CDEC-SING

ESTUDIO DE EDAC - SUBTENSIÓN

Autor	**Dirección de Operación**
Fecha de Creación	**31 de octubre de 2006**
Fecha Impresión	**31 de octubre de 2006**
Correlativo	**CDEC-SING C-0056/2006**
Versión	**1.0**

Control del Documento.

Aprobación.

Versión	Aprobado por
1.0	Para Observaciones.

Registro de Cambios.

Fecha	Autor	Versión	Descripción de Cambio
31.10.2006	Departamento de Estudios	1.0	Confección del Informe

Revisores.

Nombre	Cargo
Carlos Finat D.	Director de Operación y Peajes
Víctor Araya J.	Subdirector de Operación
Felipe Morales S.	Jefe Departamento de Estudios
Fiorella Roncagliolo D.	Ingeniero de Estudios

Contenido.

CONTROL DEL DOCUMENTO. 2

APROBACIÓN. 2
REGISTRO DE CAMBIOS. 2
REVISORES. 2

1. INTRODUCCIÓN 4

2. RESUMEN EJECUTIVO 5

3. MARCO GENERAL DE DISEÑO 8

3.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO 8
3.1.1 Monto total de carga a disponer en el EDAC por subtensión 8
3.1.2 Tipo de relés a incorporar en el EDAC 8

4. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PROCLIVES A PROBLEMAS DE SUBTENSIÓN, INESTABILIDAD O COLAPSO DE TENSIÓN EN EL SING 9

4.1 CONTINGENCIAS A ANALIZAR 9

5. ANÁLISIS DE PROBLEMAS DE SUBTENSIÓN, INESTABILIDAD O COLAPSO DE TENSIÓN Y ESTIMACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CONTROL 11

5.1 DESCONEXIÓN DE CARGA POR PROTECCIONES DE SUBTENSIÓN Y VARIACIONES DE TENSIÓN 11
5.2 ANÁLISIS 12
5.2.1 Zona Norte 13
5.2.2 Zona Chuquicamata-Calama 15
5.2.3 Zona Escondida 16
5.3 ESTIMACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE CONTROL 17
5.3.1 Características de diseño 17
5.3.1.1 Zona Norte 18
5.3.1.2 Zona Chuquicamata-Calama 19
5.4 CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA EL DISEÑO 19
5.5 TRABAJO POSTERIOR 20

6. CONCLUSIONES 22

1. INTRODUCCIÓN

Este documento describe los criterios de diseño, análisis y resultados asociados con el Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por subtensión, encomendado en el Título 6-9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT).

En octubre de 2005 la Dirección de Operación (DO) publicó la primera versión del Estudio de EDAC por subtensión, cuyo propósito fue analizar escenarios proclives a subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión, concluir acerca de la necesidad de implementar un EDAC por subtensión y aproximar las características que se deberían considerar para su diseño.

El presente informe corresponde a la segunda versión del Estudio de EDAC por subtensión; el cual en forma complementaria considera los resultados de otros Estudios elaborados por la DO, en especial los Estudios contemplados en el Capítulo N°6 de la NT, con el fin de presentar un análisis más integrado de las condiciones de operación de interés en el SING, los efectos de contingencias y los respectivos elementos de control.

Cabe señalar que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10-21 de la NT, el EDAC por subtensión deberá estar implementado y operativo a más tardar el 31 de diciembre de 2006.

2. RESUMEN EJECUTIVO

El presente Estudio analiza y concluye acerca de la conveniencia de implementar un EDAC por subtensión en el SING.

En términos generales, el desarrollo del Estudio de EDAC por subtensión contempla un proceso compuesto por las siguientes etapas:

1. Identificar las zonas proclives a subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión.
2. Definir las contingencias a analizar para cada zona. En términos del tipo de contingencias a analizar y el estado en que ocurren, se consideran los siguientes casos:
   - Ocurrencia de una Contingencia Simple o una Contingencia Severa estando el sistema en Estado Normal.
   - Ocurrencia de una Contingencia Simple estando el sistema en Estado de Alerta o Estado de Emergencia.
3. Definir escenarios de análisis, considerando lo siguiente:
   - Disponibilidad de unidades generadoras: según el programa de mantenimiento mayor y la disponibilidad de combustibles, en especial de gas natural.
   - Previsión de demandas: considera condiciones de demanda máxima y mínima, con modulación intradiaria.
   - Despachos: según la aplicación del Criterio N-1, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-6 de la NT.
4. Para cada zona, realizar un análisis del comportamiento dinámico considerando las contingencias de interés.
5. Verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NT, en especial respecto a los niveles de tensión en barras, además de otras variables de interés. En caso que no se cumplan los estándares establecidos en la NT, se analizan los recursos de control necesarios para dar cumplimiento a dichos estándares.
6. En base a los resultados de los análisis realizados para cada zona, se propone un tipo de control que permitiría dar cumplimiento a los estándares de SyCS.
7. Para las zonas en las cuales se haya propuesto un esquema de control, se convocará a los respectivos propietarios de las instalaciones involucradas para validar y/o corregir, si corresponde, la información, supuestos y conclusiones de los análisis realizados; posteriormente se realizará el diseño de detalle.

Como resultado de este Estudio, y del resto de los Estudios elaborados por la DO, se concluye que en general en el SING no se presentan problemas de subtensión relevantes, inestabilidad o colapso de tensión; salvo situaciones específicas en torno a

la zona Norte[1] y la zona Chuquicamata-Calama, donde para determinadas topologías y contingencias se podrían presentar subtensiones relevantes, fuera de los estándares del Estado de Emergencia, que pueden comprometer la seguridad del sistema. Al respecto, en ambas situaciones se observan otras condiciones de operación desfavorables, principalmente asociadas con altas transferencias de potencia por las instalaciones del Sistema de Transmisión, y que de acuerdo a los análisis realizados se concluye que tienen un efecto directo en las subtensiones detectadas. Como consecuencia de lo anterior, las subtensiones y/o sobrecargas podrían provocar una desconexión de carga que derive en sobrefrecuencias; y en caso que se alcance un valor de 52 Hz, desconectar las unidades generadoras por operación de sus protecciones de sobrefrecuencia, provocando finalmente un apagón total.

De acuerdo a lo anterior, el tratamiento y definición de los recursos de control asociados requiere de un análisis conjunto de los problemas observados y de una adecuada coordinación en el diseño de los respectivos elementos de control. Cabe señalar que en el caso de un EDAC por sobrecarga, el control requerido no correspondería a uno del tipo local, como lo sería un EDAC por subtensión, sino a uno del tipo "control de área amplia", el cual requiere de mediciones y actuaciones distantes geográficamente; cuyo análisis, diseño e implementación será materia de un Estudio a elaborar por la DO.

Para cada una de las dos situaciones específicas identificadas, se recomienda lo siguiente:

- Zona Norte: diseñar e implementar un EDAC por sobrecarga, considerando que el alivio de eventuales sobrecargas en las líneas de transmisión de la zona requiere de desconexiones de carga mayores a las requeridas para recuperar la tensión. Cabe señalar que dicho esquema debe ser complementado con un ajuste apropiado de las protecciones que pudiesen ser proclives a operar, en función de las condiciones de operación y eventuales contingencias que pudiesen presentarse en esta zona[2]; por lo cual se propone que dicho diseño sea especificado en detalle en un Estudio[3] que elaborará la DO, a consecuencia del presente Estudio.
- Zona Chuquicamata-Calama: una vez que se reciba la información técnica faltante de las instalaciones en cuestión, según lo establece la NT, se realizará un análisis de detalle de los efectos que producen las contingencias de interés. Posteriormente se realizará el análisis, diseño e implementación de la alternativa de control que resulte recomendada.
- Finalmente, dado que las situaciones expuestas para ambas zonas tienen asociada una desconexión de carga, ya sea por operación de protecciones de subtensión, variaciones de tensión no atribuibles a la operación de

[1] Corresponde a la zona que comprende las instalaciones al norte de la subestación Crucero.
[2] Situación que será analizada en el respectivo Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones, cuya fecha de publicación está contemplada en la NT para el 31 de diciembre de 2006.
[3] Estudio de coordinación y aplicación de medios de control a utilizar ante la desconexión de líneas de transmisión en la zona Norte.

protecciones[4] o de los esquemas de control propuestos en este Estudio, se prevé una sobrefrecuencia que, dependiendo del valor alcanzado, es posible esperar la operación de las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras. De acuerdo a lo anterior, se requiere implementar en forma complementaria un Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG), cuyo diseño se propone sea especificado en un Estudio[5] a elaborar por la DO, a consecuencia del presente Estudio. Cabe mencionar que la necesidad de contar con un EDAG en el SING ha sido evidenciada en otros Estudios elaborados por la DO[6].

[4] Considera parada de motores, bloqueo de equipos de accionamiento electrónico, etc., no directamente afectados por la operación de protecciones, que por condiciones de operación no se mantienen en servicio durante el estado post-contingencia.
[5] Estudio de coordinación y aplicación de EDAG.
[6] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión.

3. MARCO GENERAL DE DISEÑO

3.1 Consideraciones de Diseño

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 6-53 de la NT, la DO debe revisar las características de diseño e implementación del EDAC al menos una vez al año. En esta versión del Estudio se revisarán los supuestos, consideraciones y resultados de la versión 1 del mismo Estudio[7], considerando para ello los resultados de otros Estudios elaborados por la DO.

El marco general de diseño del EDAC debe considerar, en función de lo que establece la NT, los elementos que se exponen a continuación.

3.1.1 Monto total de carga a disponer en el EDAC por subtensión

Los siguientes artículos de la NT orientan la definición del monto que se debiera incorporar al EDAC por subtensión:

- El Artículo 5-17 establece que la demanda total disponible para el EDAC por subtensión no deberá ser menor al 20% de la demanda total del SING; valor que la DO puede modificar en función de las necesidades de SyCS.
- El Artículo 5-12 establece que las instalaciones que participen en el EDAC por subfrecuencia no podrán participar en el EDAC por subtensión.
- El Artículo 6-54 de la NT, literal d), señala que se deben considerar como mínimo las contingencias establecidas en el Capítulo N°5 de la NT; las cuales son función de la severidad que debe preservar cada estado de operación, así como otras que a juicio de la DO impliquen riesgo de colapso de tensión. En el *Anexo 1: Consideraciones Generales de la NT* se analizan las contingencias a incorporar en el Estudio y los aspectos a verificar para el cumplimiento de los estándares de SyCS asociados al Control de Tensión.
- El Artículo 6-55 literal f) señala que la DO deberá considerar la conexión de relés de desconexión de carga por subtensión para prevenir los riesgos de un colapso de tensión.

3.1.2 Tipo de relés a incorporar en el EDAC

El Artículo 5-18 de la NT establece que el equipamiento a implementar en las Instalaciones de Clientes debe medir la tensión en un tiempo no mayor a 100 [ms] y enviar, en forma instantánea, la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos y cargas que participan del EDAC por subtensión.

[7] Estudio de EDAC-subtensión publicado en el sitio www.cdec-sing.cl con fecha 28 de octubre de 2005.

4. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PROCLIVES A PROBLEMAS DE SUBTENSIÓN, INESTABILIDAD O COLAPSO DE TENSIÓN EN EL SING

Debido al carácter local asociado a los problemas de subtensión, inestabilidad o colapso de tensión, el análisis se concentra en verificar la presencia de dichos problemas en zonas específicas del SING. En base a la experiencia adquirida a través del análisis y operación del SING, y considerando el tipo de contingencias establecidas en la NT, para el Estudio se han considerado las siguientes zonas, las cuales se presume podrían presentar problemas de subtensión, inestabilidad o colapso de tensión, ante la ocurrencia de las contingencias de interés:

- Zona Norte (al norte de la S/E Crucero): considera las instalaciones conectadas a las subestaciones Lagunas, Pozo Almonte, Collahuasi, Tarapacá, Cóndores y Parinacota.
- Zona Chuquicamata-Calama: considera las instalaciones conectadas a las subestaciones Chuquicamata, A, Salar, Km-6 y Calama.
- Zona Escondida: considera las instalaciones conectadas a las subestaciones Escondida, Domeyko, Laguna Seca, Sulfuros, Zaldívar y Nueva Zaldívar.

4.1 Contingencias a analizar

Los tipos de contingencias a considerar en el Estudio y sus características específicas a efectos de representación en los análisis se indican en el *Anexo 2: Definición de escenarios y tipos de contingencias*, punto *7.2.5 Tipos de Contingencias*, del presente documento.

En base a los resultados de otros Estudios establecidos en el Capítulo N°6 de la NT[8], Estudios de Corto Plazo elaborados por la DO y la experiencia adquirida de la operación en tiempo real, se han definido contingencias cuyo análisis permita inferir acerca de situaciones proclives a subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión en las zonas previamente identificadas. Las contingencias por zona a considerar en los análisis son las siguientes:

- Zona Norte
  - Mantenimiento en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1, Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea

[8] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión y Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.

220 kV Encuentro-Collahuasi, y contingencia simple en una de las dos líneas restantes (CTTAR E/S[9]).

- Contingencia simple en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1, Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en una de las dos líneas restantes (CTTAR E/S y F/S).

- Zona Chuquicamata-Calama
  - Mantenimiento en la Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata o Línea 220 kV 6B Crucero-Salar, y contingencia simple en la otra línea.
  - Contingencia severa en la Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata y Línea 220 kV 6B Crucero-Salar.
  - Contingencia simple Línea 220 kV 6C Salar-Chuquicamata estando el SING en Estado de Emergencia, proveniente de una contingencia severa en la Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata y Línea 220 kV 6B Crucero-Salar.
- Zona Escondida
  - Contingencia simple en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Zaldívar-Escondida, Línea 220 kV Nueva Zaldívar- Zaldívar, Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins o Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Súlfuros, estando el SING en Estado de Emergencia proveniente de una contingencia severa en Línea 220 kV Atacama-Domeyko.
  - Contingencia simple Línea 220 kV Zaldívar-Escondida estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en Línea 220 kV Nueva Zaldívar- Zaldívar.

[9] Según los resultados del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, en caso de mantenimiento de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 o Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, la unidad CTTAR debe estar en servicio.

5. ANÁLISIS DE PROBLEMAS DE SUBTENSIÓN, INESTABILIDAD O COLAPSO DE TENSIÓN Y ESTIMACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CONTROL

Para determinar los efectos que producen en cada zona las contingencias que establece la NT, se analiza el comportamiento dinámico del SING considerando principalmente la información disponible asociada con:

- Información técnica de las instalaciones
- Caracterización de la carga
- Operación de protecciones por subtensión
- Desconexión de carga no atribuible a operación de protecciones

Cabe señalar que un aspecto relevante a considerar en el Estudio es el hecho que las características de las cargas de los consumos industriales y de la gran minería en el SING hacen prever que, ante la ocurrencia de una contingencia que lleve a una zona específica del sistema a una condición de subtensión, se producirá la operación de protecciones por subtensión y desconexiones de consumos no asociadas a la operación de protecciones; situación que ha sido informada por los propietarios de las instalaciones involucradas o evidenciada a través de los Estudios para Análisis de Falla que elabora la DO, según corresponda.

5.1 Desconexión de carga por protecciones de subtensión y variaciones de tensión

Para los análisis se considera una estimación del monto de desconexión de carga, inherente a la operación de protecciones por subtensión presentes en instalaciones de clientes y/o producto de variaciones de tensión no asociadas a la operación de protecciones. De acuerdo a la información disponible, en el Estudio se consideró lo siguiente:

		Desconexión de carga [MW]		
Zona	Consumo	Protecciones	Variaciones de tensión	Total
Norte	Collahuasi	0.0	(2)52.0	52.0
	Cerro Colorado	0.0	0.0	0.0
Chuquicamata-Calama	Chuquicamata	(1)29.7	(3)50.0	79.7
Escondida	Escondida	0.0	(4)60.0	60.0
	Zaldívar	0.0	0.0	0.0

(1) Los sistemas de molienda SAG tienen protecciones de baja tensión que liberan 29.7 MW; el relé está ajustado al 81.75% con un tiempo de 0.5 segundos[10].

(2) Si el nivel de tensión es menor a 0.85 °/1 o sobre 1.05 °/1 o el valor de frecuencia menor a 49 Hz o sobre 51 Hz, por un período mayor a 30 milisegundos, se produce el bloqueo de sus ciclo-conversores, con la consiguiente desconexión de carga[11].

(3) Operación de cicloconversores y motores sincrónicos por baja tensión[12].

(4) Escondida: los molinos son alimentados mediante cicloconversores, los cuales tienen protecciones de accionamiento con ajustes por baja tensión de 85% por 30 milisegundos[13].

Adicionalmente podrían existir otros consumos que se desconectan debido a variaciones de tensión; los cuales no han sido considerados en el presente análisis. Para el diseño de detalle de los esquemas de control se solicitará la información asociada a los respectivos Coordinados.

5.2 Análisis

Se analizó el comportamiento dinámico del SING para determinar los efectos que producen en cada una de las zonas de interés las contingencias previamente definidas.

El análisis de los resultados revela que en general el control de tensión puede ser efectivamente realizado por las unidades generadoras, sin llegar a una situación que implique un riesgo de colapso de tensión global del SING.

Sin embargo, en función de la topología, contingencias y condiciones de operación, es posible esperar que dos de las tres zonas en consideración puedan experimentar subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión; que podrían derivar en efectos críticos para el sistema. Cabe destacar que los resultados acusan también altas transferencias de potencia y/o sobrecargas en las líneas que permanecen operativas y que alimentan las zonas de interés, situación que necesariamente debe ser considerada al evaluar la implementación de un esquema de control.

De acuerdo a lo anterior, es posible concluir una eventual necesidad de implementar un control, ya sea basado en un EDAC por subtensión, EDAC por sobrecarga, un intertrip basado en desconexión de líneas y/o un EDAG; de modo de superar problemas de subtensión y/o sobrecarga en zonas específicas del SING, en particular la zona Norte y zona Chuquicamata-Calama, las cuales podrían experimentar dichos problemas frente a determinadas contingencias.

Respecto de la zona Escondida, no se detectaron problemas de subtensión considerando las contingencias analizadas.

[10] Fax de Electroandina DEA/2005/144.
[11] Correo electrónico de Collahuasi del 27 de febrero de 2006; Informe de Falla N°1499 del 13 de febrero de 2006.
[12] Correo electrónico de Chuquicamata del 03 de marzo de 2006; Informe de Falla N°1499 del 13 de febrero de 2006.
[13] Fax de Gasatacama CDEC-SING N°0454/2004; Informe de Falla N°1089 del 27 de julio de 1004.

En el *Anexo 3: Resultados del análisis de comportamiento dinámico* se presentan los resultados de las simulaciones realizadas para cada caso.

5.2.1 Zona Norte

Del análisis realizado se concluye que las situaciones que podrían llevar a problemas de subtensión, inestabilidad o colapso de tensión en la zona Norte son las siguientes:

- Contingencia simple en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1, Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en una de las dos líneas restantes.

La tabla siguiente muestra, para cada una de las contingencias indicadas, el valor de la tensión resultante en la barra Lagunas 220 kV y, para la línea que queda en servicio[14], el valor de la corriente observada respecto de su valor nominal.

Caso	Escenario	Contingencia	Lagunas 220 kV Tensión [kV]	i observada [A] / i nominal [A]
1	CTTAR E/S	Contingencia simple Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1	222.1	400/465
2	CTTAR F/S	Contingencia simple Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1	172.5	790/465
3	CTTAR F/S	Contingencia simple Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1	195.0	750/480
4	CTTAR F/S	Contingencia simple Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2	189.6	770/480

Tal como se observa en la tabla anterior, al encontrarse el sistema en Estado de Alerta producto de una falla y desconexión en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1, Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, y en caso de ocurrir una falla y desconexión consecutiva en una de las dos líneas restantes, se produciría una sobrecarga en la única línea que quede en servicio, y además una condición de subtensión en el extremo norte de la línea.

Para el Caso 2 previamente indicado, la condición de sobrecarga, caracterizada por una corriente de 790 [A] respecto del valor nominal de 465 [A], podría provocar

[14] Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 o Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, según corresponda.

un daño permanente a la línea y, eventualmente, su desconexión con la consiguiente desconexión de la totalidad de la consumos en la zona. Como resultado de lo anterior, el sistema enfrentaría una condición de sobrefrecuencia, que posiblemente redundaría en la desconexión de unidades generadoras por operación de sus protecciones de sobrefrecuencia. Cabe mencionar que en la situación mencionada, la línea que queda en servicio aumenta considerablemente sus pérdidas y el flujo de potencia reactiva, lo que aumenta la sobrecarga y deteriora las tensiones.

De acuerdo a lo indicado en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, en este caso se recomienda:

- Al alcanzar el Estado de Alerta, aumentar la generación de CTTAR a plena carga (140 MW brutos), si dicha unidad se encuentra en servicio.
- Despachar las unidades disponibles en las centrales CD Arica o CD Iquique, en caso de no estar despachada la unidad CTTAR.
- En ambos casos, monitorear el flujo por los circuitos/líneas en servicio y, de ser necesario, limitar la carga en los consumos de la zona Norte o desconectar manualmente carga.

Cabe mencionar que en el caso que CTTAR se encuentre fuera de servicio y se despachen unidades en CD Arica y CD Iquique, durante el período en que dichas unidades aún no hayan entrado en servicio, y ante la ocurrencia de alguna de las contingencias indicadas, el sistema no se encontraría en condiciones de controlar dicha contingencia. La eventual desconexión de la única línea en servicio produciría la desconexión total de los consumos al norte de la S/E Crucero, y la sobrefrecuencia resultante podría provocar finalmente una situación de apagón total.

Como elemento de control es posible considerar un EDAC por sobrecarga, considerando que el alivio de eventuales sobrecargas en las líneas de transmisión de la zona requiere de desconexiones de carga mayores a las requeridas para recuperar la tensión. De este modo se estima que en forma indirecta se aliviarían las subtensiones en la zona Norte. En forma complementaria se requiere de un EDAG que controle la sobrefrecuencia producida por las desconexiones de carga; y en particular, si ella estuviese asociada a la desconexión de la totalidad de los consumos de la zona Norte producto de una eventual desconexión de la única línea en servicio.

Alternativamente al esquema de control propuesto es posible considerar la implementación de un EDAG, el cual en caso que se produzca la desconexión de la totalidad de los consumos de la zona Norte debido a la condición de sobrecarga de la línea que queda en servicio, actúe desconectando un monto de generación tal que permita aliviar la sobrefrecuencia resultante, evitando así el apagón total.

Cabe mencionar que en caso que se implemente cualquiera de las alternativas de control propuestas, no sería necesario despachar la unidad CTTAR ante la realización de un mantenimiento en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1, Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 o Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi.

De acuerdo a lo expuesto previamente, un control basado en EDAC por sobrecarga requeriría como señales medidas el estado de interruptores y las corrientes por las tres líneas de interés, las cuales serían procesadas a través de un elemento

centralizado, y como señal de actuación la apertura de interruptores asociados a las cargas que deben ser desconectadas a fin de mitigar el problema conjunto de sobrecarga y subtensión. Estas características de medición y actuación geográficamente distantes, más un procesamiento centralizado, redundan en lo que se denomina como "control de área amplia"; cuyo análisis, diseño e implementación será materia de un Estudio[15] que elaborará la DO en forma posterior a la emisión del presente Estudio, y para lo cual se estima necesario convocar a las partes involucradas.

5.2.2 Zona Chuquicamata-Calama

Para realizar un análisis que permita determinar los efectos que producen en la zona las contingencias que se indican en 4.1 se requiere contar con información técnica faltante de las instalaciones en cuestión; la cual fue solicitada a los Coordinados respectivos según lo establece la NT.

Para aproximar en forma preliminar dichos efectos, la DO realizó un análisis considerando la información disponible; sin embargo, una vez que la información pendiente sea recibida, se realizarán los análisis de detalle.

El análisis realizado permite concluir que las situaciones que podrían llevar a subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión en la zona Chuquicamata-Calama son las siguientes:

- Mantenimiento en la Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata o Línea 220 kV 6B Crucero-Salar, y contingencia simple en la otra línea.
- Contingencia severa en la Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata y la Línea 220 kV 6B Crucero-Salar.

La tabla siguiente muestra, para la segunda contingencia previamente indicada, el valor de la tensión resultante en las barras Chuquicamata 220 kV y Chuquicamata 100 kV y, para la Línea 110 kV Central Tocopilla-S/E A, el valor de la corriente observada respecto de su valor nominal.

Caso	Contingencia	Chuquicamata 220 kV Tensión [kV]	Chuquicamata 100 kV Tensión [kV]	Línea 110 kV C.Tocopilla-S/E A i observada [A] / i nominal [A]
1	Contingencia severa Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata y Línea 220 kV 6B Crucero-Salar	152.1	73.9	450/472

Para el caso analizado, luego de ocurrida la desconexión de ambas líneas, la Línea 110 kV Central Tocopilla-S/E A Circuitos 1, 2 y 3 y la Línea 110 kV Central Tocopilla-Salar quedan en una condición de carga cercana al valor nominal, lo que

[15] Estudio de coordinación y aplicación de medios de control a utilizar ante la desconexión de líneas de transmisión en la zona Norte.

provoca un incremento en las pérdidas de potencia activa y el consumo de potencia reactiva en ellas a un nivel tal que condiciona fuertemente la subtensión observada en la zona. La condición de subtensión haría operar las protecciones por baja tensión y también podría provocar una desconexión de carga no asociada a la operación de protecciones, debido a que las tensiones observadas presentan valores muy por debajo del valor nominal. En caso que la desconexión de carga alcance valores en torno a 200 MW, se produciría una condición de sobrefrecuencia que podría comprometer la operación de las protecciones respectivas en las unidades generadoras; en particular aquellas con ajuste común en 52 Hz., lo que a su vez podría conducir a un apagón total.

Considerando lo indicado en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, recomendaciones de Estudios de Corto Plazo y los análisis del presente Estudio, como esquemas de control se proponen los siguientes:

1. Implementar un intertrip asociado con la desconexión intempestiva de ambas líneas: Línea 220 kV 6B Crucero-Salar 6B y Línea 220 kV 7B Crucero-Chuquicamata, que desconecte cuasi-instantáneamente y en forma automática un monto de carga suficiente para mitigar los efectos de subtensiones y eventuales sobrecargas, o
2. Implementar un EDAC por subtensión que opere en forma coordinada con las protecciones por subtensión, y que incorpore etapas de operación, con retardos apropiados, en función del nivel de tensión presente.

En forma complementaria se requiere de un EDAG, para enfrentar una eventual desconexión masiva de carga producto de las condiciones post-contingencia observadas.

Alternativamente es posible considerar un control que considere sólo un EDAG, el cual en caso que se produzca la desconexión de gran parte de los consumos de la zona Chuquicamata-Calama, debido a la condición de subtensión alcanzada, actúe desconectando un monto de generación tal que permita aliviar la sobrefrecuencia resultante y evitar así el apagón total.

El diseño de los esquemas de control que resulten recomendados se realizará en un Estudio que elaborará la DO, a consecuencia del presente Estudio.

5.2.3 Zona Escondida

La tabla siguiente muestra, para cada una de las contingencias indicadas, el valor de la tensión resultante en la barra Escondida 220 kV y, para la Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Súlfuros[16], el valor de la corriente respecto de su valor nominal,.

[16] Corresponde a la única línea de transmisión donde al menos se observó una condición de sobrecarga.

Caso	Contingencia	Escondida 220 kV Tensión [kV]	Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Súlfuros i observada [A] / i nominal [A]
1	Contingencia simple Línea 220 kV Zaldívar-Escondida estando el SING en Estado de Emergencia proveniente de una contingencia severa en Línea 220 kV Atacama-Domeyko	205.4	700/769
2	Contingencia simple Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Zaldívar estando el SING en Estado de Emergencia proveniente de una contingencia severa en Línea 220 kV Atacama-Domeyko	204.3	880/769
3	Contingencia simple Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins estando el SING en Estado de Emergencia proveniente de una contingencia severa en Línea 220 kV Atacama-Domeyko	197.4	540/769
4	Contingencia simple Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Súlfuros estando el SING en Estado de Emergencia proveniente de una contingencia severa en Línea 220 kV Atacama-Domeyko	206.2	-
5	Contingencia simple Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Zaldívar estando el SING en Estado de Alerta proveniente de una contingencia simple en Línea 220 kV Zaldívar-Escondida	217.6	610/769

De acuerdo a los resultados obtenidos, se concluye que no se detectan problemas de subtensión considerando las contingencias analizadas.

Además, salvo el Caso 2 anterior, en el cual se detectó una sobrecarga en la Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Súlfuros respecto de su capacidad permanente, no se presentan otros problemas de sobrecarga en las instalaciones producto de las contingencias analizadas. Para dicha instalación no se dispone de la información de capacidad transitoria, por lo que eventualmente podría no existir la sobrecarga acusada, ya que la trasferencia de potencia podría ajustarse al valor de capacidad permanente mediante una desconexión manual o automática de carga que se ejecute durante el período que caracteriza a la capacidad transitoria de la línea.

5.3 Estimación de los requerimientos de control

Para realizar una estimación de los requerimientos de control en cada zona se consideran los escenarios indicados en el *Anexo 2: Definición de escenarios y tipos de contingencias* y las contingencias específicas indicadas en el punto *4.1*. Esta estimación proviene de aproximar sucesivamente los recursos de control hasta verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NT.

5.3.1 Características de diseño

En forma preliminar es posible definir montos de carga por zona a incorporar en el EDAC por subtensión y/o sobrecarga, según corresponda, con el objeto de

estabilizar la tensión a valores que cumplan lo establecido en la NT y superar los problemas de sobrecarga observados. Al respecto, para los análisis se consideró la información disponible indicada en el punto *5.1*.

La operación de un EDAC se representó en forma simplificada incorporando desconexiones de carga adicionales a aquellas asociadas ala operación de protecciones por subtensión y a las variaciones de tensión en instalaciones ubicadas en la zona de análisis, las cuales se desconectan en forma escalonada a 1, 2, 3 y 4 [s][17].

Dado que los problemas de baja tensión y/o sobrecarga detectados en cada zona son prácticamente independientes entre sí, se considera que el EDAC incorporado en cada zona operaría sólo para las contingencias que la afectan.

5.3.1.1 Zona Norte

De acuerdo a los análisis realizados, en la zona Norte se estima adecuado implementar un EDAC por sobrecarga para el control de las contingencias que se indican en *4.1*, el cual también permitiría el control de las situaciones de subtensión detectadas.

Considerando un diseño simplificado de EDAC por sobrecarga, se obtiene un requerimiento aproximado de 110 MW; lo que equivale a una desconexión total de 162 MW, incluyendo la operación de protecciones por subtensión y otras desconexiones por variaciones de tensión.

La desconexión de carga producirá un alivio de la condición de subtensión; sin embargo, debido a los montos de desconexión de carga involucrados a efectos de aliviar las condiciones de sobrecarga, es posible que se llegue a una condición de sobretensión; situación que necesariamente debe ser considerada en el diseño de detalle del esquema de control en cuestión.

Adicionalmente, el esquema propuesto debe ser complementado con un ajuste apropiado de las protecciones que pudiesen ser proclives a operar por alto nivel de transferencia de potencia, en función de las condiciones de operación y eventuales contingencias que pudiesen presentarse en esta zona[18]. El análisis preliminar realizado prevé que ante determinadas contingencias; como por ejemplo, aquellas que deriven en la desconexión de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2, podrían operar las protecciones de distancia de la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, debido a que la impedancia medida por la protección de distancia en S/E Encuentro activa la segunda zona de operación de dicha protección. Lo anterior requiere evaluar si la trasferencia de potencia pudiese ser reducida en un tiempo suficiente que permita evitar que la impedancia medida permanezca durante un tiempo superior al retardo ajustado para la operación de dicha zona; actualmente ajustado en un valor de 400 ms. Alternativamente es posible analizar la factibilidad de inhibir la actuación de dicha protección para condiciones de sobrecarga de la línea, para lo cual es posible utilizar funciones de teleprotección.

[17] Los tiempos de actuación de cada etapa deben ser ajustados en función de los retardos de las protecciones que pudieran operar a consecuencia de las contingencias analizadas.
[18] Situación que será analizada en el respectivo Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones, cuya fecha de publicación está contemplada en la NT para el 31 de diciembre de 2006.

Cabe mencionar que en caso que la unidad CTTAR se encuentre en servicio no se prevé una condición de sobrecarga en el Sistema de Transmisión, por lo cual no se requiere la operación del EDAC. En este caso se requiere monitorear los flujos por las líneas, y de ser necesario, limitar los consumos de la zona Norte o utilizar desconexión manual de carga.

Debido a que los análisis realizados consideran una estimación de la operación de las protecciones por subtensión y de la desconexión de carga por variaciones de tensión no atribuibles a la operación de protecciones, resulta de suma importancia convocar a las partes involucradas para poder validar y/o corregir, si corresponde, la información, supuestos y conclusiones de los análisis realizados; para posteriormente realizar el diseño de detalle del esquema de control.

Los resultados de las simulaciones realizadas para cada caso se presentan en el *Anexo 4: Resultados simulaciones con esquema de control propuesto*.

5.3.1.2 Zona Chuquicamata-Calama

Para analizar las alternativas de control planteadas en *5.2.2* y posteriormente realizar una estimación de los requerimientos de control se requiere contar con información de las instalaciones en cuestión, establecida en los Capítulos N°3 y N°9 de la NT, de modo de realizar un análisis que precise los efectos que producen las contingencias de interés.

Debido a la complejidad del fenómeno en estudio, es importante realizar una revisión de los supuestos y consideraciones utilizadas por la DO en los análisis; para lo cual se requiere acercar a las partes involucradas de modo de validar y/o corregir, si corresponde, la información, supuestos y conclusiones de los análisis.

5.4 Consideraciones adicionales para el diseño

A partir de los resultados expuestos y la experiencia obtenida de la operación práctica del SING, es posible concluir que una propuesta de EDAC debe contemplar lo siguiente:

- Una eventual simultaneidad en la operación del EDAC y de las protecciones por subtensión asociadas a instalaciones del SING, u otras desconexiones de carga[19], podría resultar en una desconexión de carga excesiva y entonces en sobretensiones, deteriorando el desempeño del EDAC y del SING en general. Esto requiere formular un EDAC coordinado a través de considerar la desconexión de carga inherente a la operación de protecciones por subtensión, coordinación que eventualmente podría lograrse a través de introducir un EDAC que incorpore etapas de operación, con retardos apropiados, en función del nivel de tensión presente.

[19] Se considera parada de motores, bloqueo de equipos de accionamiento electrónico, etc., que por condiciones de operación no se mantienen en servicio durante el estado post-contingencia.

- La presencia conjunta del problema de subtensión y de sobrecarga en elementos del Sistema de Transmisión requiere de una adecuada coordinación de los recursos de control a ser implementados. La solución propuesta debe ser capaz de solucionar en forma conjunta ambos problemas.
- Debido a la condición de sobrecarga que se puede producir en las instalaciones, el EDAC debe ser coordinado considerando los ajustes actuales, o eventuales cambios a éstos, de las protecciones proclives a operar frente a niveles elevados de transferencias de potencia.
- Independiente del nivel de coordinación que se pueda establecer a partir de considerar los aspectos previamente mencionados, y por ende evitar al máximo sobredimensionar la desconexión de carga resultante, en formal natural existiría un efecto de sobrefrecuencia. Esto requiere un análisis de la capacidad de regulación de frecuencia de las unidades en función de los montos de desconexión de carga previstos y, de requerirse, evaluar la implementación de un EDAG en el SING.
- Finalmente, considerando que ante la desconexión de unidades generadoras se alcanzan subtensiones transitorias importantes, se concluye que el EDAC por subtensión también requiere una coordinación apropiada con el EDAC por subfrecuencia; esto de manera de evitar desconexiones por subtensión en condiciones que no son requeridas.

5.5 Trabajo posterior

Para ambos casos analizados, zona Norte y zona Chuquicamata-Calama, resulta de suma importancia acercar a las partes involucradas, ya sea, propietarios de las instalaciones del Sistema de Transmisión, consumidores que realizan retiros en la zona y generadores, de modo de validar y/o corregir, si corresponde, la información, supuestos y conclusiones de los análisis realizados; para posteriormente realizar el diseño de detalle de los esquemas de control .

De acuerdo a lo anterior, se consideran las siguientes actividades:

1. Recepción de la información faltante de las instalaciones en cuestión, según se establece en los Capítulos N°3 y N°9 de la NT.
2. Acercamiento de las partes involucradas en cada caso.
3. Validación y/o corrección de la información y supuestos utilizados por la DO en los análisis.
4. Evaluación de los esquemas de control propuestos considerando la información complementaria.
5. Selección de los esquemas de control para dar cumplimiento a los estándares de la NT.

6. Estimación simplificada de los requerimientos de control para cada uno de los esquemas seleccionados.
7. Diseño de detalle de los esquemas de control a implementar.
8. Implementación de los esquemas de control para cada zona.

6. CONCLUSIONES

El Estudio analiza los problemas de subtensión, inestabilidad o colapso de tensión que se podrían presentar en el SING, considerando la ocurrencia de una contingencia simple o severa en Estado Normal, o la ocurrencia de una contingencia simple en Estado de Emergencia.

Como resultado del Estudio se recomienda la implementación de un EDAC por sobrecarga en la zona Norte, con un monto total de carga de aproximadamente 110 MW, cuyas especificaciones de detalle requieren de una etapa de revisión de los antecedentes y supuestos utilizados a partir de un trabajo conjunto con las partes involucradas. Como consecuencia de los resultados del presente Estudio, se contempla como necesario el desarrollo de dicha etapa.

Cabe mencionar que en este caso el control propuesto no corresponde a un control local, como lo sería un EDAC por subtensión, sino a uno del tipo "control de área amplia", el cual requiere de mediciones y actuaciones distantes geográficamente. El análisis, diseño e implementación de este esquema de control será materia de un Estudio posterior a ser elaborado por la DO.

Respecto de la zona Chuquicamata-Calama, en el Estudio se analizan esquemas de control que permitirían superar los problemas de subtensión detectados; sin embargo, sólo una vez que se reciba la información técnica faltante se realizarán los análisis de detalle que permitan precisar los efectos que producen las contingencias en análisis. Posteriormente, se evaluarán los esquemas de control propuestos y se convocarán a los propietarios de las instalaciones involucradas para realizar una revisión de los supuestos y consideraciones utilizados por la DO en los análisis.

En forma complementaria a los esquemas de control propuestos para la zona Norte y zona Chuquicamata-Calama, se requiere contar con un EDAG que permita controlar posibles sobrefrecuencias producidas por una eventual desconexión masiva de carga.

Cabe mencionar que en forma alternativa a los esquemas de control propuestos para cada zona, es posible considerar un esquema de control, común para ambas zonas, que considere sólo un EDAG. Este esquema actuaría desconectando un monto de generación, tal que permita aliviar la sobrefrecuencia resultante en caso de una desconexión importante de carga y evitar así el apagón total.

Al respecto, dado que se requiere considerar las actividades indicadas en el punto *5.5*, una eventual implementación de un EDAC por subtensión podría realizarse durante el primer semestre del año 2007, por lo cual la DO estima conveniente solicitar a la autoridad una extensión de los plazos indicados en el Artículo 10-21 de la NT.