



**CDEC-SIC**  
Centro de Despacho Económico de Carga  
Sistema Interconectado Central

**Dirección de Operación**

---

## **Revisión del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas**

---

**Noviembre de 2013**

## **“Proyecto de Implementación del PDCE”**

### **Definición de los esquemas de defensa del PDCE.**

En el transcurso del año 2012 el consultor “Estudios Eléctricos” finalizó los “Estudios para el Diseño de Detalle y Definición de los Requerimientos Específicos del PDCE 2011 – 2012”. En los informes correspondientes el consultor propone esquemas de defensa que permiten enfrentar las contingencias extremas que se indican a continuación:

- Fase 1: Falla de ambos circuitos de la línea Quillota – Polpaico 220 kV.
- Fase 2: Falla del sistema de transmisión que conecta las SS/EE Charrúa y Ancoa.
- Fase 3: Falla de ambos circuitos de la línea Quillota – San Luis 220 kV.
- Fase 4: Falla de la Barra de S/E Ancoa 500 kV.

Los esquemas de defensa propuestos se componen de los recursos independientes que se detallan a continuación, los cuales se complementan para cumplir con el objetivo de estabilizar el sistema en condiciones post falla.

#### Fase 1: Falla de ambos circuitos de la línea Quillota – Polpaico 220 kV

De acuerdo al análisis del estudio realizado para la fase 1, luego de producida la falla y la apertura del doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV, el problema inmediato resulta en la sobrecarga del doble circuito Quillota – Nogales 220 kV, motivo por el cual, el esquema de defensa propuesto tiene como objetivo restablecer el flujo de potencia a valores admisibles mediante un esquema de desconexión automática de generación (EDAG) que actúa sobre las centrales que inyectan en la S/E San Luis.

Como complemento del esquema EDAG para una adecuada estabilización del sistema, se consideró necesario modificar los estabilizadores (PSS) de las 4 unidades de la Central Guacolda. Se propuso el cambio de los estabilizadores existentes a estabilizadores que funcionen bajo el principio de integral de potencia acelerante y que posean una lógica automática de desconexión del estabilizador ante operaciones indeseadas. Estos requerimientos fueron implementados por Guacolda S.A. a finales del año 2012.

#### Fase 2: Falla del sistema de transmisión que conecta las SS/EE Charrúa y Ancoa

De acuerdo al análisis realizado en dicho estudio, luego de la pérdida del enlace Charrúa – Ancoa 500 kV, ya sea por fallas que produzcan la desconexión del doble circuito de la línea de 500 kV o de los autotransformadores 220/500 kV de S/E Charrúa, el sistema se fracciona en dos islas eléctricas con desbalances de potencia generación/demanda.

En la mayoría de los escenarios de operación previsible, la isla o subsistema originado al sur de la S/E Charrúa inclusive quedaría con exceso de generación, mientras que la isla o subsistema resultante al norte de Charrúa quedaría con déficit de generación, lo que en condiciones de operación más exigentes podrían ocasionar desbalances en torno a 1300 MW.

El subsistema centro-norte puede ser estabilizado con la implementación de un esquema EDAC específico (EDACxCEx) por tasa de caída de frecuencia (Hz/seg), adicional al EDAC por baja frecuencia existente y que actuarían complementariamente. Además, con el fin de compensar las eventuales sobretensiones (postcontingencia) causadas por la desconexión automática de carga, se deben implementar esquemas de control de tensión en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa que desconecten CCEE.

Para compensar la sobrefrecuencia en el sistema Charrúa al sur, se propone un esquema de desconexión automática de generación (EDAG) para las centrales que inyectan en S/E Charrúa. Esta implementación requiere disponer de enlaces de comunicación adecuados entre la S/E Charrúa y las centrales Antuco y El Toro.

Cabe señalar que en estudios posteriores, realizados con motivo de la puesta en servicio del SVC plus en S/E Diego de Almagro el año 2013, se determinó que los problemas de inestabilidad de tensión en el sistema centro-norte eran subsanados por la actuación de dicho equipo de compensación dinámica de reactivos. En consecuencia, se determinó que no era necesaria la implementación del esquema de sincrofasores, que había sido considerado en los estudios originales.

La implementación del recurso EDACxCEx lo están llevando a cabo las empresas coordinadas relacionadas con los consumos asociados a este esquema y en coordinación con la D.O.

### Fase 3: Falla de ambos circuitos de la línea Quillota – San Luis 220 kV

De acuerdo al estudio realizado para la fase 3, luego de originada la falla y desvinculación del circuito San Luis – Quillota 220 kV, resulta una sobrecarga del vínculo San Luis – Agua Santa 220 kV y del sistema de 110 kV de la Quinta Región, por lo que se requiere la desconexión de forma automática de ese vínculo en S/E San Luis. A su vez, se requiere la modificación de ajustes de protecciones en líneas del sistema de 110 kV de la Quinta región para evitar operaciones indeseadas por oscilaciones de potencia transitorias.

Además, como consecuencia de la pérdida de generación de las centrales que inyectan en S/E San Luis, el esquema de defensa se debe complementar con desconexión automática de carga para contingencias extremas (EDACxCEx). Esta desconexión de carga está comprendida en el EDACxCEx definido para la fase 2.

La modificación de ajustes de protecciones en líneas del sistema de 110 kV de la Quinta región serán realizadas por los propietarios de las instalaciones involucradas.

### Fase 4: Falla de la Barra de S/E Ancoa 500 kV

Cabe señalar, que con motivo de la puesta en servicio del cable entre las subestaciones Ancoa y Colbún y considerando la futura incorporación al SIC del tercer circuito de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, la falla en comento no calificaría como contingencia extrema.

La implementación de estos Esquema de Defensa deben contemplar además la implementación de un sistema supervisor, que proporcione la información necesaria al SISTR del CDC, y de un sistema de monitoreo que proporcione información (off-line) suficiente que permita evaluar el comportamiento del esquema.

Por otra parte, cabe señalar de acuerdo a lo indicado por la SEC en su OF. N°2856 de fecha 2 de marzo de 2012, es el CDEC quien debe gestionar la ejecución del proyecto que tiene como antecedente el estudio para el PDCE realizado por la DO, de acuerdo a los criterios y requisitos de diseño y operación que deberán ser aplicados al sistema de transmisión. En cuanto a la responsabilidad de la operación y el mantenimiento de los equipos correspondientes, el mismo oficio señala que las empresas deben asumir estas tareas. Adicionalmente, se agrega que dichos equipos serán patrimonio activo de las empresas.

### **Implementación del PDCE.**

Luego de la publicación de los informes finales correspondientes a los estudios fase 1, fase 2 y fase 3, se procedió a elaborar los términos de referencia correspondientes a proyectos llave en mano para la implementación del PDCE que involucren todos los recursos detallados en los informes respectivos.

Por otra parte, considerando que los recursos a implementar en la fase 1 del PDCE son comunes y complementarios a los recursos necesarios para afrontar la falla de la fase 3, se determinó la implementación conjunta de ambas fases. En resumen, la implementación del PDCE contempla los siguientes 2 proyectos:

- Implementación Fases 1 y 3: Corresponde a la implementación del esquema de defensa para atender la falla y desvinculación de la línea de doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV (Fase 1) y la implementación del esquema de defensa para afrontar la falla y desvinculación de la línea San Luís – Quillota 220 kV (Fase 3).
- Implementación Fase 2: Corresponde a la implementación del esquema de defensa para afrontar la falla y pérdida del vínculo Charrúa – Ancoa 500 kV (falla en ambos circuitos o en las transformaciones 220/500 kV).

Conforme con lo anterior, durante el año 2012 se llamó a licitación para la implementación (llave en mano) de las fases 1 y 3 y de la fase 2 del PDCE a 3 empresas contratistas con amplia experiencia en el mercado, las cuales presentaron sus ofertas técnica y comercial para cada proyecto. Se analizaron las distintas alternativas ofrecidas por los contratistas, evaluando cada una de sus propuestas.

Posteriormente, con el objeto de coordinar las visitas técnicas a las instalaciones involucradas en estos proyectos de implementación del PDCE, se realizaron diversas reuniones entre los contratistas preseleccionados para cada proyecto, los correspondientes representantes de las empresas coordinadas propietarias de esas instalaciones y la DO del CDEC-SIC. A fines del año 2012 se llevaron a efecto visitas técnicas a las SS/EE Quillota, Polpaico y San Luís y a las centrales Nehuenco, San Isidro y Quinteros, relacionadas con el proyecto de implementación de

las fases 1 y 3, y además, se visitó las SS/EE Charrúa, Ancoa y Alto Jahuel y las centrales Antuco y El Toro, involucradas con el proyecto de implementación de la fase 2.

Durante Febrero de 2013 se convino una Forma de Financiamiento para la implementación de del PDCE con el aporte de las empresas coordinadas Colbún, Endesa y Transelec, para la fase 2, y el aporte adicional de Transquillota para las fases 1 y 3.

Con este acuerdo de financiamiento el CDEC-SIC procedió a realizar los contratos con las empresas CONECTA S.A. y SEIS S.A. para llevar a efecto la implementación de las fases 1 y 3 y la fase 2 respectivamente. Estos contratos se convinieron durante los meses de mayo y junio de 2013.

En mayo de 2013 se realizaron reuniones de coordinación entre Contratistas, la DO y las empresas coordinadas involucradas en cada proyecto para precisar y aclarar consultas referidas a las instalaciones afectadas por los proyectos.

Durante mayo también se efectuaron reuniones de coordinación, correspondiente al proyecto de implementación de la fase 2 del PDCE, entre el Contratista SEIS, el inspector técnico de obras (ITO) contratado por el CDEC, y la DO para definir los alcances y precisar los aspectos técnicos de ambos proyectos, respecto de la presentación y programa de la Reunión Inicial (Kick off meeting) del Proyecto. Posteriormente, durante el mismo mes se llevó a efecto dicha Reunión Inicial con la participación adicional de las empresas Colbún, Endesa y Transelec.

Similarmente, durante junio se efectuaron reuniones de coordinación, correspondientes al proyecto de implementación de las fases 1 y 3 del PDCE, entre el contratista CONECTA, el ITO y la DO. En julio de 2013 se efectuó la Reunión Inicial (Kick off meeting) para este proyecto, con la participación adicional de las empresas coordinadas Colbún, Endesa, Transelec y Transquillota.

A partir de Julio y Agosto se desarrollaron las actividades iniciales de cada proyecto, incluyéndose entre otras la solicitud y recopilación de información, definición del procedimiento y periodos de revisión, coordinación y desarrollo del levantamiento de información de las instalaciones involucradas, que posteriormente prosigue con las actividades de la ingeniería básica.

Se adjunta al presente informe, un cronograma resumido con los avances de las principales actividades correspondientes a los proyectos de la implementación de los esquemas de defensa de las fases 1 y 3 y la fase 2 del PDCE.

## Cronograma Implementación PDCE

Actividad	2013												2014																																						
	Jul			Ago			Sep			Oct			Nov			Dic			Ene			Feb			Mar			Abr			May			Jun			Jul			Ago			Sep			Oct			Nov		
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
<b>Proyecto de Implementación PDCE Fase 1 y 3</b>																																																			
Actividades Iniciales																																																			
Ingeniería Básica																																																			
Ingeniería de Detalle																																																			
Lógica de Control																																																			
Montaje																																																			
Ensayos FAT																																																			
Ensayos SAT																																																			
Puesta en Servicio																																																			
<b>Proyecto de Implementación PDCE Fase 2</b>																																																			
Actividades Iniciales																																																			
Recopilación de Información y Levantamiento																																																			
Ingeniería Básica																																																			
Ingeniería de Detalle																																																			
Construcción																																																			
Montaje																																																			
Ensayos FAT																																																			
Ensayos SAT																																																			
Puesta en Servicio																																																			
<b>EDACxCEx</b>																																																			
Identificación y determinación de cargas que participarán y montos a desprender por escalón																																																			
Adquisición e Instalación de Equipos (1)																																																			
Ensayos SAT y puesta en servicio provisional (marcha blanca)																																																			
Habilitación del esquema																																																			

(1) Los tiempos requeridos para la adquisición, instalación e implementación del esquema dependerá del grado de complejidad que se presente para cada coordinado.

Los plazos considerados contemplan el tiempo requerido para la implementación del esquema más complejo.

Estimado
  Realizado
  Período de Ejecución Estimado del Proyecto