

# Diseño de un Plan de Defensa contra Contingencias Extremas en el SING

D.E. Olivares and L.S. Vargas, *Senior Member, IEEE*

**Resumen:** Este trabajo aborda el problema de estabilidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) chileno frente a contingencias que pueden conducirle a un apagón parcial o total. Se presenta la metodología utilizada y el diseño obtenido para un Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) en el SING. El diseño del esquema de control posee una lógica predefinida caracterizada por la formación de islas eléctricas con sistemas de supervisión del balance de potencias activa y reactiva, y actúa en base a la detección de un evento preestablecido.

**Keywords:** Contingencias Extremas, Special Protection Systems, Plan de Defensa, Islas Eléctricas, EDAC, EDAG.

## I. NOMENCLATURA

PDCE : Plan de Defensa contra Contingencias Extremas  
 CDEC : Centro de Despacho Económico de Carga  
 SI : Sistema Interconectado  
 SPS : Special Protection System

## II. INTRODUCCIÓN

La evolución seguida por los sistemas eléctricos de potencia está comandada por las nuevas estructuras de tarificación y operación, así como por las crecientes exigencias de suministro energético con altos niveles de seguridad y calidad de servicio. Esta evolución ha impuesto nuevos y complejos desafíos a ingenieros e investigadores, en el sentido de desarrollar nuevas técnicas de control y planificación del sistema. En el caso de Chile con la publicación de la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” (NT) del sector eléctrico en mayo del 2005 se define una serie de exigencias, criterios y límites de operación para los sistemas interconectados. En particular, la norma establece que cada CDEC debe tener un *Plan de Defensa contra Contingencias Extremas* (PDCE).

El PDCE considerado por la NT se define como Plan de Defensa contra Contingencias Extremas el “*Conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del Sistema Interconectado (SI) ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema que excede las hipótesis de diseño y operación del SI, para las cuales no resulta posible o conveniente adoptar medidas preventivas a nivel de la programación de la operación*”. Se trata de un estudio que se debe actualizar con periodicidad de 4 años, y debe comprender un esquema de formación inducida de Islas Eléctricas, el cual, ante la detección de un evento que conduce a un apagón, produzca el desmembramiento controlado del SI.

En este trabajo se presenta una propuesta de PDCE y se efectúan simulaciones sobre una versión reducida del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

## III. EL SING

El SING presenta características particulares en su topología, debido principalmente a la geografía y a la actividad minera de la zona, los que han ido integrándose de forma paulatina al sistema. En un inicio el SING se formó gracias a la integración de centros de generación, casi exclusivamente termoeléctricos, propios de faenas mineras en la zona. Por ello, los centros de consumo de electricidad se encuentran separados por grandes distancias. En la actualidad, la actividad minera es intensa representando cerca de un 75% del consumo total del SING, el cual posee una potencia instalada de cerca de 3600 MW. Aunque esta capacidad instalada es cercana a tres veces la demanda máxima, debido a la reciente crisis de abastecimiento de gas natural para sus turbinas enfrenta importantes problemas de despacho.

La estimación de demanda máxima neta del sistema para los años de interés del estudio se muestra en la Figura 1.

---

Luis Vargas trabaja en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile (e-mail: [lvargas@ing.uchile.cl](mailto:lvargas@ing.uchile.cl)).

Daniel E. Olivares es alumno del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile (e-mail: [daolivara@ing.uchile.cl](mailto:daolivara@ing.uchile.cl)).

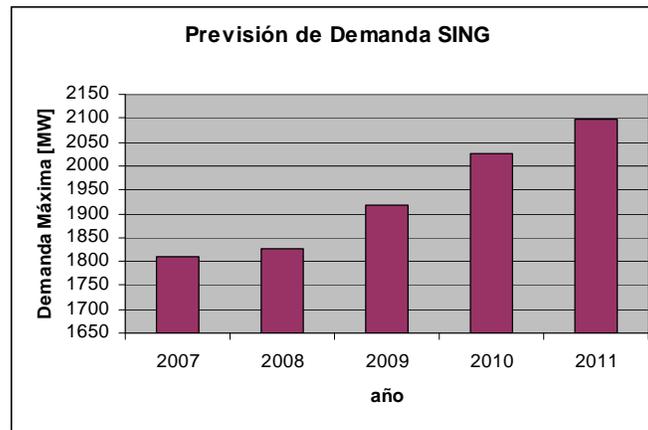


Figura 1. – Previsión de Demanda Máxima en el SING

#### IV. CONTINGENCIAS EXTREMAS EN EL SING

Debido a exigencias de la reglamentación que rige la realización del estudio para el PDCE, las contingencias a considerar por el estudio son aquellas caracterizadas por la ocurrencia de una contingencia severa, estando el sistema en Estado Normal, de la cual existan antecedentes en la programación de la operación, y que sea susceptible de controlar a través de la formación inducida de Islas Eléctricas. Estudios previos del SING han alimentado una base de datos de contingencias con alta probabilidad de ocurrencia en el sistema, de donde se han seleccionado aquellas que conducen al sistema al apagón y cumplen con las características descritas. La Figura 2 ilustra el criterio de selección de contingencias considerado por el PDCE.

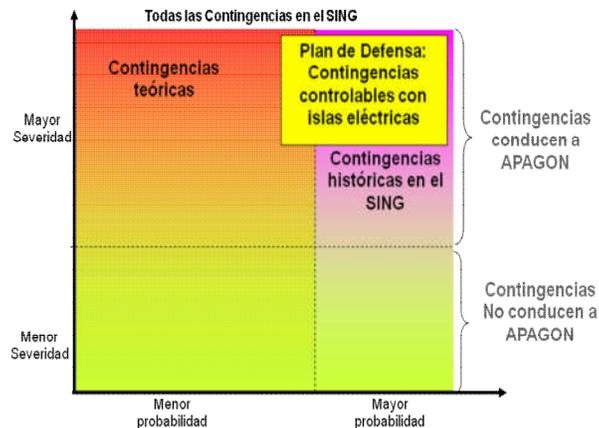


Figura 2. – Criterio de Selección de Contingencias

Luego de aplicar el criterio de selección de contingencias se obtiene, en una primera aproximación, sólo una contingencia a ser considerada por el PDCE. Esta falla ocurre en instalaciones cercanas a la central termoelectrónica Tocopilla, cuya topología se esquematiza en la Figura 3. Afecta al doble circuito (circuitos 6A y 7A) que une la central Tocopilla con la barra Crucero en 220 kV y corresponde a un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla, aplicado sobre uno de los circuitos de la líneas de transmisión de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protección.

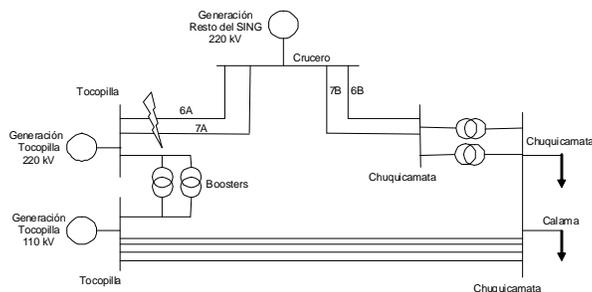


Figura 3. - Topología falla Tocopilla-Crucero

La faena minera de Chuquicamata más la ciudad de Calama en el SING alcanza un consumo cercano a los 350 MW en hora punta del sistema. Ésta demanda es abastecida principalmente a través de los circuitos 6B y 7B de la línea en 220 kV Crucero-Chuquicamata, y en una menor proporción desde los 4 circuitos en 110 kV que unen la central Tocopilla con Chuquicamata.

La capacidad máxima de transferencia de las líneas en 110 kV es de unos 260 MW, sin embargo, con dicho nivel de transferencia y considerando el consumo reactivo típico de la zona de Chuquicamata la tensión en el extremo Chuquicamata de la línea alcanza valores cercanos a 0.6 pu, dejando al sistema expuesto a pérdidas intempestivas de carga por la acción de protecciones de subtensión, bloqueo de equipos tiristorizados o detención de motores por bajo torque. En la práctica, el máximo nivel seguro de transferencia por 110 kV está en torno a los 220 MW.

Al perder los circuitos 6A y 7A, la totalidad de la generación en Tocopilla debe ser evacuada a través de los circuitos en 110 kV hacia la barra Chuquicamata, y luego al sistema a través de los circuitos 6B y 7B, provocando una fuerte caída de tensión en las instalaciones de Chuquicamata y generando una diferencia angular entre las unidades de Tocopilla y el resto del SING, que dependiendo del nivel de generación en Tocopilla, puede hacer perder el sincronismo de las máquinas en Tocopilla.

La pérdida de sincronismo de las unidades en Tocopilla puede significar en el peor de los casos un déficit de cerca de 780 MW si es que toda la capacidad de la central Tocopilla se encuentra despachada. En la actualidad el despacho de la central Tocopilla se encuentra limitado a 580 MW brutos por restricciones a nivel de programación, y aunque el EDAC diseñado para el SING considera un desprendimiento de carga hasta por 580 MW, el sistema no está preparado para resistir semejante déficit de generación.

Sobre un umbral de generación en Tocopilla tal que la falla en cuestión provoque la pérdida de sincronismo de las unidades, se debe aislar las unidades en Tocopilla del sistema de tal manera que éstas puedan abastecer una demanda separada del sistema, evitando torques desincronizantes con el resto de las unidades del SING.

## V. ESQUEMA DE CONTROL DEL PDCE

Frente a la contingencia descrita en la línea Tocopilla-Crucero, el Plan de Defensa abrirá los circuitos 6B y 7B de la línea Crucero-Chuquicamata induciendo la formación de una isla eléctrica, conformada por las instalaciones de la central Tocopilla y las cargas asociadas a Chuquicamata y Calama.

Adicionalmente se incorporan esquemas de desconexión de generación en Tocopilla y desconexión de carga en Chuquicamata con el objetivo de alcanzar niveles de tensión aceptables y un balance de potencia en la isla. De esta forma, el control consta de varios módulos de operación independientes, que se ilustran en la figura 4.



Figura 4. - Módulos de operación del Plan de Defensa

### Bloque EDAC subtensión Chuquicamata

Desconecta carga en Chuquicamata necesaria para mantener la tensión dentro de niveles de operación aceptables. Para ello integra en el tiempo la tensión bajo cierto umbral mínimo en una barra representativa de Chuquicamata. Recibe señal de activación al formarse la isla eléctrica. La desconexión del primer bloque de carga considerado en el EDAC por subtensión sucede luego de 0.5 segundos de ocurrido el desmembramiento controlado del sistema, y siempre que la tensión en la barra de representativa esté bajo los 0.8 pu en ese instante. Ésta medida lidia con la desconexión intempestiva de carga en Chuquicamata

producto de las fuertes variaciones de tensión, frecuencia y potencia que sufren las instalaciones producto de la falla y posterior desmembramiento del sistema, dando un rango de tiempo para que éstas ocurran. La figura 5 muestra un diagrama de actividades del bloque.

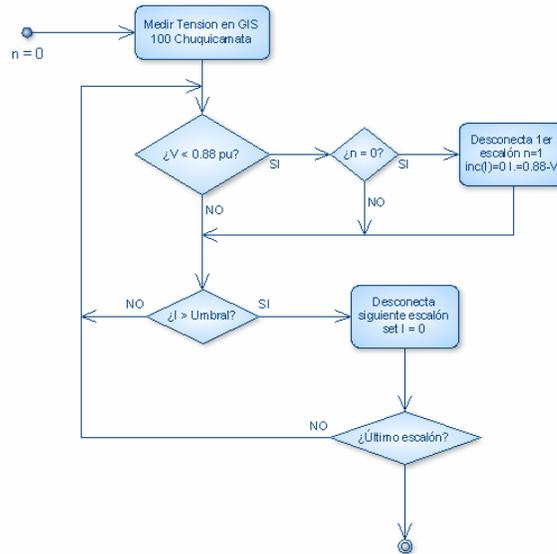


Figura 5.- Diagrama de Actividades EDAC subtensión

La variable “I” del diagrama de actividades de la figura 5 almacena la integral en el tiempo de la tensión bajo el umbral definido por el operador, y a partir de su valor (si supera un umbral de activación) determina la desconexión de un bloque de carga predefinido en Chuquicamata. Es decir:

$$I = \int_{t_i}^{t_f} f(t) dt$$

Donde:

$$f(t) = \begin{cases} V(t) - V_{umbral} & \text{si } V(t) \leq V_{umbral} \\ 0 & \text{si } V(t) > V_{umbral} \end{cases}$$

#### Bloque EDAG Tocopilla. Lazo abierto

Desconecta generación en Central Tocopilla necesaria para mantener la transferencia de potencia por las líneas en 110kV hacia Chuquicamata dentro de márgenes de operación aceptables, en base a información de las potencias generadas por las unidades previo a la falla. Recibe señal de activación al formarse la isla. La potencia máxima transferible por 110kV es estimada en 55 MW por circuito, considerando el límite térmico del conductor y la máxima caída de tensión admisible en la línea, de esta forma se desconectan unidades en Central Tocopilla hasta alcanzar una generación igual o inferior a 220 MW brutos (considerando los 4 circuitos de 100kV en servicio). Las unidades generadoras son desconectadas comenzando con las de mayor capacidad, minimizando el número desconexiones.

#### Bloque Evaluador Armado-Desarmado

Determina si las condiciones del despacho en el SING ameritan la actuación del Plan de Defensa en caso que ocurra una contingencia que obligue la salida de los circuitos 6A y 7A de la línea Tocopilla-Crucero. Si la potencia total despachada por la central Tocopilla supera un umbral de activación (400MW) determinado en forma empírica, el PDCE será activado.

#### Bloque Forzar Isla Eléctrica

Envía señales de desconexión necesarias para formar la Isla eléctrica Tocopilla-Chuquicamata (desconexión de circuitos 6B y 7B extremo Chuquicamata) si detecta la desconexión simultánea de circuitos 6A y 7A.

### Bloque EDAG Tocopilla, Lazo cerrado

Desconecta generación en Central Tocopilla necesaria para mantener el balance de potencia activa en la Isla en régimen permanente. Es activado 3 segundos después de las primeras acciones del PDCE y sigue el mismo esquema que el EDAG en lazo abierto. Se consideran las potencias generadas por las unidades en Tocopilla previas a la falla y la potencia transferida por 110kV desde Tocopilla a Chuquicamata en tiempo real. El desbalance de potencia en la isla (sobre generación) se calcula como la suma de las potencias en las unidades en Tocopilla pre-falla menos la potencia transferida por 110 kV hacia Chuquicamata.

La interacción entre los bloques del Plan de Defensa se ilustra en el diagrama esquemático de la figura 6.

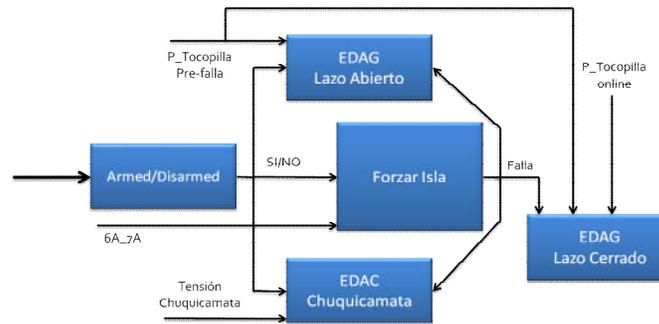


Figura 6.- Diagrama esquemático de interacción de bloques

Como se puede notar, cada bloque del plan de defensa se activará sólo bajo el orden del bloque Armado-Desarmado a través de su señal SI/NO. Una vez activado el Plan de Defensa, las primeras medidas son dirigidas a la formación de la isla eléctrica Tocopilla-Chuquicamata y desconexión de unidades en la central Tocopilla de manera que su potencia sea factible de transportar por las líneas en 110 kV. Medidas posteriores lidian con el balance de potencia en la isla y los niveles de tensión. La figura 7 muestra un diagrama de actividades general del PDCE.

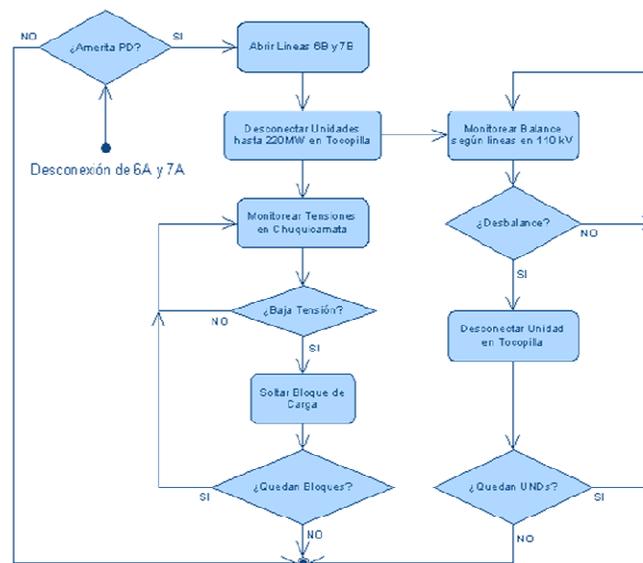


Figura 7.- Diagrama de Actividades General del PDCE

## VI. SIMULACIONES

El CDEC-SING cuenta con una base de datos del SING en el software Power Factory DigSILENT, que ha mostrado gran precisión en la predicción de la respuesta del sistema frente a eventos simulados y que han sido contrastados con registros reales de la operación.

Se ha implementado el sistema de control del PDCE en la base de datos en DigSILENT para efectos de evaluar el desempeño del esquema de control. La contingencia simulada en el sistema es una falla trifásica en uno de los circuitos de la línea Tocopilla-Crucero 220 kV, la apertura de los interruptores de ambos circuitos, 6A y 7A, ocurre a los 60 milisegundos de ocurrida la falla mientras que la falla es programada en el segundo 1. En la Tabla 1 se muestra la secuencia de eventos simulados en el software.

Tiempo (s)	Evento
1	Falla en circuito 6A de línea 220 kV Tocopilla-Crucero
1.12	Apertura de Interruptores circuito 6A
1.12	Apertura de Interruptores circuito 7A

*Tabla 1.- Eventos de la Simulación Digital*

A continuación se muestran los resultados de la simulación descrita para un despacho de 780 MW brutos en la central Tocopilla, que corresponde a la máxima potencia despachable por dicha central.

Al ocurrir la falla las máquinas de la central Tocopilla se aceleran rápidamente perdiendo sincronismo con el resto del sistema como se puede apreciar en la figura 9. La figura 8 muestra cómo la frecuencia en la central Tocopilla supera los 52 [Hz] aproximadamente 1 [s] después de ocurrida la falla, frecuencia en la cual actuarían las protecciones de sobrefrecuencia, desconectando las máquinas. Las tensiones en todo el SING presentan un comportamiento oscilatorio, alcanzando valores cercanos a los 0.1 pu como se observa en las figuras 10 y 11.

El diseño del PDCE mostró ser robusto frente a distintos niveles de generación en Tocopilla y consumo en Chuquicamata y Calama, en cuanto es capaz de analizar la situación particular del sistema para determinar los montos de generación y carga que se necesita desconectar. Se adaptará de buena manera a los distintos despachos de prueba a los que fue sometido, sin necesidad de personalizar su diseño para cada caso.

El EDAC por subtensión implementado en la isla considera la desconexión no controlada de carga en Chuquicamata debido a las fuertes perturbaciones sufridas por el sistema producto de la falla y posterior formación de la isla eléctrica, dejando un tiempo muerto antes de tomar medidas de desconexión de carga (esperando las desconexiones no controladas) y basando las posteriores desconexiones en el nivel de tensión medido en Chuquicamata. Por lo tanto el desempeño del PDCE es robusto frente a desconexiones intempestivas de carga, independiente de su magnitud.

Los EDAG incorporados en el diseño del PDCE mantienen exitosamente el balance de potencia activa dentro de la isla. No es necesaria la implementación de un sistema adicional de supervisión de reactivos en la isla, ya que éstos son controlados por la desconexión de carga por subtensión en Chuquicamata.