(*) Montos de carga estimados para escenarios de demanda baja y alta, respectivamente.

La propuesta considera distribuir los montos de carga requeridos para el EDAC de manera uniforme en todo el SEN, empleando para ello la zonificación actualmente empleada y que está directamente asociada en torno a los principales centros urbanos. Estas zonas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1-2 Propuesta de EDAC, por Zonas.

Zona	Monto EDAC_25% [MW]
Norte Grande	599 - 637
Atacama	133 - 143
Coquimbo	80 - 107
Chilquinta-Aconcagua	118 - 204
Metropolitana	272 - 674
Troncal	146 - 151
Sistema 154 - 66 kV	94 - 198
Charrúa	34 - 52
Concepción	105 - 148
Araucanía	63 - 149
Total	1644 - 2462

Los análisis realizados para verificar el comportamiento del SEN considerando el EDAC propuesto permiten concluir lo siguiente:

- El EDAC propuesto presenta mayor eficiencia que el EDAC existente para todo el rango de desbalances de generación simulados. Es decir, para un mismo desbalance de generación, con el EDAC propuesto se desconecta un monto menor de carga y sin comprometer la seguridad operativa del SEN.
- Con el EDAC propuesto se amplían los máximos desbalances de generación que el SEN podría afrontar. De hecho, en un escenario de demanda alta este máximo desbalance resulta de 2300 MW (2100 MW con el EDAC actual) y en demanda baja de 1700 MW (1600 MW con el EDAC actual). Estos desbalances de generación son del orden de 22% y 25% de la generación total del SEN, respectivamente, en los escenarios analizados.
- Adicionalmente, se analizó un escenario particular de demanda baja, en torno a los 6200 MW, e inercia reducida, 30 GVAs (3.7 s) aproximadamente, en el que se logró determinar que con el EDAC propuesto es posible afrontar desbalances de generación de hasta 1400 MW, cumpliendo los criterios de seguridad establecidos en la normativa vigente.
- Para desbalances de generación mayores a los mencionados anteriormente empiezan a manifestarse fenómenos relacionados a sobretensiones riesgosas que comprometerían la recuperación de la frecuencia, dado que con niveles de tensión sobre los 1.1 p.u. se provocaría la actuación de las protecciones de sobretensión de algunos parques ERV, desconectándolos y agravando en consecuencia el desbalance de potencia.

EDAC por subtensión

En la actualidad el SEN no tiene habilitado EDAC por subtensión. Los estudios efectuados por el Coordinador, especialmente el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Reservas de Potencia Reactiva vigente, no han considerado necesaria la implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Subtensión, debido a que no se han detectado problemas asociados con el fenómeno de colapso de tensión, considerando las reservas de potencia reactiva actualmente disponibles en el SEN.

3 INTRODUCCIÓN

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia, constituye parte de los Servicios Complementarios de Control de Contingencias, establecido así en el Informe de Definición de Servicios Complementarios de Noviembre del año 2019. Este servicio complementario cuenta con las subcategorías de EDAC por subfrecuencia, EDAC por subtensión y EDAC por Contingencias Específicas.

El estudio de EDAC es parte de los estudios que instruye la NT de SSCC en su artículo 1-6, y debe ejecutarse con una periodicidad anual y con un horizonte de análisis de al menos un año.

Este estudio tiene como principales objetivos la revisión del EDAC actualmente implementado, en base a análisis de desempeño del esquema en contingencias que se hayan presentado en la operación real y que hayan provocado la operación de alguno de los escalones del esquema. Por otra parte, el estudio debe verificar la correcta operación del EDAC implementado y de ser necesario, proponer adecuaciones que permitan cumplir con los criterios de calidad y seguridad de servicios establecidos en la normativa vigente. Estas mejoras también pueden justificarse a razón de aumentar la eficiencia del esquema en su conjunto, optimizando la utilización de los recursos de desconexión de carga para los fines con que fueron diseñados.

4 ANTECEDENTES

Los antecedentes y documentos empleados en este estudio son:

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS) de diciembre de 2019, de la CNE, aprobada en Resolución exenta N°786 del 18 de diciembre de 2019.
- Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT de SSCC) de diciembre de 2019, de la CNE, aprobada en Resolución exenta N°786 del 18 de diciembre de 2019.
- Informe de Definición de Servicios Complementarios de la CNE, publicado en diciembre de 2019, aprobado en Resolución exenta N°827 del 30 de diciembre de 2019.
- Anexo Técnico de Determinación del Requerimiento y Evaluación de desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG.
- Anexo Técnico: Sistema de Monitoreo.
- Informe del Coordinador Eléctrico Nacional “Servicios Complementarios año 2021”, publicado en junio de 2020¹.

¹ Informe de Servicios Complementarios 2021 publicado mediante carta del Coordinador DE 03305-20

5 REQUERIMIENTOS NORMATIVOS PARA LA HABILITACIÓN DEL EDAC

La NT de SyCS establece en el artículo 5-10 que los propietarios de las instalaciones que participen de la prestación de los SSCC de EDAC por subfrecuencia, subtensión o contingencia específica serán los responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos, a fin de dar cumplimiento con los montos o porcentajes requeridos para dichas prestaciones.

Del mismo modo, la NT de SyCS establece los principales criterios para la implementación de los EDAC:

Artículo 5-11:

La demanda total disponible para el EDAC por subfrecuencia no deberá ser menor al 30% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia mediante la habilitación de los EDAC disponibles por subfrecuencia deberá ser determinado por el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

El monto o porcentaje requerido de EDAC será distribuido en escalones, con el objeto de que el monto efectivamente racionado sea incremental en función de la gravedad creciente de la falla.

Artículo 5-12:

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subfrecuencia a través de:

a) Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia en un tiempo no mayor a 6 ciclos, mediante un proceso de muestreo y filtrado que elimine comportamientos oscilatorios o inestables, y enviar luego la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subfrecuencia, cuando ellas alcanzan los niveles de ajuste y retardo determinados en el Estudio de EDAC.

La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 200 [ms].

b) En forma complementaria, el Cliente podrá utilizar o acreditar el uso de Equipos de Compensación de Energía Activa que permitan aportar con un tiempo de respuesta equivalente, y sostener durante el tiempo que requiera el Coordinador, una potencia al menos equivalente a la desconexión de consumo que le asigna el Estudio de EDAC en el respectivo escalón de subfrecuencia.

No obstante lo anterior, el Coordinador podrá solicitar la instalación de equipamientos que, además de medir la frecuencia, midan su derivada en las mismas condiciones indicadas en a).

Los equipos de medición de frecuencia deberán contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos debidamente sincronizados mediante GPS.

Artículo 5-13:

La demanda total disponible para el EDAC por subtensión no deberá ser menor al 20% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar mediante la habilitación de los EDAC disponibles por subtensión deberá ser determinado por el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

El monto o porcentaje de EDAC que debe disponer cada Coordinado para cubrir este total será distribuido en escalones, en lo posible de similar magnitud, con el objeto de que el monto efectivamente racionado sea incremental en función de la gravedad creciente de la falla.

Artículo 5-14:

En instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subtensión a través de la instalación de equipamientos que deben medir la tensión en no más de 6 ciclos (120 [ms]), y operar con un tiempo de retardo ajustable entre 0 y 1 [s], enviando la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subtensión determinados en el Estudio de EDAC.

Los equipos de medición de tensión deberán contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos debidamente sincronizados mediante GPS.

Por otra parte, el Anexo Técnico “Sistema de Monitoreo” establece ciertos requisitos para la habilitación de los automatismos EDAC:

Artículo 17 literal f) y Artículo 18 literal b): Para cada Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por subfrecuencia, subtensión o señal específica, o por cada automatismo similar, el Coordinado deberá enviar:

- Estados de los interruptores asociados (Abierto/Cerrado).
- Registro de otras variables analógicas de interés involucradas².

Artículo 28: Será función del Coordinado verificar que los registros de eventos y oscilográficos por operación de las protecciones sean incorporados al concentrador de datos del Coordinador, mediante su plataforma WEB, en un plazo inferior a 12 horas desde ocurrida la contingencia.

Será obligación del Coordinado mantener disponible en sus sistemas de información los registros de protecciones ante falla, por al menos 9 meses desde iniciada la contingencia.

5.1 Requisitos solicitados por el Coordinador para la habilitación de equipamiento para el EDAC

Sobre la base de los requerimientos normativos descritos en los capítulos precedentes, el Coordinador podrá autorizar la habilitación de instalaciones participantes del EDAC, tomando en consideración los aspectos y/o requisitos descritos a continuación:

El propietario de las instalaciones que dispongan de nuevos equipamientos para proveer el Servicio Complementario de Desconexión de Carga debe llevar a cabo los protocolos de pruebas para la habilitación del EDAC en cada equipo a integrar, de acuerdo con el protocolo definido por el Coordinador en el “Instructivo Técnico para la Verificación de Instalaciones” y en la “Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Esquemas de Desconexión de Carga”.³ . Estas pruebas deben ser ejecutadas acorde a lo que indica el Anexo Técnico de Verificación de SSCC y en el Instructivo Técnico ya mencionadomencionado.

² En documento **Norma Técnica de Homologación de las materias Contenidas en los procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios**, particularmente en su Artículo 178, se especifica que para efectos de verificar la efectiva participación de las instalaciones en los EDAC, se deberán enviar al SISTR las señales de: a) Estado (activado/desactivado de cada escalón o etapa del esquema, b) medida de potencia activa y reactiva de carga disponible en cada escalón, c) estado del interruptor equivalente asociado a cada escalón o etapa del esquema.

³ Publicados en carta DE 02808-20 del 1 de junio de 2020.

Es importante señalar que, una vez en operación el esquema, cada vez que se produzca la actuación de algún relé, se deberán subir los registros oscilográficos extraídos desde las protecciones (relés) de subfrecuencia, en formato COMTRADE al Módulo de Registro de Protecciones del Sistema de Monitoreo, en particular, a la plataforma web SIREP (<https://sirep.coordinador.cl/>), en el plazo de 12 horas después de ocurrida la actuación. De igual forma, los registros mencionados deben estar acorde a los formatos requeridos por el Coordinador.

En relación con los nombres de los canales analógicos y digitales de los registros oscilográficos, estos deben cumplir con lo requerido en el documento “Nomenclatura de Canales asociados a los Registros Oscilográficos COMTRADE”. En caso de no poder configurar los nombres de los canales, debido a que el sistema de protección lo impida, se debe informar, por cada protección, el significado de la función de cada canal. Además, se deberá incluir en los archivos COMTRADE la información mínima requerida para verificar el desempeño de los esquemas EDAC BF, estas son:

A. Señales Análogas:

1. Potencia activa trifásica [MW].
2. Corriente [A] (fases 1, 2 y 3).
3. Tensión fase-neutro [kV] (fases 1, 2 y 3).
4. Frecuencia [Hz].
5. Gradiente de frecuencia [Hz/s].

B. Señales Digitales:

1. Pick up de la función de subfrecuencia o de tasa de caída de frecuencia (Nema 81) asociada a cada alimentador.
2. Trip o desenganche asociado a la función de subfrecuencia o de tasa de caída de frecuencia asociada a cada alimentador.
3. Estado del interruptor (cerrado y/o abierto) asociado a cada alimentador que forma parte del EDACxBF y EDACxCEX.

Finalmente, se debe implementar el envío de todas las señales y alarmas requeridas en el SITR (SCADA), que están asociadas al EDAC, de acuerdo con el listado elaborado por el Coordinador, el cual debería contener las siguientes señales:

Tabla 3-1 Señales y Alarmas requeridas en el SITR.

Descripción de la señal requerida	Unidad de medida	Tipo de Señal	Observaciones Coordinador
Esquema EDAC BF En Servicio / Fuera de Servicio	En Servicio/Fuera de Servicio	Alarma	
Potencia Activa demanda total	MW	Análogo	
Potencia Reactiva demanda total	MVar	Análogo	
Estado Habilitado/Deshabilitado de Escalón EDAC BF	Habilitado/Deshabilitado	Alarma	Señal requerida por cada Escalón asociado al EDAC BF
Potencia Activa asociada a Escalón EDAC BF	MW	Análogo	Señal requerida por cada Escalón asociado al EDAC BF
Potencia Reactiva asociada a Escalón EDAC BF	MVar	Análogo	Señal requerida por cada Escalón asociado al EDAC BF
Estado Abierto/Cerrado de Interruptor asociado a Escalón EDAC BF	Abierto/Cerrado	Alarma	Señal requerida por cada Escalón asociado al EDAC BF
Estado de Operación Escalón EDAC BF	Operado	Alarma	Señal requerida por cada Escalón asociado al EDAC BF

6 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Los análisis presentados en este estudio fueron realizados empleando la siguiente metodología:

6.1 Revisión del EDAC por subfrecuencia actualmente habilitado

El SEN tiene actualmente implementado un Esquema de Desconexión Automática de Carga que presenta diferentes características según se trate del Norte Grande o del resto del SEN. En efecto, la lógica y ajustes del EDAC que se emplaza en la zona geográfica del Norte Grande difiere de los dispuestos en el resto del SEN, desde Atacama al sur.

En esta sección, se describen las principales características de estos EDAC, tales como: escalones de activación, ajustes para su actuación, montos de carga a desconectar, etc.

6.2 Evaluación del desempeño del EDAC

Según lo establecido en el artículo 11 del Anexo Técnico “Determinación del requerimiento y evaluación de desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG”, en el presente estudio debe evaluarse el desempeño real global del EDAC del SEN, sobre la base a la información recopilada por el Coordinador con motivo de su actuación derivadas de contingencias ocurridas en el sistema eléctrico.

Complementariamente, para aquellas contingencias en el SEN que provocaron la actuación del EDAC, se analiza el comportamiento del sistema eléctrico centrándose en la respuesta de la frecuencia, con el objetivo de apreciar aspectos como el efecto inercial, la acción del control de frecuencia, la estabilidad dinámica, entre otros. Con lo anterior se busca, en caso de ser necesario, proponer acciones correctivas o mejoras en el esquema con el objetivo de ir adecuándolo para condiciones que se presentan en la operación real.

6.3 Propuesta de modificación al EDAC

Como ya se señaló, el SEN dispone de un EDAC diferente en el Norte Grande respecto al resto del sistema eléctrico. Las diferencias provienen de lógicas de operación y montos de carga asociados que fueron provistas para cuando el subsistema del Norte Grande y el subsistema del SEN desde Atacama al sur operaban de forma aislada, es decir, en la condición previa a su interconexión a fines del año 2017.

Como consecuencia de lo anterior, se ha detectado e identificado una asimetría de los cortes de carga, resultando montos de carga desconectados porcentualmente mayores en el Norte Grande que en el resto del SEN. Esto ha motivado la necesidad de homologar el EDAC en todo el sistema.

Dentro del marco del Estudio de SSCC para la Operación del SEN del año 2019, se analizaron varias alternativas para esta nueva configuración del EDAC del SEN, las que se detallan en este informe, recomendándose la más equitativa en términos de carga desconectada por zona y eficiente en términos de carga total desconectada.

Finalmente, para la propuesta de EDAC obtenida de los análisis de las alternativas contenidas en el Estudio de SSCC recién mencionado, se analiza el comportamiento del SEN frente a diversas contingencias de generación de orden creciente, con el objetivo de verificar el cumplimiento de los criterios de calidad y servicio establecidos en la normativa técnica vigente.

7 ANÁLISIS

7.1 Revisión del EDAC por subfrecuencia actualmente habilitado

7.1.1 Filosofía de Operación

Actualmente los EDAC por subfrecuencia de la zona del Norte Grande y del resto del SEN tienen distintas lógicas y/o filosofías de operación, las que se describen a continuación.

Norte Grande

El EDAC por subfrecuencia vigente en el Norte Grande considera un monto total de carga de 762 MW, repartidos en 8 escalones activados por umbrales de frecuencia absoluta. El primer ajuste corresponde a 49.0 Hz y el último corresponde a 48.3 Hz, con pasos de 0.1 Hz. El escalón 1 de 49.0 Hz se encuentra actualmente deshabilitado. La

Tabla 7-1 resume los montos disponibles para el EDAC por subfrecuencia del Norte Grande.

Tabla 7-1 EDAC-BF Norte Grande del SEN.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga Acumulada [MW]
Escalón 1	49,0 Hz	45.7	45.7
Escalón 2	48,9 Hz	52.0	97.7
Escalón 3	48,8 Hz	102.9	200.6
Escalón 4	48,7 Hz	90.9	291.5
Escalón 5	48,6 Hz	104.8	396.3
Escalón 6	48,5 Hz	123.8	520.2
Escalón 7	48,4 Hz	122.1	642.3
Escalón 8	48,3 Hz	119.2	761.5

Nota: El escalón 1 de 49.0 Hz se encuentra actualmente deshabilitado

El diseño original del EDAC del Norte Grande se basó en lo indicado en la NT de SyCS vigente a la fecha de su habilitación y posteriores actualizaciones, donde se definían los principales aspectos a considerar en el diseño y verificación del EDAC por Subfrecuencia, y en criterios establecidos por la DO del otrora CDEC-SING, de manera de cumplir con las exigencias establecidas en dicha normativa. Dado lo anterior, el diseño 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. Para este efecto, fue considerado que el mayor monto de generación desconectada para evaluar el cumplimiento de este criterio, en la condición del sistema del Norte Grande previa a la Interconexión con el resto del sistema

SEN, fue de 649 MW⁴ (falla registrada el 8 de mayo de 2013 en la línea Central Tocopilla – Crucero, que provocó la salida de la central Tocopilla).

- 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 DO⁵ del antiguo otrora CDEC-SING, se tiene lo siguiente:
- Desconexiones de generación en torno a 140-150 MW debieran ser contenidas con la operación del primer escalón del EDAC por Subfrecuencia.
 - Desconexiones de generación 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.
- c) El sistema deberá soportar la desconexión intempestiva de unidades generadoras que se encuentren en su nivel Máximo de Despacho⁶, operando no más allá del sexto escalón del EDAC por Subfrecuencia.
- d) El comportamiento dinámico del sistema del Norte Grande, especialmente en lo que respecta al control de frecuencia.

Para determinar el monto total de carga disponible en el EDAC por subfrecuencia del Norte Grande se ha empleado el criterio de que este debe estar en torno al 30% de la demanda máxima de dicho subsistema.

Resto del SEN: Norte Chico-Centro Sur

El diseño original del EDAC por subfrecuencia de este subsistema, establecido en el primer Estudio EDAC publicado en su versión final el 12 de enero de 2006 por el otrora CDEC-SIC, considera un esquema compuesto por seis escalones: dos (2) escalones activados por tasa de variación de frecuencia de -0.6 Hz/s supervisados por umbrales de frecuencia absoluta de 49.0 Hz y 48.8 Hz, y cuatro (4) escalones activados sólo por umbrales frecuencia absoluta de 48.9 Hz, 48.7 Hz, 48.5 Hz y 48.3 Hz.

Adicionalmente, se definieron los porcentajes de demanda asignados para cada escalón o etapa del esquema para cada zona del sistema, los que se muestran en la Tabla 7-2.

⁴ En este estudio, para la evaluación del desempeño de los EDAC ha sido considerada, entre otras, la falla ocurrida el 3 de abril de 2016 que significó una desconexión de generación equivalente a 941 MW (en el Anexo C se muestran las fallas analizadas). Sin embargo, en esa ocasión se registraron fallas en “múltiples tramos” del sistema de transmisión, razón por la cual se considera que no resulta válido emplear esa contingencia en la verificación del criterio de operación para el último escalón, indicado en la NT SyCS.

⁵ Se considera una frecuencia inicial de 50 Hz, una Reserva Primaria para contingencias de 98 MW y una Reserva en Giro de 112 MW (Bloque noche) y 132 MW (bloque día), según se establece en el Estudio de Control de Frecuencia Vigente (año 2016).

⁶ Política de Operación de Despacho Máximo en el SING según documento D-SDO-03-V01.

Tabla 7-2 EDAC-BF Norte Chico y Centro Sur del SEN.

Participación en EDAC por Baja Frecuencia (*)							
ZONA	Escalón 1	Escalón 2	Escalón 3	Escalón 4	Escalón 5	Escalón 6	Total
	49.0 Hz; - 0.6 Hz/s	48.9 Hz	48.8 Hz; - 0.6 Hz/s	48.7 Hz	48.5 Hz	48.3Hz	
Atacama	7.2% (38 - 41 MW)	1.8% (10 - 10 MW)	7.2% (38 - 41 MW)	1.8% (10 - 10 MW)	1.8% (10 - 10 MW)	1.8% (10 - 10 MW)	21.6% (115 – 124 MW)
Coquimbo	7.2% (23 - 31 MW)	1.8% (6 - 8 MW)	7.2% (23 - 31 MW)	1.8% (6 - 8 MW)	1.8% (6 - 8 MW)	1.8% (6 - 8 MW)	21.6% (69 – 92 MW)
Quinta Región	7.2% (34 - 59 MW)	1.8% (9 - 15 MW)	7.2% (34 - 59 MW)	1.8% (9 - 15 MW)	1.8% (9 - 15 MW)	1.8% (9 - 15 MW)	21.6% (102 – 176 MW)
Metropolitana (**)	7.2% (3.6%) (39 - 97 MW)	1.8% (3.6%) (39 - 97 MW)	7.2% (3.6%) (39 - 97 MW)	1.8% (3.6%) (39 - 97 MW)	1.8% (3.6%) (39 - 97 MW)	1.8% (3.6%) (39 - 97 MW)	21.6% (235 – 583 MW)
Troncal Centro	7.2% (42 - 43 MW)	1.8% (11 - 11 MW)	7.2% (42 - 43 MW)	1.8% (11 - 11 MW)	1.8% (11 - 11 MW)	1.8% (11 - 11 MW)	21.6% (126 – 130 MW)
Sistema 154 - 66 kV	7.2% (27 - 57 MW)	1.8% (7 - 14 MW)	7.2% (27 - 57 MW)	1.8% (7 - 14 MW)	1.8% (7 - 14 MW)	1.8% (7 - 14 MW)	21.6% (81 – 171 MW)
Charrúa	7.2% (10 - 15 MW)	1.8% (2 - 4 MW)	7.2% (10 - 15 MW)	1.8% (2 - 4 MW)	1.8% (2 - 4 MW)	1.8% (2 - 4 MW)	21.6% (30 – 45 MW)
Concepción	7.2% (30 - 43 MW)	1.8% (8 - 11 MW)	7.2% (30 - 43 MW)	1.8% (8 - 11 MW)	1.8% (8 - 11 MW)	1.8% (8 - 11 MW)	21.6% (91 – 128 MW)
Araucanía	7.2% (18 - 43 MW)	1.8% (5 - 11 MW)	7.2% (18 - 43 MW)	1.8% (5 - 11 MW)	1.8% (5 - 11 MW)	1.8% (5 - 11 MW)	21.6% (54 – 128 MW)
% TOTAL DE CARGA DEL SIC QUE PARTICIPA DEL ESQUEMA							21.6% (903 – 1577 MW)

(**) Montos en MW han sido estimados para escenarios de demanda baja y alta del año 2021

(**) Porcentajes entre paréntesis corresponden a lo solicitado a la empresa Enel distribución y CGED en Zona Metropolitana

7.1.2 Verificación de operación del EDAC existente

En este apartado se analiza, mediante simulaciones con el software Power Factory DiGSILENT y la base de datos asociada completa del SEN, el comportamiento del SEN frente a desbalances de generación de distintos y crecientes órdenes de magnitud, con el objetivo de verificar el cumplimiento de las exigencias normativas en relación con la seguridad y calidad de servicio, considerando el EDAC actualmente implementado en el SEN. Estos análisis se efectúan para escenarios de demanda alta y baja en el SEN previstos para el año 2021, cuyas características principales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 7-3 Escenarios de análisis.

	Escenario E4 Demanda Alta	Escenario E6 Demanda Baja
Generación Total	10.292 MW	6.773 MW
Generación ERV	374 MW (4%)	827 MW (12%)
Demanda	9.848 MW	6.575 MW
Inercia	56.2 GVAs (4.2 s)	39.6 GVAs (4.0 s)
Reserva para CPF para contingencias	320 MW	315 MW

Los montos totales de carga desconectada para los diferentes desbalances de generación simulados se muestran en las siguientes figuras (línea amarilla). Estos montos se desglosan según las cargas desconectadas se ubican en el Norte Grande o en el resto del SEN (barras celestes y grises, respectivamente).

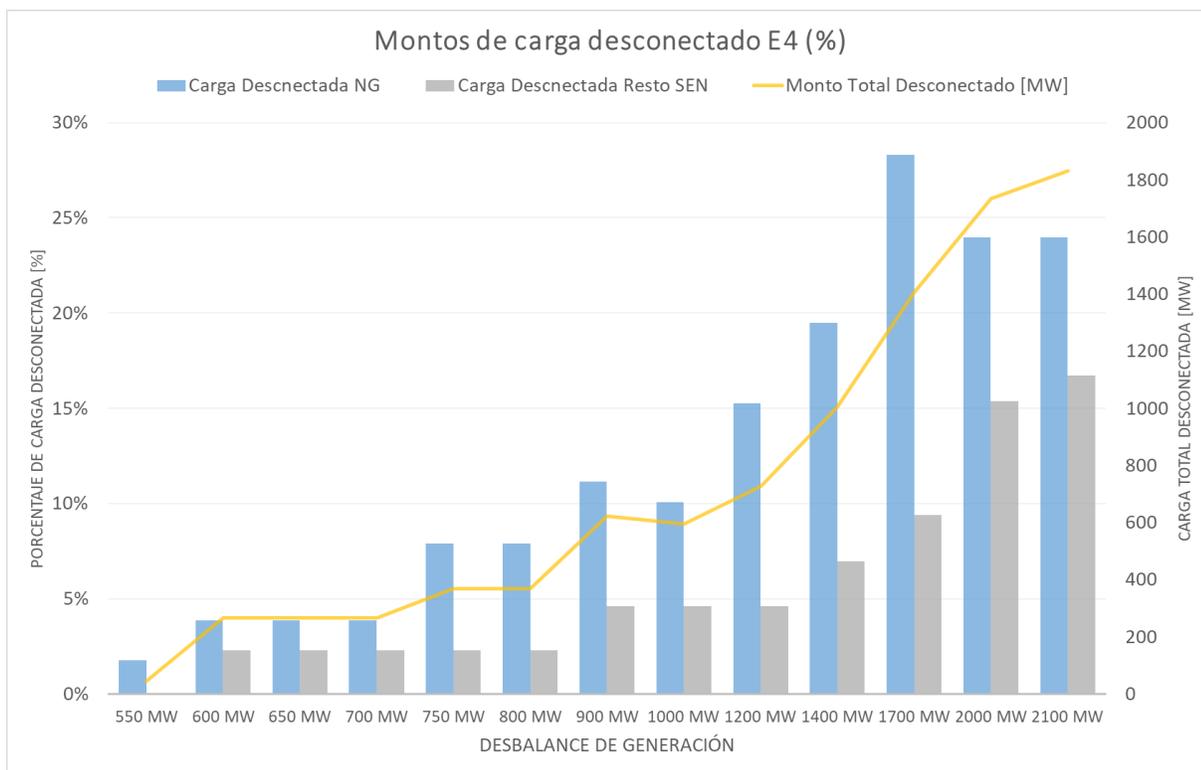


Figura 7-1 Montos de carga desconectados en Escenario E4, con EDAC actual

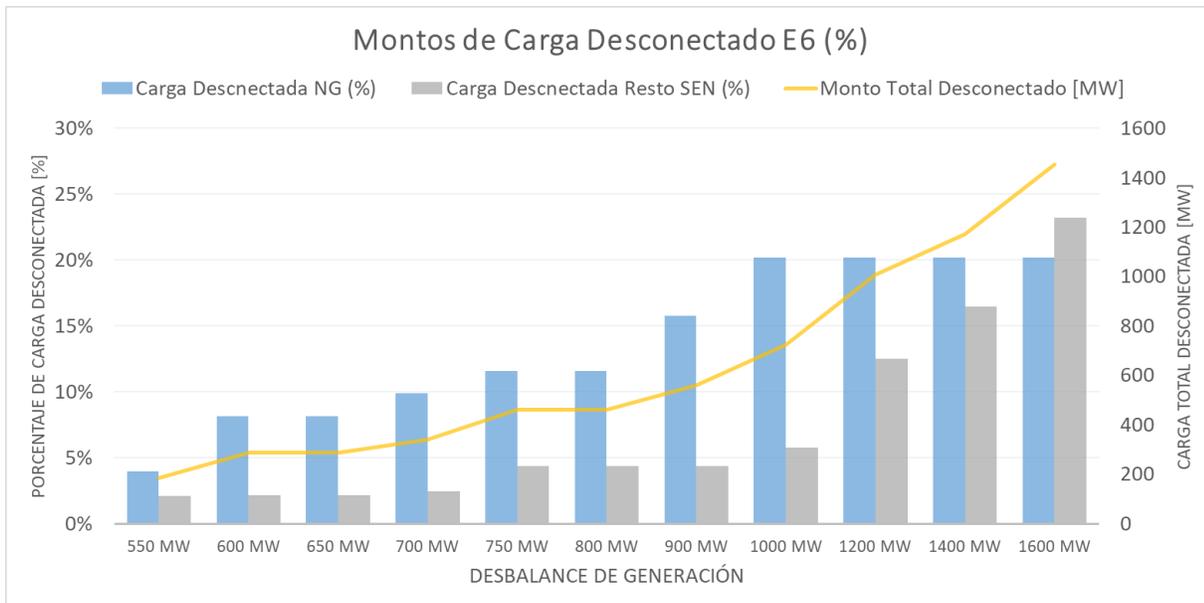


Figura 7-2 Montos de carga desconectados en Escenario E6, con EDAC actual

De los gráficos anteriores se desprende que dadas las diferencias de lógicas y filosofías de operación de los EDAC del Norte Grande y del resto del SEN, se originan montos porcentuales de carga desconectada desiguales entre estas zonas geográficas del SEN. Se puede notar que el monto porcentual de carga desconectada en el NG es mayor que en el resto del SEN casi en la totalidad de desbalances de potencia analizados.

Los montos de carga desconectadas entre ambos subsistemas comienzan a equipararse en los casos de desbalances de generación altos, debido a que en estas condiciones la variación de la frecuencia comienza a hacer operar aquellos escalones activados por tasa de cambio de frecuencia del EDAC por subfrecuencia y los primeros escalones del EDACxCEX localizados en el sistema desde el Norte Chico al sur.

La Figura 7-3 Frecuencia en Escenarios E4 y E6, con EDAC actual muestra la evolución temporal de la frecuencia para los desbalances de generación analizados mediante las simulaciones en el DigSILENT, tanto para el escenario E4 de demanda alta como para el escenario E6 de demanda baja.

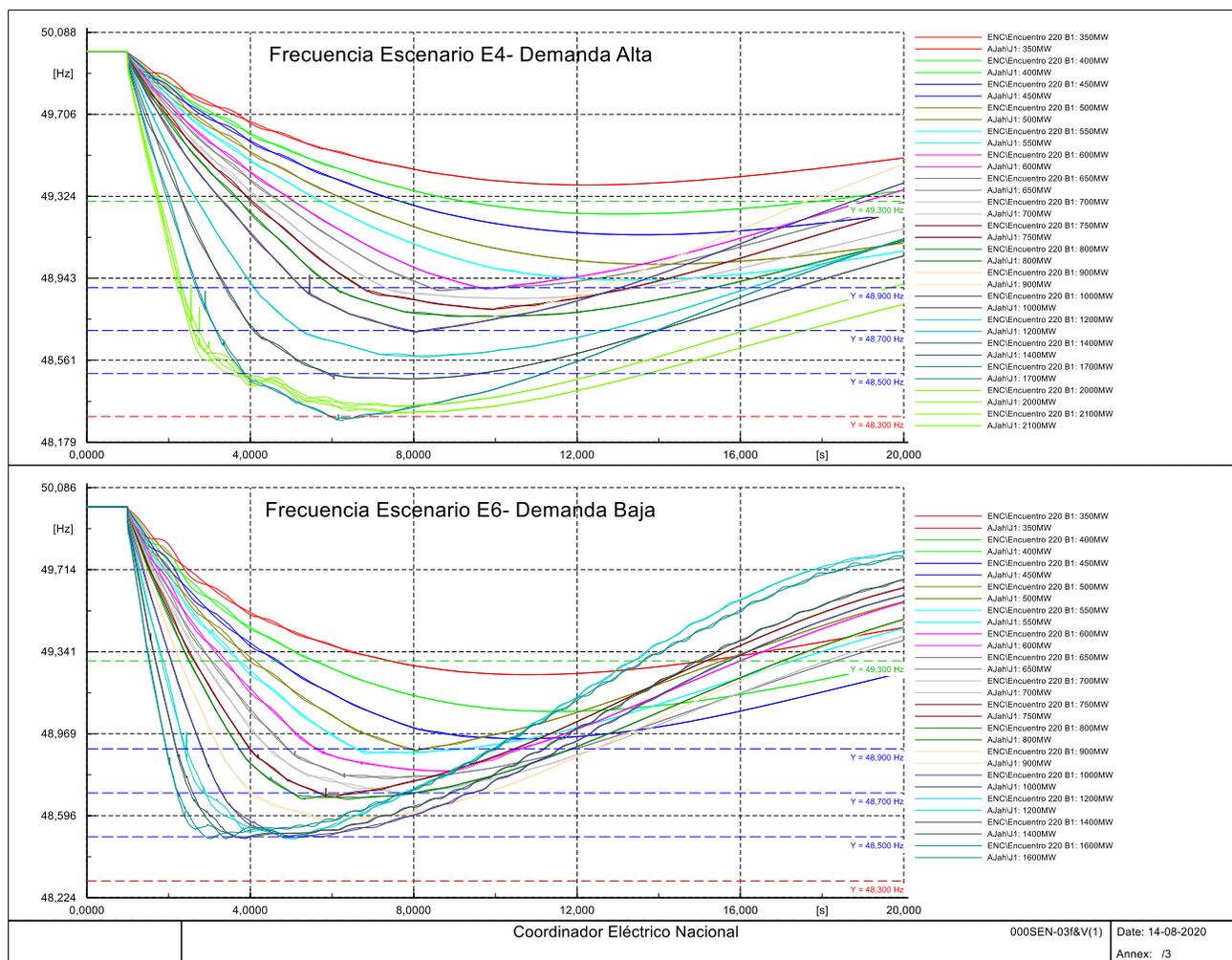


Figura 7-3 Frecuencia en Escenarios E4 y E6, con EDAC actual (simulaciones en DigSILENT)

Se aprecia que, para los desbalances de generación simulados, hasta 2100 MW en el escenario de demanda y 1600 MW en el escenario de demanda baja, la respuesta de la frecuencia evoluciona de forma estable, descendiendo transitoriamente por debajo de los 48.3 Hz para el caso de demanda alta y de 48.5 Hz en demanda baja. Posterior a eso la frecuencia comienza una franca recuperación. En definitiva, de los análisis efectuados para el EDAC existente se pudo concluir lo siguiente:

- Los montos porcentuales de carga desconectada en el Norte Grande resultan ser mayores que los del resto del SEN para casi la totalidad de los desbalances de generación simulados.
- Se pudo determinar que el máximo desbalance de generación admisible en el SEN, con el EDAC actualmente implementado, es del orden de 2100 MW para un escenario de demanda alta y de 1600 MW para un escenario de demanda baja. Lo anterior representa un 20% y 24% de la generación, en el escenario de demanda alta y baja, respectivamente.
- Para estos máximos desbalances se constata que en el escenario de demanda alta operan todos los escalones del EDAC por subfrecuencia y el primer escalón del EDACxCEX del Cento-Sur. En el escenario de demanda baja, a excepción de los escalones de frecuencia absoluta de 48.4 Hz y 48.3, operan todos los restantes escalones del EDAC por subfrecuencia y los dos primeros escalones del EDACxCEX del sistema Centro-Sur.

- Es importante mencionar que para desbalances mayores a los descritos anteriormente se comienzan a evidenciar problemas asociados al control y estabilidad de tensión. Lo anterior debido a que, por un lado, los altos montos de carga desconectada derivan en incrementos en los niveles de tensión y, por otro, con las unidades generadoras que se desconectan para alcanzar esos desbalances de generación se pierden recursos para el control de tensión.

7.2 Evaluación del Desempeño del EDAC

Para efectos de analizar el desempeño real del EDAC vigente por subfrecuencia, se analizaron algunas de las fallas ocurridas en el SEN durante los años 2018 y 2020 que activaron la operación de los respectivos esquemas. Del total de fallas en donde el EDAC operó se consideraron aquellas donde hubo un desprendimiento considerable de generación, discriminando así la actuación de los esquemas en fallas ocurridas dentro de algún sistema de transmisión zonal donde el EDAC operó bajo condiciones de islas locales, para las cuales este no fue específicamente diseñado.

En la Tabla 7-4 se resumen las fallas consideradas en el análisis junto con sus aspectos más relevantes en cuanto a la operación del EDAC.

Tabla 7-4 Resumen de fallas analizadas para efectos del desempeño del EDAC.

EAF	Descripción	Fecha	Hora	Demanda del SEN pre-falla [MW]	Generación Interrumpida [MW]	Frecuencia mínima [Hz]	Escalón	Montos desprendidos [MW]
85/2019	Desconexión forzada de las unidades N°1 y N°2 de central Pehuenche	11-02-2019	15:31	9371,6	838,0	48,98	I	65,00
159/2019	Incorrecto cierre del polo A del interruptor 52JR2 de S/E Los Vilos, al realizar maniobra de transferencia	10-04-2019	00:19	8054,8	282,4	48,90	I y II	165,60
197/2019	Apertura intempestiva de la línea 2x220 kV Quillota - Polpaico	13-05-2019	15:47	9127,4	2009,0	48,25	I, II, III, IV, V, VI	1262,26
112/2020	Falla en línea 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	09-04-2020	16:26	9426,6	659,7	48,64	I, II, III, IV	1536,02

De las fallas analizadas, en las tres primeras operó el automatismo SICT-ZN, responsable de desprender generación en la zona Norte Chico al momento de detectar sobrecargas considerables en el tramo entre las SS/EE Diego de Almagro y Nogales en 220 kV. La operación de este esquema en condiciones de falla que conllevan a un descenso de la frecuencia trae como consecuencia una disminución considerable de esta variable hasta valores que permiten la activación del EDAC. Esto se debe principalmente a que un gran desprendimiento de generación en la zona centro sur del SEN trae consigo un mayor aporte de generación por parte de las centrales térmicas de la zona Norte Grande para abastecer el control primario de frecuencia, lo que produce mayores transferencias en el sistema de transmisión de la zona Norte Chico. Es importante señalar que la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico aún no se encontraba operativa al momento de ocurrir las fallas mencionadas, por lo que el tramo entre las SS/EE Pan de Azúcar y Nogales en 220 kV era el único eslabón disponible para transferir la generación desde la zona Norte hacia los consumos en la Zona Centro-Sur.

Por su parte, en las fallas 159/2019, 197/2019 y 112/2020 se produjo la separación del SEN en dos islas (isla norte e isla sur), donde en los dos primeros casos se debe a la apertura del sistema de transmisión de la zona Norte Chico en 220 kV y en el tercer caso debido a la apertura del sistema de transmisión en 500 kV de la misma zona, estando abierto el sistema paralelo de 220 kV al momento de la falla. En los tres casos mencionados, la isla sur queda deficitaria de generación, descendiendo la frecuencia a los valores necesarios para activar el EDAC. En particular, en la falla 197/2019 operó además el Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas Fase 1 (PDCE-Fase 1), causado por el aumento considerable de las transferencias de la línea 2x220 kV Nogales – Polpaico producto de la desconexión de la línea 2x220 kV Quillota – Polpaico. Lo anterior trajo como consecuencia la desconexión de los cuatro ciclos combinados interconectados a la S/E San Luis (Centrales Nehuencho y San Isidro 1 y 2) y así, una pérdida importante de generación en el sistema.

A continuación, se describe en detalle los cuatro eventos analizados:

7.2.1 Desconexión forzada de las unidades 1 y 2 de la Central Pehuenche

Según lo indicado por la empresa Pehuenche S.A. se produjeron las aperturas automáticas de los interruptores 52JU1 y 52JU2 de S/E Pehuenche, asociados a las unidades N°1 y N°2 de Central Pehuenche, a causa de la operación de los relés maestros de ambas unidades ante la pérdida de los servicios auxiliares de la central, provocado por una falla atribuida a la caída de objetos metálicos sobre la barra de servicios auxiliares. La desconexión de central Pehuenche provocó un rechazo de carga de aproximadamente 424 MW en el SEN.

Debido al rechazo de carga de la Central Pehuenche y al aporte de las centrales de la zona Norte Grande al control primario de frecuencia, se produjo un aumento de las transferencias por el sistema de transmisión nacional de la zona Norte Chico del SEN, entre las SS/EE Maitencillo y Nogales, provocando la desconexión secuencial de tres bloques de generación ERNC en la zona, por la operación del Sistema Integral de Control de Transferencias de la Zona Norte (SICT-ZN), cuyo valor total de generación desprendida asciende aproximadamente a 368 MW. La Figura 7-4 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el comportamiento de los flujos por el sistema de transmisión donde opera el esquema SICT-ZN, en el cual se observa que la potencia medida en los paños J3, J4, J7 y J8 de S/E Las Palmas superan el valor de sobrecarga severa del automatismo (250 MW).

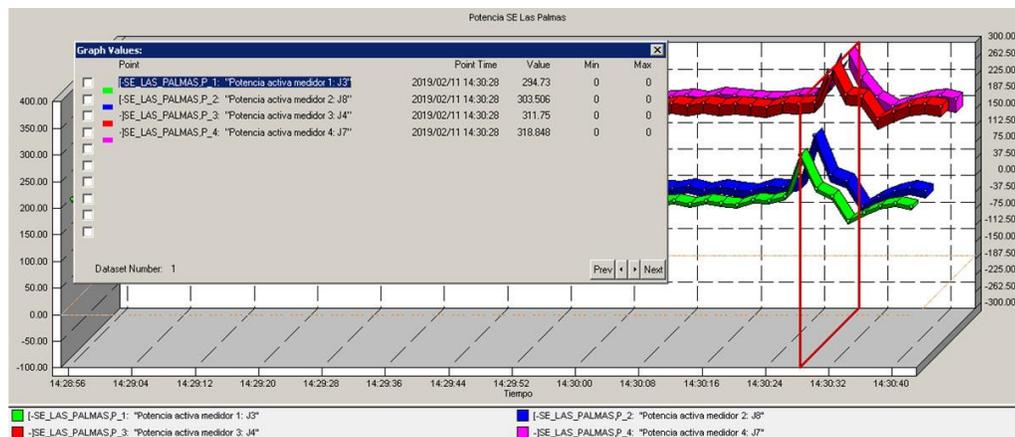


Figura 7-4 Transferencias en los paños J3, J4, J7 y J8 de S/E Las Palmas, medidas por el esquema SICT-ZN

Finalmente, a raíz de la pérdida de generación en el SEN, se produjo una baja frecuencia que alcanzó valores inferiores a 49 Hz, gatillando la operación del escalón N°1 del EDAC BF en la zona Norte Grande del SEN. A continuación, en la Figura 7-5 se observa el comportamiento de la frecuencia en el SEN y de las transferencias en el circuito N°1 de la línea 2x500 kV Changos – Cumbres y en el circuito N°2 de la línea 2x220 kV Los Vilos – Nogales.

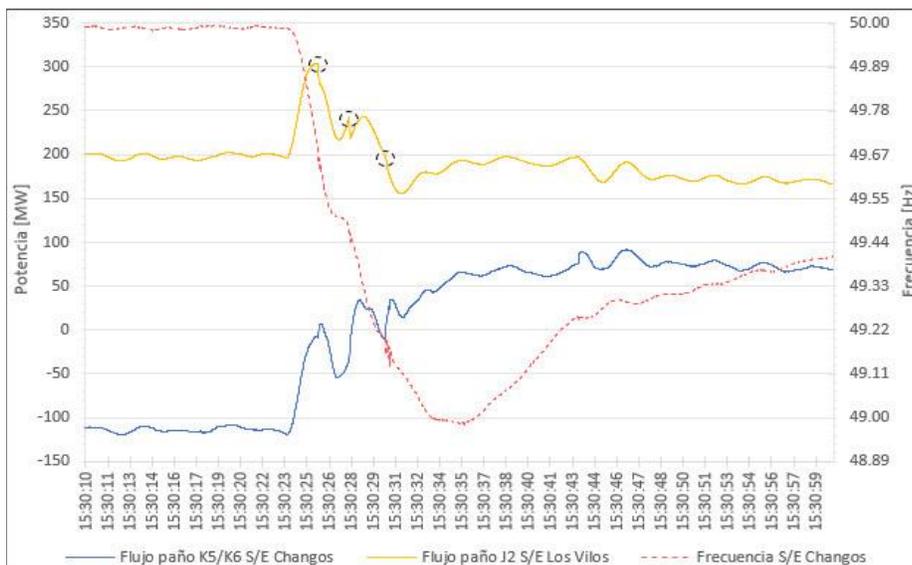


Figura 7-5 Comportamiento de la frecuencia en S/E Changos y de los flujos en los paños K5/K6 de S/E Changos y J2 de S/E Los Vilos

Del gráfico anterior se observa que al producirse el rechazo de carga de Central Pehuenche, las centrales de la zona Norte Grande aumentaron su aporte al control primario de frecuencia, el cual provocó un cambio en el flujo de carga por el sistema de interconexión (118 MW por el circuito N°1 de la línea 2x500 kV Changos – Cumbres según el gráfico), lo cual repercutió en un aumento en los niveles de transferencia por el enlace 220 kV Maitencillo - Nogales, alcanzando así un máximo de aproximadamente 600 MW en la línea 220 kV Los Vilos – Nogales (303 MW por el circuito N°2 de la línea 220 kV Los Vilos – Nogales, según el gráfico). Adicionalmente, se observan variaciones en las transferencias medidas en el paño J2 de S/E Los Vilos coincidentes con los tres bloques de generación ERNC desprendidos en la zona Norte Chico producto de la operación del esquema SICT-ZN. Cabe destacar que el desprendimiento de carga mediante los esquemas EDAC BF logró aumentar la frecuencia por sobre los 49 Hz.

7.2.2 Incorrecto cierre del interruptor JR2 de la S/E Los Vilos al realizar maniobras de transferencias.

De acuerdo con lo informado por Transelec, en momentos que se realizaban maniobras asociadas a trabajos programados en S/E Los Vilos, consistentes en la transferencia del interruptor 52J4 hacia el acoplador 52JR2, el polo de fase A del 52JR2 de S/E Los Vilos no logró cerrarse, produciéndose un desbalance en las corrientes de carga de las líneas de transmisión de la zona Norte Chico y un aumento en la componente de corriente residual 3I0, provocando la operación de las protecciones direccionales de sobrecorriente residual 67N asociadas a los interruptores 52J3 de S/E Los Vilos y 52J3 de S/E Las Palmas, además de las protecciones de los interruptores 52J6-52J5 de S/E Punta Sierra.

Los eventos descritos produjeron la operación del Sistema Integral de Control de Transferencias de la Zona Norte (SICT-ZN), desprendiendo generación de centrales ERNC ubicadas al norte de S/E Los Vilos en torno a los 283 MW. Asimismo, la apertura de los interruptores 52J3 de S/E Los Vilos y 52J3 de S/E Las Palmas ocasionó la separación del SEN en dos islas (Isla Norte excedentaria e Isla Sur deficitaria), producto de la desconexión de la línea 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos y la posterior operación de los esquemas EDAC BF en la Isla Sur. En la Figura 7-6 y Figura 7-7 se aprecian los efectos de las aperturas automáticas por las protecciones diferenciales (en rojo) y por la operación del esquema SICT-ZN (en verde).

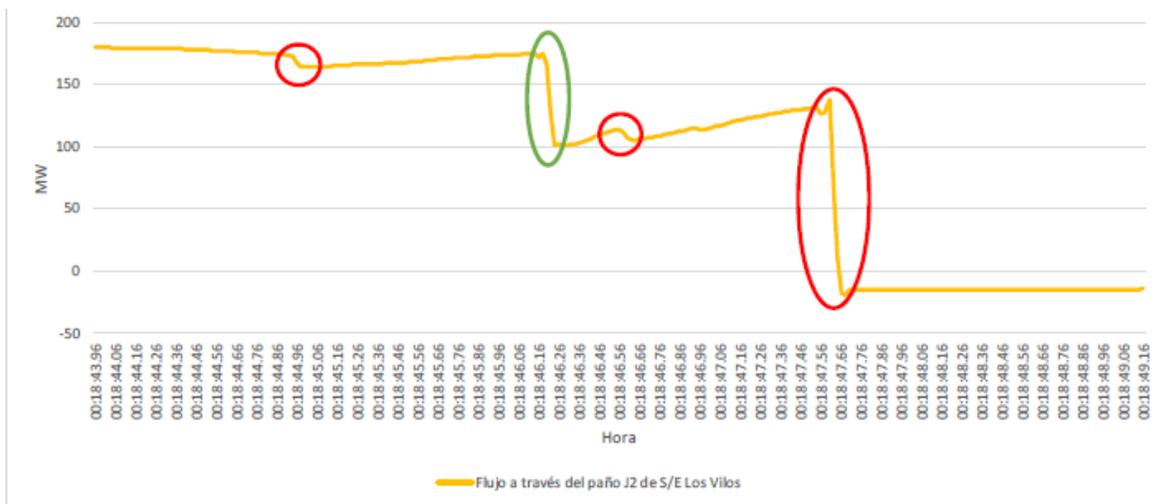


Figura 7-6 Transferencias a través del paño J2 de S/E Los Vilos hacia S/E Nogales

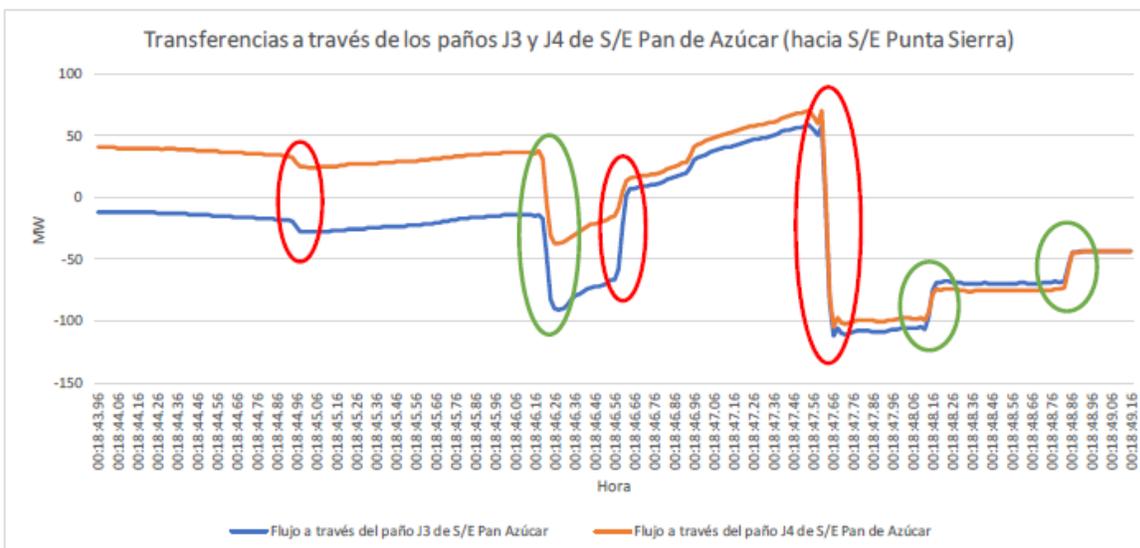


Figura 7-7 Transferencias a través de los paños J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar hacia S/E Punta Sierra

Por su parte, el gráfico de la Figura 7-8 muestra el comportamiento de la frecuencia previo y post falla de la Isla Norte (al norte de S/E Las Palmas) y de la Isla Sur (al sur de la S/E Las Palmas). Debido a que la isla sur se

encuentra deficitaria, la frecuencia en ella medida en la S/E Las Palmas alcanza un valor de 48,9 Hz, generándose así la actuación del EDAC, mientras que en la Isla Norte, al presentar excesos de generación, su frecuencia aumenta, pero solo logra alcanzar valores cercanos al nominal.



Figura 7-8 Comportamiento de la frecuencia en la isla norte (al norte de S/E Las Palmas) e isla sur (al sur de S/E Las Palmas)

Adicionalmente, a partir de la gráfica de la figura 7-8 se observa que la frecuencia de la isla sur alcanza el valor de 49,8 Hz luego de 2 minutos de haberse ocasionado la falla, manteniéndose a partir de ese instante entre 49,8 Hz y 50,2 Hz. Si bien en la gráfica no se observa el instante en que se sincronizan ambas islas, esto se produce a las 00:53 hrs con el cierre del interruptor J3 de S/E Las Palmas.

7.2.3 Apertura intempestiva de la línea 2x220 kV Quillota – Polpaico.

De acuerdo con lo informado por Transelec, en momentos que se realizaban trabajos programados en S/E Quillota por parte de personal que desempeñaba labores de tendido de cables y alambrados para incorporar señalización de teleprotecciones al SCADA, se produce una intervención fortuita que provoca la apertura intempestiva de los interruptores 52J3 y 52J4 de S/E Quillota, correspondiente a los circuitos N°1 y N°2 de la línea 2x220 kV Quillota - Polpaico respectivamente, producto de la energización involuntaria de las vías de control correspondientes a la Transferencia de Desenganche Directo (TDD) de estos interruptores.

Lo anterior provocó, entre otros efectos, la operación del Plan de Defensa contra Contingencias extremas (PDCE) Fase 1, la operación del Sistema Integrado de Control de Transferencias de la Zona Norte (SICT-ZN), la separación del SEN en dos islas en torno a S/E Las Palmas y la operación del EDAC BF y EDACxCEX al sur de S/E Las Palmas. Cada uno de estos eventos se describen a continuación:

Operación del PDCE-Fase1:

En los momentos previos a producirse la apertura de los interruptores 52J4 y 52J3 de S/E Quillota, los sistemas A y B del PDCE Fase 1 se encontraban operativos y según se observa en el registro SCADA (Figura 7-9 y Figura 7-10), ambos sistemas entregaban los mismos cálculos de potencia de corte y de potencia a desprender, asignando además la misma prioridad de desconexión de las unidades conectadas a S/E San Luis (la prioridad de desconexión se indica en números al lado de los interruptores de cada unidad generadora).

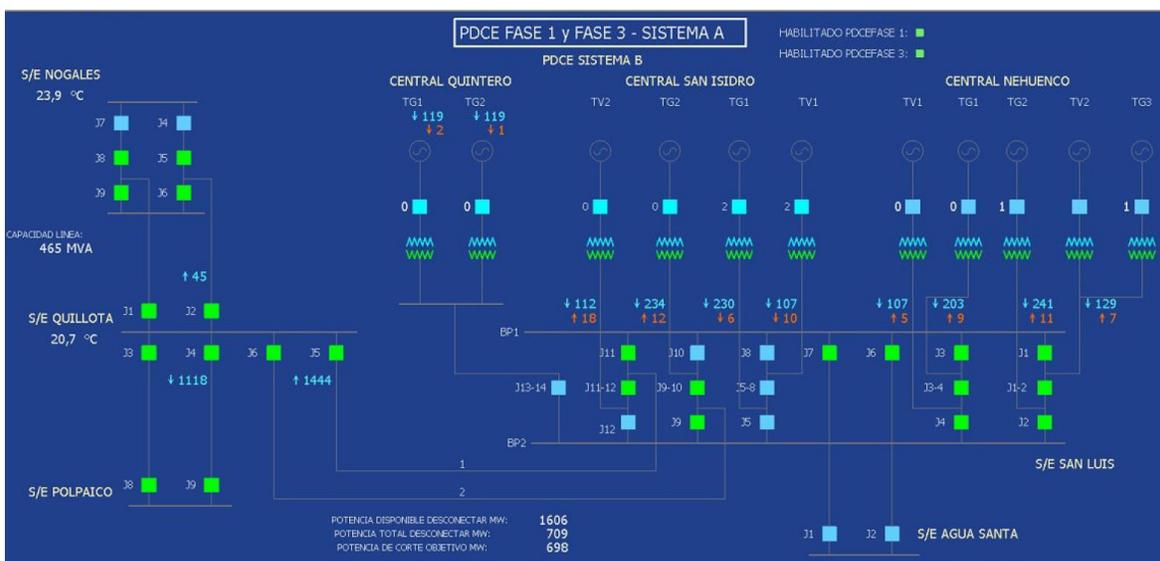


Figura 7-9 Despliegue del Sistema A del PDCE-Fase 1 en el SCADA, previo a la falla en la línea 2x220 kV Quillota - Polpaico

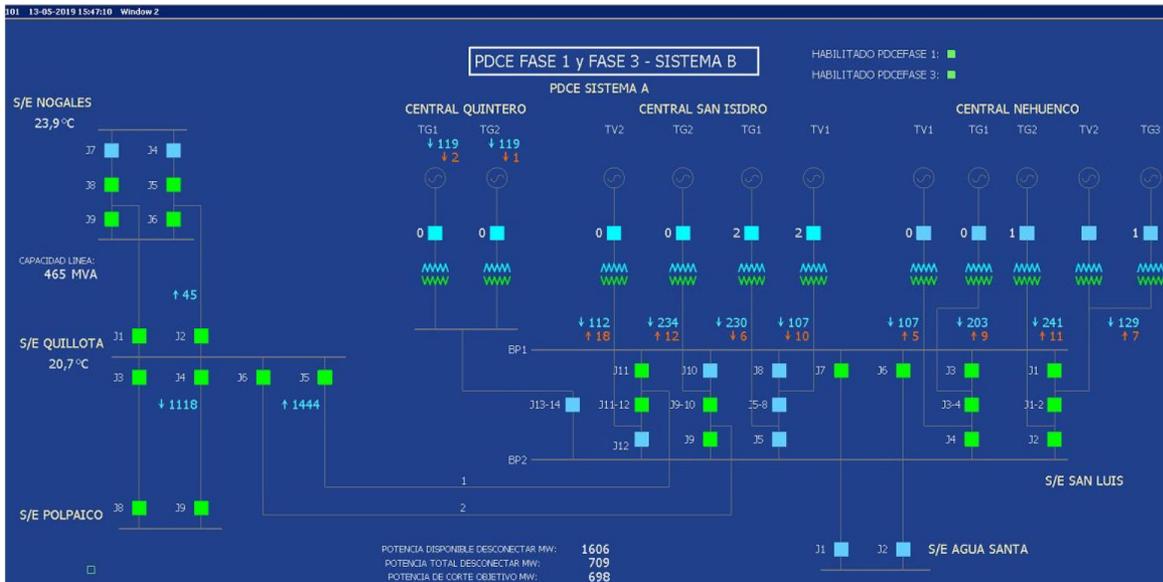


Figura 7-10 Despliegue del Sistema B del PDCE-Fase 1 en el SCADA, previo a la falla en la línea 2x220 kV Quillota - Polpaico

Tras producirse la apertura del interruptor 52J4 de S/E Quillota producto de la intervención fortuita por parte de Transelec, ambos sistemas del PDCE Fase 1 recalculan los valores de potencia de corte y de potencia a desprender, observándose en los registros SCADA que se obtienen valores distintos de potencia en la línea Quillota – Polpaico, lo que hace que cada esquema entregue valores distintos de potencia de corte y de potencia a desprender, además de asignar prioridades distintas de desconexión de las unidades asociadas.

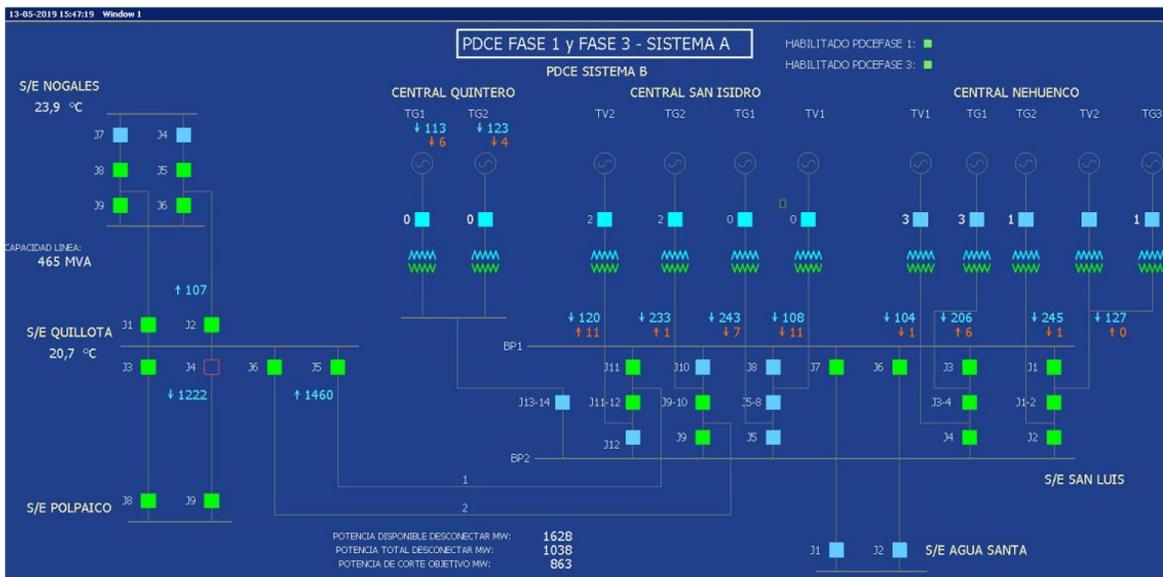


Figura 7-11 Despliegue del Sistema A del PDCE-Fase 1 en el SCADA, posterior a la falla en la línea 2x220 kV Quillota - Polpaico

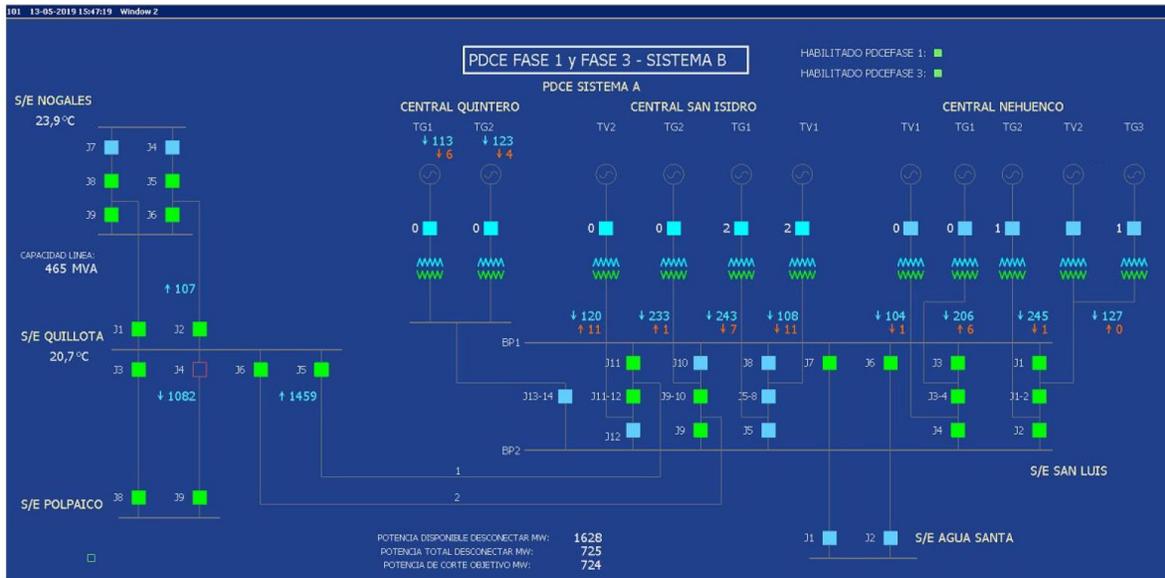


Figura 7-12 Despliegue del Sistema B del PDCE-Fase 1 en el SCADA, posterior a la falla en la línea 2x220 kV Quillota - Polpaico

En los registros SCADA previos se observa, tras la apertura del 52J4 de S/E Quillota, un aumento de transferencia por la línea 2x220 kV Quillota – Polpaico en el Sistema A (de 1118 MW a 1222 MW), mientras que en el caso del Sistema B se aprecia una reducción de la misma transferencia (de 1118 MW a 1082 MW), siendo que lo esperado para este caso es que la transferencia por la línea 2x220 kV Quillota – Polpaico disminuya al abrir unos de sus circuitos por el aumento de la impedancia equivalente de la línea, comportamiento observado en el Sistema B del PDCE Fase 1. Tras lo anterior, se produce la apertura del 52J3 de S/E Quillota, lo que provoca la operación de ambos sistemas del PDCE Fase 1. En la siguiente tabla se presentan las unidades seleccionadas por cada Sistema, si se produjo o no la orden de trip, y el orden de desconexión relativo de cada unidad.

Unidad	Sistema A			Sistema B		
	Seleccionada	Trip	Orden de operación	Seleccionada	Trip	Orden de operación
Nehuenco I TG	NO			2	SI	2
Nehuenco I TV	SI	SI	3	3	SI	3
Nehuenco II TG	SI	SI	1	1	SI	1
Nehuenco II TV + Neuenco 9B	SI	SI	1	1	SI	1
San Isidro I TG	Respaldo	SI	4	Respaldo		
San Isidro I TV	Respaldo	SI	4	Respaldo		
San Isidro II TG	SI	SI	2	Respaldo		
San Isidro II TV	SI	SI	2	Respaldo		
Quintero TG1	NO			NO		
Quintero TG2	NO			NO		

Comportamiento de la frecuencia:

El gráfico de la Figura 7-13 muestra que la frecuencia mínima registrada está por debajo el umbral del escalón N°6 del esquema EDAC BF (48.3 Hz), llegando a un valor aproximado de 48.25 Hz. Por otra parte, el gradiente

de frecuencia, junto con presentar algunas variaciones abruptas, llega a un valor de -1.4 Hz/s en S/E Nogales 220 kV y -0.67 Hz/s en S/E Puerto Montt 220 kV. Lo anterior provocó la actuación del esquema EDAC del sistema centro sur en sus seis escalones.



Figura 7-13 Comportamiento de la frecuencia

En cuanto a la recuperación de la frecuencia, la Figura 7-14 muestra que la frecuencia del sistema fue restablecida aproximadamente a las 15:50:30 hrs, luego de 3 minutos de haber ocurrido la falla, manteniéndose así entre los 49,8 y 50,2 Hz. Si bien en ambas gráficas no se indica el momento en que se sincronizan ambas islas, de acuerdo al EAF 197, esto se produce a las 16:25 hrs.



Figura 7-14: Comportamiento de la frecuencia en registro oscilográfico del esquema EDAC de S/E Temuco

Operación del SICT-ZN:

La siguiente figura muestra las transferencias en los paños J3 y J4 de la S/E Pan de Azúcar, donde se aprecia un aumento considerable de los flujos posterior a la operación del PDCE.

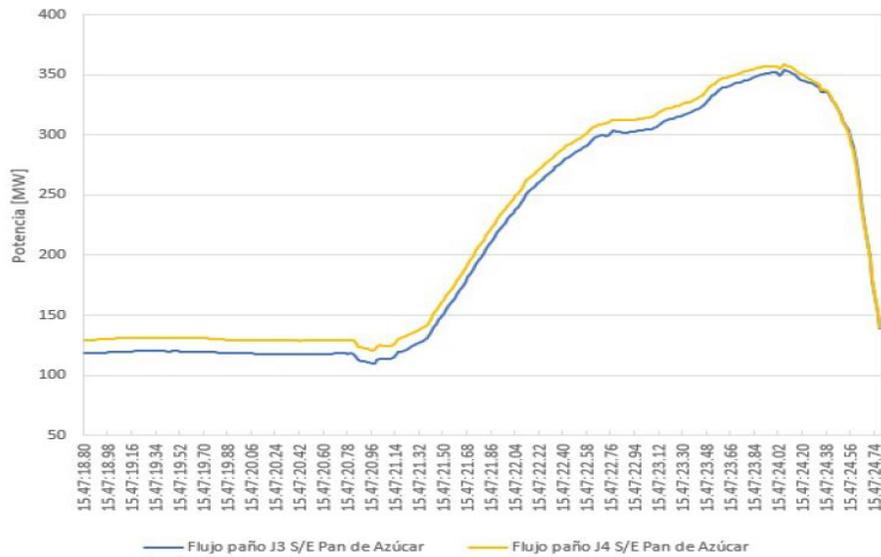


Figura 7-15 Transferencias en paño J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar

Al producirse el rechazo de carga provocado por la operación del PDCE, y previo a las aperturas del circuito N°2 de la LT 2x220 kV Las Palmas – Punta Sierra y de ambos circuitos de la LT 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos, el aporte en el control de frecuencia por parte de las centrales ubicadas en la zona Norte del SEN provocaron un aumento en los niveles de transferencia por el enlace 220 kV Pan de Azúcar - Nogales, alcanzando un máximo mayor a 700 MW en la línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada, medidos en S/E Pan de Azúcar (más

de 350 MW por los paños J3 y J4 de S/E Pan de Azúcar, según el gráfico), condición que califica como sobrecarga severa en la filosofía operacional del SICT-ZN (transferencias mayores a 250 MW por circuito) y que requiere de la desconexión de centrales que participen en el esquema. En ese sentido, el esquema SICT-ZN comienza a deslastrar generación renovable, desconectando los parques fotovoltaicos Diego de Almagro, El Romero, Luz del Norte y el Parque Eólico Talinay.

Una vez ocurrida las aperturas de los circuitos mencionados, el sistema SICT-ZN vuelve a desconectar generación, mediante el desprendimiento de cuatro bloques adicionales, sin embargo, no queda clara la justificación de estos eventos (debido a que las transferencias en el sistema de transmisión de la zona Norte Chico es cero). Pese a ello, al quedar la isla norte con un exceso de generación, las operaciones indicadas permitieron restaurar el balance generación/demanda de esta, logrando estabilizar la frecuencia en ese subsistema.

7.2.4 Falla en línea 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar

A las 16:26 horas del 19 de marzo de 2020 se produce la apertura automática de los interruptores 52K11 y 52K12 de S/E Nueva Pan de Azúcar y 52K7 y 52K8 de S/E Nueva Maitencillo, asociados al circuito N°2 de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, debido a un cortocircuito monofásico a tierra en el desconectador 89K12CS-2 de S/E Nueva Pan de Azúcar, el cual fue provocado por una discrepancia de polos en la fase C del desconectador 89K12CS-3, con reconexión automática sin éxito.

Simultáneamente, por operación de sus protecciones, se produce la apertura del interruptor 52K7Z de S/E Nueva Maitencillo, asociado al circuito N°2 de la línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar. Adicionalmente, en forma simultánea a la falla descrita previamente, en el circuito N°1 de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, mientras un sistema de protecciones asociado a los interruptores 52K8 y 52K9 de S/E Nueva Pan de Azúcar detecta la falla monofásica, se recibe una orden de transferencia de desenganche directo (TDD) de origen desconocido, enviando orden de apertura a dichos interruptores, para posteriormente por operación de la función de sobre voltaje detectado por las protecciones de los interruptores 52K8 y 52K9 de S/E Nueva Pan de Azúcar, se envía orden de desenganche directo a los interruptores 52K10 y 52K11 de S/E Nueva Maitencillo.

Como consecuencia se desconectan 1536.02 MW de consumos del SEN, equivalente al 16.3% de la demanda instantánea, y la reducción de 659.70 MW de generación. Dado que el sistema de 220 kV de la Zona del Norte Chico del SEN se encontraba abierto en la S/E Don Héctor, y también se encontraba abierto el interruptor 52H2 de S/E Pan de Azúcar, correspondiente a la línea 110 kV Pan de Azúcar – Las Compañías, producto de la falla en el sistema de 500 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, se provoca una separación del SEN, el área norte desde Arica hasta las SS/EE Don Héctor por 220 kV y Las Compañías por 110 kV, y el área centro sur desde las SS/EE Punta Colorada por 220 kV y Pan de Azúcar por 110 kV hasta Chiloé.

El área norte del SEN quedó con un excedente de generación, presentándose una sobrefrecuencia con un valor máximo de 51.39 Hz, mientras que el área centro sur presentó una subfrecuencia con un valor mínimo de 48.64 Hz y una tasa de variación de -1.2 Hz/s, teniendo como consecuencia la operación del EDAC-BF del sistema centro-sur operando hasta el cuarto escalón, además de 2 escalones del EDACxCEX. En la Figura 7-16

se muestra la evolución de la frecuencia en cada una de las áreas del SEN, desde el momento de la falla hasta la sincronización de ambas áreas.



Figura 7-16 Comportamiento de la frecuencia en la isla norte y sur, luego de ocurrir la desconexión de la línea 2x500kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar

En cuanto a la recuperación de la frecuencia, la Figura 7-17 muestra que la frecuencia del sistema fue restablecida aproximadamente a las 16:28 hrs, luego de 3 minutos de haber ocurrido la falla, manteniéndose así entre los 49,8 y 50,2 Hz. Asimismo, en la gráfica se indica el momento en que se sincronizan ambas islas, evento producido a las 16:58:30 hrs.

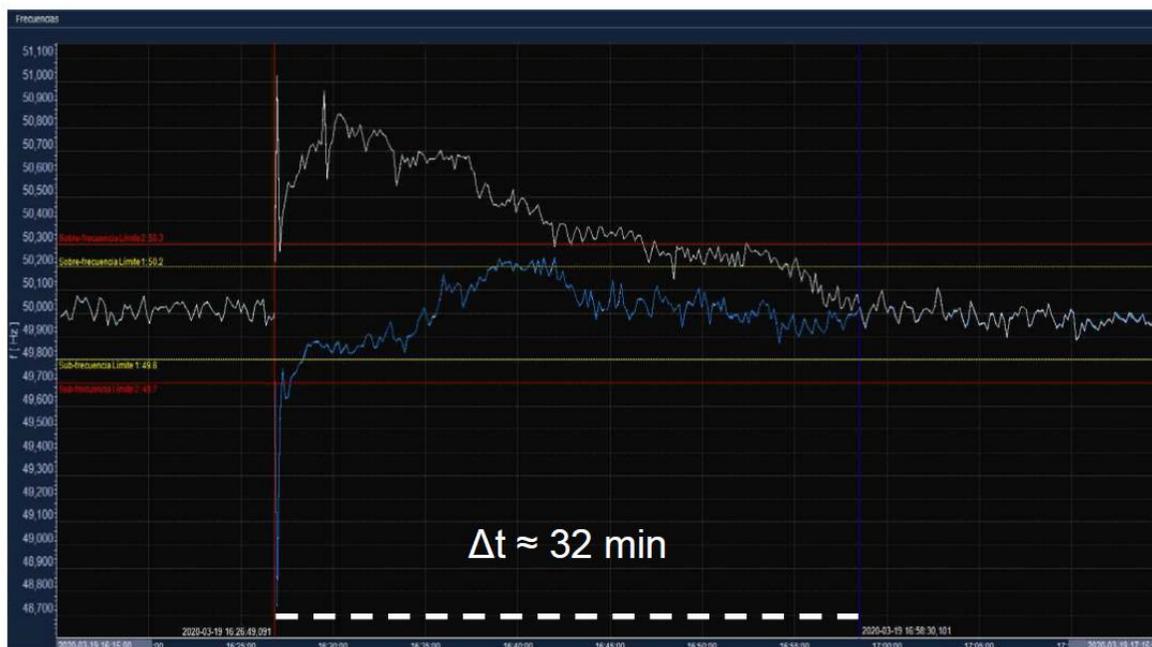


Figura 7-17: Comportamiento de la frecuencia de las islas Norte y Sur desde que ocurre la falla

7.2.5 Desempeño del EDAC para las fallas descritas

Para cada falla descrita anteriormente, se analiza el desempeño del EDAC tomando en consideración los montos realmente desprendidos y los montos comprometidos para aquellas cargas desconectadas al momento de ocurrir los eventos. En una primera instancia se extrajeron los montos reales de los oscilogramas enviados por los Coordinados, mientras que para aquellas cargas que no poseen oscilogramas o a las que no fue posible determinar la potencia desconectada, se obtuvieron los montos reales a partir de los Estudios de Análisis de Falla (EAF). Pese a lo anterior, existen cargas desconectadas cuyos montos no fueron indicados en los EAF, por lo que estos no fueron considerados en el análisis. Cabe destacar además que existen ciertos valores que no fueron considerados en el análisis, debido a que su monto real era muy superior a su monto comprometido (sobre un 200%), por lo que se presume un error en la entrega de información por parte del Coordinado. La

Tabla 7-5 muestra el desglose de las cargas que fueron desconectadas por acción del EDAC, donde se establecen aquellas que poseen montos reales extraídos de los oscilogramas, de los EAF, sin información y con montos reales superiores al 200% respecto a su monto comprometido.

Tabla 7-5 Cargas desprendidas en cada falla analizada.

Número de cargas desconectadas	Falla 85-2019	Falla 159-2019	Falla 197-2019	Falla 112-2020
Cargas totales desprendidas	19	55	317	354
Cargas desprendidas con montos determinados por oscilogramas	5	1	16	3
Cargas desprendidas con montos determinados por EAF	1	48	252	157
Cargas desprendidas cuyos montos reales superan el 200% respecto al monto comprometido	3	0	10	8

Cargas desprendidas sin información de su monto real	11	6	39	186
--	----	---	----	-----

Una vez realizado el levantamiento de información, se definen los siguientes índices de medición correspondientes a:

- Desempeño por zona geográfica para cada falla.
- Desempeño por escalón para cada falla.
- Desempeño por Coordinado.

Cada índice se determina como el cociente entre los montos realmente desconectados y los montos comprometidos por los Coordinados para aquellas cargas que fueron desprendidas por acción del EDAC. Estos montos son determinados por zona geográfica y por escalón para cada una de las fallas y por Coordinado para el periodo estudiado.

Finalmente, se considera un desempeño eficiente como aquel que se encuentra dentro de una banda entre un 80% y un 120%, de manera tal de establecer que un buen desempeño implica que los montos realmente desconectados sean cercanos a los comprometidos por el Coordinado.

A continuación, se presentan los principales resultados asociados a cada índice de desempeño:

a) Desempeño por zona geográfica para cada falla

La Figura 7-18 muestra los montos realmente desconectados y comprometidos de aquellas cargas desprendidas por actuación del EDAC, agrupados en las zonas geográficas que emplea el EDAC vigente, mostradas en 7.1.1.

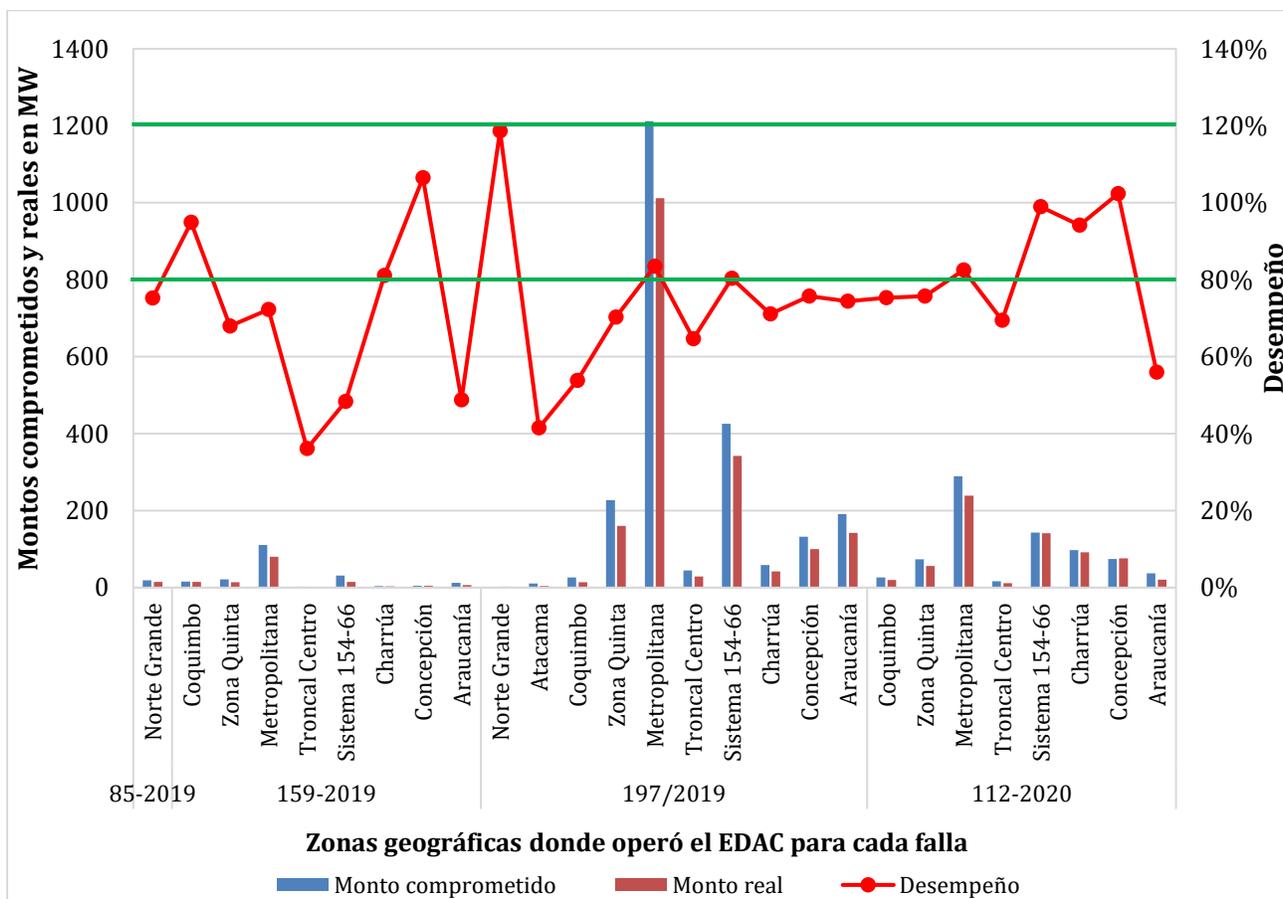


Figura 7-18 Desempeños y montos por zona geográfica para cada falla

En la figura anterior, se observa que para las fallas 159-2019 y 112-2020 opera el EDAC en las zonas desde Coquimbo a la Araucanía, mientras que para la falla 197-2019 el esquema opera en todas las zonas y para la falla 85-2019 opera en su gran mayoría la zona Norte Grande. Cabe destacar que la demanda desconectada en la zona Metropolitana es la predominante para las últimas tres fallas, alcanzando un 57%, 55% y 36% de la carga total desconectada, respectivamente.

En cuanto al desempeño del esquema por zona para las fallas 85-2019 y 159-2019, se observa que ambas presentan un desempeño deficiente, causado por los bajos porcentajes en la zona Norte Grande para el evento 85-2019 y en las zonas Metropolitana y 154-66 kV para el evento 159-2019. Cabe señalar que para la falla 159-2019, pese a que las zonas Coquimbo y Concepción poseen desempeños aceptables del EDAC, los montos desprendidos son muy bajos en comparación a las cargas desconectadas en la zona Metropolitana, por lo que el desempeño del EDAC para este evento queda determinado principalmente por el desempeño de la zona Metropolitana.

Con respecto al desempeño del evento 197-2019, dado que los montos desprendidos en la zona Metropolitana alcanzan a un valor cercano a un 55% del total desconectado, el desempeño de esta falla queda determinada en gran parte por el desempeño de esta zona, la cual posee un valor de 83%. No obstante, el resto de las zonas presentan un desempeño inferior al 80%, por lo que la acción conjunta de las zonas Quinta, Charrúa,

Concepción y Araucanía logran disminuir el desempeño del EDAC a un valor cercano pero inferior al porcentaje mínimo. Se destaca además que, si bien la zona Norte Grande presenta un desempeño cercano al 120%, el monto desprendido es muy inferior al del resto de las zonas (0,12%), por lo que la presencia de estas cargas prácticamente no afecta al desempeño global del esquema.

Finalmente, es importante notar que para la falla 112-2020, si bien la zona Metropolitana es la que más carga desconecta, su proporción respecto al total no es tan predominante como en el resto de las fallas, implicando que haya un gran porcentaje de demanda desconectada distribuida en el resto de las zonas, principalmente en las zonas 154-66 kV, Charrúa y Concepción. Lo anterior conlleva a un mejor desempeño del EDAC en esta falla, debido a que estas zonas complementarias poseen desempeños cercanos al 100%, valores superiores al desempeño en la zona Metropolitana. De lo indicado recientemente, se extrae la importancia de que el esquema EDAC funcione de forma distribuida, aprovechando los recursos existentes en todas las zonas.

Todo lo descrito anteriormente se resume en el gráfico de la Figura 7-19, donde se aprecia que las fallas 85-2019 y 159-2019 presentan un desempeño deficiente del EDAC (69%). En cuanto al desempeño del EDAC en la falla 197-2019, si bien su valor es cercano al monto mínimo (79% para este evento), este sigue siendo deficiente, mientras que la falla 112-2020 es la única que posee un buen desempeño del esquema, alcanzando a un valor de 87%. Finalmente, el desempeño global del EDAC para el periodo analizado alcanza un valor de 80,22%, determinado principalmente por los montos desconectados en las fallas 197-2019 y 112-2020, por lo que este se considera como aceptable.

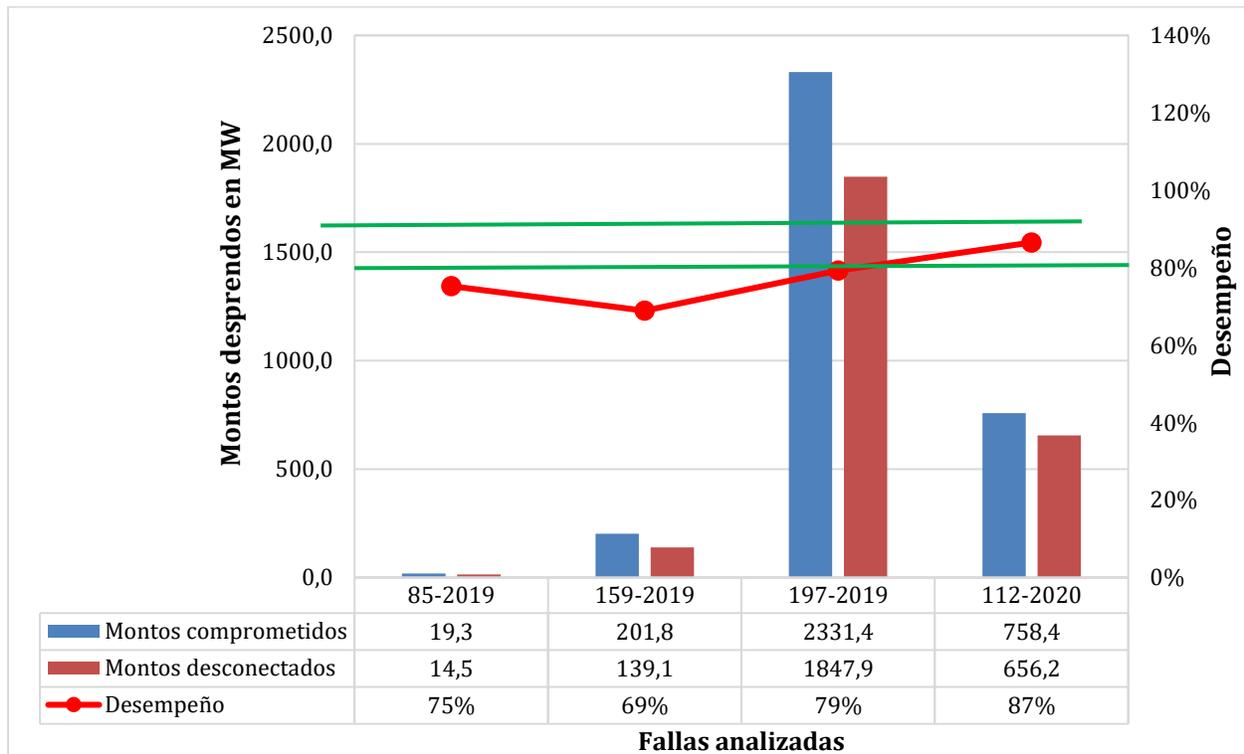


Figura 7-19 Desempeño global del EDAC por falla

b) Desempeño por Escalón

El gráfico de la Figura 7-20 resume los montos comprometidos y reales de los escalones que operaron para cada falla analizada, junto con su desempeño respectivo. En él se observa que para el evento 85-2019 el único escalón que operó fue el N°1 del EDAC del Norte Grande, mientras que para la falla 159-2019 operaron los escalones N°1 y N°2 del EDAC del Centro Sur, debido a que la frecuencia alcanzó a un valor de 48,9 Hz en la isla sur. Los montos desprendidos de este último evento corresponden en gran medida a los del escalón N°2, con un desempeño cercano al 70%.

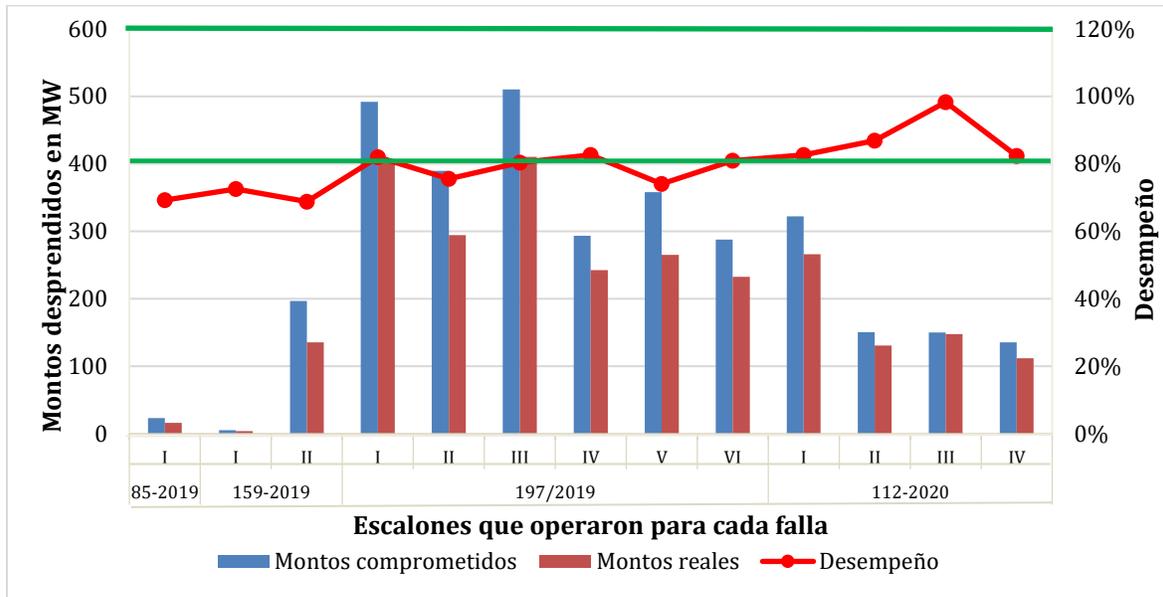


Figura 7-20 Desempeño por escalón para cada falla analizada

Respecto a la falla 197-2019, la frecuencia del SEN alcanzó a un valor mínimo de 48,25 Hz, implicando así la actuación de los seis escalones del EDAC del Centro Sur, donde se destaca un desprendimiento cercano a 400 MW asociado a los escalones N°1 y N°3, mientras que el resto de los escalones poseen un desprendimiento parecido entre sí, con un monto promedio cercano a 150 MW cada uno.

Finalmente, se observa que para la falla 112-2020, operaron los primeros cuatro escalones del EDAC, debido a que la frecuencia alcanzada es de 48,64 Hz. En este caso, los montos desprendidos son mayoritariamente asociados al escalón N°1, con un monto aproximado de 250 MW, seguido por un monto similar entre sí para los escalones restantes, el cual fue cercano a 150 MW.

En cuanto al desempeño del EDAC, solo la falla 112-2020 obtuvo un desempeño aceptable en todos los escalones operados, obteniéndose así un desempeño global de un 87%, mientras que los escalones del resto de las fallas poseen desempeños bajo el 80%, por lo que se consideran deficientes. Esto coincide con lo indicado en las Figura 7-18 y Figura 7-19, donde se observa un desempeño aceptable solo para el evento 112-2020. Cabe señalar que poseer un esquema EDAC con una sola filosofía de operación para la totalidad del SEN implicaría el desprendimiento de carga de una forma más distribuida, aprovechando así la utilización de estos recursos de una forma más eficiente.

c) Desempeño por coordinado

La Figura 7-21 muestra el desempeño promedio alcanzado para cada Coordinado que tuvo actuación de EDAC durante las tres fallas. Este análisis considera los montos comprometidos y reales de cada Coordinado acumulados en el periodo de estudio, sin embargo, en el Anexo A se encuentran los montos desglosados para cada Coordinado por escalón, por zona y por falla.

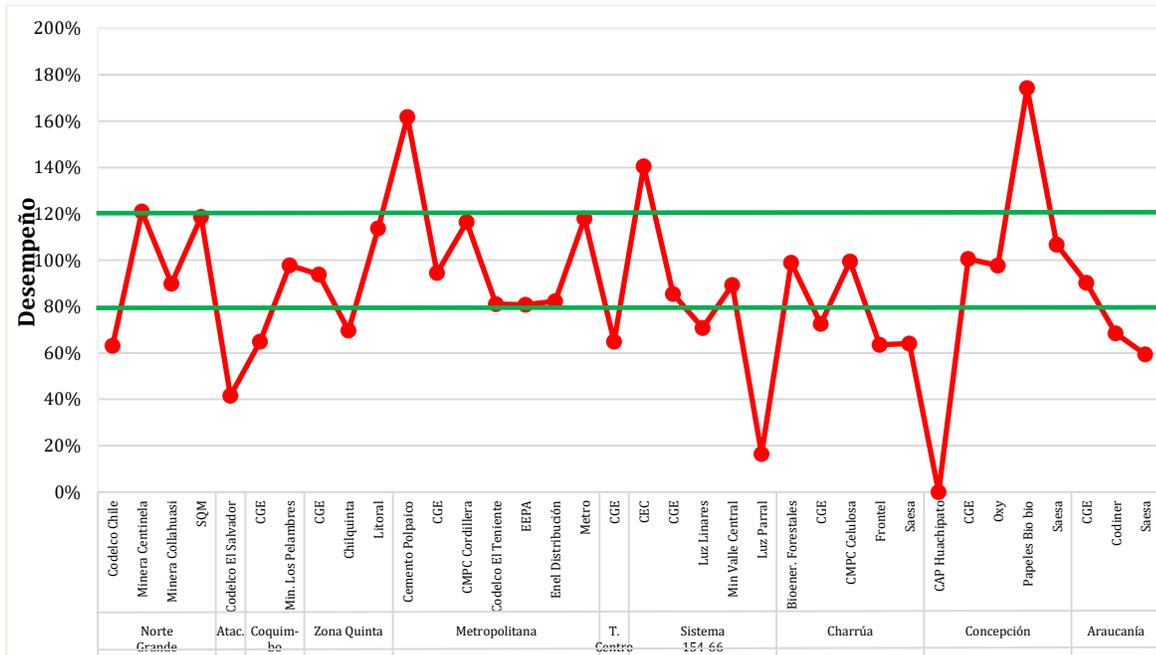


Figura 7-21 Desempeño del EDAC por Coordinado

En cuanto a los montos realmente desconectados, las grandes distribuidoras son las que produjeron mayor deslastre de demanda, siendo Enel Distribución quien desconectó la mayor cantidad de consumos durante el periodo de estudio con 1178,79 MW, seguido por CGE con 806.4 MW, Chilquinta con 211,59 MW y SAESA con 111,87 MW. La suma de estos montos corresponden al 69,6% de los consumos desprendidos totales. De estas cuatro distribuidoras, Enel Distribución y Chilquinta se encuentran localizadas en una sola zona geográfica (zona Metropolitana y Quinta respectivamente), mientras que CGE y Saesa se encuentran distribuidas en varias zonas geográficas.

Respecto al desempeño de las grandes distribuidoras, en la Figura 7-21 se extrae que Enel Distribución presenta un desempeño adecuado, cercano a un 82%, mientras que Chilquinta posee un desempeño deficiente, con un valor de 61,4%. En cuanto a CGE, que se encuentra distribuido desde las zonas Coquimbo a la Araucanía, presenta buen desempeño en las zonas Quinta, Metropolitana, 154-66 kV, Concepción y Araucanía, a diferencia de las zonas Coquimbo, Troncal Centro y Charrúa que carecen de un desempeño adecuado. Dado que los montos desconectados predominantes de CGE se encuentran en la zona 154-66 kV, se establece que el desempeño global de CGE es aceptable (85,4%). Por su parte, SAESA presenta un desempeño adecuado solo en la zona Concepción, a diferencia de las zonas Charrúa y Araucanía que presentan mal desempeño. Dado que los montos desconectados de SAESA son predominantes en la zona Araucanía, se establece que el desempeño del EDAC para este coordinado es deficiente (61,4%).

Por su parte, de acuerdo al gráfico de la Figura 7-21, existe una gran variedad de desempeños para los Clientes Libres, donde se destaca que Minera Collahuasi, SQM, Minera Los Pelambres, CMPC Cordillera, Codelco División El Teniente, Metro, Minera Valle Central, Oxy, Bioenergías Forestales y CMPC Celulosa presentan un desempeño dentro de la banda aceptable, mientras que Codelco Chile, Minera Centinela, Cementos Polpaico, CAP Huachipato y Papeles Bio Bio poseen un desempeño fuera de la banda. Finalmente, en cuanto a las pequeñas distribuidoras, solo EEPA presenta un buen desempeño, mientras que el resto posee un desempeño fuera del rango admisible.

7.3 Propuesta de modificación al EDAC por subfrecuencia

Si bien con el EDAC actualmente habilitado en el SEN es posible afrontar grandes desbalances de generación en el SEN cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad de servicio exigidos en la normativa vigente, se ha verificado que los montos porcentuales de carga desconectados en el Norte Grande y el resto del SEN son dispares, siendo mayores en el primero de ellos.

Considerando lo anterior, se hace necesario de uniformar criterios de operación del EDAC, en cuanto a ajustes y montos de carga asociados, que permitan contar con un esquema homogéneo. Adicionalmente, los cambios a proponer tienen también como objetivo optimizar el esquema, esto es, reducir los montos de carga desconectados para aquellas contingencias de mayor probabilidad, sin comprometer la seguridad del sistema, y ampliar los máximos desbalances de generación que el SEN podría enfrentar.

7.3.1 Revisión de propuestas de modificaciones al EDAC⁷

En el Estudio de SSCC para la Operación del SEN del año 2019 se revisaron diferentes alternativas de EDAC, que permitieran al SEN contar con un esquema unificado. Los ajustes o filosofías de operación de las distintas alternativas de EDAC analizadas comparten una base común, que fue determinada tomando en consideración las características operativas del SEN. Estos ajustes, que se muestran en la Tabla 7-6 corresponden a 4 primeros escalones activados por umbrales de frecuencia absoluta, entre los 48.9 Hz y 48.3 Hz con pasos de 0.2 Hz, y adicionalmente 2 escalones supervisados por frecuencias absolutas de 49.0 Hz y 48.8 Hz, ambos activados por una tasa de cambio de frecuencia de -0.6 Hz/s.

Tabla 7-6 Ajustes de alternativas de EDAC.

Escalón	Ajuste
Escalón 1	48.9 Hz
Escalón 2	48.7 Hz
Escalón 3	48.5 Hz
Escalón 4	48.3 Hz
Escalón 5	49.0 Hz; -0.6 Hz/s
Escalón 6	48.8 Hz; -0.6 Hz/s

⁷ Estudio de SSCC para la Operación del SEN, Informe 6 - SSCC de Control de Contingencias, de septiembre de 2019

El primer escalón del esquema es ajustado a un umbral de frecuencia absoluta de 48.9 Hz, lo que permite cumplir con lo establecido el artículo 3-11 de la NT de SSCC, en cuanto a que con las reservas para control de frecuencia con que opere el sistema no permitan la actuación del EDAC en el caso de la ocurrencia de una contingencia simple.

En una primera instancia se analizaron distintas opciones de esquema de EDAC, diferenciándose estas en cuanto a los montos de carga asignados en cada escalón. Sin embargo, en todas estas variantes se considera un monto total de carga asociado al esquema de un 30 % de la demanda del SEN. La Figura 7-22 muestra las alternativas de EDAC analizadas, junto con los montos de carga porcentuales en cada escalón.

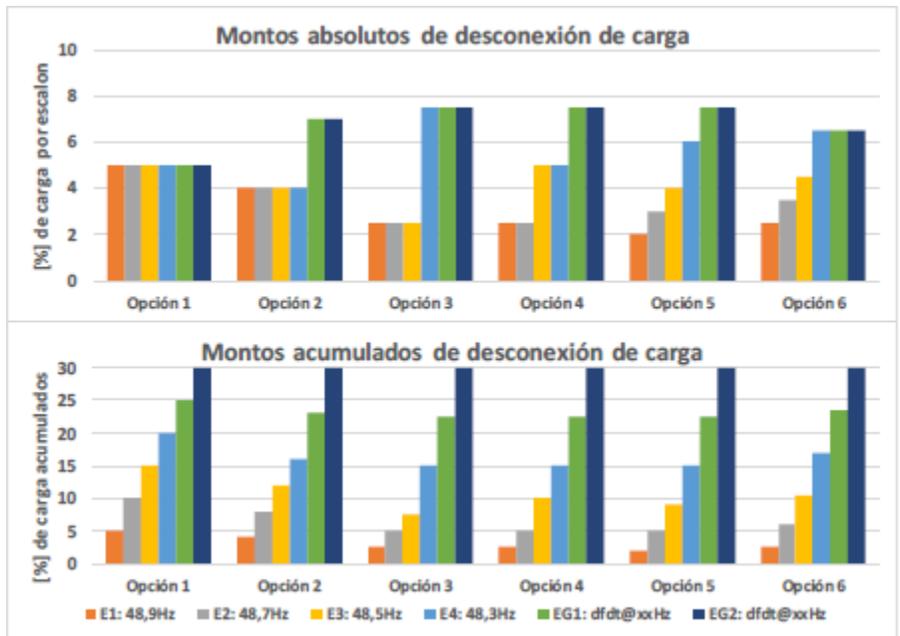


Figura 7-22 Opciones de EDAC

Para las distintas opciones de EDAC fueron simulados desbalances o pérdidas de generación, para cada uno de los cuales se determinó un factor de eficiencia, calculado como la diferencia entre el desbalance porcentual de generación simulado y el monto porcentual de carga desconectada. La Figura 7-23 muestra gráficamente la curva de eficiencia acumulada para cada opción de EDAC, para desbalances de hasta 1700 MW.

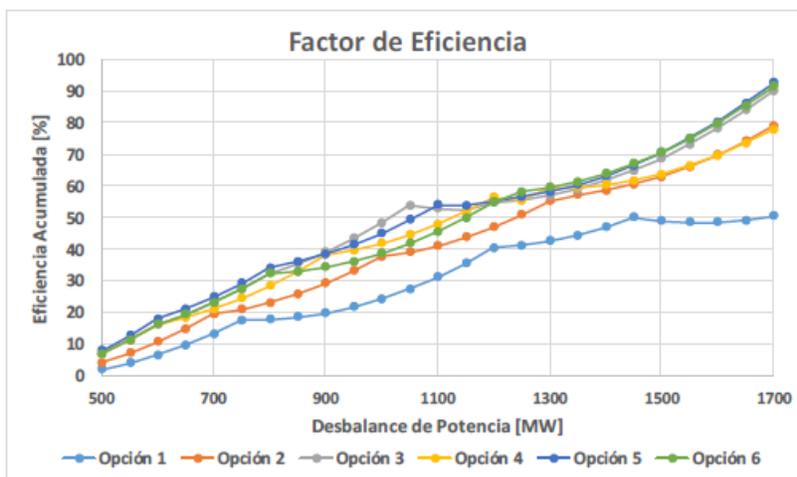


Figura 7-23 Factor de eficiencia de opciones de EDAC

Se aprecia del gráfico anterior que la opción 5 resulta ser la que presenta mayor eficiencia acumulada, es decir, es la alternativa que desconecta un menor porcentaje de carga respecto a la magnitud de la desconexión de generación que lo origina. Esto se logra por la asignación incremental de los montos de desconexión en aquellos escalones de frecuencia absoluta.

Sobre la opción 5, se analizaron mayores desbalances de generación en 3 escenarios de generación previstos para el SEN, siendo estos de inercia baja (33 GVAs), inercia media (49 GVAs) y de inercia alta (65 GVAs). A modo de ejemplo, la Figura 7-24 y Figura 7-25 muestran el comportamiento del SEN en los casos de inercia baja y alta, respectivamente.

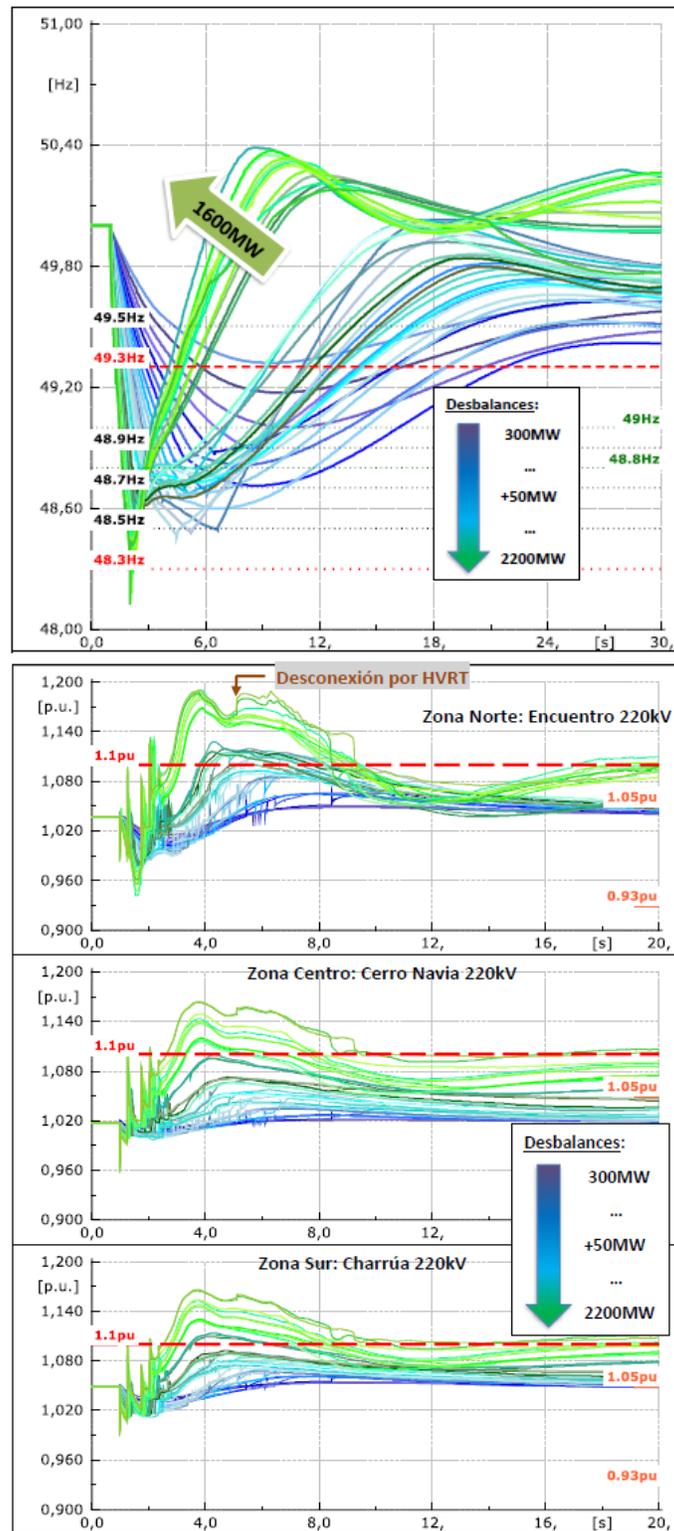


Figura 7-24 Desbalances de potencia de 300 MW a 2200MW en escenario de Inercia baja, frecuencia y tensiones en el SEN

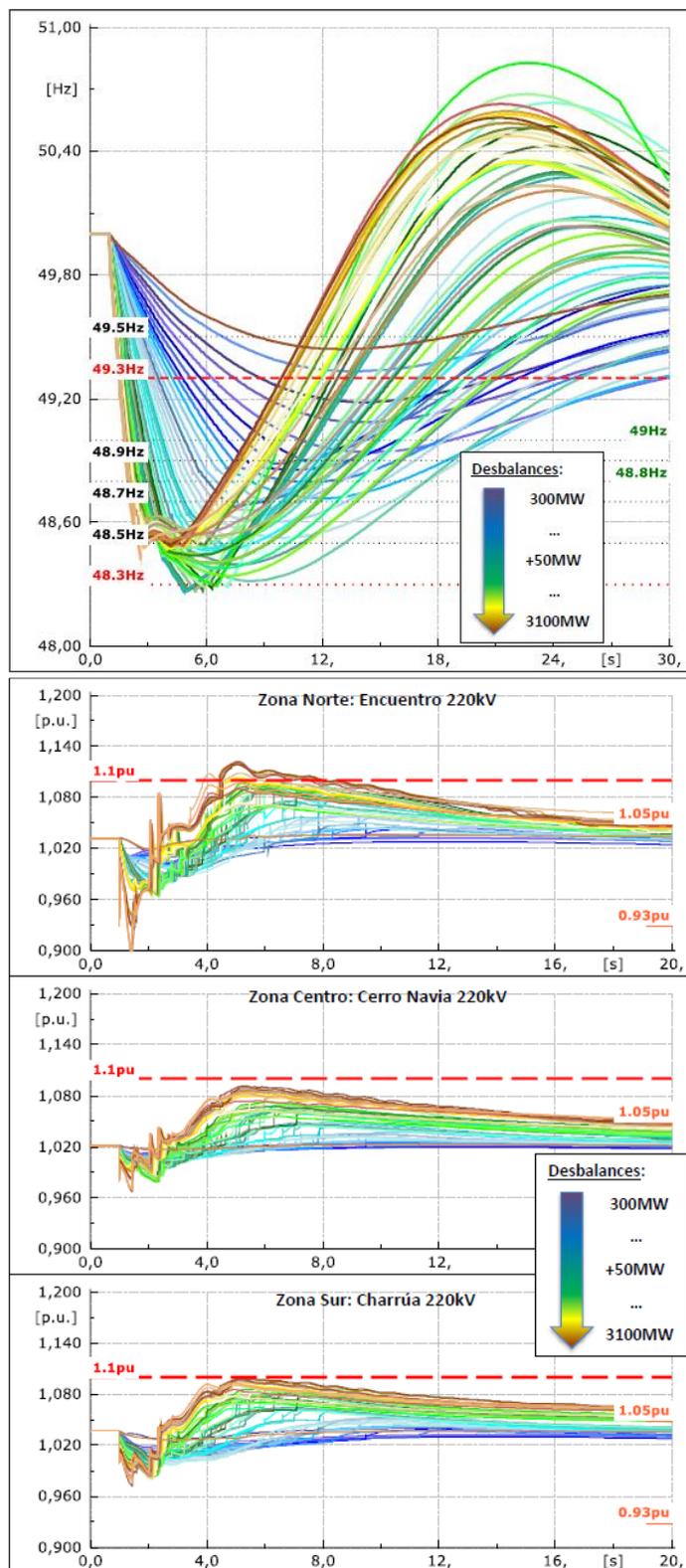


Figura 7-25 Desbalances de potencia de 300 MW a 3100MW en escenario de Inercia Alta, frecuencias y tensiones en el SEN

De las figuras anteriores se observa que los grandes desbalances de generación que activan aquellos escalones más altos del EDAC provocan la desconexión significativa de carga, provocando con ello una recuperación abrupta de la frecuencia llevando a una sobreoscilación de la misma. Adicionalmente, se evidencian sobretensiones, siendo estas más notorias en el escenario de inercia baja dado que se cuenta con menos recursos para el control de tensión, llegando incluso a valores sobre 1.10 p.u.

Por lo tanto, debido a que considerar una carga total asociada al EDAC de 30% trae aparejada la problemática de control de tensión en los casos de grandes desbalances de potencia, se analizaron 2 variantes de la alternativa 5, los que se muestran en la Figura 7-26 y que asocian un monto total de carga al EDAC de 25% y 20%.

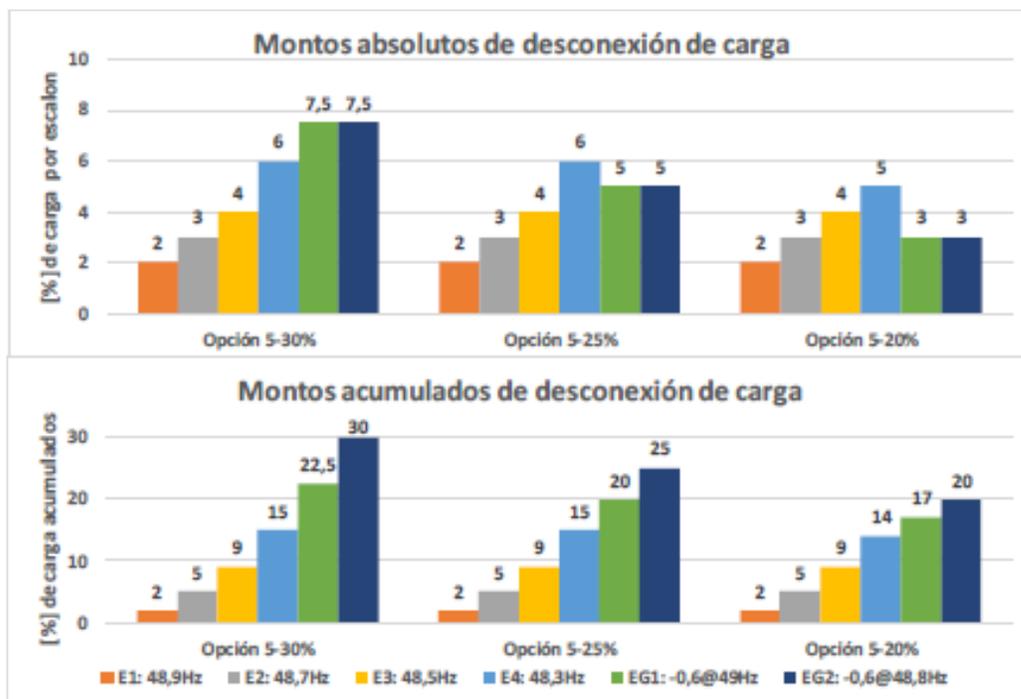


Figura 7-26 Opción 5 de EDAC, variantes de 30%, 25% y 20%

De los análisis de estas variantes de la Opción 5 se pudo concluir que si bien el asignar un 25% de la carga total al EDAC, en vez de un 20%, no implica un aumento significativo en los máximos desbalances de generación que el SEN podría afrontar, la Opción 5-25% permite reducir los tiempos en que la frecuencia del SEN permanece bajo los 48.3 Hz.

En vista de lo anterior, se considera adecuado adoptar un EDAC que propicie reducir los tiempos en que la frecuencia permanece bajo el umbral de los 48.3Hz, buscando con esto evitar la operación indeseada de protecciones de subfrecuencia de algunos elementos del sistema que comprometan la recuperación estable del SEN frente a grandes desbalances de generación. Por lo tanto, la propuesta definitiva de EDAC corresponde la Opción 5, con una carga total asignada al EDAC de 25% de la demanda del SEN. Es esta propuesta la que se analiza en el siguiente capítulo.

7.3.2 EDAC Propuesto

La propuesta de EDAC que permite uniformar los criterios de operación para las distintas zonas geográficas del SEN es similar en cuanto a sus ajustes de umbrales de actuación a los que actualmente se encuentran habilitados en el Norte Chico y Centro Sur del SEN, es decir, 4 escalones activados por frecuencia absoluta en valores impares entre los 48.9 Hz y los 48.3 Hz, además de 2 escalones supervisados por umbrales de frecuencia de 49.0 Hz y 48.8 Hz, ambos activados por tasa de cambio de frecuencia de -0.6 Hz/s. El monto de carga total asociado al esquema es de 25%, distribuidos como se indica en la Tabla 7-7 Propuesta de EDAC. Tabla 7-7.

Tabla 7-7 Propuesta de EDAC.

Escalón	Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] (*)
Escalón 1	48.9 Hz	2	132 - 197
Escalón 2	48.7 Hz	3	197 - 295
Escalón 3	48.5 Hz	4	263 - 394
Escalón 4	48.3 Hz	6	395 - 591
Escalón 5	49.0 Hz; -0.6 Hz/s	5	329 - 492
Escalón 6	48.8 Hz; -0.6 Hz/s	5	329 - 492
Total		25%	1644 - 2462

(1) Montos de carga estimados para escenarios de demanda baja y alta, respectivamente.

Para validar el esquema de EDAC propuesto se simuló desconexión de generación de montos crecientes a fin de verificar una respuesta estable del SEN y el cumplimiento de las exigencias de seguridad establecidas en la normativa vigente. Estos análisis se efectúan para 3 escenarios de operación previstos para el año 2021, que corresponden a escenarios demanda alta y baja del SEN, además de un escenario con inercia reducida. Las características de los mencionados escenarios se muestran en la Tabla 7-8.

Tabla 7-8 Escenarios de Operación para validación de la propuesta de EDAC.

	Escenario E4 Demanda Alta	Escenario E6 Demanda Baja	Escenario E6-2 Inercia Reducida
Generación Total	10.292 MW	6.773 MW	6.353 MW
Generación ERV	374 MW (4%)	827 MW (12%)	2.511 MW (40%)
Demanda	9.848 MW	6.575 MW	6.154 MW
Inercia	56.19 GVAs (4,2 s)	39.6 GVAs (4.0 s)	29.94 GVAs (3.7 s)
Reserva para CPF para contingencias	320 MW	315 MW	322 MW

A continuación, se muestran los principales resultados de las simulaciones para los escenarios de análisis.

Escenario demanda alta E4

En este escenario se simuló desbalances de generación desde los 350 MW hasta los 2300 MW, siendo este último valor equivalente a un 22 % de la generación total del SEN. La Figura 7-27 muestra los montos porcentuales de carga desconectada en el SEN, desagregada por escalón, para cada simulación de pérdida de generación.

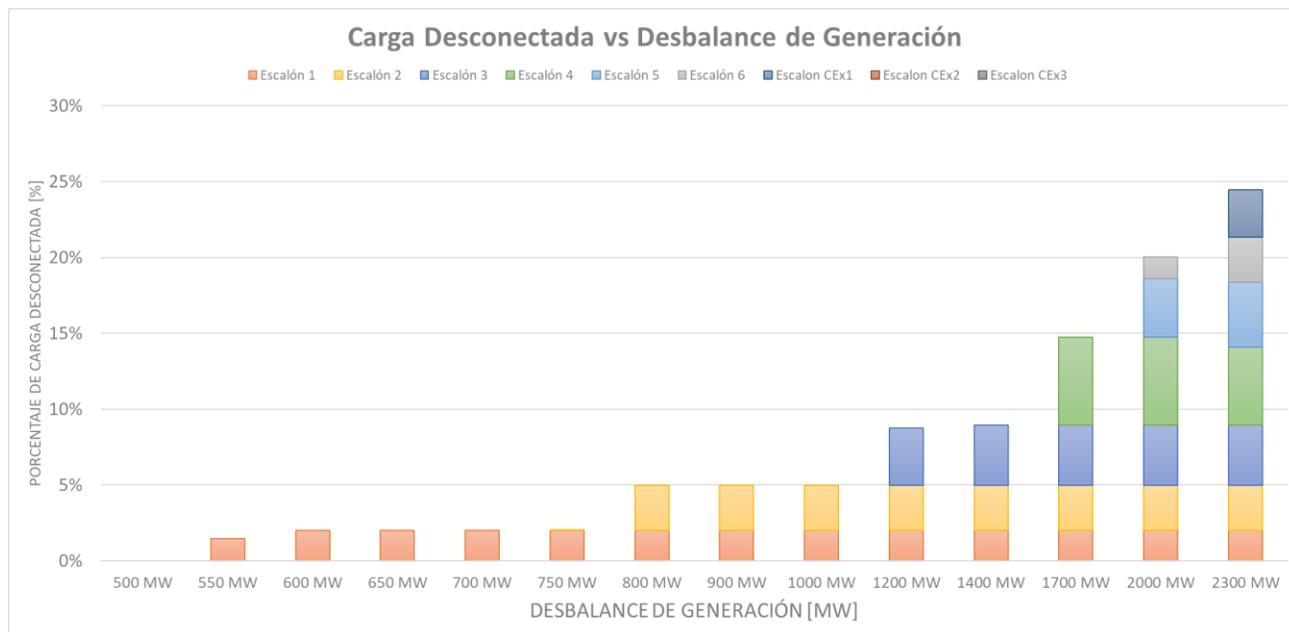


Figura 7-27 Montos de Carga desconectada en el SEN, en escenario de demanda alta E4

Se puede apreciar que la desconexión de carga en este escenario de demanda alta comienza a partir de desbalances superiores a los 550 MW, cumpliendo con esto lo referido en el artículo 3-11 de la NT de SCCC, en cuanto a que con las reservas con que opera el SEN y frente a una contingencia simple (en este caso de la mayor unidad generadora en servicio) no se produzca la operación del EDAC. Para estos efectos, se considera que la mayor unidad generadora del SEN tiene una potencia de 400 MW aproximadamente, específicamente la central San Isidro 2.

Se aprecia una clara coordinación de los escalones activados por frecuencia absoluta con respecto a los activados por tasa de variación de frecuencia. En efecto, para desbalances por sobre los 2.000 MW comienzan a operar estos escalones por tasa de variación de la frecuencia. Por otra parte, se constata que la activación de los EDACxCEX es a partir de los 2300 MW de desbalance, aproximadamente.

En cuanto a la eficiencia de la Propuesta de EDAC, medida como la diferencia porcentual entre la pérdida de generación y la carga desconectada, se puede ver de la Figura 7-28 que es mayor que el EDAC actualmente implementado en el SEN, en un amplio rango de los desbalances de generación analizados. Hasta desbalances de 700 MW las eficiencias son similares, sin embargo, para desbalances mayores la eficiencia asociada al EDAC propuesto comienza a ser marcadamente superior.

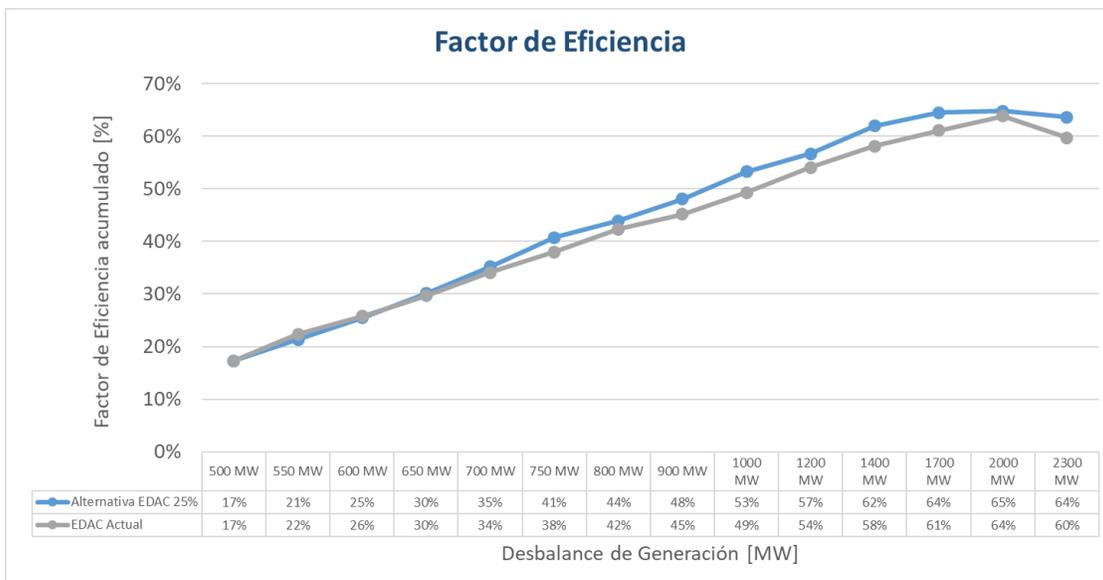


Figura 7-28 Eficiencias del EDAC propuesto y el EDAC existente, para el escenario de demanda alta E4.

La recuperación de la frecuencia para los diferentes desbalances de generación analizados resulta estable, verificándose que los tiempos en que esta permanece bajo los 48.3 Hz son reducidos. Esto puede verse en la Figura 7-29.

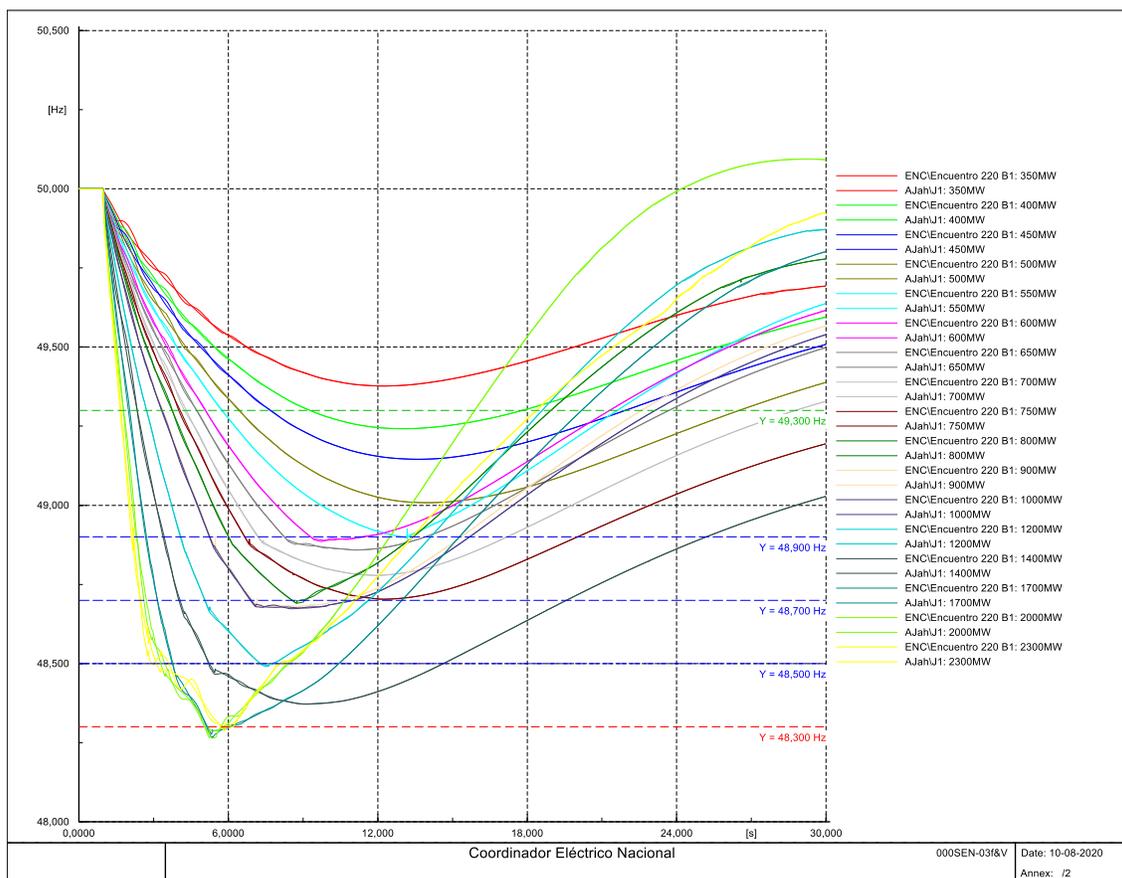


Figura 7-29 Frecuencias en escenario de demanda alta E4.

También es posible notar del gráfico anterior que la respuesta de la frecuencia tiene una evolución aceptable, tomando en consideración, entre otras cosas, que en la casi totalidad de las simulaciones no se producen sobreoscilaciones de la frecuencia, y en el caso que se produce esta es bien reducida. Esto último no revierte ningún peligro de actuación indeseada de protecciones por sobrefrecuencia de elementos del sistema.

Cabe mencionar que, para desbalances superiores a los 2300 MW en este escenario, comienzan a presentarse fenómenos de sobretensión, derivados tanto de la desconexión de altos montos de carga debido a la actuación de todas las etapas del EDAC, como de la pérdida de recursos para el control de tensión a causa de la salida de servicio de unidades generadoras necesarias para producir estos desbalances de generación. Esta problemática se puede ver en la Figura 7-30.

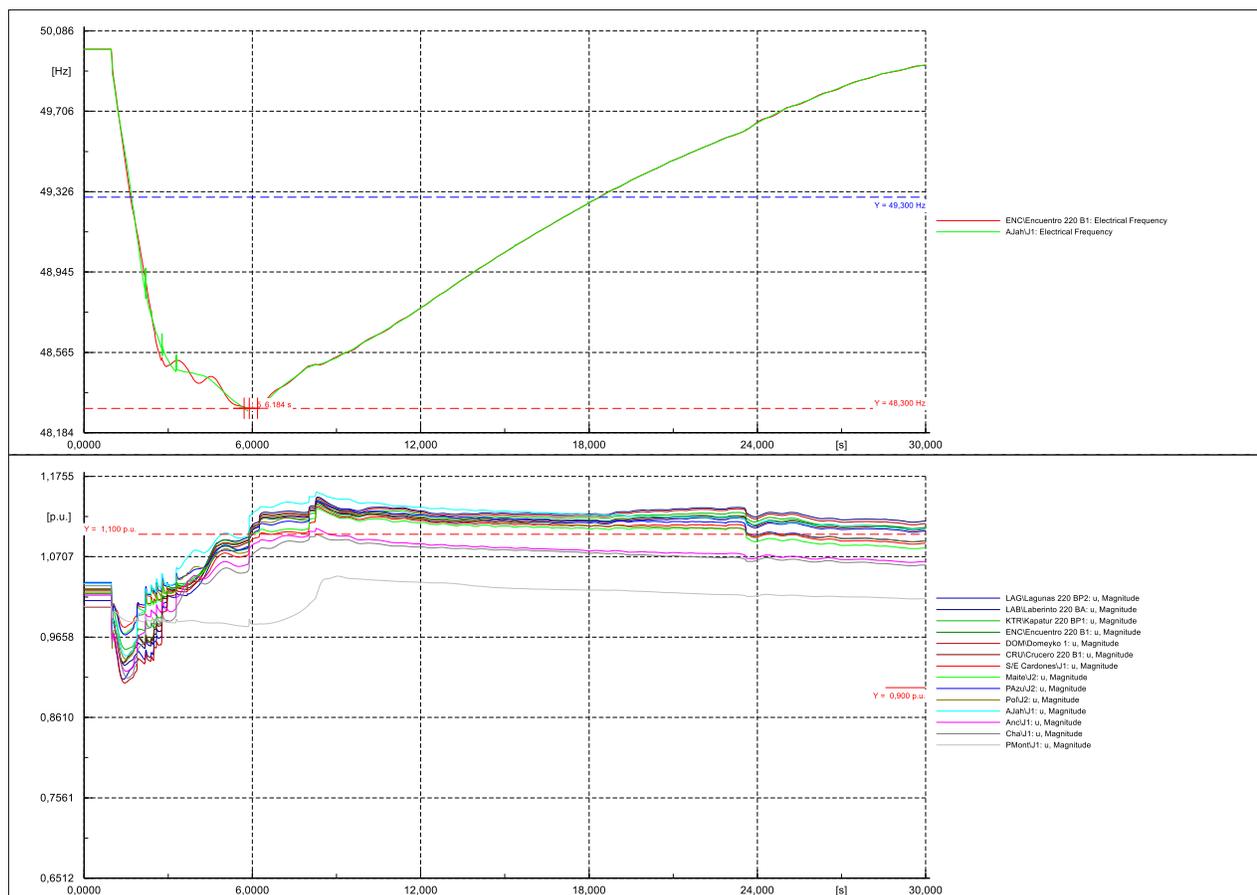


Figura 7-30 Frecuencia y tensiones, escenario de demanda alta E4, para desbalance de 2400 MW.

Como se aprecia en una gran cantidad de barras del SEN, las tensiones permanecen por sobre 1.1 p.u por tiempos prolongados.

Escenario demanda baja E6

En este escenario, se simularon desbalances de generación desde los 350 MW a los 1700 MW, representando este último aproximadamente un 25% de la generación, aproximadamente. La Figura 7-31 muestra los montos porcentuales de carga desconectada para los distintos desbalances de generación simulados, diferenciando lo que corresponde a cada escalón de EDAC propuesto.

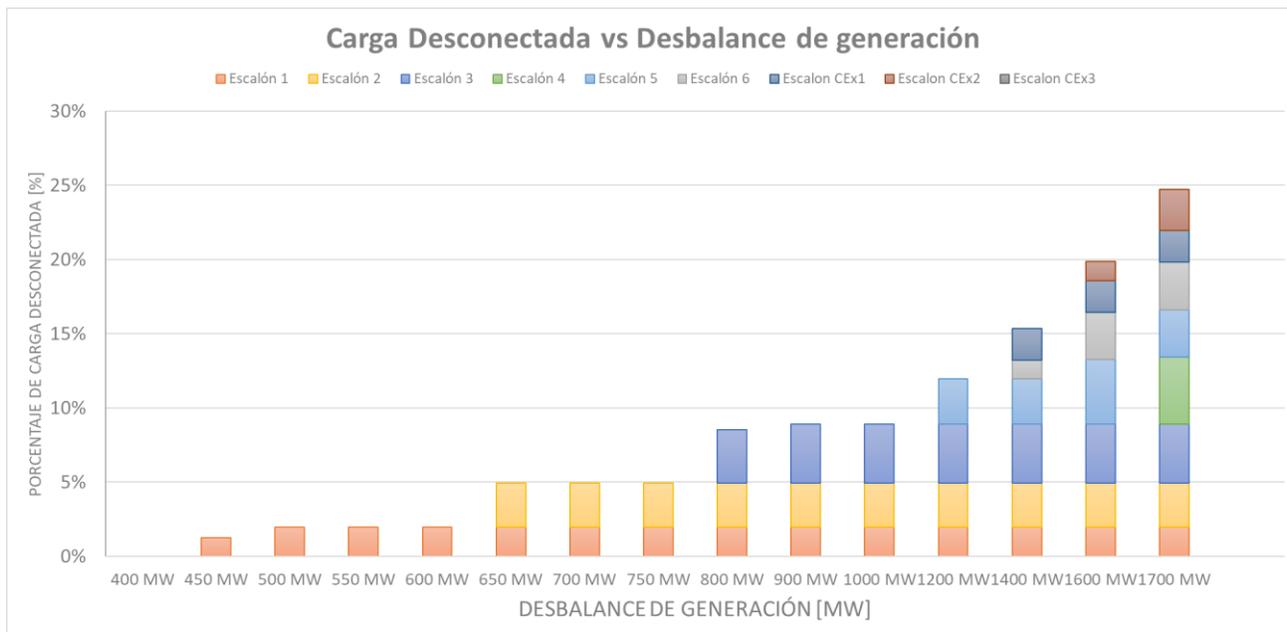


Figura 7-31 Montos de Carga desconectada en el SEN, en escenario de demanda baja E6

Se logra apreciar que los escalones del EDAC por subfrecuencia propuestos activados por tasa de variación de frecuencia comienzan a actuar para desbalances por sobre los 1200 MW y los escalones del EDACxCEX a partir de desbalances de 1400 MW. Los anteriores escalones operan previo a la actuación del cuarto escalón del EDAC propuesto de 48.3 Hz, debido a la relativa baja inercia del escenario en análisis.

Al igual que en el anterior escenario de demanda analizado, se verifica que la desconexión de carga se produce para desbalances superiores al que representa la unidad más grande del SEN. En este caso particular, la desconexión de carga se produce a partir de desbalances por sobre los 450 MW.

La eficiencia del EDAC propuesto es superior a la del actual EDAC en todo el rango de desbalances de generación analizado. Esto se puede ver en la Figura 7-32.

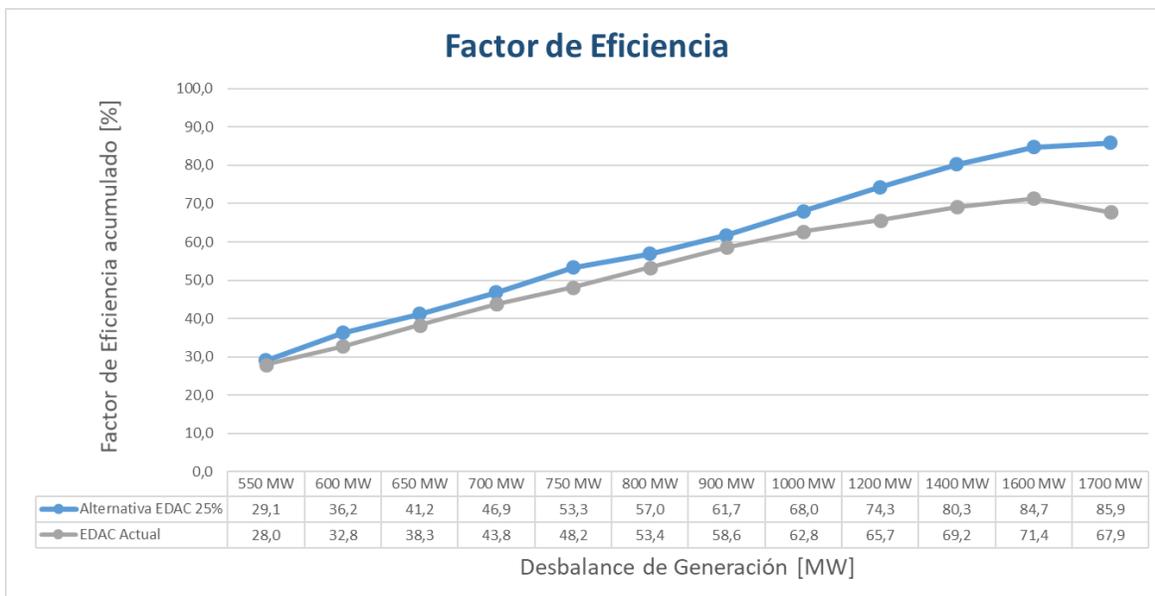


Figura 7-32 Eficiencias del EDAC propuesto y el EDAC existente, para el escenario de demanda baja E6.

La frecuencia del SEN para los desbalances simulados en el escenario de demanda baja se muestran en la Figura 7-33. Se aprecia que la evolución y recuperación es estable para todo el rango de desbalances analizados.

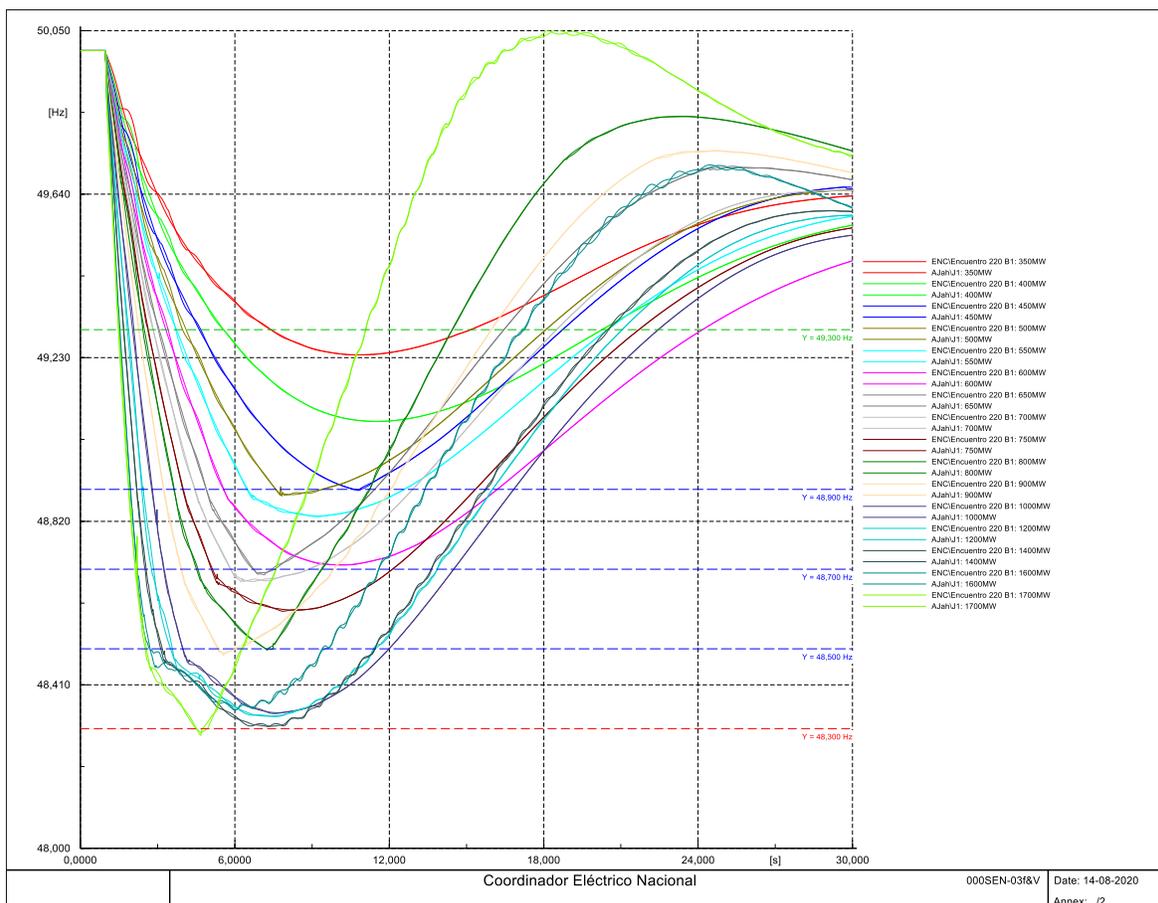


Figura 7-33 Frecuencias en escenario de demanda baja E6.

Se aclara que el EDAC propuesto permite, en este escenario de demanda baja, un desbalance máximo admisible de 1700 MW, puesto que, para desbalances mayores surgen problemas asociados a niveles de sobretensiones elevados. Lo anterior debido a la combinación de altos montos de carga desconectados y la pérdida de recursos para el control de la tensión. Esto puede observarse en la Figura 7-34.

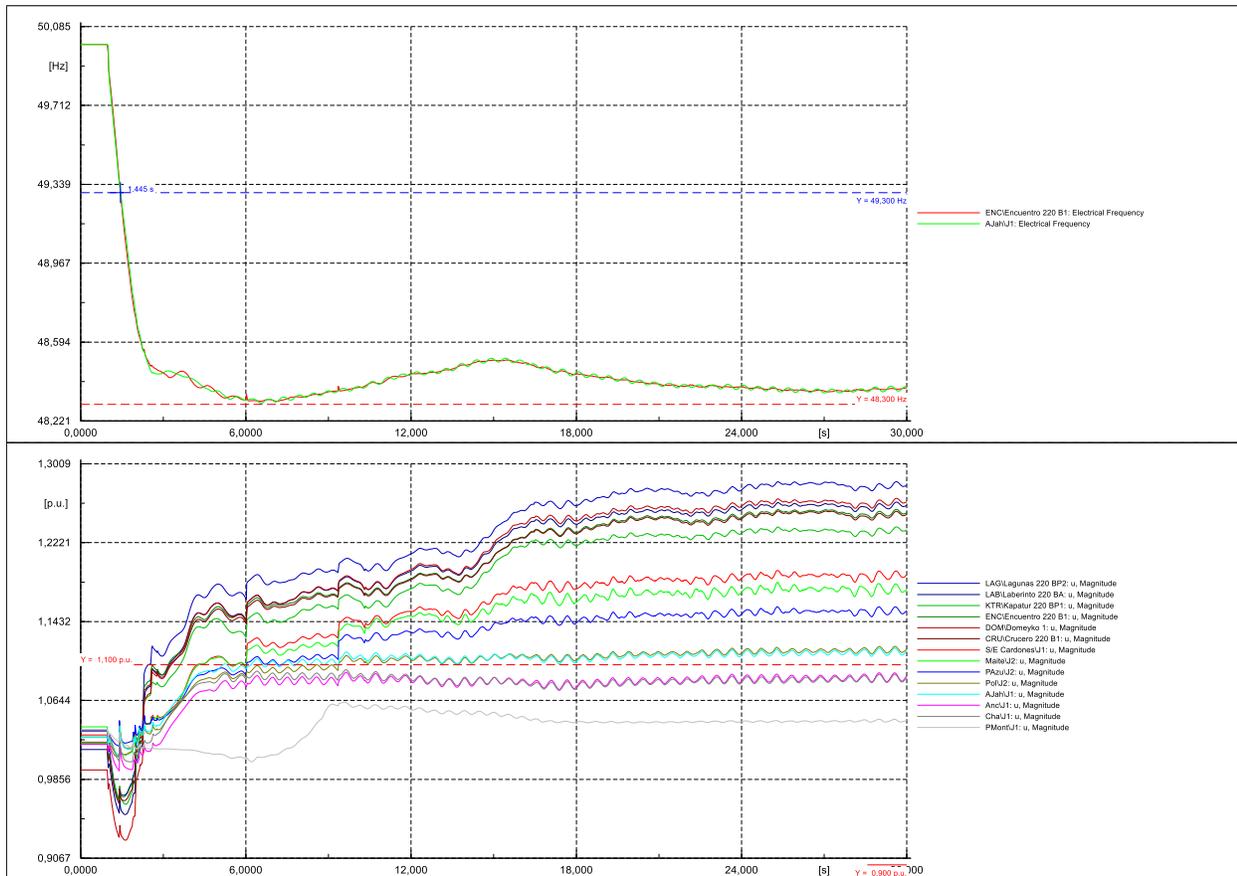


Figura 7-34 Frecuencia y tensiones, escenario de demanda baja E6, para desbalance de 1800 MW.

En el gráfico anterior se puede notar que la tensión en algunas de las barras del SEN permanece por sobre 1.1 p.u., esto provoca la operación de las protecciones de sobretensión de algunas centrales ERV y equipos BESS, lo que implica incrementar el desbalance de generación, provocando en definitiva que la frecuencia no logre recuperarse satisfactoriamente.

Escenario demanda e inercia baja E6-2

Este escenario considera una condición operativa de demanda baja, en torno a los 6200 MW, y de inercia baja de 30 GVAs (3.7 s), dada la alta penetración de generación ERV, que llega al 40% de la generación total del SEN. En los análisis de este escenario se considera, de forma conservadora, que los parques ERV no realizan control dinámico de la tensión, es decir, son despachados en modo PQ. Todo lo anterior, para verificar la operación del SEN con el EDAC propuesto, en una condición operativa exigente.

Los análisis de este escenario tienen por objetivo encontrar el máximo desbalance de generación que el SEN puede soportar con el EDAC propuesto y verificar el cumplimiento de las exigencias de seguridad dispuestas en la normativa vigente.

La Figura 7-35 muestra la frecuencia del SEN para desbalances de generación en el rango 350 MW-1400 MW, es decir, hasta un 22% de la generación.

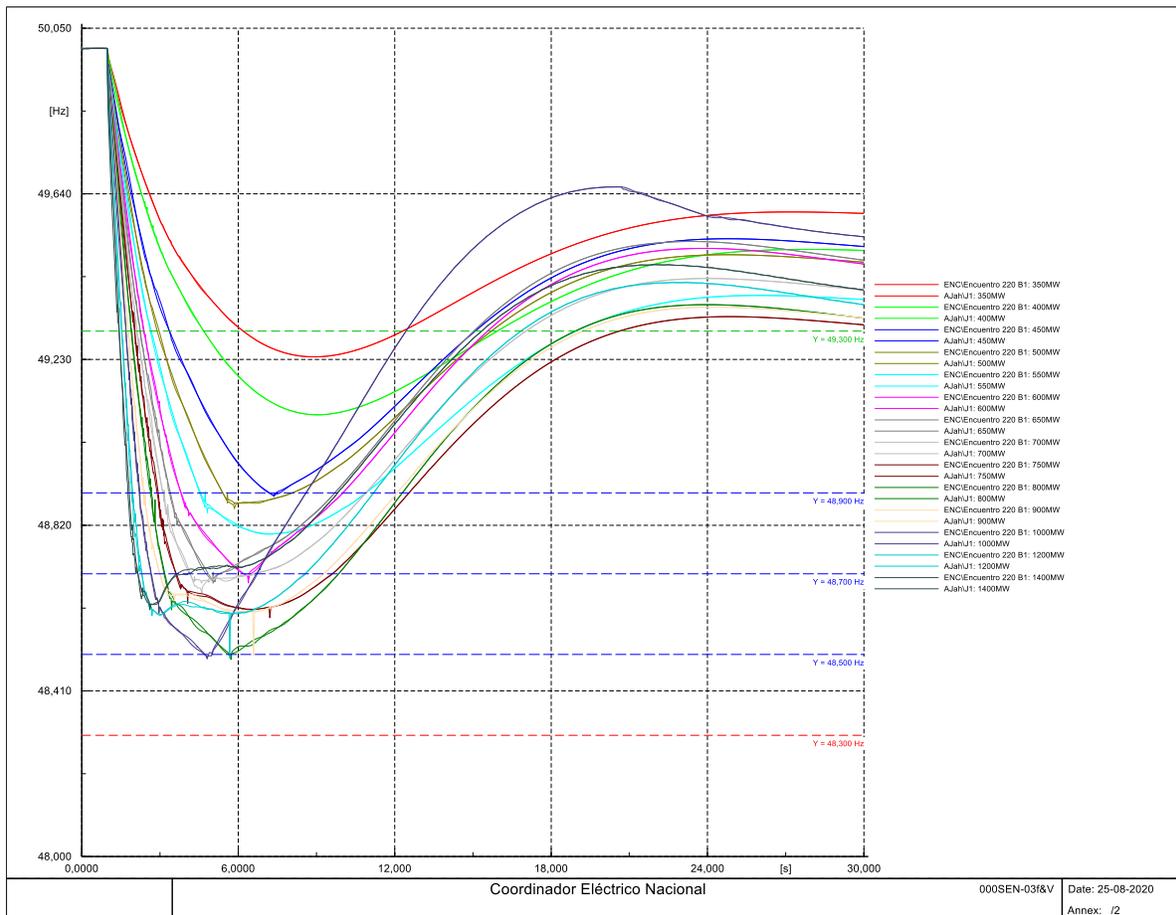


Figura 7-35 Frecuencias en escenario de demanda e inercia baja E6-2.

Es posible notar que, para desbalances por debajo de los 450 MW, la frecuencia no alcanza valores que hagan actuar el EDAC. Por otra parte, se verifica que para desbalances de hasta 1400 MW, la frecuencia evoluciona de manera estable llegando a valores aceptables según la normativa vigente. La frecuencia mínima alcanza valores cercanos a los 48.5 Hz.

Para desbalances de generación superiores a los 1400 MW ya comienzan a aparecer sobretensiones en diferentes barras del SEN, lo que puede verse en la Figura 7-36, donde se muestra la frecuencia y tensiones en el SEN para un desbalance de 1600 MW.



Figura 7-36 Frecuencia y tensiones, escenario de demanda/inercia baja E6-2, para desbalance de 1800 MW.

Se aprecia que las tensiones, en casi la totalidad de las barras del SEN, alcanzan niveles elevados, sobrepasando el 1.1. p.u, explicándose esto por el monto de la carga desconectada y los escasos recursos para el control de tensión. Estos niveles de tensión provocan la operación de las protecciones de sobretensión de algunas centrales ERV y equipos BESS, lo que implica incrementar el desbalance de generación, provocando en definitiva que la frecuencia no consiga recuperarse.

8 EDAC POR SUBTENSIÓN

Si bien la NT de SyCS establece en su artículo 5-13 que la demanda disponible para EDAC por subtensión no debe ser menor al 20% de la demanda conjunta del SI, el SEN actualmente no dispone automatismos de estas características. Asimismo, el mencionado artículo menciona que será el Coordinador quien determine el porcentaje de carga a afectar mediante la habilitación de estos EDAC por subtensión.

En los estudios efectuados por el Coordinador, especialmente el Estudio de control de Tensión y Requerimientos de Reservas de Potencia Reactiva vigente, no se ha considerado necesaria la implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Subtensión. En efecto, los análisis efectuados en los estudios mencionados no han detectado problemas asociados con el fenómeno de colapso de tensión, considerando las reservas de potencia reactiva actualmente disponibles en el SEN.

9 CONCLUSIONES

A continuación, se muestran las principales conclusiones de los análisis realizados en el presente estudio:

EDAC por subfrecuencia actualmente implementado en el SEN

El SEN tiene actualmente implementado un Esquema de Desconexión Automática de Carga que presenta diferentes características según se trate del Norte Grande o del resto del SEN. En efecto, la lógica y ajustes del EDAC que se emplaza en la zona geográfica del Norte Grande difiere de los dispuestos en el resto del SEN, desde Atacama al sur. Los análisis realizados para este EDAC permiten concluir lo siguiente:

- Dada las diferencias de las filosofías de los EDAC del NG y de los del resto del SEN, frente a desbalances de generación que hagan operar estos automatismos, se originan montos porcentuales de carga desconectada desiguales entre estas zonas geográficas. En el caso del Norte Grande los montos porcentuales de consumos desconectados resultan ser mayores, sobre todo para aquellas contingencias de mayor probabilidad de ocurrencia (i.e. bajos desbalances de generación).
- Las anteriores diferencias en los montos porcentuales de las cargas desconectadas sólo comienzan a equipararse en aquellos casos de desbalances de generación altos, en que las tasas de variación de frecuencia (ROCOF) alcanzan valores que hacen operar aquellos escalones activados por tasa de cambio de frecuencia del EDAC por subfrecuencia y los primeros escalones del EDACxCEx localizados desde el Norte Chico al sur.
- Los análisis de verificación de la operación del SEN permitieron determinar que los máximos desbalances de generación que el sistema permite afrontar con el EDAC existente es del orden de 2100 MW (20% de la generación total) en un escenario de demanda alta, y de 1600 MW (24% de la generación total) en un escenario de demanda baja, aproximadamente. Por sobre esos desbalances ya comienzan a manifestarse fenómenos de sobretensiones riesgosas que comprometerían la recuperación de la frecuencia, dado que niveles de tensión sobre los 1.1 p.u. provocarían la actuación de las protecciones de sobretensión de algunos parques ERV, desconectándolos y agravando el desbalance de potencia.
- De la revisión del comportamiento del SEN frente a 4 de las fallas reales más relevantes del periodo 2018-2020, se concluye que la operación del EDAC vigente permitió mantener la estabilidad de la frecuencia del sistema, la cual comienza a recuperarse desde el instante en que se produce la desconexión de los consumos, para posteriormente estabilizarse por la acción del control primario de frecuencia. Sin embargo, desde el punto de vista de las métricas de desempeño empleadas, aquellos asociados a las fallas 85-2019, 159-2019 y 197-2019 resultaron ser deficientes, con valores de desempeño inferiores al 80%, mientras que el desempeño de la falla 112-2020 logró alcanzar un valor aceptable (87%). En cuanto al desempeño global para el periodo analizado, este alcanza un valor de 80,22%, determinado principalmente por los montos desconectados en las fallas 197-2019 y 112-2020. Es importante mencionar que los desempeños deficientes, esto es, que la carga efectivamente desconectada es menor que la carga comprometida incide en que la frecuencia presente una excursión mayor pudiendo con esto activar una mayor cantidad de escalones del EDAC.
- Respecto a los montos desconectados para las fallas analizadas, se observa que la zona Metropolitana es la que desprende mayor carga para las fallas 159-2019, 197-2019 y 112-2020, mientras que para la falla 85-2019 las cargas desconectadas corresponden a la zona Norte Grande. Cabe destacar que para las fallas analizadas se desprendieron cargas cuyos montos no fueron informados por los

Coordinados, implicando que la calificación de desempeño deficiente de algunas fallas se debe en parte a falta de información que, de tenerse, podría mejorar el cálculo de desempeño.

- Es importante mencionar que con el EDAC existente en el SEN es posible afrontar un amplio rango de desbalances de generación, cumpliendo con los criterios de seguridad establecidos en la NT de SyCS.

Propuesta de EDAC por subfrecuencia

La propuesta de EDAC tiene por objetivo homogeneizar los criterios de operación en todas las zonas del SEN y hacer equiparables y equitativos los montos porcentuales de carga a desconectar entre las distintas zonas del sistema eléctrico. Esta propuesta consiste en los ajustes y montos de carga asociados por escalón mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 9-1 Propuesta de EDAC.

Escalón	Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] ^(*)
Escalón 1	48.9 Hz	2	132 - 197
Escalón 2	48.7 Hz	3	197 - 295
Escalón 3	48.5 Hz	4	263 - 394
Escalón 4	48.3 Hz	6	395 - 591
Escalón 5	49.0 Hz; -0.6 Hz/s	5	329 - 492
Escalón 6	48.8.0 Hz; -0.6 Hz/s	5	329 - 492
Total		25%	1644- 2462

(1) Montos de carga estimados para escenarios de demanda baja y alta, respectivamente.

La propuesta considera distribuir los montos de carga requeridos para el EDAC de manera uniforme en todo el SEN, empleando para ello la zonificación actualmente empleada y que está directamente asociada en torno a los los principales centros urbanos. Estas zonas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9-2 Propuesta de EDAC, por zonas.

Zona	Monto EDAC_25% [MW]
Norte Grande	599 - 637
Atacama	133 – 143
Coquimbo	80 – 107
Chilquinta-Aconcagua	118 – 204
Metropolitana	272 – 674
Troncal	146 – 151
Sistema 154 – 66 kV	94 – 198
Charrúa	34 – 52
Concepción	105 – 148
Araucanía	63 - 149
Total	1644 - 2462

Los análisis realizados para verificar el comportamiento del SEN considerando el EDAC propuesto permiten concluir lo siguiente:

- El EDAC propuesto presenta mayor eficiencia que el EDAC existente para todo el rango de desbalances de generación simulados. Es decir, para un mismo desbalance de generación, con el EDAC propuesto se desconecta un monto menor de carga y sin comprometer la seguridad operativa del SEN.
- Con el EDAC propuesto se amplían los máximos desbalances de generación que el SEN podría afrontar. De hecho, en un escenario de demanda alta este máximo desbalance resulta de 2300 MW (2100 MW con el EDAC actual) y en demanda baja de 1700 MW (1600 MW con el EDAC actual). Estos desbalances de generación son del orden de 22% y 25% de la generación total del SEN, respectivamente, en los escenarios analizados.
- Adicionalmente, se analizó un escenario particular de demanda baja, en torno a los 6200 MW, e inercia reducida, 30 GVAs (3.7 s) aproximadamente, en el que se logró determinar que con el EDAC propuesto es posible afrontar desbalances de generación de hasta 1400 MW, cumpliendo los criterios de seguridad establecidos en la normativa vigente.
- Para desbalances de generación mayores a los mencionados anteriormente empiezan a manifestarse fenómenos relacionados a sobretensiones riesgosas que comprometerían la recuperación de la frecuencia, dado que con niveles de tensión sobre los 1.1 p.u. se provocaría la actuación de las protecciones de sobretensión de algunos parques ERV, desconectándolos y agravando en consecuencia el desbalance de potencia.

EDAC por subtensión

En la actualidad el SEN no tiene habilitado EDAC por subtensión. Los estudios efectuados por el Coordinador, especialmente el Estudio de control de Tensión y Requerimientos de Reservas de Potencia Reactiva vigente, no han considerado necesaria la implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Subtensión, debido a que no se han detectado problemas asociados con el fenómeno de colapso de tensión, considerando las reservas de potencia reactiva actualmente disponibles en el SEN.

ANEXO A. Simulaciones EDAC existente

ANEXO B. Simulaciones Propuesta de EDAC

ANEXO C. Desempeño del EDAC vigente

ANEXO D. Tabla de comunicaciones operativas entre los Coordinados y el CDC