

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**  
Alameda 1449, piso 13  
Edificio Santiago Downtown II,  
Santiago

**REF.:** Aprueba Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

**RESOLUCION EXENTA N° 1550**

**Santiago, 15 de diciembre de 2009.**

**VISTOS:**

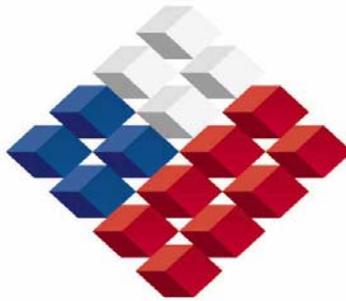
- a) Lo dispuesto en el DFL N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de Minería de 1982, en adelante "Ley General de Servicios Eléctricos" ó LGSE, especialmente el artículo 99°; y
- b) La propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC presentada por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, a la Comisión Nacional de Energía, en adelante "Comisión", con fecha 2 de noviembre de 2009.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que se debe dar curso progresivo al proceso de aprobación del Plan de Expansión para los doce meses siguientes de la Comisión;
- b) Que la Comisión, en el marco de lo dispuesto en el artículo 99° de la LGSE, debe elaborar el Plan de Expansión para los doce meses siguientes, basado en la propuesta presentada por la Dirección de Peajes del CDEC; y
- c) Que la Comisión debe presentar el Plan de Expansión a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, referidos en los artículos 83° y 85° de la LGSE, los cuales podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos.

**RESUELVO:**

**Artículo primero:** Apruébase el siguiente Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC para los doce meses siguientes, elaborado por la Comisión Nacional de Energía:



**GOBIERNO DE CHILE**  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE  
TRANSMISIÓN TRONCAL  
PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES**

Diciembre de 2009  
Santiago de Chile

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
1.1	RESUMEN EJECUTIVO.....	4
<b>2</b>	<b>PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL PARA LOS PRÓXIMOS DOCE MESES .....</b>	<b>5</b>
2.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN.....	5
2.2	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	5
2.3	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROYECTOS .....	6
2.3.1	Ampliación S/E Alto Jahuel.....	6
2.3.2	Ampliación S/E Ancoa.....	7
2.3.3	Redundancia de Equipos MAIS.....	8
2.3.4	Cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV .....	8
2.3.5	Cambio Interruptor S/E Ancoa 220 kV .....	9
2.3.6	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA .....	9
<b>3</b>	<b>ANTECEDENTES PRINCIPALES .....</b>	<b>10</b>
3.1	PLAZOS DE CONSTRUCCIÓN .....	10
3.2	PRESUPUESTOS DE OBRAS RECOMENDADAS .....	11
<b>4</b>	<b>CRITERIOS Y DEFINICIONES METODOLÓGICAS .....</b>	<b>12</b>
4.1	PRINCIPALES ASPECTOS METODOLÓGICOS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA TRONCAL .....	12
4.1.1	Definición de un Plan Base de Transmisión.....	12
4.1.2	Diagnóstico de Suficiencia.....	12
4.1.3	Análisis de Pérdidas.....	13
4.1.4	Diagnóstico de Ingresos Tarifarios .....	13
4.1.5	Diferencia de Costos de Operación y Falla.....	13
4.1.6	Fecha Óptima de Puesta en Servicio.....	13
4.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	14
4.2.1	Introducción y Objetivos .....	14
4.2.2	Esquema Metodológico.....	14
4.3	ESCENARIO BASE .....	16
4.3.1	Plan de Obras de Generación.....	16
4.3.2	Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal .....	16
4.3.3	Demanda .....	17
4.3.4	Precios de combustibles.....	17
4.3.5	Modelación de Parques Eólicos .....	17

<b>5</b>	<b>DESARROLLO DE LOS ANÁLISIS Y PRINCIPALES RESULTADOS .....</b>	<b>18</b>
5.1	ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN .....	18
5.1.1	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA. ....	18
5.1.2	Obras necesarias para conexión de futura Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito ....	20
5.1.3	Redundancia de Equipos MAIS.....	21
5.1.4	Reemplazo de Interruptores en S/E Charrúa y S/E Ancoa .....	21
5.2	ANÁLISIS DE PROYECTOS NO RECOMENDADOS .....	21
5.2.1	Línea Loncoche – Cautín 2x220 kV .....	21
5.2.2	Línea Cardones – Maitencillo 220 kV: Aumento capacidad .....	22
5.2.3	S/E Ancoa: Nuevo Transformador 500/220 kV, 750 MVA .....	24
5.2.4	Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV: Primer Circuito .....	25
5.2.5	Adelanto Proyecto Lo Aguirre .....	26
5.3	ANÁLISIS DE NT DE SYCS .....	27
5.3.1	Evaluación Tramo Maitencillo – Punta Colorada .....	27
5.3.2	Evaluación Tramo Loncoche – Los Ciruelos .....	33
5.3.3	Evaluación de Compensación Estática Reactiva (CER) en Diego de Almagro .....	38

## 1 INTRODUCCIÓN

La Comisión, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante DFL N° 4, elaboró el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2007-2011", el que fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 158 de fecha 15 de marzo de 2007. A su vez, dicho informe técnico se basó en los resultados del estudio troncal al que se refiere el artículo 84 del DFL N° 4, aprobado con fecha 16 de noviembre de 2006 por el comité de licitación, constituido según establece el artículo 87 del DFL N° 4. Las materias que abarcó el informe técnico de la Comisión fueron las siguientes:

- a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, AVI del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;
- b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión, y sus respectivos AVI y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;
- c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales con sus respectivos VI y COMA referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal;
- d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio; y
- e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

El artículo 99 del DFL N° 4 establece que anualmente la Dirección de Peajes del CDEC debe analizar la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal, contenidas en las letras b) y c) del informe técnico señalado, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda, considerando los escenarios y supuestos previstos en la letra d) del referido informe. Luego, la Dirección de Peajes debe emitir una propuesta a la Comisión que debe enviarse dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la comunicación del informe técnico de la Comisión, y antes del 31 de octubre para los demás años del cuatrienio respectivo.

En conformidad con lo anterior, con fecha 2 de noviembre de 2009 la Comisión recibió<sup>1</sup> la propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, la cual fue complementada<sup>2</sup> con fecha 18 de Noviembre. Conforme lo establecido por el mismo artículo, una vez recibida dicha propuesta, dentro de treinta días la Comisión deberá presentar el plan de expansión para los doce meses siguientes.

---

<sup>1</sup> Mediante carta DP N° 709/2009, de fecha 30 de octubre de 2009.

<sup>2</sup> Publicación sitio web CDEC-SIC, informe "Cálculo de Valores de Inversión Ampliaciones 2009", de fecha 18 de noviembre de 2009.

## 1.1 Resumen Ejecutivo

El objetivo principal del presente informe consiste en presentar el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC), para los doce meses siguientes, dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 99 del DFL N° 4. Para el sistema troncal perteneciente al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) no se presentan recomendaciones de expansión, por lo tanto no se ha incluido en el presente informe.

El Plan de Expansión presentado se basa en la propuesta de la Dirección de Peajes, la cual ha sido complementada con el informe "Cálculo de Valores de Inversión Ampliaciones 2009", elaborado por Reich Ingeniería Ltda. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología, antecedentes y criterios presentados durante el desarrollo del presente documento.

El Plan de Expansión señalado contiene un total de 6 obras de ampliación, cuya inversión asciende a un total aproximado de 51,4 millones de US\$.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción antes del mes de enero de 2011, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el primer semestre de 2014, dependiendo de la envergadura del proyecto.

## 2 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL PARA LOS PRÓXIMOS DOCE MESES

### 2.1 Obras de Ampliación

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación de instalaciones existentes, contenidas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SIC para los próximos doce meses, siendo Transelec S. A. la empresa responsable de realizarlas. Dicho plan contiene las obras que deben dar inicio de manera inmediata a su construcción.

Tabla 1: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC – Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio <sup>3</sup>	Proyecto	VI	COMA
			US\$	US\$/año
1	Junio-2012	Ampliación S/E Alto Jahuel	5.837.300	175.119
2	Junio-2012	Ampliación S/E Ancoa	9.942.600	298.278
3	Enero-2013	Redundancia de Equipos MAIS	1.200.000	36.000
4	Abril-2013	Cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV	2.317.000	69.510
5	Julio-2012	Cambio Interruptor S/E Ancoa 220 kV	1.737.000	52.100
6	Junio-2013	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA	30.330.600	909.918

### 2.2 Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los VI y COMA de los proyectos contenidos en el Plan de Expansión son las siguientes:

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[ \alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \beta_n \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \left( \frac{1 + Ta_k}{1 + Ta_0} \right) \right]$$

$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$VI_{n,k}$  : Valor del V.I. de la obra de ampliación n para el mes k.

$IPC_k$  : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

<sup>3</sup> Esta fecha considera inicio de construcción en enero de 2011. La fecha efectiva de puesta en servicio dependerá de la fecha de publicación del correspondiente Decreto de expansión, así como del plazo de construcción de cada obra.

# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

$DOL_k$  :Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

$CPI_k$  :Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers), en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0)

$Ta_k$  :Tasa de Derechos Arancelarios, aplicables a la importación de bienes de capital, vigente en el último día del segundo mes anterior al mes k

Los valores base para los índices antes definidos, corresponden a los que a continuación se indican

Tabla 2: Valor Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
$IPC_0$	98,41	Agosto de 2009
$DOL_0$	546,88	Agosto de 2009
$CPI_0$	215,834	Agosto de 2009
$Ta_0$	0,06	Agosto de 2009

Y donde los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  de la fórmula señalada, para las obras de ampliación son los siguientes:

Tabla 3: Coeficientes Indexación Ampliaciones

Nº	Ampliación	$\alpha$	$\beta$
1	Ampliación S/E Alto Jahuel	0,252	0,748
2	Ampliación S/E Ancoa	0,252	0,748
3	Redundancia de Equipos MAIS	0,0000	1,0000
4	Cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV	0,0000	1,0000
5	Cambio Interruptor S/E Ancoa 220 kV	0,0000	1,0000
6	Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA	0,252	0,748

## 2.3 Características Técnicas de los Proyectos

### 2.3.1 Ampliación S/E Alto Jahuel

#### 2.3.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra, resulta necesaria para la conexión de la nueva línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito, actualmente adjudicada para su construcción y explotación, y consiste en la extensión de la barra y la malla de puesta a tierra de la S/E Alto Jahuel, para preparar la conexión de 2 nuevos paños de línea en 500 kV., incluyendo el espacio suficiente para la instalación de un interruptor seccionador de barra.

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

### 2.3.1.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

### 2.3.1.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

### 2.3.1.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 5,8 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 175,1 mil dólares (3% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## 2.3.2 Ampliación S/E Ancoa

### 2.3.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

Esta obra, resulta necesaria para la conexión de la nueva línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito, actualmente adjudicada para su construcción y explotación, y consiste en la extensión de la barra y la malla de puesta a tierra de la S/E Ancoa, para preparar la conexión de 4 nuevos paños en 500 kV., e incluye espacio suficiente para la instalación de un interruptor seccionador de barra.

### 2.3.2.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

### 2.3.2.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

### 2.3.2.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 9,9 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 298,3 mil dólares (3% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

### 2.3.3 Redundancia de Equipos MAIS

#### 2.3.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la aplicación de redundancia de sistemas de protección especiales (SPS), destinados a asegurar la estabilidad de tensión mediante la maniobra (conexión/desconexión) automática de inductancias de alta tensión (en 500 y 220 kV) entre Charrúa, Ancoa, Alto jahuel y Polpaico. Dichos dispositivos SPS corresponden a equipos MAIS.

#### 2.3.3.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

#### 2.3.3.3 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales

El V.I. referencial del Proyecto, es de 1,2 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 36,0 mil dólares (3% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### 2.3.4 Cambio Interruptores S/E Charrúa 220 kV

#### 2.3.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

Este proyecto consiste en el reemplazo de los interruptores de los Paños J9 y JCE1, en la subestación Charrúa, correspondientes a la línea Charrúa – Temuco 220 kV y al condensador estático de 65 MVAR, respectivamente, por equipos de una corriente de cortocircuito mínima de 50 kA.

#### 2.3.4.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo.

#### 2.3.4.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

#### 2.3.4.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 2,3 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 69,5 mil dólares (3% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

### 2.3.5 Cambio Interruptor S/E Ancoa 220 kV

#### 2.3.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

Este proyecto consiste en el reemplazo del interruptor del Paño T2, en la subestación S/E Ancoa, para permitir la instalación del dispositivo de cierre sincronizado en lado de 500 kV. El equipo deberá permitir una corriente de cortocircuito mínima de 40 kA

#### 2.3.5.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

#### 2.3.5.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 19 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

#### 2.3.5.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 1,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 52,1 mil dólares (3% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### 2.3.6 Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA

#### 2.3.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en instalar en la S/E Charrúa un nuevo banco de 4 autotransformadores monofásicos  $500/\sqrt{3}:220/\sqrt{3}$  kV de 750 MVA totales, junto con los respectivos paños de transformación en 500 kV y 220 kV.

#### 2.3.6.2 Equipos de alta Tensión

Los equipos serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en este nudo

#### 2.3.6.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

#### 2.3.6.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 30,3 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 909,9 mil dólares (3% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### 3 ANTECEDENTES PRINCIPALES

El Plan de Expansión presentado se basa en la propuesta de la Dirección de Peajes, y considera, principalmente, los informes y estudios señalados a continuación:

- a) Informe Final del *"Estudio de Transmisión Troncal para Escenarios de Expansión de la Generación y de Interconexiones con Otros Sistemas Eléctricos"*, elaborado por Synex- Electronet-Cesi y aprobado el 16 de noviembre de 2006 por el Comité de Licitación del Estudio Troncal.
- b) *"Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2007-2011"*, elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta N° 158 de fecha 15 de marzo de 2007.
- c) *"Propuesta de Desarrollo y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Año 2009"*, Dirección de Peajes CDEC-SIC, Carta D.P. N° 709/2009, de fecha 30 de octubre de 2009.
- d) Informe "Cálculo de Valores de Inversión Ampliaciones 2009", sitio web CDEC-SIC, actualización de fecha 18 de noviembre de 2008.
- e) Informe *"Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC, Obras que deben iniciar su construcción en el periodo 2010-2011"*, elaborado por Transelec S. A., abril de 2009.
- f) Minuta ODP N°18/2009, *"Estudio complementario de los proyectos propuestos por Transelec para la Revisión del Plan de expansión del Sistema de Transmisión Troncal"*, elaborada por Transelec S. A., agosto de 2009.
- g) *"Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2009 - Sistema Interconectado Central (SIC)"*, Informe Técnico Definitivo, elaborado por la Comisión, Octubre de 2009.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología, antecedentes y criterios presentados a continuación.

#### 3.1 Plazos de Construcción

El desarrollo de expansiones del sistema de transmisión troncal está conformado por una serie de etapas, siendo estas de estudios, diseño, administrativas y de construcción. El tiempo requerido por cada una de estas etapas es particular del proyecto en consideración, pero estimaciones preliminares son necesarias para definir las fechas más tentativas de la puesta en servicio de los proyectos.

En base a los informes de referencia, se ha considerado los siguientes plazos como referenciales:

- Obras de construcción de líneas de transmisión: 36 meses.
- Obras mayores en subestaciones: 24 meses.
- Obras menores en subestaciones: 18 meses.

Los plazos señalados son contados desde la adjudicación del proyecto, e incluyen los estudios ingeniería e impacto ambiental, tramitación ambiental, y tramitación de concesiones y servidumbres. No obstante lo anterior,

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

para algunos de los proyectos evaluados se han determinado plazos de construcción distintos a los referenciales indicados.

Se ha definido la recomendación de obras cuya construcción se debe iniciar a más tardar durante el primer semestre del año 2011, es decir, cuya puesta en servicio se requiera hasta el primer semestre del año 2014.

Se estima que las obras recomendadas en el presente Plan de Expansión, iniciarán su construcción antes del mes de enero de 2011.

### 3.2 Presupuestos de Obras Recomendadas

Se han considerado los presupuestos definidos por la Dirección de Peajes para el análisis económico de los proyectos de obras evaluadas en su propuesta.

## 4 CRITERIOS Y DEFINICIONES METODOLÓGICAS

### 4.1 Principales Aspectos Metodológicos de Planificación del Sistema Troncal

Considerando como base el plan de obras de generación del Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2009, se ha realizado el proceso de adecuación y definición de la expansión del sistema de transmisión troncal, cuyas etapas se describen a continuación.

#### 4.1.1 Definición de un Plan Base de Transmisión

Antes de comenzar con el proceso iterativo de búsqueda de un plan óptimo de transmisión troncal, se determinó un Plan Base de Transmisión sobre el cual analizar los distintos tramos que lo conforman, tanto del punto de vista operacional como del económico. La determinación del plan señalado se realizó mediante la adecuación del plan de obras de transmisión definido por la Comisión en el Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2009, utilizando criterios de suficiencia y económicos preliminares.

Una vez obtenido el Plan Base de Transmisión, se realizó un proceso iterativo para determinar el plan óptimo de transmisión troncal, el cual comienza con la simulación de la operación del sistema, obteniendo así las condiciones de operación para cada etapa del período de análisis, correspondientes a las 51 hidrologías y los dos (cinco bloques para el período 2013-2016) bloques mensuales de demanda considerados. Con la información obtenida se procede a realizar el primer diagnóstico de suficiencia del sistema.

#### 4.1.2 Diagnóstico de Suficiencia.

Para cada uno de los tramos que conforman el Plan Base de Transmisión, se obtienen las probabilidades de excedencia mensuales correspondientes a las condiciones de operación mencionadas anteriormente. Para un mes cualquiera, que una condición de operación asociada a un flujo  $X$  tenga una probabilidad de excedencia  $y\%$  significa que dicho flujo  $X$  puede ser sobrepasado con una probabilidad de  $y\%$ , es decir  $P(x > X) = y\%$ , donde  $x$  corresponde a una variable que representa el universo considerado, es decir, la totalidad de las condiciones de operación en cada mes. Las probabilidades de excedencia mensuales utilizadas para el análisis corresponden a 0%, 20%, 80% y 100%. De esta manera, se obtienen trayectorias de flujos mensuales que tienen en común una probabilidad de excedencia determinada, sin que necesariamente correspondan a una secuencia temporal resultante de la simulación. Con las probabilidades de excedencia consideradas, se obtienen flujos representativos que abarcan todas las condiciones de operación, con lo cual se realiza el primer diagnóstico correspondiente a la suficiencia del tramo.

La información obtenida de las probabilidades de excedencia permite observar si los tramos presentan saturación, y de ser así, cuan prolongadas en el tiempo son dichas saturaciones. Por otra parte, permiten tener una noción de la dispersión que presentan los flujos que transitan por el tramo, lo cual da una idea de la profundidad de las saturaciones, ya que si el tramo presenta saturaciones y la dispersión de los flujos es baja, se deduce que en un porcentaje importante de las condiciones de operación el tramo estará saturado, y por el contrario, cuando la dispersión de los flujos es considerable, sólo en algunas condiciones de operación se presentarán saturaciones. Si un tramo presenta saturación durante períodos considerables de tiempo, éste deberá ser analizado con mayor detalle, transformándose en candidato a ser ampliado.

### 4.1.3 Análisis de Pérdidas.

El segundo diagnóstico realizado a cada tramo tiene relación con el nivel de pérdidas que se presentan. Para cada tramo, se calculó el porcentaje de pérdidas con relación al total de energía transitada por dicho tramo en cada período, de esta manera se obtiene una primera aproximación de cómo opera el tramo sin ampliación. Si el porcentaje de pérdidas para un tramo supera el 5%, este último se somete a un análisis más detallado. Después de obtener el porcentaje de pérdidas en el tramo, se calculó las pérdidas de transmisión valorizadas al costo marginal de la barra emisora para cada condición de operación, para luego obtener el valor esperado de las pérdidas anuales por el tramo. La valorización de las pérdidas entrega una referencia para una primera comparación con el AVI+COMA del tramo.

### 4.1.4 Diagnóstico de Ingresos Tarifarios

Se analiza el valor esperado de los ingresos tarifarios para cada tramo del sistema, de esta manera se analizan con mayor detalle los tramos que presentan valores altos de dichos ingresos, ya que esto da cuenta de posibles saturaciones, creando desacoples económicos con la consecuente pérdida de eficiencia en la operación. De presentarse valores elevados de ingresos tarifarios, el tramo analizado se convierte en candidato a ser ampliado.

### 4.1.5 Diferencia de Costos de Operación y Falla

Luego de la etapa de diagnóstico, para cada uno de los tramos candidatos a ser ampliados se definen los posibles proyectos de ampliación y se realizan simulaciones de la operación del sistema, considerando para cada tramo tanto el caso sin proyecto como el con proyecto. Con los resultados de las simulaciones, para cada mes se obtienen las diferencias de los costos esperados de operación y falla entre el caso sin proyecto y el con proyecto, de manera de disponer del ahorro de dichos costos en caso de realizar el proyecto.

### 4.1.6 Fecha Óptima de Puesta en Servicio

Se lleva a cabo la búsqueda del mes óptimo de implementación del proyecto, a través de aproximaciones sucesivas, la cual da como resultado una solución mejor que definir la puesta en servicio del proyecto con resolución anual.

Con los valores de ahorros de costos de operación y falla mensuales se procede a calcular el beneficio mensual, incluyendo la inversión que implica llevar a cabo el proyecto. Para dicho fin se utiliza el AVI+COMA del proyecto de ampliación en cada uno de los años del período de análisis, donde el valor presente de dichos valores equivale al valor de la inversión menos el valor presente del valor residual del proyecto, representado como un flujo positivo en el último año del período de análisis.

Cada AVI+COMA es considerado como un flujo al final del año, el cual se descompone en 12 mensualidades utilizando una tasa mensual consistente con la tasa del 10% anual, de manera de poder comparar las diferencias mensuales de costo de operación y falla con las mensualidades del AVI+COMA. Con esto se obtiene el "beneficio mensual" del proyecto para cada mes desde la fecha de puesta en marcha del proyecto, calculado como la diferencia entre el ahorro de costos que implica llevar a cabo el proyecto, menos la mensualidad de la inversión antes calculada.

Se calcula el Valor Actual Neto (VAN) de los beneficios mensuales, actualizado al comienzo del período, considerando una secuencia de fechas de ingreso del proyecto entre el mes en cuestión y el último mes del período de análisis, obteniéndose de esta manera una secuencia de VAN. Si existe algún valor positivo dentro de la secuencia de VAN significa que el proyecto es rentable si se implementa en la fecha correspondiente a dicho VAN. De esta manera, se escoge como fecha de implementación del proyecto la que presenta como VAN asociado el de mayor valor de la secuencia.

## 4.2 Metodología de Análisis de Sistemas Eléctricos

### 4.2.1 Introducción y Objetivos

Esta etapa de análisis de sistemas eléctricos, consiste en evaluar desde un punto de vista operacional el comportamiento estático y dinámico del sistema de transmisión troncal del SIC, y su desarrollo futuro. El análisis técnico se centra en el periodo 2014-2016, particularmente en el 2014, por cuanto las nuevas obras de transmisión propuestas requieren que su construcción se inicie durante los próximos 12 meses.

La evaluación citada busca que la expansión del sistema troncal, propuesta durante la etapa de diagnóstico de suficiencia, cumpla en lo general con las exigencias pertinentes establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante NT de SyCS). Este análisis se enmarca dentro del desempeño mínimo establecido por la NT de SyCS aplicable al SIC.

De esta forma, los estudios que se realizan y presentan se enfocan en análisis de naturaleza estática vía flujos de potencia, y, de ser necesario, de naturaleza dinámica a través de simulaciones de estabilidad en el tiempo. Se busca con las evaluaciones estáticas verificar que el sistema troncal, tanto bajo operación N (sistema con todos sus elementos disponibles) como N-1 (un elemento fuera de servicio), mantenga sus principales variables dentro de la normativa, tal como lo exige la NT de SyCS. Los estudios dinámicos sólo se llevarán a cabo según sean los resultados de los estudios de flujo de potencia.

El análisis de los flujos de potencia y los niveles de tensión del SIC, se refiere a una evaluación de régimen permanente, de naturaleza estática, donde las variables claves a evaluar corresponden a niveles de tensión, flujos de potencia activa/reactiva y estado de operación de las unidades generadoras. Tal cual se presenta posteriormente, estos estudios se efectúan para escenarios operacionales críticos demanda-despacho-topología, los cuales se han obtenido de una evaluación de suficiencia llevada a cabo previamente, a objeto de identificar máximas exigencias para el sistema troncal.

Las siguientes secciones detallan los estudios realizados, los supuestos involucrados y los resultados alcanzados.

### 4.2.2 Esquema Metodológico

Las evaluaciones que se realizan del sistema troncal deben ceñirse a las disposiciones y exigencias establecidas en la NT de SyCS. En este sentido, se ha de verificar el correcto cumplimiento de los estándares operacionales definidos por dicha norma, en especial los estándares establecidos en el Capítulo N° 5 de ésta.

De esta manera, la metodología contempla analizar el sistema de transmisión troncal con su desarrollo propuesto en el periodo de estudio, según las exigencias que la NT de SyCS. Ahora bien, dada la magnitud y alcance de las exigencias establecidas en la NT de SyCS y las características de planificación del presente Plan de Expansión (evaluación de largo plazo del sistema), se requiere necesariamente realizar algunas simplificaciones o supuestos, para abordar el objetivo de evaluación de las alternativas de transmisión. Dentro de las principales simplificaciones se encuentran aquellas relativas a exigencias de protección de detalle planteadas en la NT de SyCS, como también aquellas exigencias sobre las cuales aún no existe un procedimiento específico de parte de la DO, los procedimientos respectivos que no están directamente relacionados con la temática del proyecto, las capacidades máximas de los elementos de transporte y las relativas al sistema de subtransmisión que se vea afectado directamente. En este sentido, se modela y analiza la totalidad del sistema troncal del SIC, pero no las instalaciones de subtransmisión, salvo aquellas que incluyan centrales generadoras, esto último para considerar de manera correcta la inyección de cada central. En la zona metropolitana, el sistema que no pertenece al troncal se modela hasta donde se estime pertinente para incluir el efecto de las generaciones del área.

La metodología considera realizar simulaciones estáticas del SIC, según el marco de desempeño establecido en la NT de SyCS, acotado, esencialmente, a los siguientes aspectos:

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Verificación de los límites de transporte en líneas del SIC, externas al proyecto, según exigencias de la NT y los límites determinados por el CDEC-SIC anualmente en el Estudio de Límites de Transmisión, que la NT de SyCS establece.
- Verificación del nivel de cumplimiento y verificación de los rangos operacionales para la tensión en barras del SIC.
- Verificación de límites de capacidad de los generadores.

Los aspectos indicados son aplicados de manera pertinente, a través de la verificación de variables de diseño u operación acorde con la NT de SyCS, tal que guarden relación directa con el objetivo del estudio. Uno de los aspectos de mayor relevancia por evaluar se refiere a la aplicación del criterio de seguridad N-1 al sistema de transporte, para lo cual se han considerado los supuestos que actualmente son empleados en el SIC.

En resumen, las siguientes son las principales actividades desarrolladas:

- Revisión y actualización de antecedentes: incluye análisis de información técnica, su configuración topológica, con la incorporación de los planes de obras de transmisión y generación previamente elaborados, cubriendo todo el periodo entre 2009 y 2018, aunque el énfasis de los estudios de SyCS se concentra en 2014-2016.
- Formación de escenarios operacionales críticos en el simulador Power Factory. Lo anterior involucra la desagregación por barras de la demanda y el despacho óptimo asociado.
- Simulación estática de los escenarios operacionales, evaluando los estudios eléctricos mencionados, donde el énfasis se da en el impacto que provoca la interconexión de las nuevas instalaciones. Se busca que cada uno de los escenarios presente pleno cumplimiento de las disposiciones operacionales pertinentes establecidas en la NT de SyCS.
- Análisis y verificación de resultados logrados, incluyendo, en los casos que corresponda, medidas correctivas cuando se detecten condiciones de operación fuera del estándar permitido.

### 4.3 Escenario Base

A continuación se describen las principales definiciones respecto al Escenario Base utilizado para el desarrollo del Plan de Expansión.

#### 4.3.1 Plan de Obras de Generación

El plan de obras de generación utilizado corresponde al definido por la Comisión en el Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2009.

#### 4.3.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal

La referencia respecto de las instalaciones existentes y en construcción para la revisión de la expansión del sistema de transmisión troncal, están determinadas por el “Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal, cuatrienio 2007-2011” (Res. Ex. CNE N°158, del 15 de marzo de 2007), junto con lo establecido en el Decreto N°282, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, del 10 de septiembre de 2007, que fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC para el periodo 2007-2008, modificado por el Decreto N°312 del 31 de octubre de 2007, del mismo Ministerio.

De esta forma, el plan de obras considerado como base para el sistema de transmisión troncal del SIC, se clasifica por sus diversas etapas de concreción: proyectos de obras actualmente en construcción, obras adjudicadas del Decreto N° 282 que se encuentran en diversas etapas de construcción pero con fecha de puesta en servicio comprometida, y obras fijadas en el decreto señalado pero que aún no inician su construcción, dado que sus licitaciones fueron declaradas desiertas.

Sin perjuicio de lo anterior, se actualizaron las fechas de entrada de los proyectos señalados, en consideración a la situación de avance de los mismos.

Tabla 4: Instalaciones Sistema de Transmisión con fecha comprometida.

N°	Obras actualmente en construcción y/o adjudicadas	Tensión kV	Capacidad	Fecha entrada
1	Nueva línea Charrúa - Cautín (2x220kV)	220	2x500MVA	Dic-2009
2	Línea Alto Jahuel - El Rodeo - Chena (circuito 1, estructura 2x220kV)	220	1x260MVA	Dic-2009
3	Entrada S/E seccionadora Nogales 220kV	220		Oct-2009
5	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena (circuito 1)	220	400MVA	Ene-2010
6	Nueva línea Nogales - Polpaico (estructuras 2x220 transformable 1x500)	220	2x1500MVA	Abr-2010
7	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena (circuito 2)	220	400MVA	Jul-2010
8	Línea Alto Jahuel - El Rodeo - Chena (circuito 2, estructura 2x220kV)	220	260MVA	Jul-2010
9	Bancos de Condensadores 50 MVAR en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia			Nov-2010
10	Segundo autotransformador S/E Polpaico	500/220/66	750/750/150MVA	Feb-2011
11	Reemplazo conductores tramo Cerro Navia - Chena (dos circuitos)	220	2x400MVA	Abr-2011
12	Seccionamiento en Alto Jahuel, tramo Ancoa - Polpaico	500	1400MVA	Ene-2012
13	Transformadores desfasadores tramo Polpaico - Cerro Navia	220	350MVA	Abr-2012
14	Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito	500	1400	May-2013

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

N°	Refuerzo sistema Alto Jahuel - Itahue 154kV	Tensión kV	Capacidad	Fecha entrada
15	Creación subestación seccionadora Punta de cortes de barra simple	154		Jun-2011
16	Cambio conductor de los dos circuitos tramo Tuniche - San Fernando 2x154kV (cond. Greeley)	154	198 MVA	Jun-2011

### 4.3.3 Demanda

La demanda utilizada en el estudio correspondió a la contenida en el Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2009, desde el punto de vista geográfico como temporal. Sin embargo, se modelaron 5 bloques para los años 2013, 2014, 2015 y 2016, dos bloques para los periodos entre 2009 y 2012, junto con el periodo final de años de análisis, 2017-2018.

### 4.3.4 Precios de combustibles

Se utilizó los precios de combustibles de las centrales térmicas existentes y del plan de obras presentados en el Informe Técnico Definitivo de la fijación de precios de nudo de octubre de 2009.

### 4.3.5 Modelación de Parques Eólicos

La modelación de parques eólicos, se basó en un proceso que incorpora un análisis estadístico de los datos históricos y asignación del registro histórico con los proyectos concebidos en el plan de obras utilizado. Posteriormente se ajustaron los modelos matemáticos representativos que permiten generar datos de propiedades estadísticas similares a los datos históricos asociados al proyecto.

La generación de datos con modelos matemáticos permite generar simulaciones en modelos de planificación como el Ose2000, permitiendo evaluar su comportamiento en el mediano y largo plazo.

Los datos de generación eólica son ordenados conforme a la posición de los datos de demanda y clasificación correspondiente. La modelación de la demanda ha sido considerada en cinco bloques para los años más relevantes del análisis y en dos bloques para los demás años del estudio. Luego de ordenar los vientos, de acuerdo con el orden y clasificación de la demanda, son suministrados al modelo de despacho Ose2000 para ser considerados en la matriz base de generación eléctrica existente.

## 5 DESARROLLO DE LOS ANÁLISIS Y PRINCIPALES RESULTADOS

### 5.1 Análisis de los Proyectos de Expansión

A continuación se presenta el análisis de los proyectos de expansión, el que abarca un diagnóstico de la suficiencia por tramo, considerando las condiciones de operación determinadas y las pérdidas de las líneas; asimismo, se analiza económicamente a través de la valorización de pérdidas, ingresos tarifarios y la comparación de los costos de operación y falla, con y sin los proyectos evaluados. Las tablas presentadas en las evaluaciones económicas consideran años hidrológicos<sup>4</sup>.

#### 5.1.1 Banco Autotransformador S/E Charrúa 500/220 kV, 750 MVA.

La siguiente figura ilustra el diagnóstico preliminar de las condiciones de operación a través de un gráfico con las probabilidades de excedencia del tramo de transformación en Charrúa de 500/220 kV.

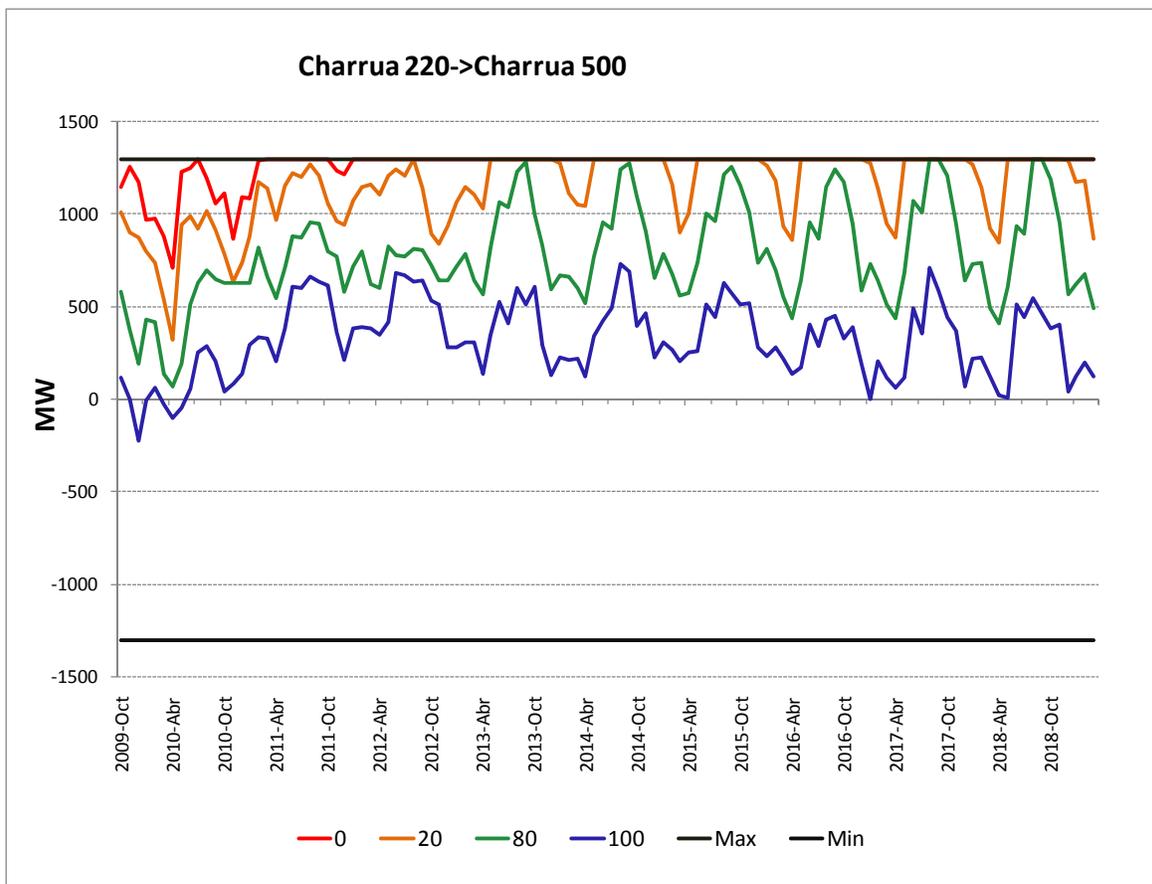


Figura 1: Probabilidades de Excedencia Transformación Charrúa 500/220 kV (Sin Proyecto).

<sup>4</sup> Los años hidrológicos comprenden desde abril hasta marzo del siguiente año cronológico.

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Se observa que el tramo presenta saturaciones en todo el período anterior a la ampliación propuesta, para aproximadamente un 20% de las condiciones de operación, por lo que se realizó un análisis económico más detallado.

El siguiente cuadro muestra la valorización de pérdidas e ingresos tarifarios del tramo con y sin proyecto.

Tabla 5: Valorización de pérdidas e Ingresos Tarifarios Tramo Transformación Charrúa 500/220 kV.

Valores en MMUS\$		VA (Abr-2010)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sin Proyecto	Pérdidas	3,17	0,32	0,49	0,41	0,6	0,62	0,72	0,69	0,7	0,68
	IT	245,01	0,85	17,75	18,7	53,25	49,41	76,12	66,22	87,39	72,52
Con Proyecto	Pérdidas	2,73	0,32	0,49	0,37	0,48	0,50	0,58	0,55	0,57	0,55
	IT	30,37	0,85	17,75	17,48	0,50	0,50	0,59	0,56	0,59	0,56
Diferencia	Pérdidas	0,44	-	-	0,04	0,12	0,12	0,14	0,14	0,13	0,13
	IT	214,65	-	-	1,22	52,75	48,91	75,53	65,66	86,80	71,96

Se puede observar en la tabla que las pérdidas en el caso con proyecto disminuyen, esto debido a que la disminución de la impedancia del tramo fue proporcionalmente mayor que el aumento de los flujos del tramo.

La diferencia de ingresos tarifarios entre los casos con y sin proyecto son de una magnitud considerable, lo que da cuenta de saturaciones y consecuentes desacoples económicos en el tramo de transformación, lo que deriva en una operación subóptima del sistema.

La siguiente tabla presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto de instalar un tercer transformador 500/220 kV de 750 MVA en la S/E Charrúa.

Tabla 6: Evaluación Tercer Transformador Charrúa 500/220 kV.

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	6,92	4,01
2014	8,14	4,01
2015	11,74	4,01
2016	8,51	4,01
2017	14,38	4,01
2018	15,06	4,01
VAN (Abr-10)	33,88	13,85
Beneficio	20,03	

Se observa que el Beneficio Neto del proyecto es positivo, con un valor de 20,03 millones de US\$ para la rentabilidad exigida del 10%.

La siguiente figura ilustra el diagnóstico de las condiciones de operación a través de un gráfico de las probabilidades de excedencia del tramo de transformación en Charrúa de 500/220 kV, con el proyecto de ampliación propuesto.

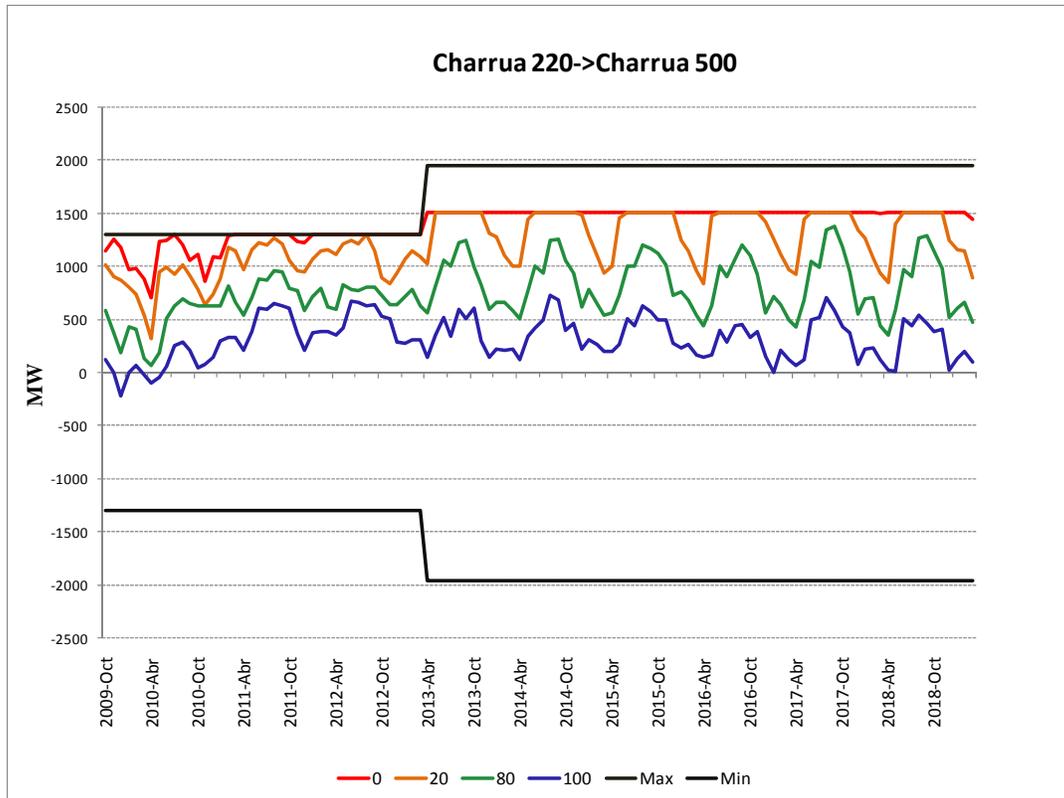


Figura 2: Probabilidades de Excedencia Transformación Charrúa 500/220 kV (Con Proyecto).

De los análisis anteriores se concluye la recomendación para este periodo del proyecto tercer transformador 500/220 kV de 750 MVA en la S/E Charrúa, cuya puesta en servicio óptima se determinó para abril del año 2013. Por lo tanto, considerando los tiempos de ejecución del proceso de licitación e inicio de la construcción se estima la puesta en servicio para el primer semestre del año 2013.

### 5.1.2 Obras necesarias para conexión de futura Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito

Las siguientes obras son recomendadas debido a la necesidad de ampliación de las subestaciones Alto Jahuel y Ancoa, para la conexión de la línea nueva Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito, actualmente adjudicada para su construcción y explotación.

Los proyectos asociados son los siguientes:

- Ampliación S/E Alto Jahuel
- Ampliación S/E Ancoa

Los proyectos consisten en la extensión de la barra de 500 kV y la malla de puesta a tierra de cada una de las subestaciones.

Se estima que la línea señalada entrará en operación alrededor del mes de mayo de 2013, por lo que los proyectos mencionados deben estar operativos con la antelación suficiente para recibir los paños de esta línea.

### 5.1.3 Redundancia de Equipos MAIS

Se estima adecuado realizar una ampliación del sistema MAIS existente en el SIC. En efecto, con dicha medida se logra un mejor control de las transferencias (con tensiones apropiadas) mediante la inyección y absorción de potencia reactiva frente a contingencias que impacten la red de transmisión. La manera de controlar el equipamiento de gestión de potencia reactiva existente en el Sistema Troncal (reactores y condensadores shunt) a través de una ampliación del esquema MAIS existente, es absolutamente razonable desde un punto de vista técnico, representando un mejor aprovechamiento de los recursos existentes y futuros.

### 5.1.4 Reemplazo de Interruptores en S/E Charrúa y S/E Ancoa

De acuerdo a los análisis presentados por la DP en su propuesta, se ha determinado que los interruptores de S/E Charrúa 52J9 y 52CE1, correspondientes a la línea 220 kV Charrúa - Temuco y al condensador estático de 65 MVAR, respectivamente, ven sobrepasada su capacidad de ruptura a partir del año 2011, por lo que se considera recomendable su reemplazo inmediato.

Asimismo, se ha considerado el reemplazo del interruptor del paño T2 de la subestación Ancoa, para permitir la instalación de dispositivo de cierre sincronizado en lado de 500 kV.

## 5.2 Análisis de Proyectos No Recomendados

En la siguiente sección se presentan aquellos proyectos analizados los cuales no resultan recomendados en esta revisión de la expansión del Sistema de Transmisión Troncal.

### 5.2.1 Línea Loncoche – Cautín 2x220 kV

De acuerdo a los antecedentes presentados por la DP en su propuesta, se realizó la evaluación económica de un nuevo circuito 2x220 kV entre las subestaciones Loncoche y Cautín, bajo el supuesto que la central de pasada Neltume entrará en operación durante noviembre de 2013, inyectando en la barra Loncoche 220k. El VI referencial del proyecto es de MMUS\$ 35,16 con un COMA de MUS\$ 1,83 por cada año. En la siguiente tabla se presenta la evaluación.

Tabla 7: Evaluación Línea Loncoche – Cautín 2x220 kV (MMUS\$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	0	0
2014	30,21	8,29
2015	34,60	8,29
2016	29,41	8,29
2017	35,56	8,29
2018	15,10	8,29
VAN (Abr-10)	76,38	21,46
Beneficio	54,92	

Como se puede observar, la evaluación económica es positiva, por lo cual este proyecto sería recomendable si se cumplieren las hipótesis señaladas precedentemente. Sin embargo, no existe certeza de la construcción de la central Neltume, ni de su punto de inyección al sistema troncal. Asimismo, el

seccionamiento en Loncoche de la línea Cautín - Valdivia 220 kV aun no está definido, por lo cual el proyecto en evaluación queda incompleto.

En virtud de lo anterior, se recomienda evaluar este proyecto en una próxima revisión anual.

### 5.2.2 Línea Cardones – Maitencillo 220 kV: Aumento capacidad

La siguiente figura ilustra el diagnóstico preliminar de las condiciones de operación a través de un gráfico con las probabilidades de excedencia del tramo en estudio.

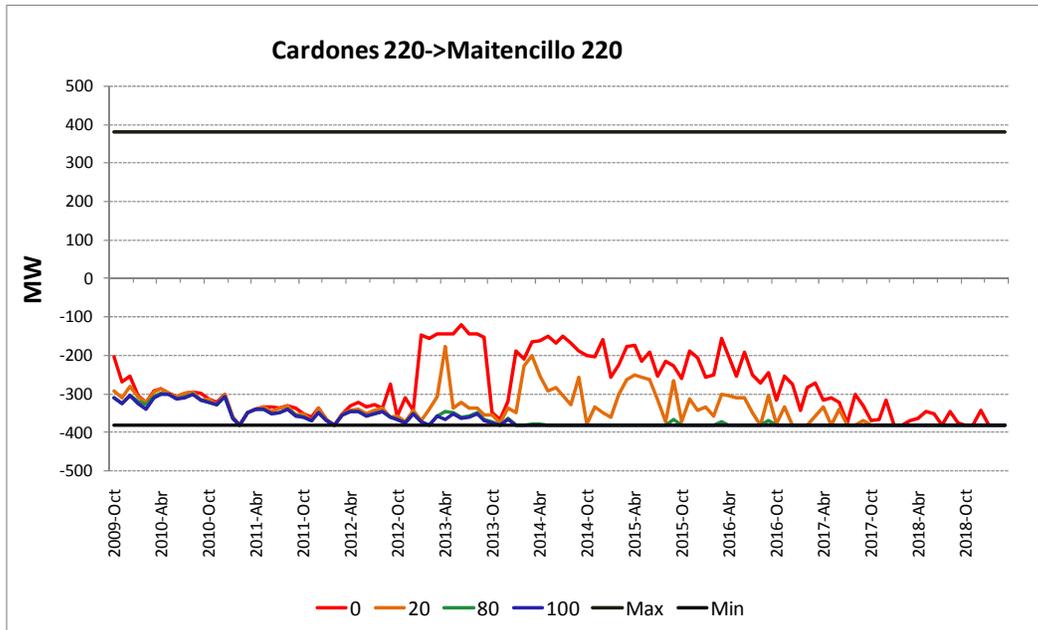


Figura 3: Probabilidades Excedencia Tramo Cardones – Maitencillo 220 kV (Sin Proyecto).

Del gráfico se desprende que los flujos presentan importantes saturaciones desde el año 2014, para el sentido de Maitencillo a Cardones (de sur a norte).

El siguiente cuadro muestra la valorización de pérdidas e ingresos tarifarios del tramo con y sin proyecto.

Tabla 8: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Cardones –Maitencillo 220 kV.

Valores en MMUS\$		VA (Abr-2010)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sin Proyecto	IT	358,05	18,48	24,21	12,16	15,32	20,90	26,08	73,94	187,29	350,47
	Pérdidas	43,79	7,01	7,66	7,54	6,19	6,72	8,39	9,41	8,55	8,19
Con Proyecto	IT	120,36	18,48	24,21	12,16	13,63	7,59	9,43	14,38	41,31	67,00
	Pérdidas	56,13	7,01	7,66	7,54	6,35	7,73	10,11	13,28	16,93	19,35
Diferencia	IT	237,70	-	-	-	1,69	13,31	16,65	59,56	145,98	283,47
	Pérdidas	-12,33	-	-	-	-0,16	-1,00	-1,72	-3,87	-8,39	-11,15

Al realizar la ampliación se incurre en mayores pérdidas debido al aumento de flujo por la línea, sin embargo, la reducción en los IT's es de gran magnitud, lo que se explica por lo observado en el gráfico de probabilidades de excedencia, es decir, presencia de saturaciones en un número importante de condiciones de operación.

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Luego, el siguiente cuadro presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto propuesto, considerando un VI referencial de la obra de MMUS\$ 8,58 con un COMA anual de MUS\$ 137,3.

Tabla 9: Evaluación Aumento de Capacidad Tramo Cardones – Maitencillo 220 kV (MMUS\$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	0,38	0,24
2014	1,30	1,00
2015	2,40	1,00
2016	10,86	1,00
2017	35,43	1,00
2018	60,44	1,00
VAN (Abr-10)	50,16	2,76
Beneficio	47,40	

Se observa que el proyecto presenta un importante beneficio, con un valor de 47,4 Millones de US\$. El momento óptimo del proyecto se determinó para octubre del año 2014. En la siguiente figura, se observan las probabilidades de excedencia del tramo incluyendo el proyecto propuesto.

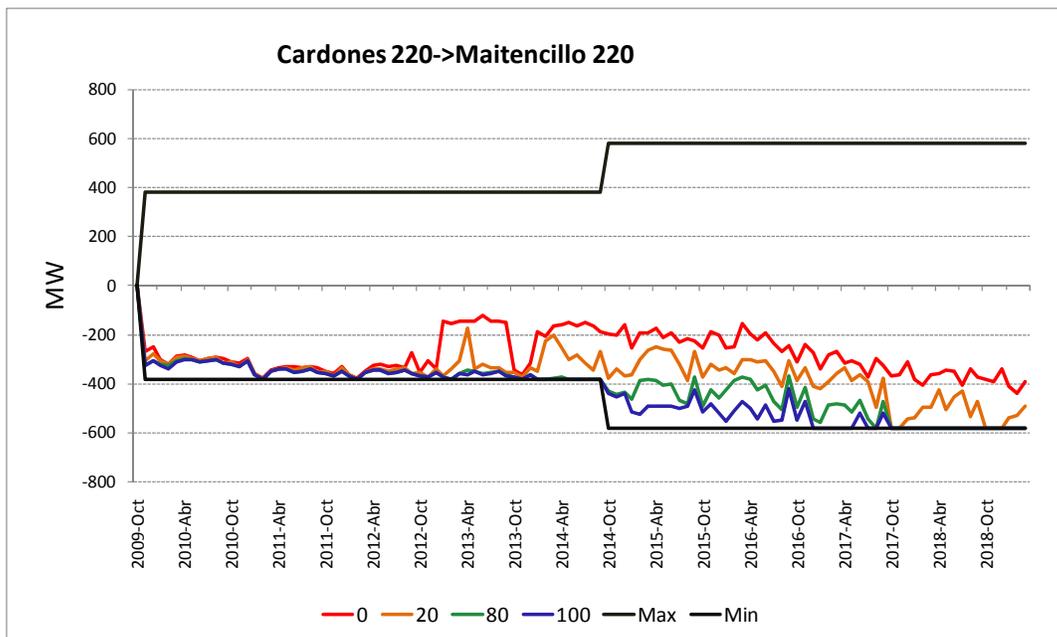


Figura 4: Probabilidades Excedencia Tramo Cardones – Maitencillo 220 kV  
(Con Proyecto de aumento capacidad).

En virtud de los análisis realizados, se propone evaluar en la próxima revisión anual de la expansión troncal, el proyecto de aumento de capacidad de transmisión del tramo Cardones – Maitencillo 220 kV, a través del cambio de

aislación para aumentar la altura del conductor propiedad de Transelec, cuya puesta en servicio óptima se determinó para octubre del año 2014.

5.2.3 S/E Ancoa: Nuevo Transformador 500/220 kV, 750 MVA

La siguiente figura ilustra el diagnóstico preliminar de las condiciones de operación a través de un gráfico con las probabilidades de excedencia del tramo en estudio.

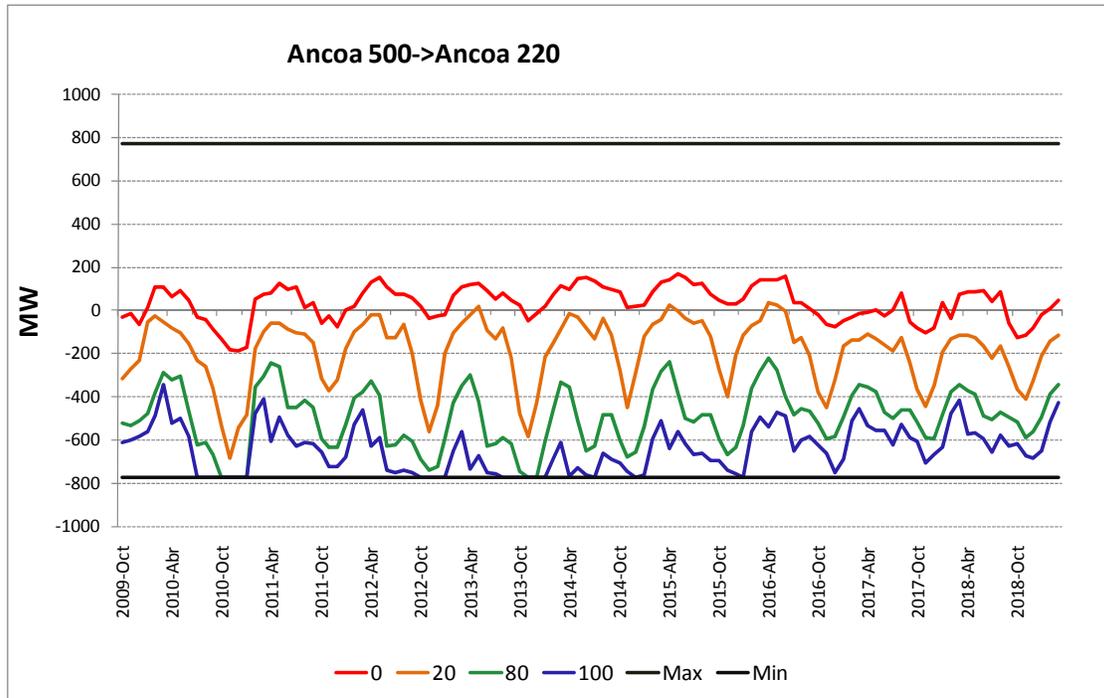


Figura 5: Probabilidades Excedencia Tramo Ancoa 500/220 kV. (Sin Proyecto).

Se observa del gráfico anterior, que el tramo de transformación Ancoa 220/500 kV no presenta saturaciones importantes en el periodo de evaluación. En el siguiente cuadro se realiza la evaluación económica de los beneficios del proyecto consistente en la instalación de un nuevo banco autotransformador de 500/220 kV de 750 MVA, el cual tiene un VI referencial de MMUS\$ 16,7 con un COMA anual de MUS\$ 503,2.

Tabla 10: Evaluación Transformador Ancoa 500/220 kV (MMUS\$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	2,53	0,53
2014	0,12	2,22
2015	1,01	2,22
2016	0,94	2,22
2017	1,13	2,22

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2018	0,23	2,22
VAN (Abr-10)	3,48	6,11
Beneficio	-2,63	

El resultado de la evaluación entrega un beneficio negativo, considerando la puesta en servicio de este equipo durante enero de 2014, lo que permite concluir la no recomendación del proyecto del segundo transformador Ancoa 500/220 kV. Cabe considerar que las simulaciones de la operación del SIC, incluyen la futura central Hidroeléctrica VIII Región 01 inyectando en Ancoa 220 kV desde junio del 2012.

### 5.2.4 Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV: Primer Circuito

La siguiente figura ilustra el diagnóstico preliminar de las condiciones de operación a través de un gráfico con las probabilidades de excedencia del tramo en estudio.

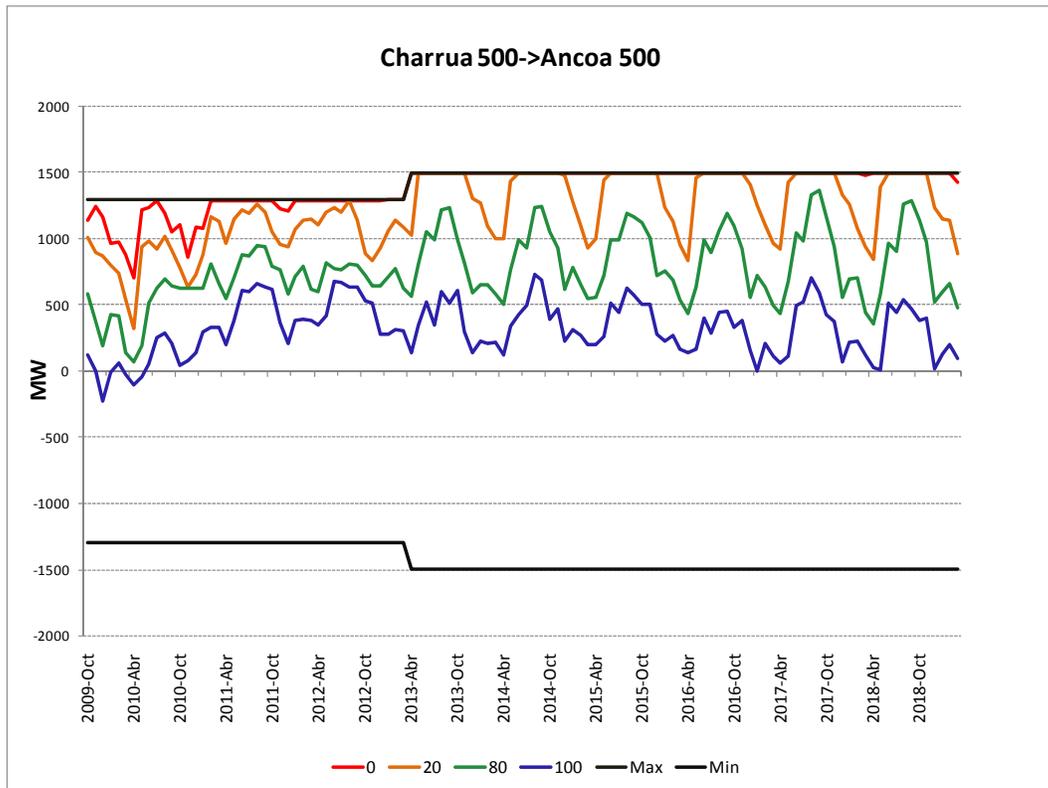


Figura 6: Probabilidades Excedencia Tramo Charrúa - Ancoa 500 kV. (Sin Proyecto).

En la figura anterior, se pueden observar saturaciones en el periodo de análisis, considerando los límites de capacidad utilizados por la DP en su informe de revisión de la expansión del sistema troncal del año 2009. Al respecto, se realizó la evaluación económica de la instalación de un tercer circuito a través de una línea 2x500 kV, tendiendo el primer circuito en enero del 2014, considerando un VI referencial de MMUS\$ 185 con un COMA anual de MUS\$ 2,96.

Tabla 11: Evaluación Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV, primer circuito (MMUS\$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	1,11	5,22
2014	9,81	21,63
2015	11,82	21,63
2016	6,92	21,63
2017	9,45	21,63
2018	10,59	21,63
VAN (Abr-10)	25,96	59,57
Beneficio	-33,60	

El resultado de la evaluación entrega un beneficio negativo de -33,60 millones de US\$, lo que permite concluir la no recomendación en este plan de expansión del proyecto de la nueva línea Charrúa – Ancoa 2x500 kV, tendido del primer circuito.

#### 5.2.5 Adelanto Proyecto Lo Aguirre

Se realizó la evaluación económica del adelanto en dos años del llamado “Proyecto Lo Aguirre”, el cual considera la construcción de la S/E Lo Aguirre, la cual secciona la actual línea Alto jahuel – Polpaico 500 kV, junto con el tendido de una línea 2x220 kV desde Lo aguirre hasta la S/E Cerro Navia. El VI referencial de la S/E Lo Aguirre asciende a MMUS\$ 59,9 con un COMA anual de MUS\$ 958, mientras que la línea Lo Aguirre – Cerro Navia 2X220 kV posee un VI referencial de MMUS\$ 40 con un COMA anual de MMUS\$ 1,23.

Considerando el informe de la DP, el proyecto se ha propuesto condicionado por la inyección de los módulos hidroeléctricos asociados a proyectos de generación en la zona sur del país, que de acuerdo al Plan de Obras de la fijación de precios de nudo de octubre de 2009, se ha recomendado la puesta en servicio del primer módulo (Módulo 05 de 360 MW) para abril del año 2016. Así, la evaluación realizada adelanta para enero del año 2014 el Proyecto Lo Aguirre, cuyo resultados se observan en el siguiente cuadro.

Tabla 12: Evaluación Adelanto del Proyecto Lo Aguirre (MMUS\$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	0	0
2014	3,90	12,45
2015	5,07	12,45
2016	-0,40	0
2017	-0,03	0
2018	0,07	0
VAN (Abr-10)	5,10	14,76
Beneficio	-9,66	

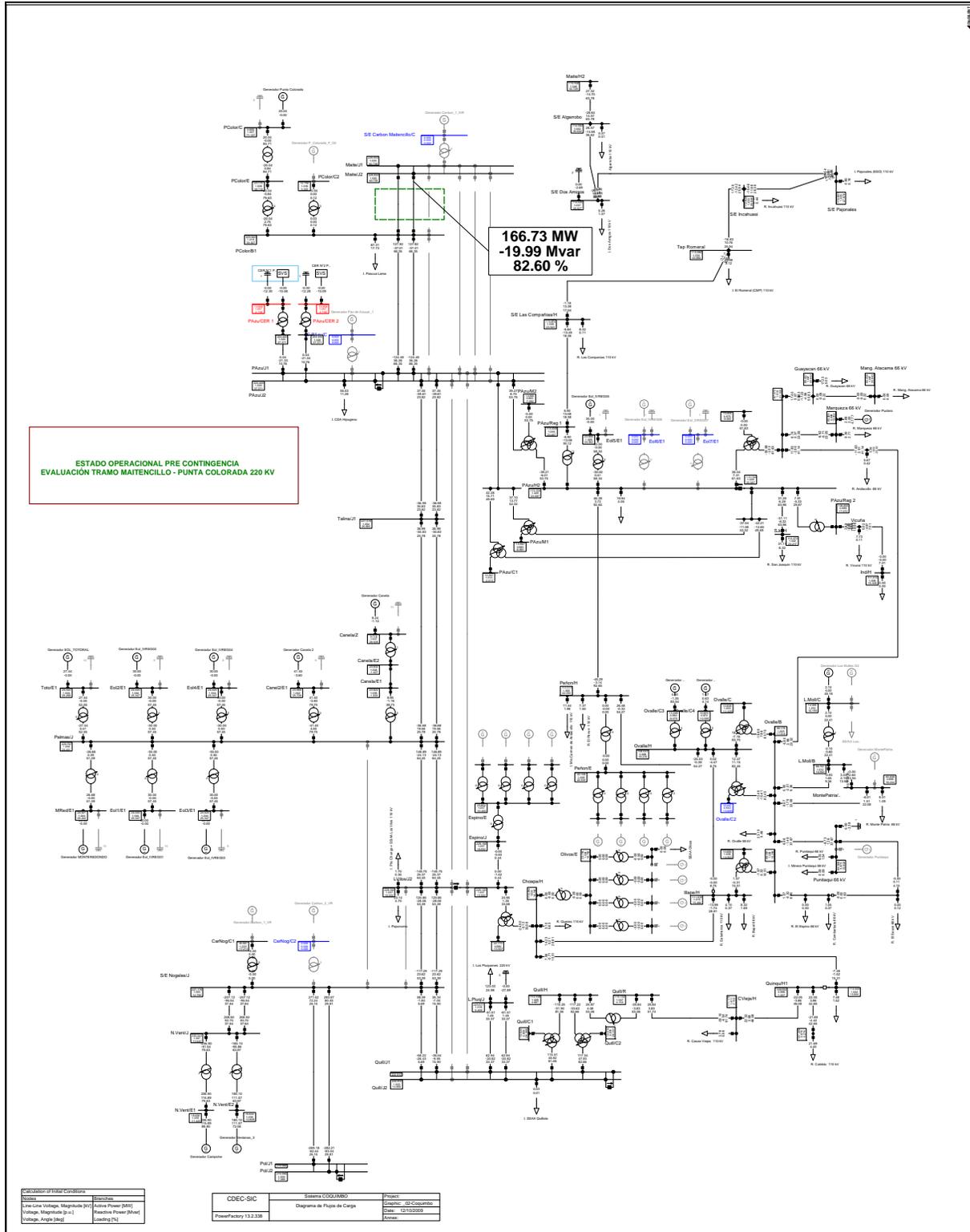
Se obtiene un beneficio negativo al adelantar en 15 meses el Proyecto Lo Aguirre, no recomendándose para este periodo de revisión del Sistema Troncal.

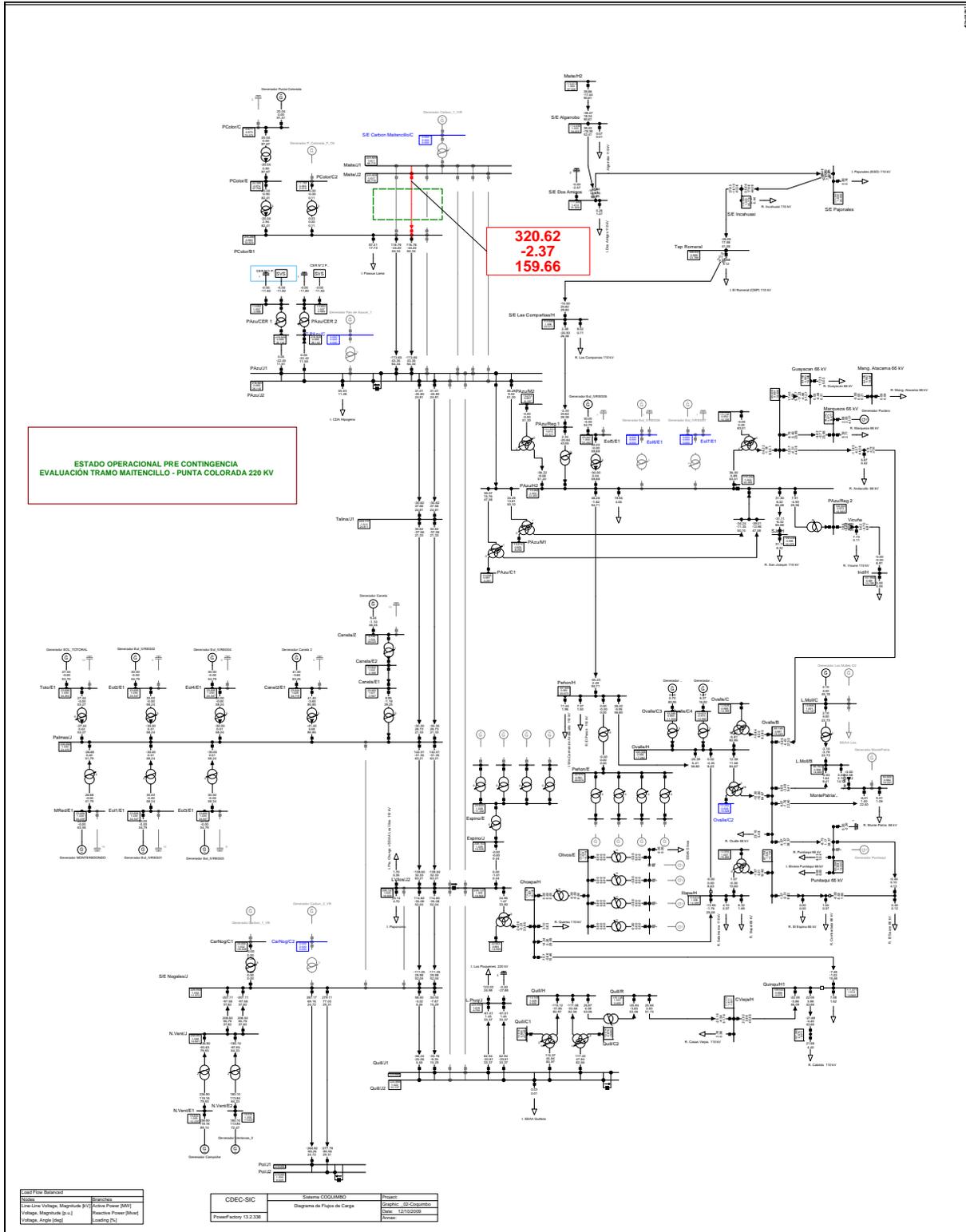
### 5.3 Análisis de NT de SyCS

A continuación se presentan los análisis técnicos eléctricos realizados, para zonas específicas según las recomendaciones de la DP.

#### 5.3.1 Evaluación Tramo Maitencillo – Punta Colorada

De acuerdo a la propuesta realizada por la DP del CDEC-SIC, el tramo del Sistema Troncal comprendido entre las SS/EE Maitencillo y Punta Colorada, verá comprometida su capacidad de transporte hacia el 2014. En efecto, según los escenarios operacionales previstos para dicho año y ante una condición de exportación de norte a sur, cada uno de los circuitos de este tramo podría llevar hasta 82,6%, situación que comprometería la seguridad y calidad de servicio frente a la pérdida de uno de ellos. Los siguientes gráficos ilustran tal situación, tanto en la instancia pre-contingencia como en la post-contingencia. Esta última para demostrar la sobrecarga no-tolerable del 59,7% en que se incurriría de no tomar acción alguna sobre el hecho.



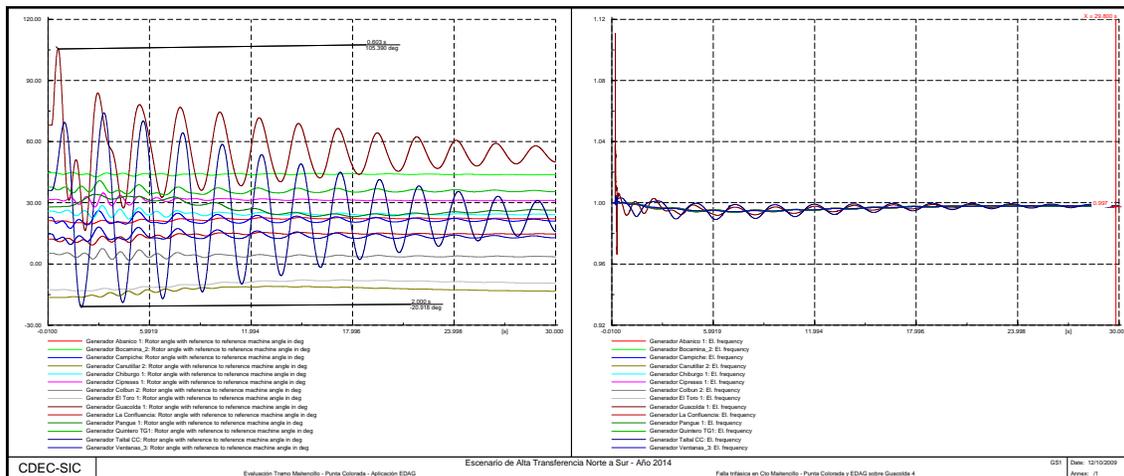


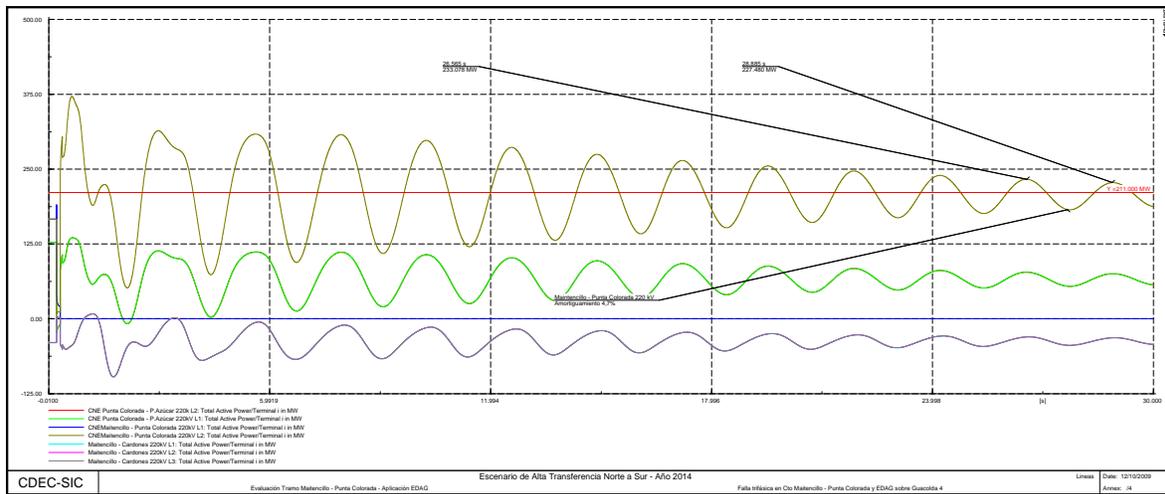
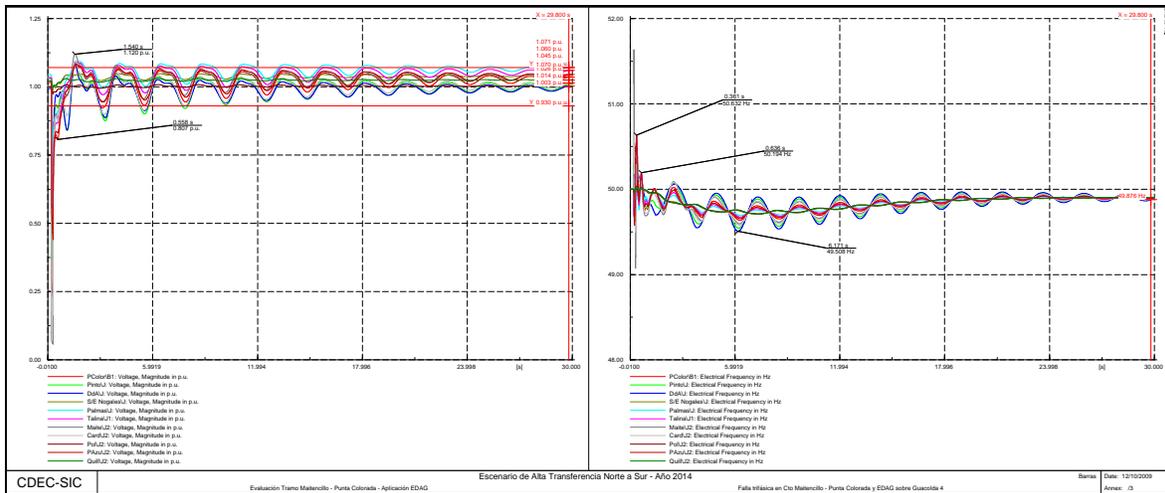
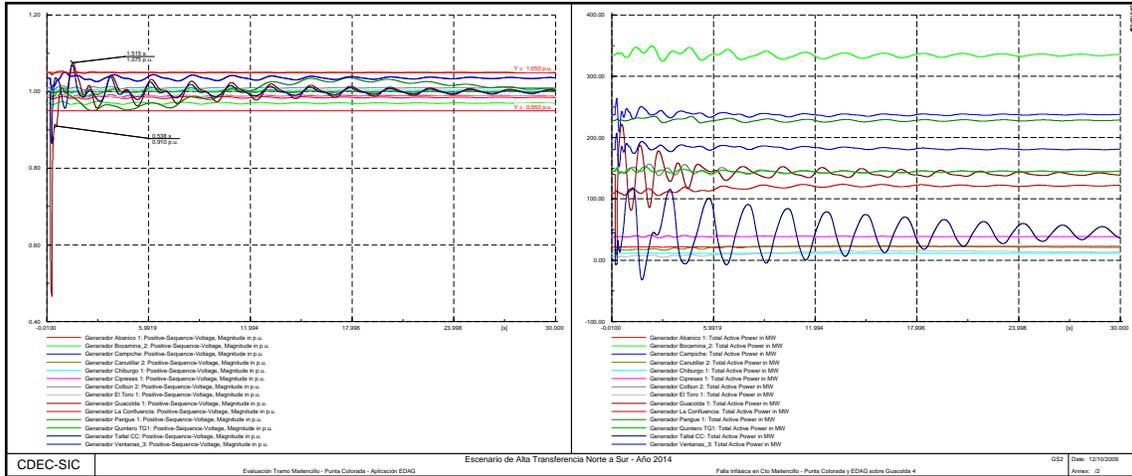
Las alternativas para abordar esta instancia son la ampliación de la capacidad del tramo, por ejemplo vía un circuito adicional, o bien, el uso de esquemas de control de transferencia que la NT de SyCS permite, en este caso

un EDAG. Por cuanto el flujo que compromete la zona proviene del norte del SIC, resulta adecuado –en principio- estudiar un EDAG sobre unidades al norte de la S/E Maitencillo. Se estudia, en este caso, la desconexión de una unidad de la central Guacolda. Para tal propósito, se realizó una simulación dinámica del SIC, considerando los siguientes pasos:

- Aplicación de una falla trifásica sobre uno de los circuitos Maitencillo-Punta Colorada 220 kV.
- Despeje de la falla al cabo de los 5 ciclos y salida del circuito completo por actuación apropiada de las protecciones del circuito fallado.
- Aplicación de un EDAG sobre una unidad de la central Guacolda, después de 3 ciclos. Este tiempo se considera razonable toda vez que la señal de apertura al interruptor de la unidad se encuentra relativamente cerca.

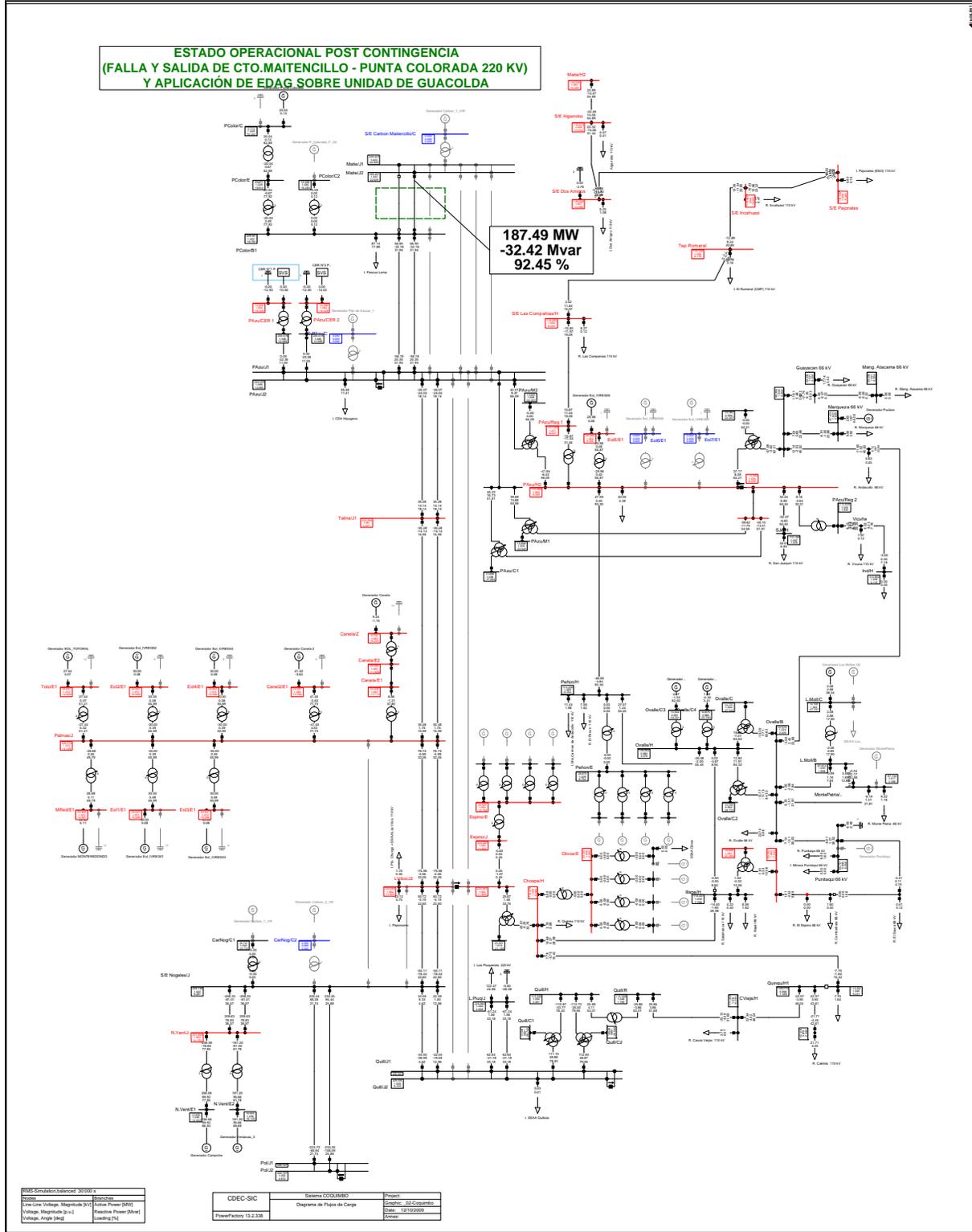
Los resultados que siguen, muestran la evolución temporal de las principales variables del SIC (ángulos internos, frecuencia, tensión, y potencia generada de generadores, más tensión y frecuencia de barras, y finalmente transmisión por circuitos de la zona) frente a los eventos simulados. En ellos se aprecia que tal medida resulta factible para evitar la sobrecarga del circuito Maitencillo – Punta Colorada no afectado. Se debe resaltar que si bien se logra alcanzar un situación de equilibrio estable, alguna de las oscilaciones muestran bajo amortiguamiento (aunque positivo), ello sin embargo no impide la factibilidad de tal maniobra, requiriendo tan sólo una mejor ajuste en los controladores simulados (para dicha fecha, todas las unidades de Guacolda dispondrán de PSS, también las otras unidades grandes del SIC). En efecto, sólo el nivel de amortiguamiento de 4,7% si bien es positivo, se encuentra por debajo del mínimo exigido de 5%, no obstante se reitera que ello sólo requiere una mejor modelación y ajuste de los controladores de las unidades generadores de la zona.





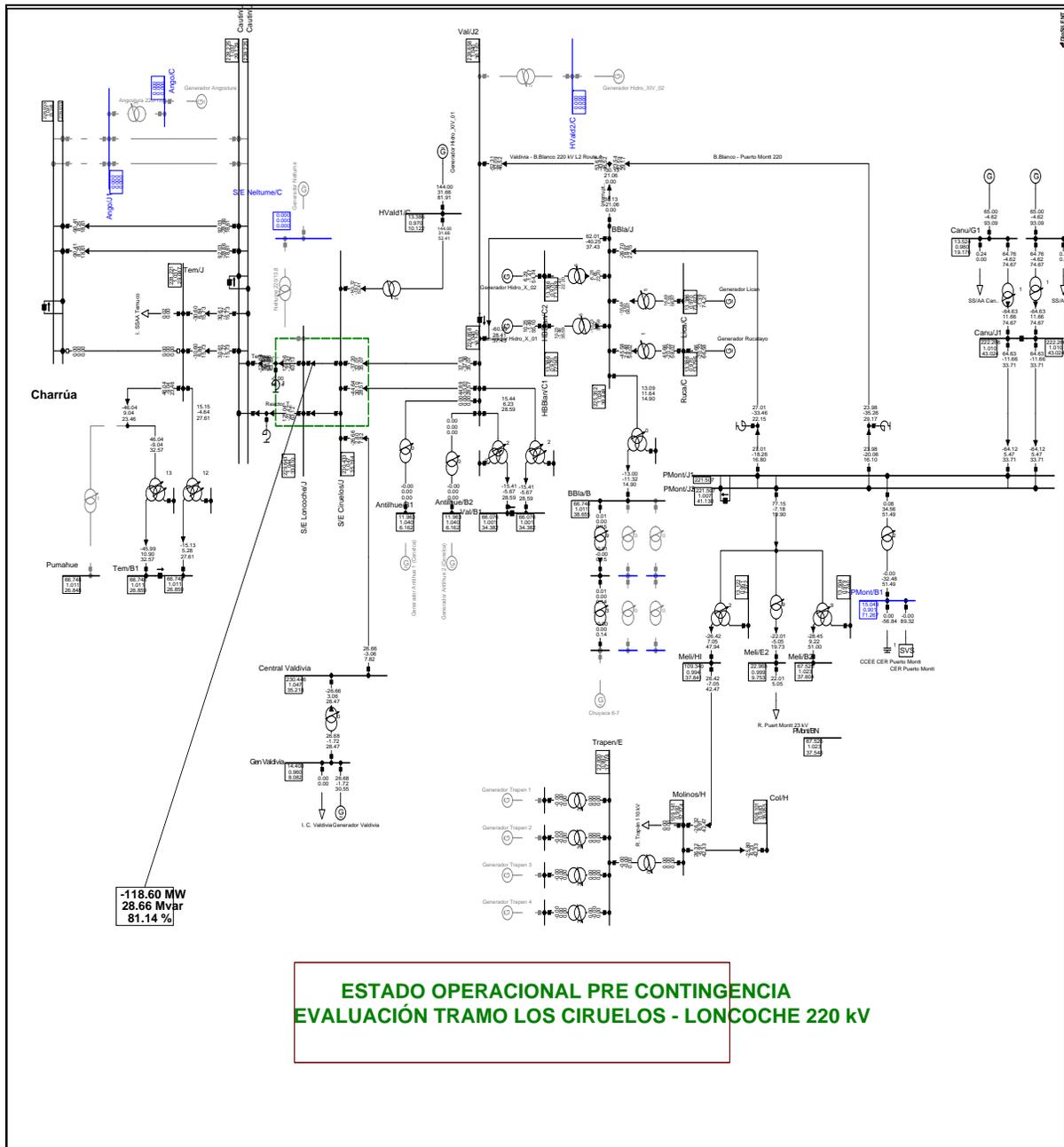
Por último, el siguiente diagrama unilineal muestra la situación en la zona norte del SIC al final de la simulación, destacándose la carga que lleva el circuito sano después de la falla, salida del circuito paralelo y aplicación del EDAG sobre una unidad de Guacolda. Se aprecia en el una situación normal con una carga del orden de 93%, es

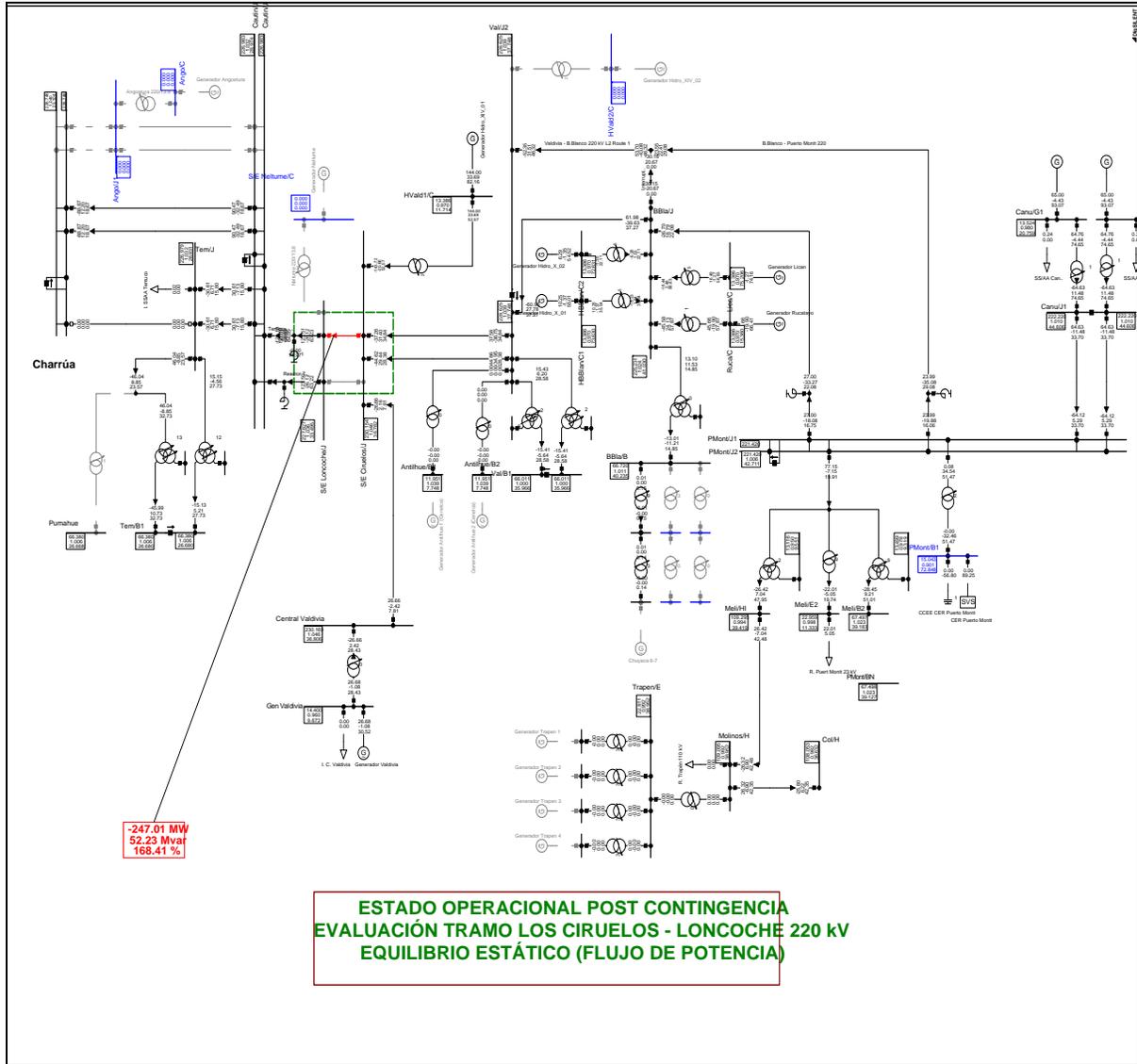
decir dentro de la capacidad del circuito. En resumen, esta maniobra de protección resulta exitosa en caso del evento simulado.



5.3.2 Evaluación Tramo Loncoche – Los Ciruelos

De acuerdo a la propuesta realizada por la DP del CDEC-SIC, el tramo del Sistema Troncal comprendido entre las SS/EE Loncoche y Los Ciruelos 220 kV, verá comprometida su capacidad de transporte hacia el año 2014. En efecto, según los escenarios operacionales previstos para dicho año, y ante una condición de exportación de sur a norte, cada uno de los circuitos de este tramo podría llevar hasta 81,1%, situación que comprometería la seguridad y calidad de servicio frente a la pérdida de uno de ellos. Los siguientes gráficos ilustran tal situación, tanto en la instancia pre-contingencia como en la post-contingencia, esta última para demostrar la sobrecarga no-tolerable del 68,4% en que se incurriría de no tomar acción alguna sobre el hecho.

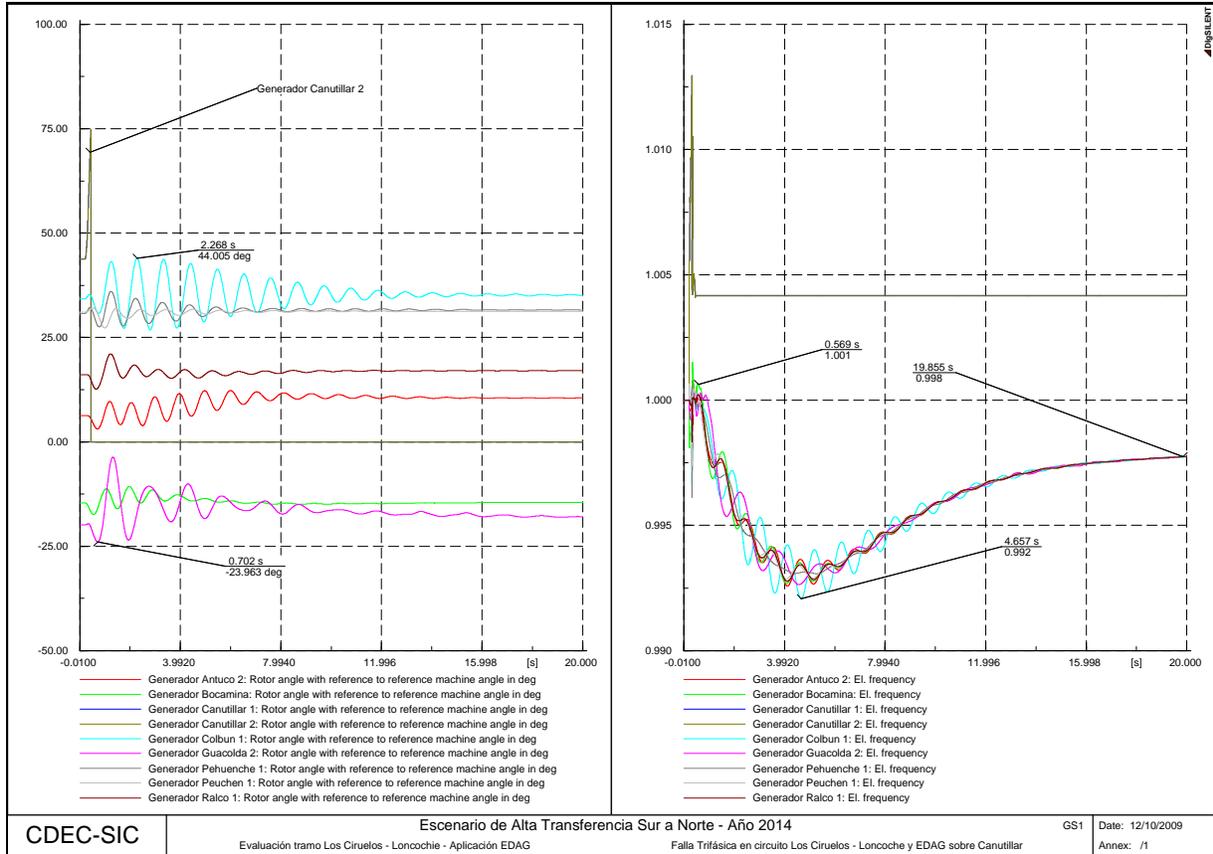


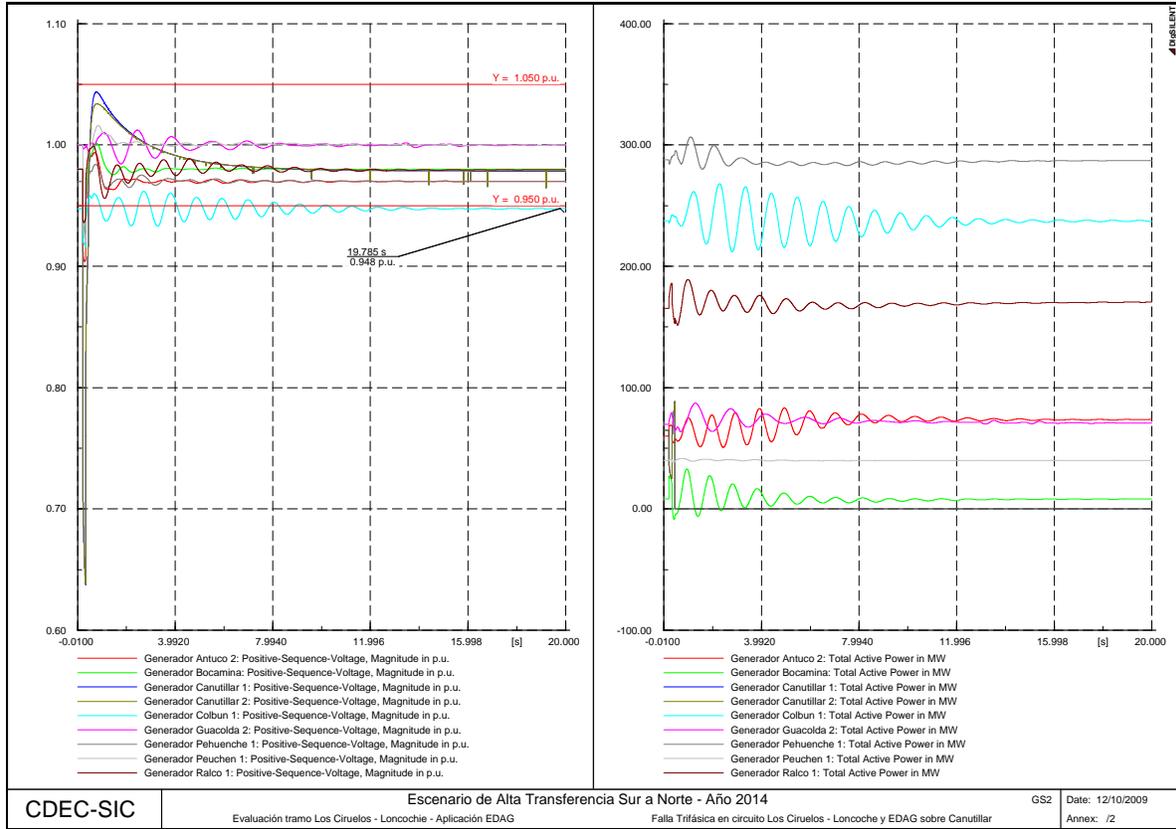


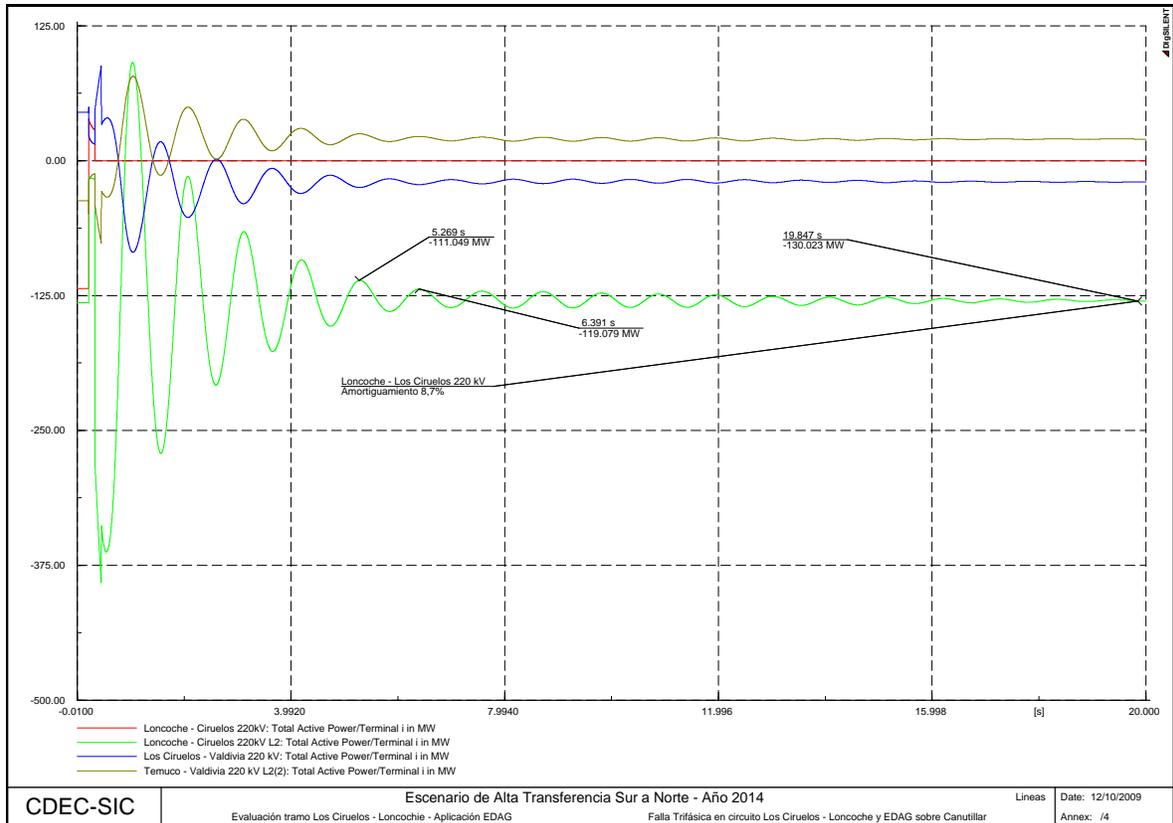
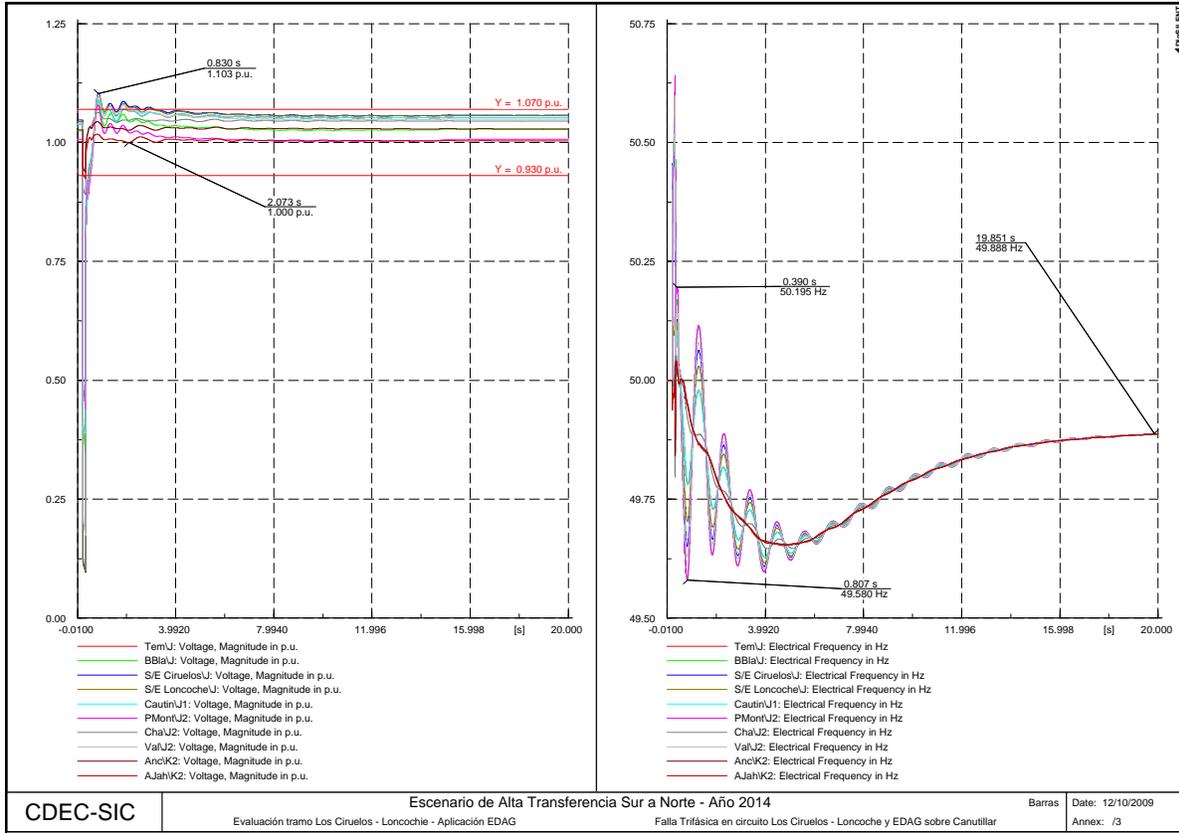
Las alternativas para abordar esta instancia son la ampliación de la capacidad del tramo, por ejemplo vía un circuito adicional, o bien, mediante el uso de esquemas de control de transferencia que la NT de SyCS permite, en este caso un EDAG. Por cuanto el flujo que compromete la zona proviene del sur del SIC, resulta adecuado –en principio- estudiar una EDAG sobre unidades generadoras ubicadas en el extremo sur del SIC. Se estudia, en este caso, la desconexión de las dos unidades de la central Canutillar (total del orden de 130 MW). Para tal propósito, se realizará una simulación dinámica del SIC que considere los siguientes pasos:

- Aplicación de una falla trifásica sobre uno de los circuitos Loncoche -Los Ciruelos 220 kV.
- Despeje de la falla al cabo de los 5 ciclos y salida del circuito completo por actuación apropiada de las protecciones.
- Aplicación de un EDAG sobre las dos unidades de Canutillar, después de 6 ciclos. Este tiempo parece razonable, considerando la distancia que se encuentra la central del tramo comprometido.

Las siguientes gráficas muestra la evolución del sistema frente a los eventos señalados. En efecto, se muestra la evolución temporal de las principales variables del SIC (ángulos internos, frecuencia, tensión, y potencia generada de generadores, más tensión y frecuencia de barras, y finalmente transmisión por circuitos de la zona) frente a los eventos simulados. En general, se aprecia un sistema que cumple adecuadamente con las exigencias normativas de SyCS. En efecto, todas las oscilaciones resultan plenamente amortiguadas, con valores dentro de sus bandas tolerables. De esta forma el amortiguamiento en el circuito sobreviviente excede el 8%, valor por sobre el mínimo exigido normativamente. Se concluye, por tanto, que esta medida resulta apropiada para abordar el incidente descrito.







5.3.3 Evaluación de Compensación Estática Reactiva (CER) en Diego de Almagro

Los argumentos operacionales incluidos en el Anexo N°1 de la Minuta ODP N°18/2009 presentada por Transelec S.A. a la DP introducen la necesidad de evaluar la puesta en marcha inmediata de este proyecto. En base al informe Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2009 (ERST-2009) realizado por la Dirección de Operación de CDEC-SIC se tiene que los límites sistémicos para las líneas de la zona norte son:

Tabla 13: Límites Sistémicos para líneas troncales Zona Norte

Nombre Línea	SS/EE		Capacidad Térmica [MVA] 25° c/sol	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA]
	Origen	Destino			
C.Pinto - D.Almagro 220 kV	Carrera Pinto	Diego de Almagro	197	Ambos	197
Cardones - C.Pinto 220 kV	Cardones	Carrera Pinto	197	Ambos	197
Maitencillo - Cardones L1 220 kV (Transelec)	Maitencillo	Cardones	197	Ambos	394
Maitencillo - Cardones L2 y L3 220 kV (CTNC)			290		

Para la realización del estudio se ha considerado una demanda al norte de la S/E Maitencillo de 426 [MW] para el año 2014 donde se observan las siguientes transferencias:

Tabla 14: Transferencias en la Zona Norte sin CER. Escenario Base.

Línea	Tensión	Flujo [MW]	Carga [%]
C.Pinto - D-Almagro	220	106,42	56,00
Cardones - C.Pinto	220	130,18	69,27
Maitencillo - Cardones L1	220	127,65	42,74
Maitencillo - Cardones L2	220	121,69	40,62
Maitencillo - Cardones L3	220	121,69	40,62

El siguiente diagrama PV presenta la evolución del voltaje a medida que se aumentan las transferencias hacia la zona norte del SIC sin considerar un esquema de compensación estática reactiva (CER). Este incremento en las transferencias se realizó aumentando la demanda en la zona hasta los 509,59 [MW].

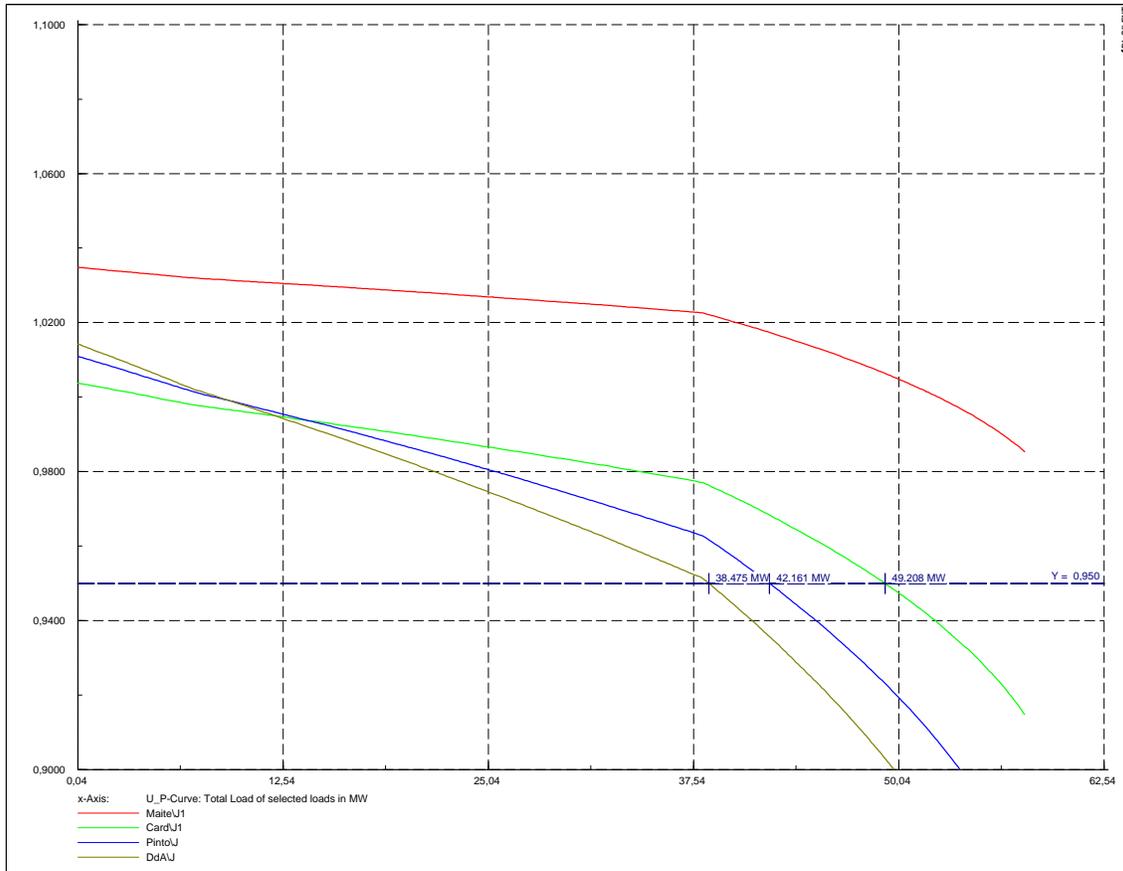


Figura 7: Diagrama PV sin CER.

Se tiene que la tensión en la zona norte sin compensación reactiva se mantiene dentro de la Norma Técnica hasta un aumento aproximado en la demanda de 38 [MW]. Las transferencias resultantes son las siguientes:

Tabla 15: Transferencias resultantes Zona Norte SIC con CER.

Línea	Tensión	Flujo [MW]	Carga [%]
C.Pinto - D-Almagro	220	109,29	58,29
Cardones - C.Pinto	220	141,56	75,15
Maitencillo - Cardones L1	220	148,31	50,55
Maitencillo - Cardones L2	220	137,57	46,96
Maitencillo - Cardones L3	220	137,57	46,96

Las transferencias de la tabla anterior se encuentran dentro del límite operacional determinado en el informe ERST-2009. El detalle de tensiones y flujos se presenta en la siguiente figura.

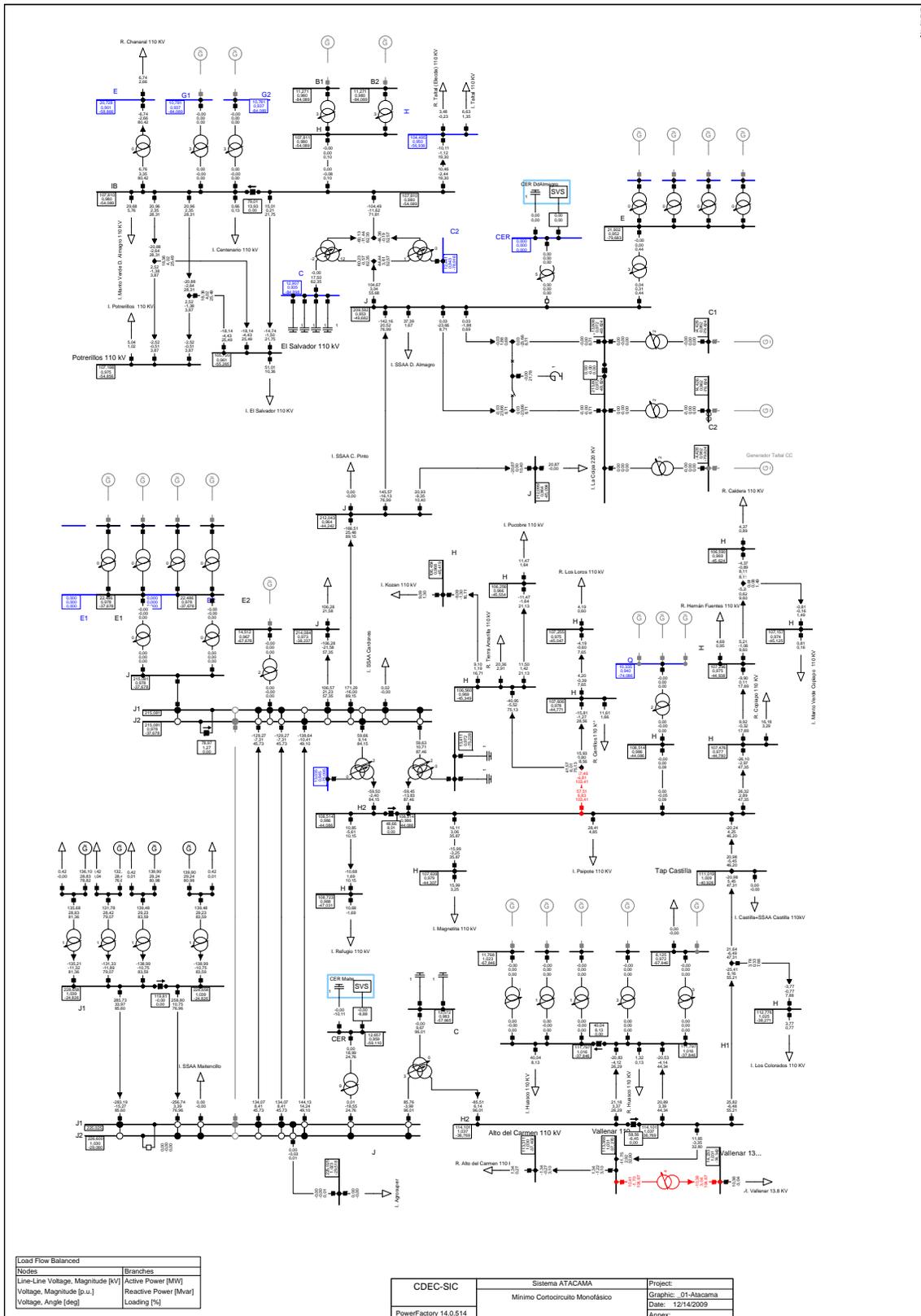


Figura 8: Voltajes y Transferencias Zona Norte Sin CER.

Por otro lado, si se considera un circuito de la línea Maitencillo – Cardones fuera de servicio, se obtiene la siguiente evolución del voltaje ante un aumento en la demanda en la zona norte.

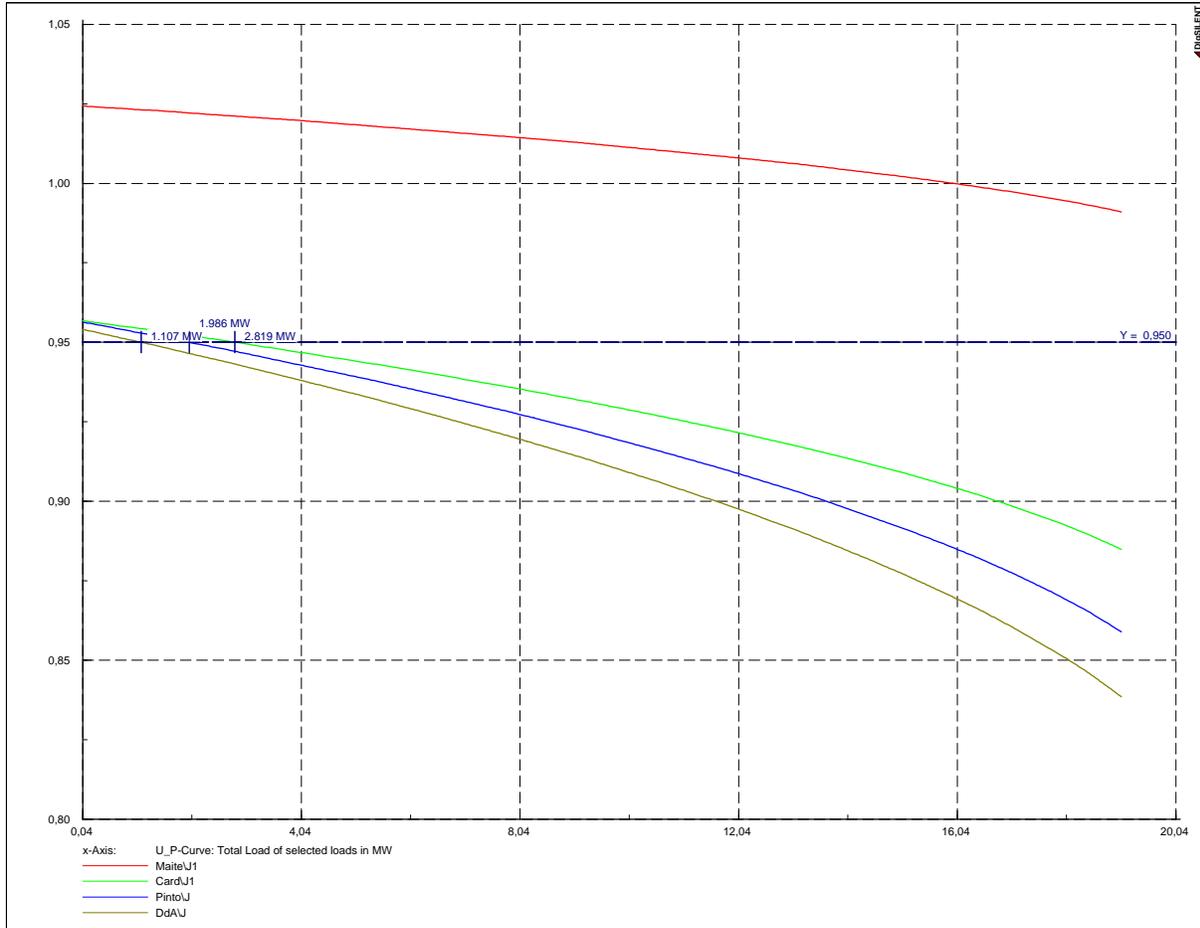


Figura 9: Diagrama PV Zona Norte Sin CER y un Circuito Maitencillo – Cardones Fuera de Servicio.

Se puede apreciar en la figura anterior que ante una situación de contingencia, el sistema sólo es capaz de soportar aumentos de transferencia hacia el norte del orden de 1 [MW]. Si se considera un CER en Diego de Almagro las transferencias aumentarían en 58 MW antes de producirse un colapso de tensión. La siguiente figura muestra dicha situación.

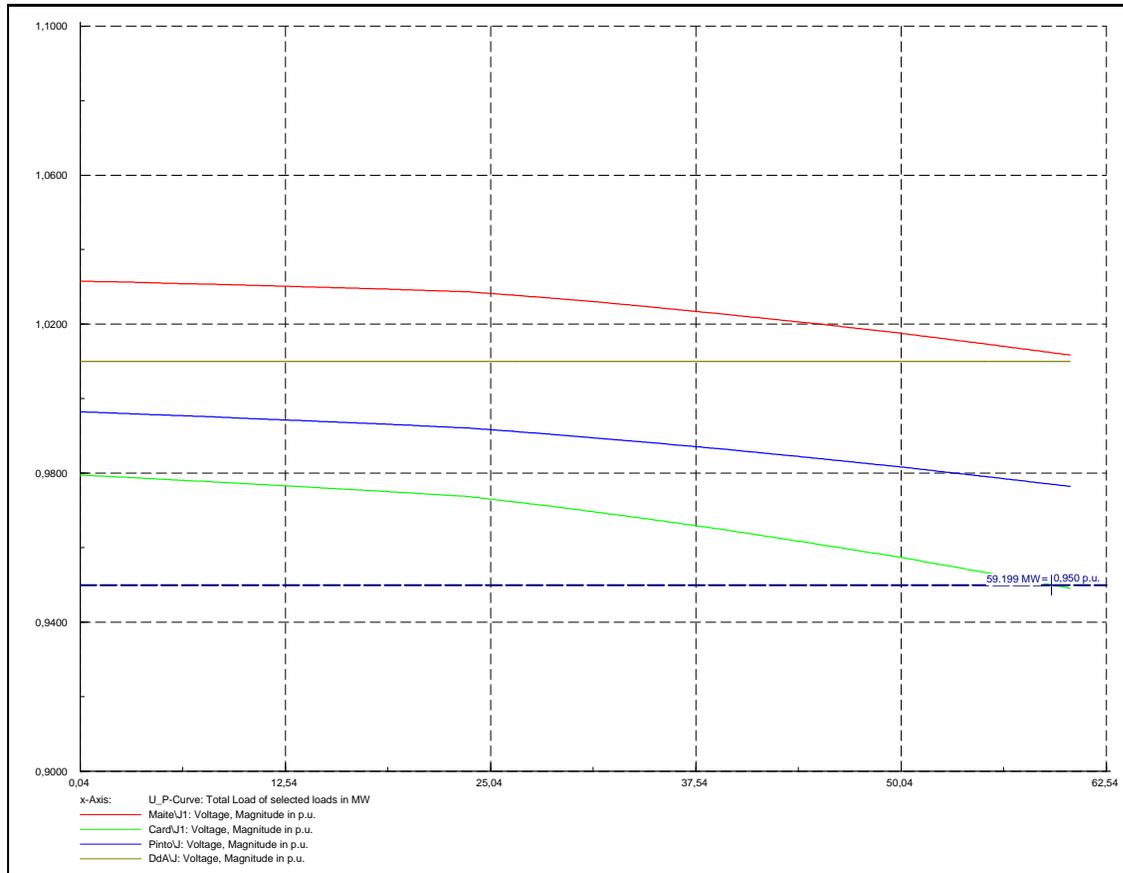


Figura 10: Diagrama PV Con un circuito de Maitencillo- Cardones Fuera de Servicio y con CER de Diego de Almagro. Las transferencias para esta condición son las siguientes:

Línea	Tensión	Flujo [MW]	Carga [%]
C.Pinto - D-Almagro	220	169,55	99,96
Cardones - C.Pinto	220	198,21	113,98
Maitencillo - Cardones L1	220	214,69	73,63
Maitencillo - Cardones L2	220	228,06	78,07
Maitencillo - Cardones L3	220	---	---

De la tabla se infiere que en esta nueva situación los límites de transmisión estipulados por la DO en su documento ERST-2009 son superados, lo que no hace viable este escenario.

En conclusión, se concluye que el CER a ubicar en Diego de Almagro aumenta la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico de la zona al norte de la S/E Maitencillo, pero dicha inversión debe ser acompañada de un aumento de capacidad de transmisión en la línea Maitencillo – Cardones y Cardones – Carrera Pinto. No obstante lo anterior, existen alternativas a la instalación del CER que podrían efectivamente mejorar los perfiles y estabilidad de tensión junto con abastecer los aumentos de demanda proyectados para la zona, como disponer de generación local.

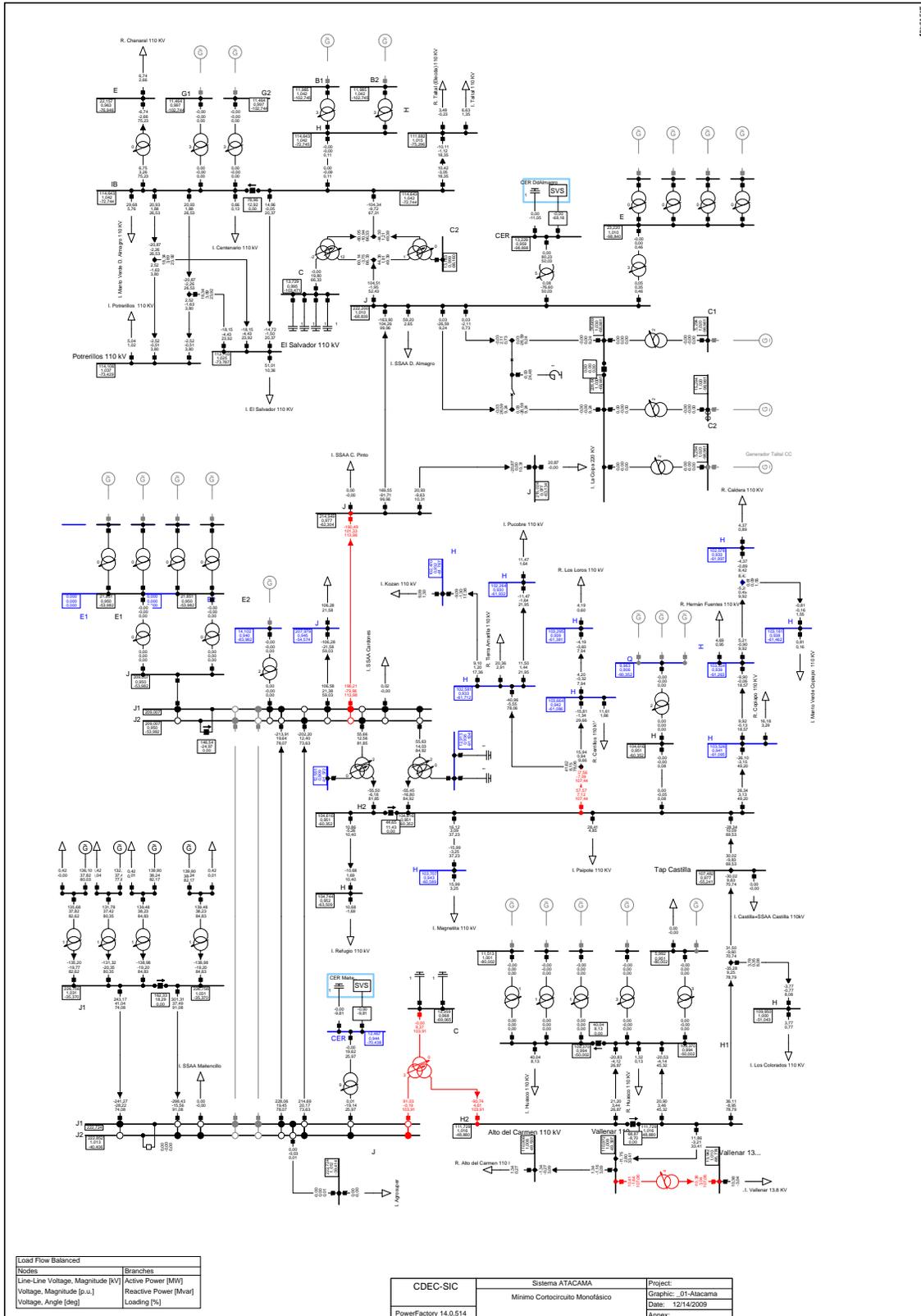


Figura 11: Tensiones y Transferencias en la Zona Norte. Condición con CER y un Circuito Maitencillo - Cardones Fuera de Servicio.

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

Alameda 1449, piso 13

Edificio Santiago Downtown II,

Santiago

**Artículo segundo:** Comuníquese la presente Resolución a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, a través de su envío por correo electrónico y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese



**YAMAL SOTO MORALES**

Secretario Ejecutivo (S)

Comisión Nacional de Energía



**YSM/JMR/CGC/CZR/ISD/RCC/EPG/mhs**

**Distribución:**

1. Destinatarios;
2. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
3. Superintendencia de electricidad y Combustibles;
4. Gabinete Secretario Ejecutivo, CNE;
5. Área Jurídica, CNE;
6. Área Eléctrica, CNE;
7. Archivo Res. Exentas, CNE.