COMISION NACIONAL DE ENERGIA
Avda. Libertador Bernardo O"Higgins N°1449-Piso 13, Downtown II - SANTIAGO - CHILE

REF: "Aprueba Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los siguientes 12 meses".

SANTIAGO, 13 de enero de 2009

RESOLUCION EXENTA N°54

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el DFL Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL Nº 1 de Minería de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" ó LGSE, especialmente, el artículo 99º;

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 la Comisión, con fecha 31 de Octubre de 2008; y

c) 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 la Comisión, con fecha 18 de Noviembre de 2008, que actualiza la señalada en letra b) precedente.

CONSIDERANDO:

a) Que se debe dar curso progresivo al proceso de aprobación del Plan de Expansión de la Comisión por los 12 meses siguientes;

b) Que la Comisión, en el marco de lo dispuesto en el artículo 99º de la LGSE, debe elaborar el Plan de Expansión para los 12 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: Apruébese el siguiente Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC para los siguientes 12 meses, 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

Enero de 2009

Santiago de Chile

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 4
1.1 RESUMEN EJECUTIVO 5
2 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL PARA LOS PRÓXIMOS DOCE MESES 6
2.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN 6
2.2 OBRAS NUEVAS 6
2.3 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 6
2.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROYECTOS 8
2.4.1 Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa 1 8
2.4.2 Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad 9
2.4.3 Bancos de Condensadores 50 MVAr en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia 9
2.4.4 Normalización S/E Chena por Conexión de S/E Neptuno 10
2.4.5 Seccionamiento en Barro Blanco 11
2.4.6 S/E Diego de Almagro: Instalación CER 11
2.4.7 Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito 12
3 ANTECEDENTES PRINCIPALES 14
3.1 PLAZOS DE CONSTRUCCIÓN 14
3.2 PRESUPUESTOS DE OBRAS RECOMENDADAS 15
3.3 USO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR CONTINGENCIAS ESPECÍFICAS . 15
4 CRITERIOS Y DEFINICIONES METODOLÓGICAS 16
4.1 PRINCIPALES ASPECTOS METODOLÓGICOS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA TRONCAL 16
4.1.1 Definición de un Plan Base de Transmisión 16
4.1.2 Diagnóstico de Suficiencia. 16
4.1.3 Análisis de Pérdidas 17
4.1.4 Diagnóstico de Ingresos Tarifarios 17
4.1.5 Diferencia de Costos de Operación y Falla 17
4.1.6 Fecha Óptima de Puesta en Servicio 17
4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS 18
4.2.1 Introducción y Objetivos 18
4.2.2 Esquema Metodológico 18
4.3 ESCENARIO BASE 20
4.3.1 Plan de Obras de Generación 20
4.3.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal 20

4.3.3 Demanda 21
4.3.4 Precios de combustibles 21
5 DESARROLLO DE LOS ANÁLISIS Y PRINCIPALES RESULTADOS 22
5.1 ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN 22
5.1.1 S/E Diego de Almagro: Instalación CER 22
5.1.2 Línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV: Tercer Circuito 24
5.1.3 Proyecto Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad 27
5.1.4 S/E Alto Jahuel y S/E Cerro Navia: Banco de Condensadores de 50 MVAr 30
5.1.5 Línea Cardones – Maitencillo 220 kV: Aumento capacidad 30
5.1.6 Línea Charrúa – Ancoa 500 kV: Tercer Circuito y Aumento Capacidad Transformación 32
5.1.7 Línea Pan de Azúcar – Los Vilos - Nogales 220 kV: Tercer Circuito 34
5.1.8 Línea Valdivia - Cautín 220 kV: Nuevo doble circuito 36
5.1.9 Transformador Ancoa 500/220 kV: Aumento Capacidad Transformación 38
5.1.10 Seccionamiento en Barro Blanco 40
5.2 ANÁLISIS DE NT DE SYCS 41
5.2.1 Definición de los Estudios Específicos 41
5.2.2 Actualización Base Datos Estudios 43
5.2.3 Verificación del Cumplimiento Normativo Vía Flujos de Potencia 44
5.2.4 Conclusiones de los Flujos de Potencia 45
5.2.5 Análisis Dinámico de Compensación Estatica Reactiva (CER) en la Zona Diego de Almagro 45
5.2.6 Análisis Seccionamiento en Barro Blanco 52
5.3 PRINCIPALES ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS PROYECTOS 56
5.3.1 S/E Diego de Almagro 220 kV: Instalación CER 56
5.3.2 Bancos de Condensadores 50MVAr en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia y 56
5.3.3 Línea Cardones – Maitencillo 220 kV: Aumento de Capacidad 56
5.3.4 Línea Alto Jahuel – Ancoa 500kV: Tercer Circuito 57
5.3.5 Tercer autotransformador 500kV/220kV en S/E Charrúa 58
5.3.6 Línea Ancoa – Charrúa 500kV: Tercer Circuito 59
5.3.7 Línea Cautín - Valdivia 220kV: Ampliación de línea 59
5.3.8 Nueva S/E Lo Aguirre 500kV / 220kV 60
5.3.9 Tercer autotransformador 500kV/220kV en S/E Alto Jahuel 62
5.3.10 Línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220kV: Tercer Circuito 62
5.3.11 Línea Los Vilos - Nogales 220kV: Tercer Circuito 63
5.3.12 Diagramas Unilineales 63

6 ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA **70**
6.1 AGREGACIÓN DE BARRAS 70
6.2 PLAN DE OBRAS GENERACIÓN 72
6.3 TOPOLOGÍA FINAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL 74

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante DFL Nº 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 Nº 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 Nº 4, aprobado con fecha 16 de noviembre de 2006 por el comité de licitación, constituido según establece el artículo 87 del DFL Nº 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 Nº 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 4 de noviembre de 2008 la Comisión recibió[1] la propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC. Con fecha 18 de Noviembre, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC complementó[2] su propuesta, enviando nuevos antecedentes a la Comisión. 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.

[1] Mediante carta D.P. N° 727/2008, de fecha 31 de octubre de 2008.

[2] Mediante carta D.P. N° 776/2008 de fecha 18 de noviembre de 2008.

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 Nº 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 informes elaborados por el Consultor de la Recomendación Anual a que hace referencia la Dirección de Peajes en su propuesta, y por Transelec S. A., como promotor de proyectos de expansión. 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 7 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de 271 millones de US$, de las cuales 5 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de 74 millones de US$, y 2 obras nuevas, por un total de 197 millones de US$.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2009, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el primer semestre de 2013, 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[3]	Proyecto	VI	COMA
			US$	US$/año
1	Mar-2013	S/E Seccionadora Lo Aguirre: Etapa 1	50.900.000	813.660
2	Mar-2013	Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad	9.900.000	158.371
3	Nov-2010	Bancos de Condensadores 50 MVAr en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia	4.598.000	138.000
4	Abr-2011	Normalización S/E Chena por conexión de S/E Neptuno	4.400.000	80.080
5	Jun-2011	Seccionamiento en Barro Blanco	3.926.000	118.000

2.2 Obras Nuevas

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas, contenidas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SIC para los próximos doce meses, que deben dar inicio de manera inmediata a su construcción.

Tabla 2: Plan de Expansión Sistema Troncal SIC – Obras Nuevas

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio[3]	Proyecto	VI	COMA
			US$	US$/año
1	Oct-2011	S/E Diego de Almagro: Instalación CER	13.000.000	390.000
2	Ene-2013	Línea Ancoa-Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito	184.171.000	2.947.000

2.3 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:

[3] Fecha determinada como óptima para la puesta en servicio del proyecto. 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 la obra.

$$VI_{n,k} = VI_{n,0} \cdot \left[\alpha_n \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k} + \left(\beta 1_n \cdot \frac{PAl_k}{PAl_0} + \beta 2_n \cdot \frac{PFe_k}{PFe_0} + \beta 3_n \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{1 + Ta_k}{1 + Ta_0} \right) \right]$$

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

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

$VI_{n,k}$: Valor del V.I. de la obra de ampliación u obra nueva 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).

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

PAl_k : Promedio del Precio del Aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k, cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, expresado en USc/Lb.

PFe_k : Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: WPU101)

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 3: Valor Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	132,34	Octubre de 2007
DOL_0	501,44	Octubre de 2007
PAl_0	111,1	Agosto de 2007 a Octubre de 2007
PFe_0	205,3	Junio de 2007
CPI_0	208,352	Octubre de 2007
Ta_0	0,06	Octubre de 2007

Y donde los coeficientes α, β1, β2 y β3 de la fórmula señalada, para las obras de expansión son los siguientes:

Tabla 4: Coeficientes Indexación Ampliaciones

Nº	Ampliación	α	β1	β2	β3
1	S/E Seccionadora Lo Aguirre: Etapa 1	0,1493	0,0000	0,0000	0,8507
2	Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad	0,7335	0,1119	0,1094	0,0452
3	Bancos de Condensadores 50 MVAr en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000
4	Normalización S/E Chena por conexión de S/E Neptuno	0,6270	0,0411	0,0000	0,3319
5	Seccionamiento en Barro Blanco	0,6043	0,0000	0,0000	0,3957

Tabla 5: Coeficientes Indexación Obras Nuevas

Nº	Obra Nueva	α	β1	β2	β3
1	S/E Diego de Almagro: Instalación CER	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000
2	Línea Ancoa-Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito	0,5578	0,0000	0,0000	0,4422

2.4 Características Técnicas de los Proyectos

2.4.1 Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa 1

2.4.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Lo Aguirre 500/220 kV, 750 MVA, con unidad de reserva y con espacio para disponer en el futuro una segunda transformación 500/220 kV. Para ello se considera el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea de 500 kV Alto Jahuel – Polpaico y el seccionamiento completo de la actual línea de 220 kV Rapel – Cerro Navia en la barra de 220 kV de esa subestación.

La subestación seccionadora se emplazará cercana al cruce de las líneas Alto Jahuel – Polpaico 500 kV y Rapel – Cerro Navia 220 kV.

2.4.1.2 Características Generales de la Subestación

La Subestación contará, en una primera etapa con dos patios principales, uno de 500 kV y otro de 220 kV, en configuración interruptor y medio o doble barra con barra de transferencia.

2.4.1.3 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.

2.4.1.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 50,9 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 813,7 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.4.2 Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad

2.4.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en el reemplazo de las estructuras y cambio de conductor de la línea 220 kV Rapel – Cerro Navia, en el tramo Lo Aguirre – Cerro Navia, de una longitud aproximada de 16 km, con el propósito de aumentar la capacidad de la línea de 2x300 MVA a 2x1.800 MVA. La capacidad térmica de la línea deberá ser de 1.800 MVA a 25º C de temperatura ambiente.

2.4.2.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.4.2.3 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 158,4 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.4.3 Bancos de Condensadores 50 MVAr en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia

2.4.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la instalación de un banco de Condensadores Estáticos de 50MVAr conectado a la barra de 220 kV en la S/E Alto Jahuel y en la S/E Cerro Navia. Incluye el paño de conexión a una de las secciones de barra de 220 kV en cada S/E. En el caso del banco a instalar en la S/E Alto Jahuel, se deberá considerar realizar la conexión del equipo de compensación en cable hasta el patio de 220 kV.

2.4.3.2 Características principales mínimas de los equipos

Banco de Condensadores

- Nivel de tensión: 220 kV.
- Capacidad del Banco de Condensadores: 50 MVAr.

Equipos de cada paño

- Interruptor en SF6 3.150 amperes; 31 kA cierre trifásico.
- Desconectadores trifásicos sin puesta a tierra.
- 2 desconectadores con puesta a tierra (fase y neutro).
- Transformadores de corriente para protección y medida.
- Transformador de Potencial.
- Sistema de control, protecciones y medida, con control de reactivos.
- Los SS/AA serán alimentados desde los existentes en cada S/E.

2.4.3.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 13 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.4.3.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales

El V.I. referencial del Proyecto, es de 4,6 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 138,0 mil dólares (3,0% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.4.4 Normalización S/E Chena por Conexión de S/E Neptuno

2.4.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la normalización de la subestación Chena, mediante la construcción de una nueva torre, un doble circuito entre el Tap Chena y la S/E Chena y la construcción de dos paños de línea GIS 220 kV en la S/E Chena. El nuevo tramo utiliza las estructuras de Chilectra, las cuales se encuentran diseñadas para cuatro circuitos.

2.4.4.2 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.

El proceso de licitación y adjudicación de esta obra, deberá estar finalizado dentro de los siguientes 4 meses, contados desde la fecha en que se comunique el inicio de la construcción de la S/E Neptuno. Metro S. A. deberá informar el inicio de la construcción de la S/E Neptuno, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 272 del Decreto Supremo N° 327 de 1997, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Por su parte, el CDEC-SIC deberá informar a Transelec S. A., con copia a la Superintendencia y a la Comisión, que Metro S. A. ha dado inicio a la construcción de la subestación señalada.

2.4.4.3 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 4,4 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 80,1 mil dólares (1,82% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.4.5 Seccionamiento en Barro Blanco

2.4.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto se ubica en las cercanías de la ciudad de Osorno, y consiste en el seccionamiento del circuito donde actualmente se conecta la S/E Barro Blanco existente. Se compone de dos interruptores de línea de 220 kV y una barra simple de 220 kV, a la cual se conecta el transformador de 220/66 kV conectado actualmente en tap-off en dicho lugar.

2.4.5.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 20 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

El proceso de licitación y adjudicación de esta obra, deberá estar finalizado dentro de los siguientes 4 meses, contados desde la fecha en que se comunique el inicio de la construcción del proyecto Aumento de Potencia de la S/E Barro Blanco. STS deberá informar el inicio de la construcción del proyecto señalado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 272 del Decreto Supremo N° 327 de 1997, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Por su parte, el CDEC-SIC deberá informar a Transelec S. A., con copia a la Superintendencia y a la Comisión, que STS ha dado inicio a la construcción del proyecto señalado.

2.4.5.3 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 3,9 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 118,0 mil dólares (3,0% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.4.6 S/E Diego de Almagro: Instalación CER

2.4.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos en la subestación Diego de Almagro, conectado al sistema de 220 kV mediante la instalación de un paño de conexión de 220 kV.

Características Generales del CER

- Compensación Estática de Reactivos: 40MVAr inductivos/60 MVAr capacitivos en 220 kV.
- Paño de Conexión en 220 kV.
- Paño transformador 13,2 kV
- Transformador 220/13,2 kV.

2.4.6.2 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.

2.4.6.3 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 13,0 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 390,0 mil dólares (3,0% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.4.7 Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito

2.4.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV, de una longitud aproximada de 258 km, de características similares a la línea El Rodeo – Polpaico, con 4 conductores por fase en estructuras para doble circuito, con el tendido de un solo circuito.

El Proyecto incluye reactores con paño de reactor, en las S/E Alto Jahuel y S/E Ancoa, condensador serie en la S/E Ancoa, al igual que el de las actuales líneas en 500 kV, y los paños de línea en ambos extremos de la línea.

En la S/E Ancoa, el paño de salida se deberá ubicar en una posición que sea compatible con las expansiones en esa S/E. En la S/E Alto Jahuel se podrá considerar como alternativa, una ampliación del terreno para la ubicación del paño de línea.

2.4.7.2 Características Técnicas del Proyecto

- Nivel de tensión y circuitos: 2 x 500 kV, primer circuito.
- Longitud aproximada: 258 km.
- Tipo de conductor: ACAR 700 MCM.
- Nº de conductores por fase: 4.
- Capacidad térmica de la línea por circuito: 1.732 MVA 35/65 °C con sol, 2.667 MVA 25/65 °C sin sol.
- Cable de guardia: OPGW.

2.4.7.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 39 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.4.7.4 Valor de inversión y costo de operación, mantenimiento y administración referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 184,2 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 2,9 mil dólares (1,6% 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 Nº 158 de fecha 15 de marzo de 2007.

c) "*Propuesta de Desarrollo y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Año 2008*", Dirección de Peajes CDEC-SIC, Carta D.P. N° 727/2008, de fecha 31 de octubre de 2008.

d) "Propuesta de Desarrollo y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Año 2008", Dirección de Peajes CDEC-SIC, Carta D.P. N° 776/2008, de fecha 18 de noviembre de 2008.

e) "*Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2008*", Informe Final, elaborado por Synex-Electronet, Octubre de 2008.

f) "*Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2008*", Avance del Informe Final, elaborado por Synex-Electronet, Octubre de 2008.

g) "Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2008", Informe de Avance, elaborado por Synex-Electronet, 18 de Julio de 2008.

h) "*Análisis del Sistema de 154 kV Itahue-Alto Jahuel*", Informe, elaborado por Synex-Electronet, Noviembre de 2008.

i) "*Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC, Obras que deben iniciar su construcción en el periodo 2009-2010*", Informe elaborado por Transelec S. A., Abril de 2008.

j) "*Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC, Obras que deben iniciar su construcción en el periodo 2009-2010*", Informe elaborado por Transelec S. A., Agosto de 2008.

k) *"Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2008 - Sistema Interconectado Central (SIC)"*, Informe Técnico Definitivo, elaborado por la Comisión, Octubre de 2008.

En forma posterior a la recepción de la propuesta de la Dirección de Peajes, la Comisión recibió antecedentes adicionales aportados por los participantes, y aclaraciones comunicadas por la DP.

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 de construcción en subestaciones: 24 meses.

Ambos plazos 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, para algunos de los proyectos evaluados se ha determinado plazos de construcción distintos a los referenciales señalados.

Se ha definido la recomendación de obras cuya construcción se debe iniciar a más tardar durante el primer semestre del año 2010, es decir, cuya puesta en servicio se requiera hasta el primer semestre del año 2013.

Se estima que las obras recomendadas en el presente Plan de Expansión, iniciarán su construcción en trono al mes de octubre de 2009.

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.

3.3 Uso de Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Contingencias Específicas

Para el presente Plan de Expansión, no se ha considerado el uso de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) por contingencias específicas, en virtud de que la aplicación de tales esquemas no se encuentra contenida en la normativa vigente y, en la actualidad, es una de las materias en estudio para la modificación y actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Luego, de acuerdo a la normativa vigente, la implementación de tales esquemas debe ocurrir a partir del acuerdo entre los agentes interesados, previa conformidad técnica de la Dirección de Operación del respectivo CDEC.

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 2008, 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 2008, 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 50 hidrologías y los dos 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 a final de año, el cual se decompone 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 2013-2015, particularmente en el 2013, 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 llevaran 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:

- 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 este contexto, la metodología utilizada contempla dos escenarios operacionales críticos por cada año del horizonte de estudio. Se destaca que dichos escenarios críticos fueron identificados como tales durante el proceso de evaluación de expansión del SIC, esto es, durante la etapa de diagnóstico de suficiencia del sistema. De esta forma los escenarios a evaluar son los siguientes:

- Escenario 1 Demanda Alta Hidrología Húmeda:
    - Hidrología N° 23
    - Bloque de Punta
    - Mes Marzo

- Escenario 2 Demanda Alta Hidrología Seca:
    - Hidrología N° 9
    - Bloque de Punta
    - Mes Marzo

La demanda asociada a los escenarios señalados es la siguiente:

Tabla 6: Demanda en Escenarios Críticos

Año	Demanda [MW]
2013	7.961
2014	8.374
2015	8.798

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 2013-2015.
- Formación de dos escenarios operacionales críticos (Escenario 1 y Escenario 2) 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 2008.

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, cuadrienio 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 y, por lo tanto, deben repetirse.

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 7: Instalaciones Sistema de Transmisión con fecha comprometida.

N°	Obras actualmente en construcción	Tensión kV	Capacidad	Fecha entrada
1	Primer autotransformador S/E Polpaico	500/220	1x750MVA	Jun-2008
2	Línea Alto Jahuel - El Rodeo - Polpaico (circuito 1)	500	1x1400MVA	Jun-2008

3	Línea Ancoa - El Rodeo - Polpaico (circuito 1)	500	1x1400MVA	Jun-2008
4	Nueva línea Charrúa - Cautín (2x220kV)	220	2x500MVA	Jul-2008
5	Línea Alto Jahuel - El Rodeo - Chena (circuito 1, estructura 2x220kV)	220	1x260MVA	Dic-2008
N°	Obras adjudicadas Decreto N° 282	Tensión kV	Capacidad	Fecha entrada
6	Nueva línea Cardones - Maitencillo (circuito 3)	220	290MVA	Ene-2009
7	Entrada S/E seccionadora Nogales 220kV	220		Oct-2009
8	Nueva línea Nogales - Polpaico (estructuras 2x220 transformable 1x500)	220	2x1500MVA	Abr-2010
9	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena (circuito 1)	220	400MVA	Ene-2010
10	Barra de transferencia en Cardones (Seccionador y Acoplador)			Jul-2010
11	Segundo autotransformador S/E Polpaico	500/220/66	750/750/150MVA	Feb-2011
N°	Obras por adjudicar Decreto N° 282	Tensión kV	Capacidad	Fecha entrada
12	Reemplazo conductor Alto Jahuel - Chena (circuito 2)	220	400MVA	Jul-2010
13	Línea Alto Jahuel - El Rodeo - Chena (circuito 2, estructura 2x220kV)	220	260MVA	Jul-2010
14	Reemplazo conductores tramo Cerro Navia - Chena (dos circuitos)	220	2x400MVA	Abr-2011
15	Seccionamiento en Alto Jahuel, tramo Ancoa - Polpaico	500	1400MVA	Ene-2012
16	Transformadores desfasadores tramo Polpaico - Cerro Navia	220	350MVA	Abr-2012
N°	Refuerzo sistema Alto Jahuel - Itahue 154kV	Tensión kV	Capacidad	Fecha entrada
17	Creación subestación seccionadora Punta de cortes de barra simple	154		Feb-2011
18	Cambio conductor de los dos circuitos tramo Tuniche - San Fernando 2x154kV (cond. Greeley)	154	198 MVA	Feb-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 2008.

4.3.4 Precios de combustibles

Se utilizó como base 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 2008, los que fueron actualizados para los 4 primeros años de análisis, de acuerdo a los valores utilizados en la programación semanal del CDEC-SIC vigente al 28 de noviembre de 2008.

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.

5.1.1 S/E Diego de Almagro: Instalación CER

5.1.1.1 Análisis de Suficiencia Diego de Almagro - Carrera Pinto – Cardones 220 kV

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.

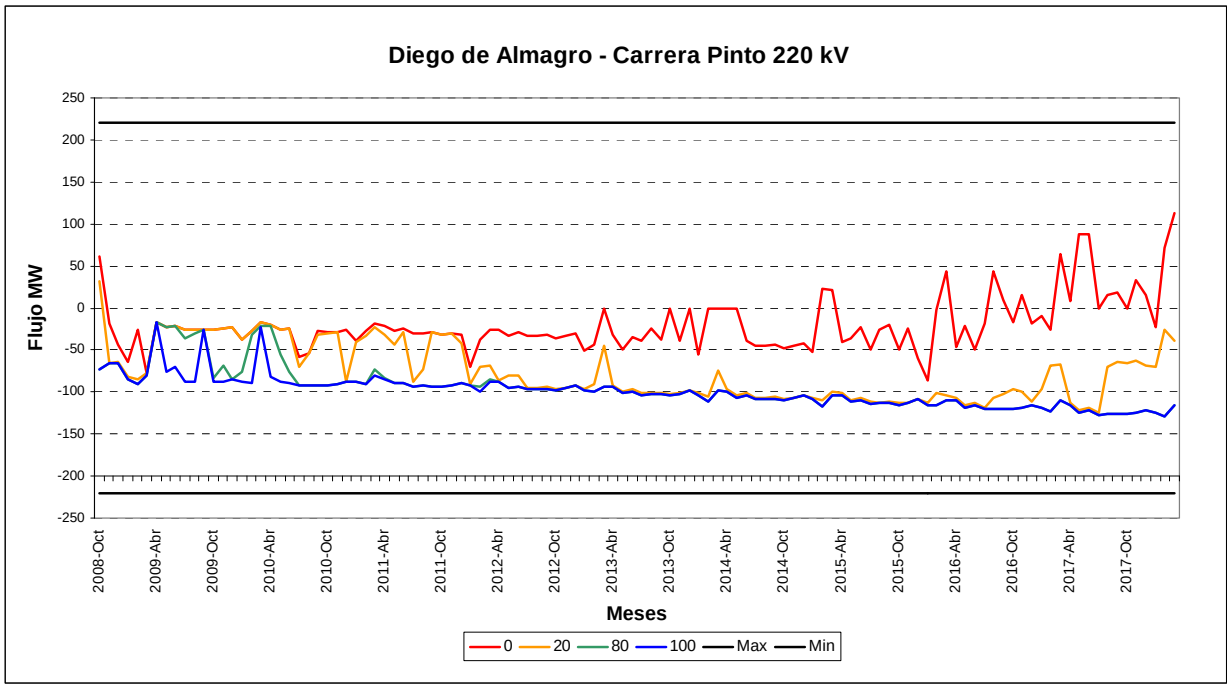


Figura 1: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 kV[4].

[4] Los gráficos de probabilidad de excedencia consideran años hidrológicos (Abril – Marzo).

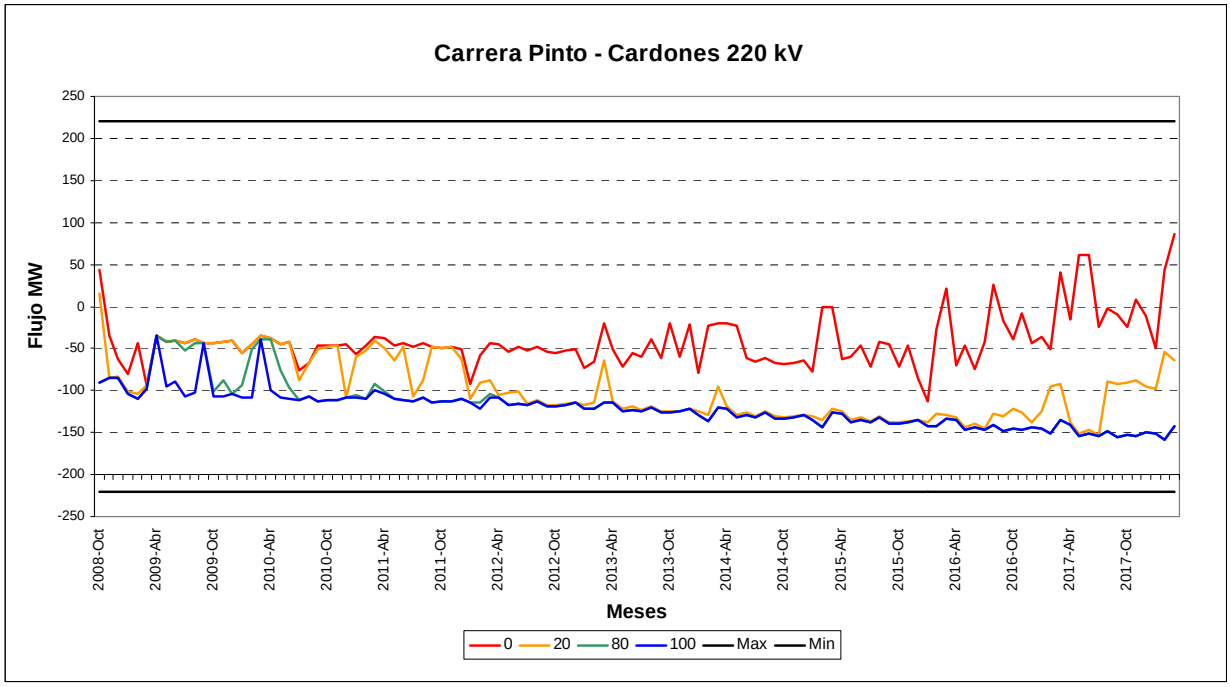


Figura 2: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Carrera Pinto – Cardones 220 kV.

El flujo mantiene el sentido de Cardones - Carrera Pinto – Diego de Almagro para la mayoría de las condiciones de operación del periodo de estudio, cambiando de sentido para hidrologías secas extremas al final del periodo.

El diagnóstico de las condiciones de operación del tramo no muestra saturaciones durante todo el periodo de estudio, en ningún estado de operación. Las necesidades de Seguridad y Calidad de Servicio de la zona entre las subestaciones Diego de Almagro y Carrera Pinto se determinan en la sección 5.2.5 asociada a los análisis eléctricos.

5.1.1.2 Análisis Económico CER en S/E Diego de Almagro

Los análisis eléctricos determinaron que la instalación de un CER en la S/E Diego de Almagro puede ser sustituida por la generación de la central térmica Emelda, en los escenarios críticos analizados. Sin embargo, al depender dicha generación de un despacho económico, no está asegurado su funcionamiento en todas las horas de demanda máxima. Debido a lo anterior, para que la central Emelda sustituya al CER debe realizarse un despacho fuera del óptimo económico, con el fin de que opere la central en todas las horas de demanda máxima, incluso cuando el costo marginal de la barra Diego de Almagro sea inferior al costo variable de la central.

Para analizar el beneficio económico de instalar el CER en la barra Diego de Almagro, se comparó el costo de operación del sistema que resulta al estar el CER instalado (despacho económico), con el costo que resulta de realizar el despacho forzado de una de las unidades de Emelda cuando sea necesario.

Para cada condición de operación correspondiente al bloque de demanda máxima, es decir para cada mes e hidrología, se asignó un costo de despacho forzado en caso que la central Emelda no fuera despachada. Dicho costo corresponde a la energía generada por una de las turbinas de 32 MW de la central Emelda valorizada a la diferencia entre el costo variable de la central menos el costo marginal de la barra Diego de Almagro, con el fin de representar el sobrecosto en el cual se incurre al despachar la central.

Tanto el VAN del ahorro de costos de operación resultante de instalar el CER, como el VAN de la inversión en el CER, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 8: Análisis Económico del CER en Diego de Almagro (en Millones US$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	2,36	1,77
2013	4,59	1,77
2014	4,91	1,77
2015	5,00	1,77
2016	2,32	1,77
2017	4,29	1,77
VA(Abr2009)	12,7	5,79
VAN	6,91	

De lo anterior se concluye que, desde el punto de vista económico, resulta conveniente instalar un CER en la S/E Diego de Almagro.

5.1.2 Línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV: Tercer 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.

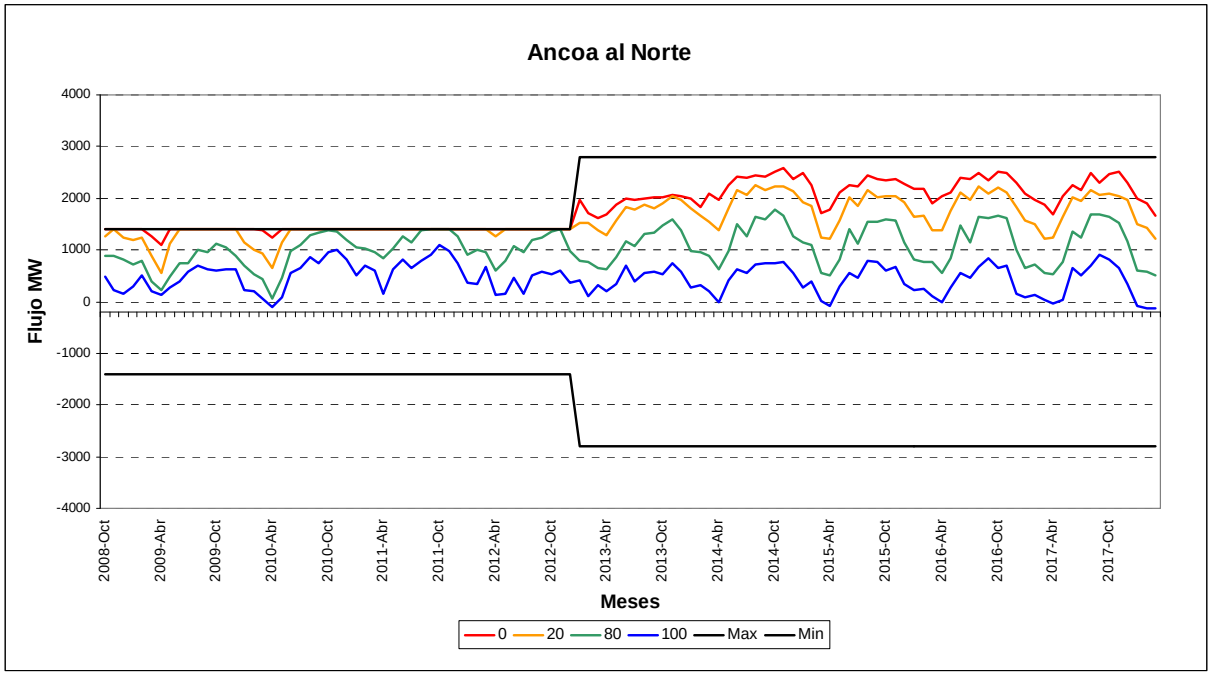


Figura 3: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Ancoa al Norte[5].

[5] Ancoa al Norte considera los tramos Ancoa – Alto Jahuel y Ancoa Polpaico hasta Diciembre 2011. Desde Enero 2012 sólo se considera el tramo Ancoa – Alto Jahuel.

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 9: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	30,59	8,57	10,25	9,72	9,22	9,37	8,92
	IT	877,29	138,68	242,33	365,26	272,15	324,75	317,78
Con Proyecto	Pérdidas	35,69	8,09	10,66	12,89	10,94	12,14	11,77
	IT	124,93	134,87	11,66	14,02	11,87	13,16	12,78
Diferencia	Pérdidas	-5,10	0,48	-0,42	-3,16	-1,72	-2,78	-2,85
	IT	752,36	3,80	230,66	351,24	260,29	311,59	305,00

Se puede observar en la tabla anterior que las pérdidas en el caso con proyecto aumentan, debido al aumento de flujo que se presenta en la línea como consecuencia de la ampliación.

La diferencia de IT entre los casos con y sin proyecto son de una magnitud considerable, lo que da cuenta de saturaciones y consecuentes desacoples económicos en la línea, lo que deriva en una operación subóptima del sistema.

El siguiente cuadro presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto propuesto.

Tabla 10: Evaluación Tercer Circuito Ancoa – Alto Jahuel 500 kV (MMUS$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	-0,26	4,72
2013	72,99	19,59
2014	94,97	19,59
2015	70,05	19,59
2016	94,04	19,59
2017	103,00	19,59
VA(Abr2009)	222,25	53,95
VAN	168,31	

Se observa que el Valor Actual Neto del proyecto es positivo con un valor de 168,31 millones de US$ para una tasa de descuento del 10%, considerando una línea de 1x500 kV, con un VI de MMUS$ 160.

Si bien no se ve la necesidad, por suficiencia, de un cuarto circuito en el horizonte de análisis, se realizó la evaluación económica que se incluye la siguiente tabla, con la evaluación del tercer circuito tendido en torres de 2x500 kV, con un VI de 184 Millones de US$.

Tabla 11: Evaluación Tercer Circuito Ancoa – Alto Jahuel 500 kV en torres 2x500 (MMUS$).

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	-0,26	5,42
2013	72,99	22,47
2014	94,97	22,47
2015	70,05	22,47
2016	94,04	22,47
2017	103,00	22,47
VA(Abr2009)	222,25	61,88
VAN	160,38	

Se observa que el proyecto sigue siendo rentable, con una diferencia de 7,93 millones de US$ con respecto al tendido en torres de 1x500 kV.

Por otra parte, debido a la magnitud de la inversión a realizar, se requiere analizar económicamente el largo plazo más allá del período de 10 años establecido inicialmente, con el fin de evaluar la conveniencia de invertir en torres de 2x500 kV en vez de 1x500 kV. Con este fin, se elaboró el gráfico que se muestra a continuación, donde se presenta el Valor Actual de los costos tanto para el caso en que se invierte en torres de 2x500 como el caso de torres 1x500.

Las líneas en el gráfico representan el Valor Actual de los costos, para cada caso, en función del año en que se materialice la inversión en el segundo circuito. Dado que la inversión en el primer circuito se lleva a cabo en enero de 2013, por ejemplo, si la inversión en el segundo circuito fuera en el año 2014, el costo de hacerlo en torres 1x500 sería aproximadamente 365 MMUS$. En cambio, en torres de 2x500 costaría aproximadamente 260 MMUS$.

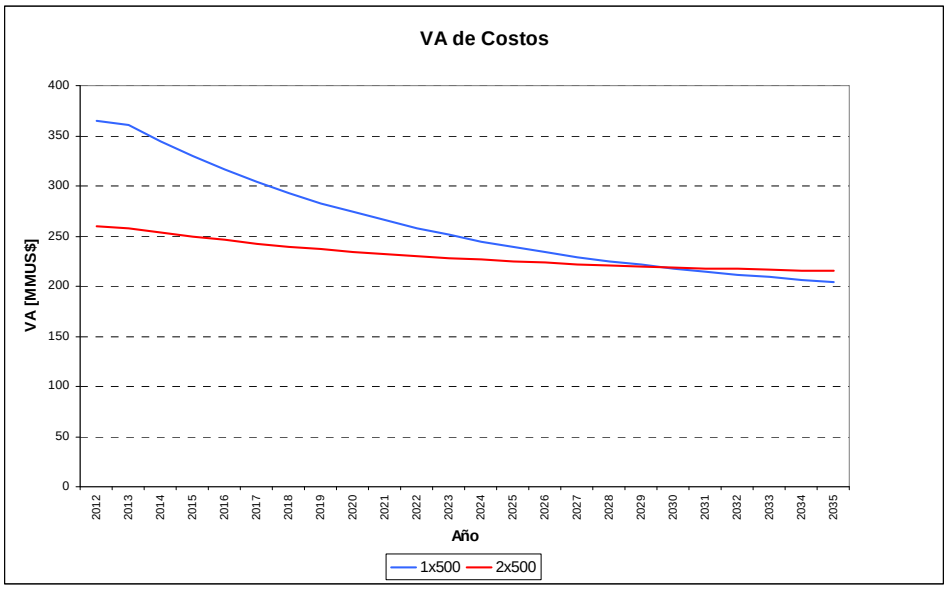


Figura 4: VA de costos según tipo de torre en función del año de entrada del 2do circuito.

Se puede observar que si la inversión en el cuarto circuito se realizara antes del año 2030, convendría invertir en estructuras de 2x500 kV para este tramo, lo cual, en forma cualitativa, es concordante con lo recomendado por el Consultor de la Recomendación Anual a que se refiere la Dirección de Peajes en su recomendación.

En consideración de lo anterior, esta Comisión estima conveniente para este periodo la construcción de una línea en 500 kV entre las S/E Ancoa y Alto Jahuel, cuya puesta en servicio óptima se determinó para septiembre de 2012, en estructuras de doble circuito, tendiendo inicialmente el primer circuito. De acuerdo a los tiempos de desarrollo del proceso de licitación, y de inicio y ejecución del proyecto, se estima su puesta en servicio para enero de 2013.

5.1.3 Proyecto Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad

Este proyecto consiste en el seccionamiento de la línea doble circuito Alto Jahuel – Polpaico 500 kV y de la línea Rapel – Cerro Navia 220 kV por medio de la subestación Lo Aguirre, para luego realizar un cambio de estructuras y conductores en el tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV.

A partir del caso base, se realiza la evaluación económica de llevar a cabo la implementación del proyecto en dos etapas, en donde la primera considera un transformador en la subestación Lo Aguirre, el seccionamiento de uno de los circuitos de Alto Jahuel – Polpaico 500 kV y el seccionamiento completo de la línea Rapel – Cerro Navia 220 kV, considerando el cambio de estructuras y conductores del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV, para posteriormente, en Marzo del 2015 seccionar el segundo circuito en 500 kV e instalar el segundo transformador.

La siguiente figura ilustra el diagnóstico preliminar de las condiciones de operación a través de un gráfico de los flujos según las probabilidades de excedencia en los tramos Cerro Navia – Lampa 220 kV y Chena – Cerro Navia 220 kV.

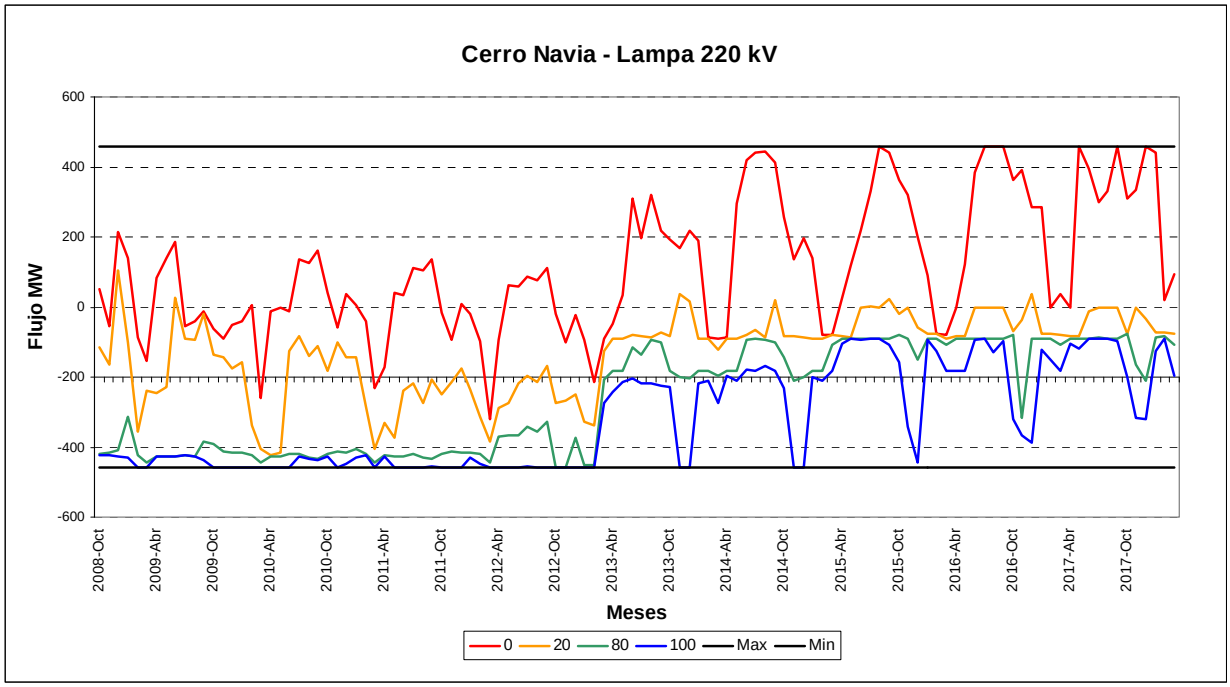


Figura 5: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Cerro Navia - Lampa 220 kV

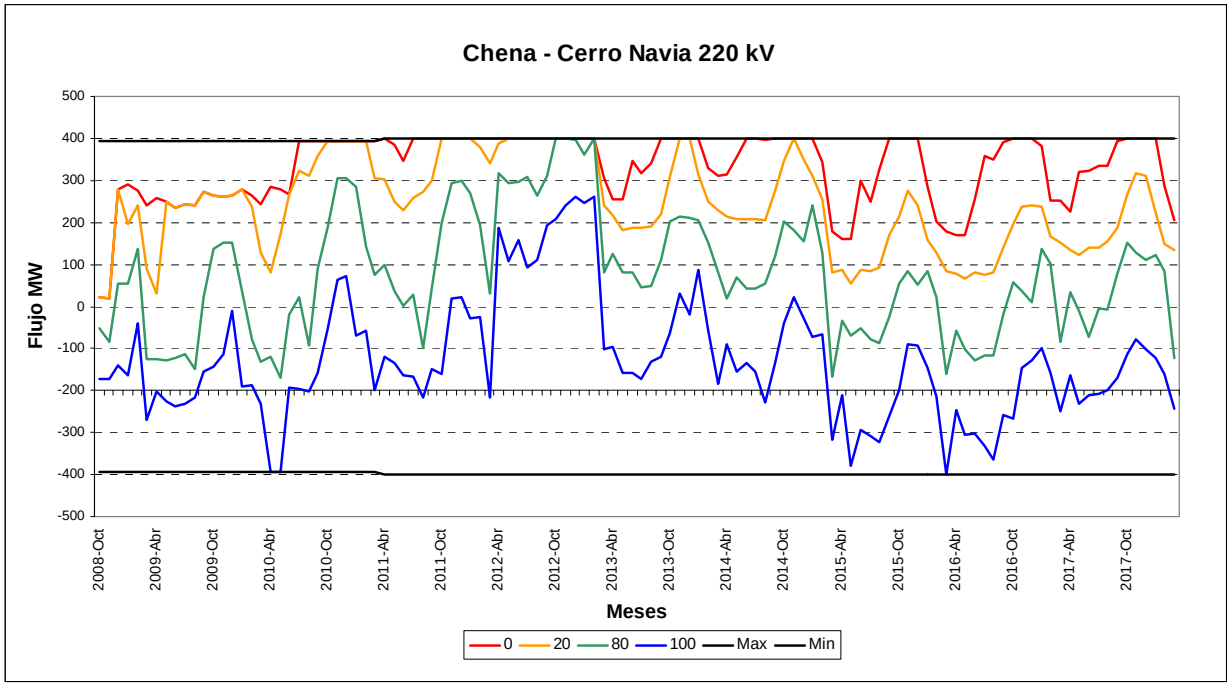


Figura 6: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Chena – Cerro Navia 220 kV

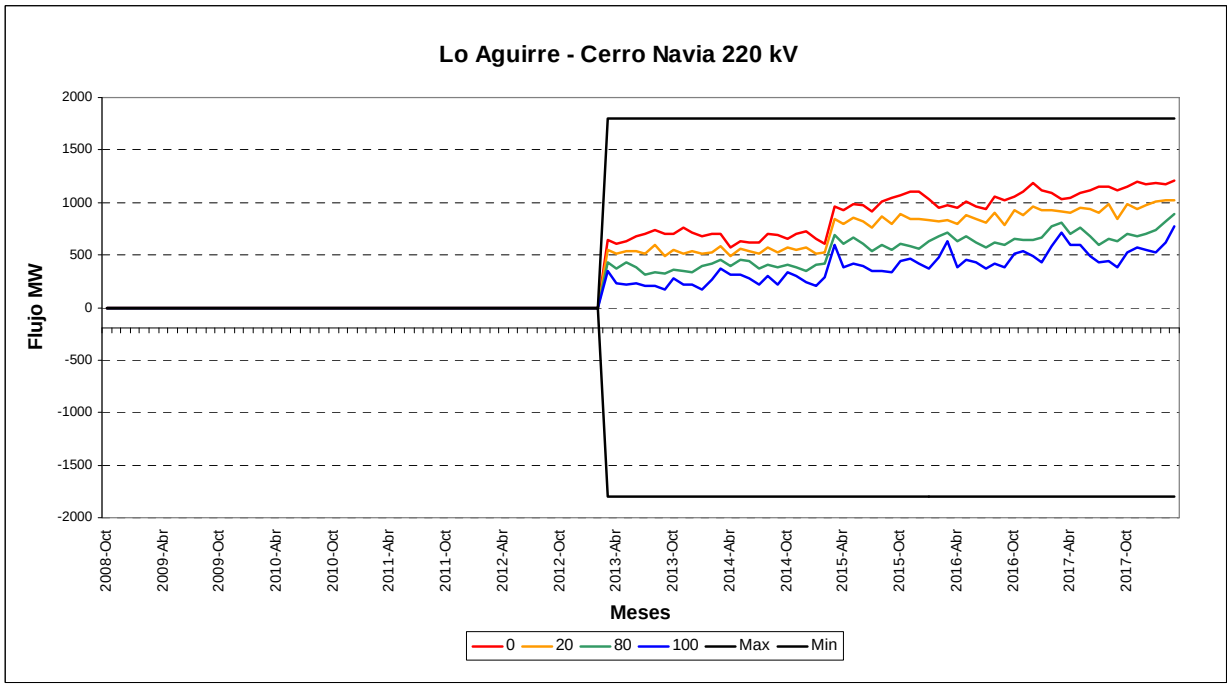


Figura 7: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Chena – Cerro Navia 220 kV

De los gráficos anteriores se desprende que cuando entra en operación el primer seccionamiento, en marzo de 2013, los flujos por las líneas Cerro Navia – Lampa 220 kV y Chena – Cerro Navia 220 kV disminuyen considerablemente, pasando de saturaciones para un número importante de condiciones de operación a saturaciones en sólo algunas condiciones de operación extremas. Esto se debe al alivio que reciben dichas líneas para abastecer al centro de carga como consecuencia de la entrada de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV.

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

Tabla 12: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Cerro Navia - Lampa 220 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	2,51	1,16	1,46	1,20	0,09	0,11	0,10
	IT	19,60	5,00	15,50	11,22	0,05	0,12	0,36
Con Proyecto	Pérdidas	1,08	1,01	0,24	0,18	0,09	0,11	0,10
	IT	3,59	4,61	0,24	0,18	0,05	0,08	0,32
Diferencia	Pérdidas	1,44	0,15	1,22	1,02	0,00	0,00	0,00
	IT	16,00	0,39	15,26	11,04	0,00	0,04	0,03

Tabla 13: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Chena – Cerro Navia 220 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	2,52	1,20	1,29	1,07	0,18	0,23	0,23
	IT	24,19	5,36	16,40	15,44	0,67	0,68	2,31
Con Proyecto	Pérdidas	1,48	1,08	0,35	0,37	0,19	0,24	0,25
	IT	12,92	4,96	5,86	6,90	0,68	0,71	3,13
Diferencia	Pérdidas	1,04	0,12	0,94	0,70	-0,01	-0,01	-0,01
	IT	11,27	0,40	10,54	8,54	-0,01	-0,04	-0,82

Se observa que para las líneas analizadas existen disminuciones considerables de IT, lo que da cuenta de una operación más óptima del sistema debido a la disminución de desacoples económicos.

Luego, el siguiente cuadro presenta la evaluación del beneficio correspondiente a la diferencia sin y con proyecto del costo de operación y falla frente al AVI+COMA del proyecto propuesto.

Tabla 14: Evaluación Proyecto S/E Lo Aguirre Seccionamiento Simple (MMUS$).

Año	Ahorro Costo	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0,35	0,59
2013	7,64	7,42
2014	7,61	7,42
2015	0,83	0
2016	-0,46	0
2017	-0,09	0
VA (Abril 2009)	9,46	9,20

VNA	0,25	

El caso Sin Proyecto considera que el seccionamiento del primer circuito se lleva a cabo en la misma fecha que el seccionamiento del segundo circuito, es decir en Marzo del 2015, debido a esto, a partir de esa fecha la diferencia de AVI+COMA entre los escenarios con y sin proyecto es nula.

De la tabla anterior se desprende que la implementación por etapas del proyecto tiene un beneficio positivo, por lo que se recomienda en el presente Plan de Expansión el inicio de su primera etapa.

5.1.4 S/E Alto Jahuel y S/E Cerro Navia: Banco de Condensadores de 50 MVAr

La inclusión de la S/E seccionadora Lo Aguirre 500/220 kV en el sistema troncal, permite lograr una distribución adecuada de los flujos desde la zona Sur hacia la zona Central. Más precisamente, ello involucra mejoras en los perfiles de tensión de la zona, reducción de pérdidas y menor uso de los tramos aledaños (en 500 y 220 kV), tanto en condiciones normales de suministro como ante contingencias simples. Adicionalmente, un impacto indirecto de esta instalación es mitigar la necesidad de instalar compensación shunt adicional en la zona aledaña a Lo Aguirre. Simulaciones de régimen permanente muestran que la incorporación de bancos de condensadores de 50 [MVAr] en las S/E Alto Jahuel y Cerro Navia, presenta un efecto preponderante en los circuitos de 220 [kV] entre las subestaciones mencionadas, disminuyendo la necesidad de transporte de reactivos por las líneas entre ellas, y un efecto inferior sobre el sistema de 500 [kV].

No obstante lo anterior, simulaciones estáticas vía flujos de potencia, muestran que en ciertas instancias, tales como altas transferencias desde el Sur hacia la zona Central (hidrología húmeda), sumadas a una baja generación térmica en el centro, se hace necesaria la operación forzada de la central Nueva Renca. En efecto, dicha unidad es requerida para cumplir con las disposiciones normativas de SyCS, cuyo aporte dinámico de reactivos es directo en la S/E Cerro Navia, y en menor medida en la S/E Alto Jahuel 220 kV. Con dicha generación, la gestión de tensiones en la zona se facilita bastante, permitiendo transmisiones seguras. No obstante este diagnóstico operacional, existe el riesgo de que este aporte se vea comprometido ante la indisponibilidad forzada (pérdida súbita) o programada de esta unidad generadora. En estas condiciones, una alternativa técnica para lograr mantener un nivel seguro de tensiones y transmisiones de la zona, radica en la instalación de compensación shunt de reactivos en los puntos de altas transferencias en la zona central, particularmente en las S/E Cerro Navia y Alto Jahuel 220 kV.

De acuerdo a lo anterior, esta Comisión recomienda la incorporación de compensación shunt en las S/E indicadas (50 MVAr en cada una), con el objeto de abordar instancias operacionales que permitan altas transferencias seguras desde el Sur hacia el Centro, bajo condiciones de operación exigentes para la zona.

5.1.5 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.

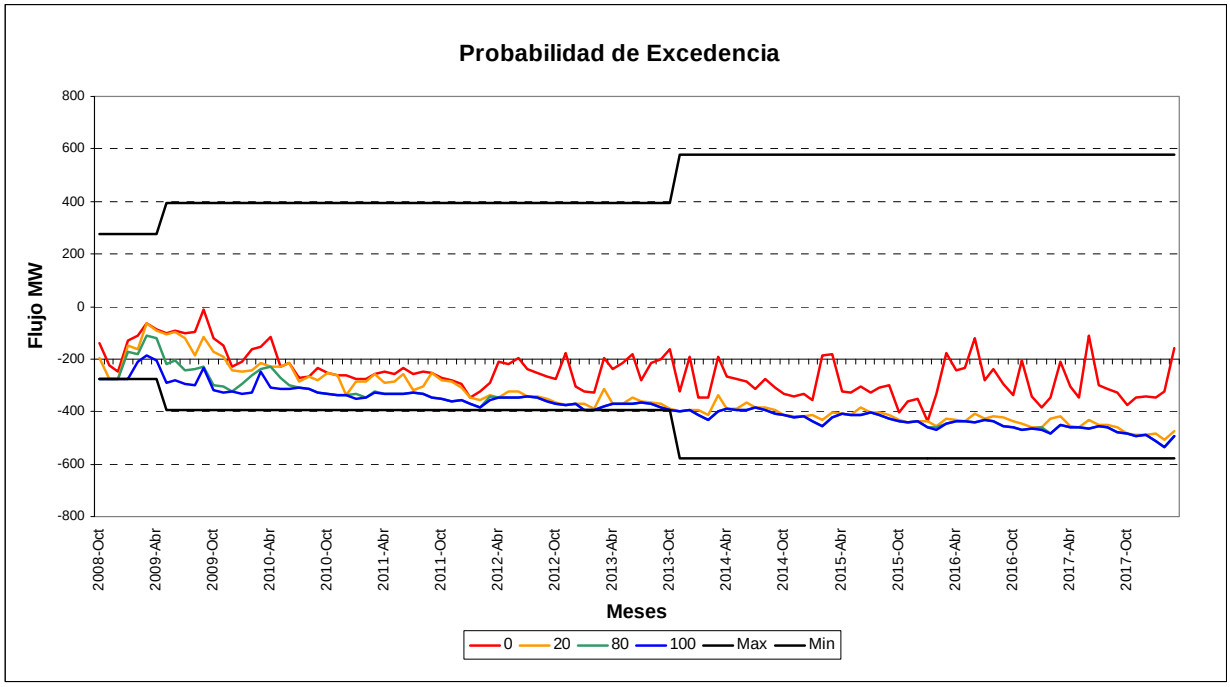


Figura 8: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Cardones – Maitencillo 220 kV.

Del gráfico anterior se desprende que los flujos presentan una baja dispersión, donde el 80% de ellos siguen una trayectoria similar, debido a esto las saturaciones observadas en el gráfico obtienen mayor relevancia, ya que en tal caso un número importante de condiciones de operación presentaran saturación.

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

Tabla 15: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Cardones –Maitencillo 220 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	31,28	7,50	9,11	10,04	10,17	10,79	10,82
	IT	561,69	9,16	87,12	162,33	272,58	286,16	321,48
Con Proyecto	Pérdidas	38,17	7,50	9,36	11,06	12,51	15,78	17,01
	IT	38,54	9,16	9,17	11,31	11,65	14,72	17,35
Diferencia	Pérdidas	-6,89	0,00	-0,25	-1,02	-2,34	-4,98	-6,19
	IT	523,15	0,00	77,94	151,02	260,93	271,43	304,13

Al realizar la ampliación se incurre en mayores pérdidas debido al aumento de flujo por la línea, sin embargo, la reducción en los IT 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.

Luego, el siguiente cuadro presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto propuesto.

Tabla 16: Evaluación Ampliación Cardones – Maitencillo 220 kV (MMUS$).

Año	Ahorro Costo	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	1,85	0,46
2014	10,26	1,14
2015	21,34	1,14
2016	38,00	1,14
2017	56,64	1,14
VA(Abr2009)	59,64	2,53
VAN	57,11	

Se observa que el proyecto presenta un VAN positivo.

En conclusión, se propone el proyecto de ampliación del tercer circuito de propiedad de Transelec, cuya puesta en servicio óptima se determinó para Noviembre del año 2013. De esta forma, se recomienda revisar con motivo del siguiente Plan de Expansión.

5.1.6 Línea Charrúa – Ancoa 500 kV: Tercer Circuito y Aumento Capacidad Transformación

A continuación se analiza el gráfico con los flujos según probabilidades de excedencia del tramo en estudio, tanto para la línea Charrúa – Ancoa 500 kV como para el transformador Charrúa 220/500 kV.

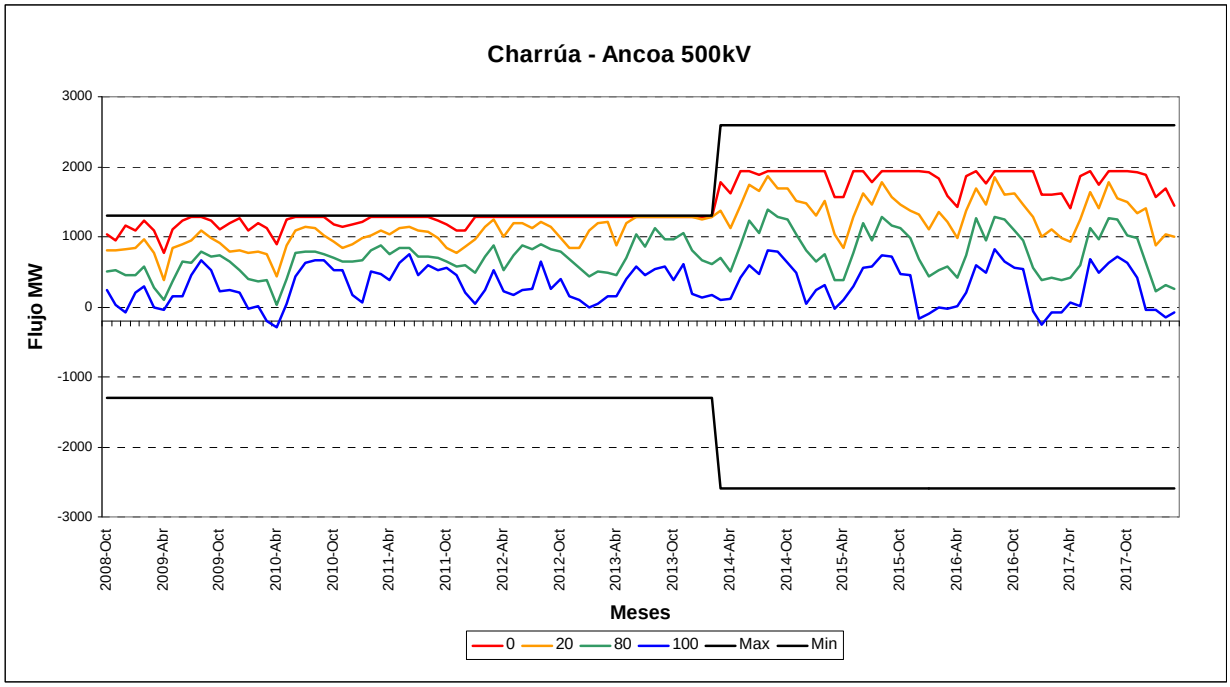


Figura 9: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Charrúa – Ancoa 500 kV.

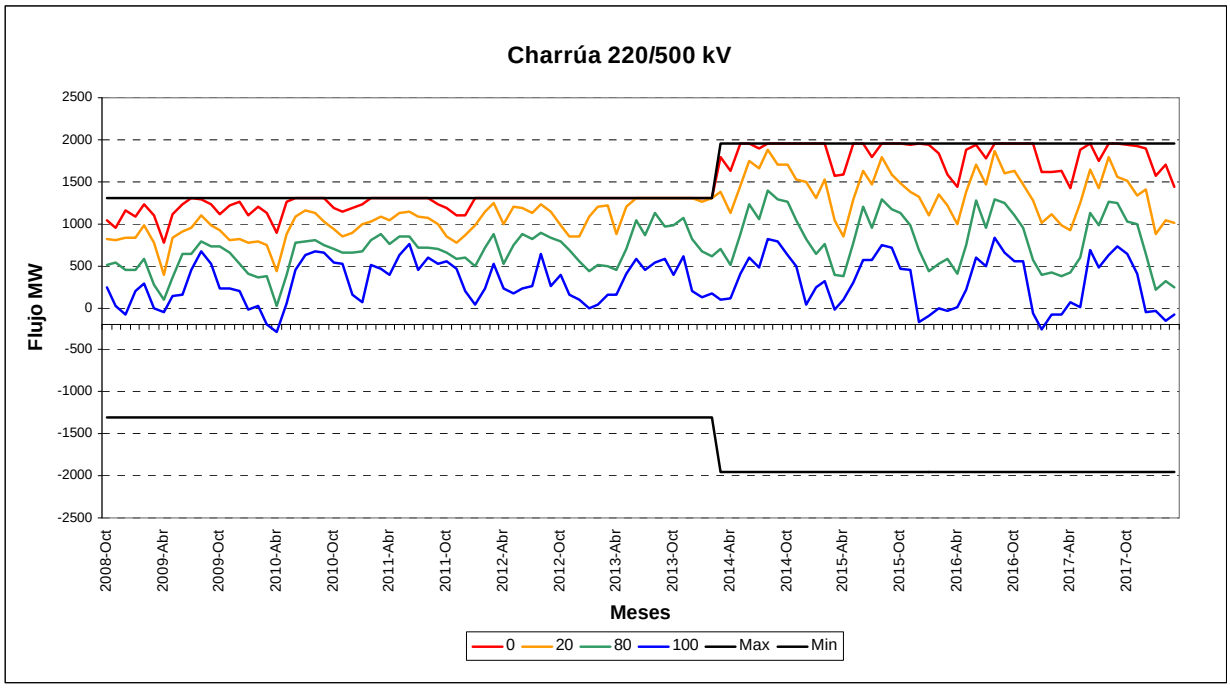


Figura 10: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Charrúa 220/500 kV.

Se observa que luego de la ampliación el tramo presenta limitaciones en un número reducido de condiciones de operación, sin embargo dichas saturaciones son producidas por limitaciones del transformador.

El siguiente cuadro muestra la valorización de pérdidas e ingresos tarifarios del tramo con y sin proyecto donde se considera tanto la ampliación de la línea como el aumento de capacidad de transformación en la subestación Charrúa.

Tabla 17: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Charrúa – Ancoa 500 kV y Charrúa 220/500 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	24,00	4,90	7,50	8,94	7,63	8,16	7,62
	IT	243,25	16,75	53,32	136,90	77,44	104,59	77,57
Con Proyecto	Pérdidas	20,22	4,90	7,31	7,03	5,82	6,27	5,80
	IT	61,09	16,75	51,10	11,87	7,97	8,78	7,17
Diferencia	Pérdidas	3,78	0,00	0,20	1,91	1,80	1,89	1,81
	IT	182,16	0,00	2,22	125,04	69,47	95,82	70,40

Se ve que hay beneficios tanto desde el punto de vista de las pérdidas como de los IT, presentando estos últimos una disminución considerable, facilitando la operación más óptima del sistema.

A continuación se presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto propuesto.

Tabla 18: Evaluación Ampliación Charrúa - Ancoa 500 kV.

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	1,03	1,46
2014	73,99	18,31
2015	57,00	18,31
2016	41,70	18,31
2017	27,67	18,31
VA (Abril 2009)	102,84	36,95
VNA	65,89	

Se observa que el proyecto resulta rentable para la fecha propuesta de implementación, la cual fue determinada como Noviembre de 2014, quedando fuera del período de recomendación.

5.1.7 Línea Pan de Azúcar – Los Vilos - Nogales 220 kV: Tercer Circuito

El proyecto contempla la instalación de un tercer circuito en 220 kV con características similares a los existentes pero en estructuras de 1x220 kV. A continuación se presentan los gráficos de probabilidades de excedencia para cada uno de los tramos que conforman el proyecto.

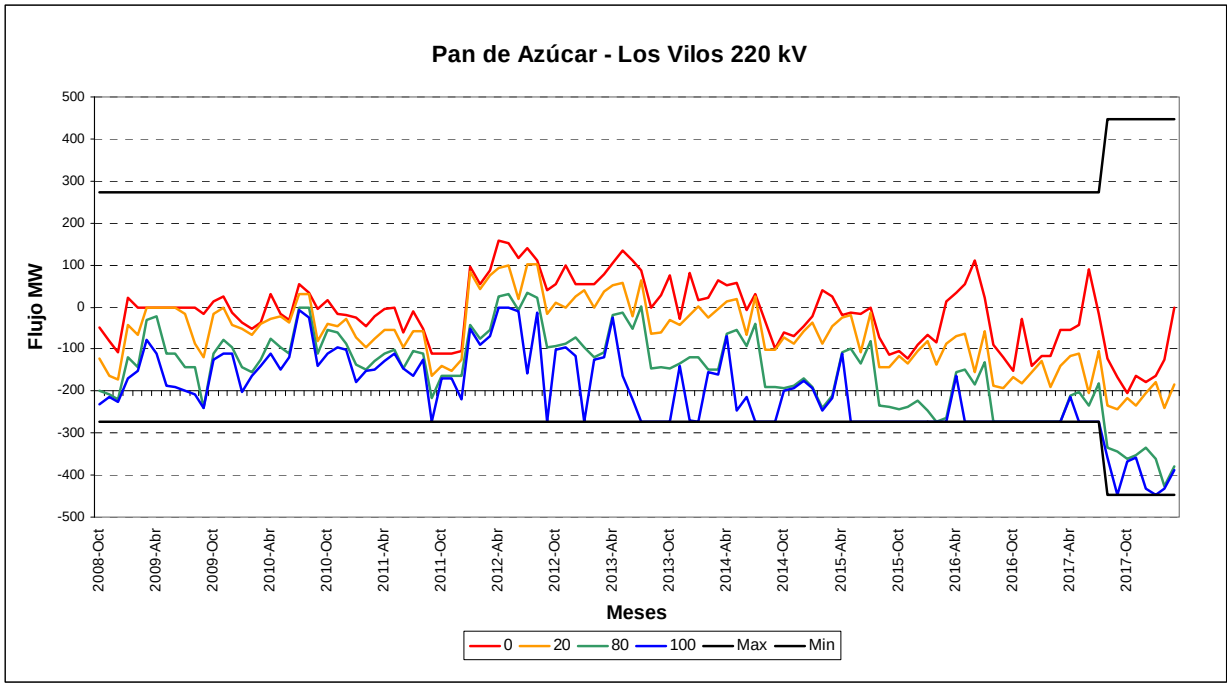


Figura 11: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Pan de Azúcar – Los Vilos 220 kV.

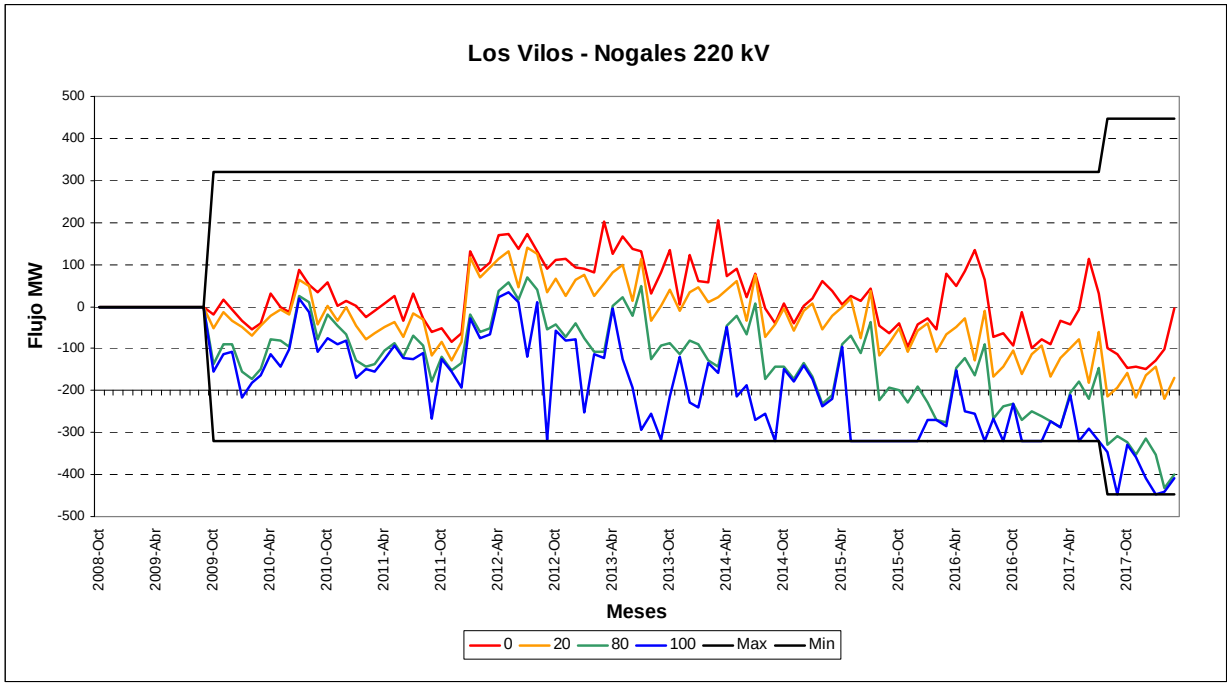


Figura 12: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Los Vilos – Nogales 220 kV

Se observan saturaciones en sólo algunas condiciones de operación, por lo que se lleva a cabo un análisis más detallado.

Tabla 19: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Pan de Azúcar – Los Vilos 220 kV

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	9,27	0,61	0,92	1,64	3,11	5,21	7,84
	IT	27,21	0,57	1,41	2,26	6,01	21,24	27,53
Con Proyecto	Pérdidas	7,17	0,52	0,80	1,22	2,33	3,90	6,16
	IT	8,73	0,56	0,80	1,24	3,40	5,31	6,92
Diferencia	Pérdidas	2,10	0,09	0,12	0,42	0,78	1,32	1,68
	IT	18,48	0,01	0,62	1,02	2,61	15,93	20,61

Tabla 20: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Los Vilos – Nogales 220 kV

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	3,01	0,43	0,38	0,45	0,87	1,56	2,51
	IT	3,13	0,38	0,32	0,39	1,03	1,69	2,65
Con Proyecto	Pérdidas	2,36	0,35	0,31	0,35	0,66	1,18	2,01
	IT	2,34	0,26	0,30	0,24	0,76	1,32	1,96
Diferencia	Pérdidas	0,65	0,08	0,07	0,10	0,21	0,38	0,50
	IT	0,79	0,12	0,02	0,16	0,27	0,37	0,70

Se pueden observar considerables ahorros de IT, especialmente en los años 2016 y 2017.

A continuación se presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto propuesto.

Tabla 21: Evaluación Ampliación Pan de Azúcar – Los Vilos - Nogales 220 kV

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	0
2016	0	0
2017	8,88	6,70
VA (Abril 2009)	3,76	2,84
VNA	0,92	

Para la fecha de ampliación en el año 2017 el proyecto es rentable, por lo que no se recomienda su inicio de construcción en este período.

5.1.8 Línea Valdivia - Cautín 220 kV: Nuevo doble circuito

La ampliación de este tramo considera un nuevo doble circuito paralelo al existente, con una capacidad de 500 MVA por circuito. Los gráficos de probabilidad de excedencia tanto para los circuitos existentes como los nuevos se muestran a continuación.

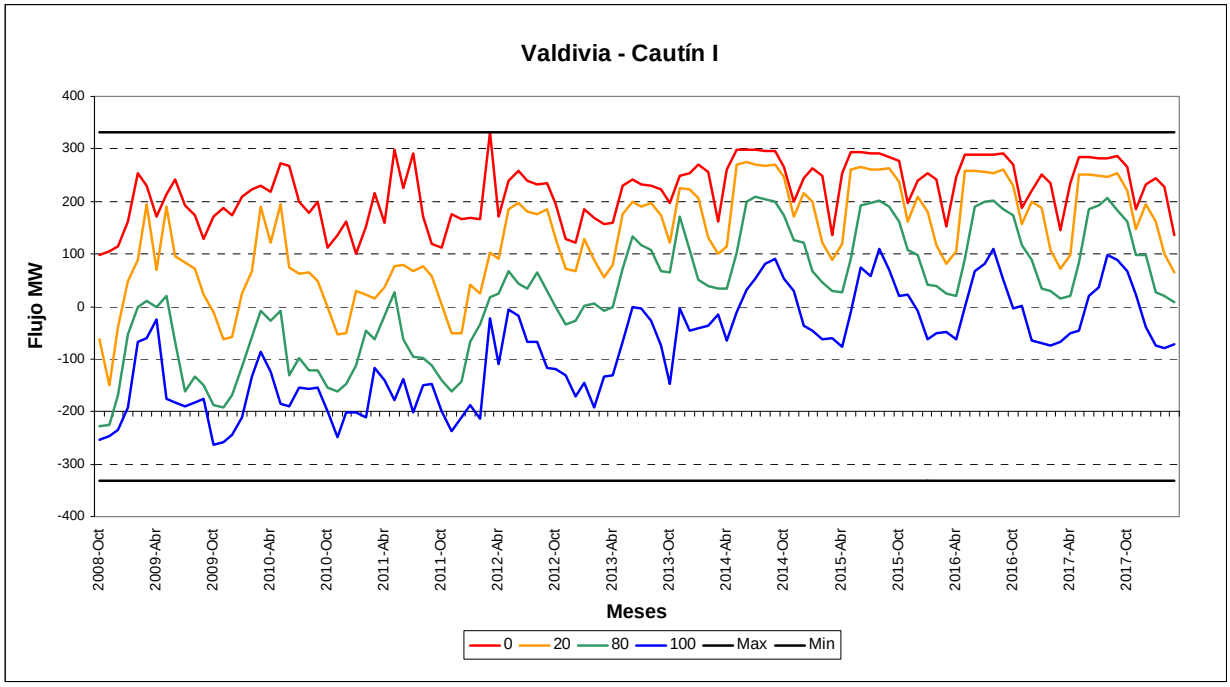


Figura 13: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Valdivia – Cautín I 220 kV

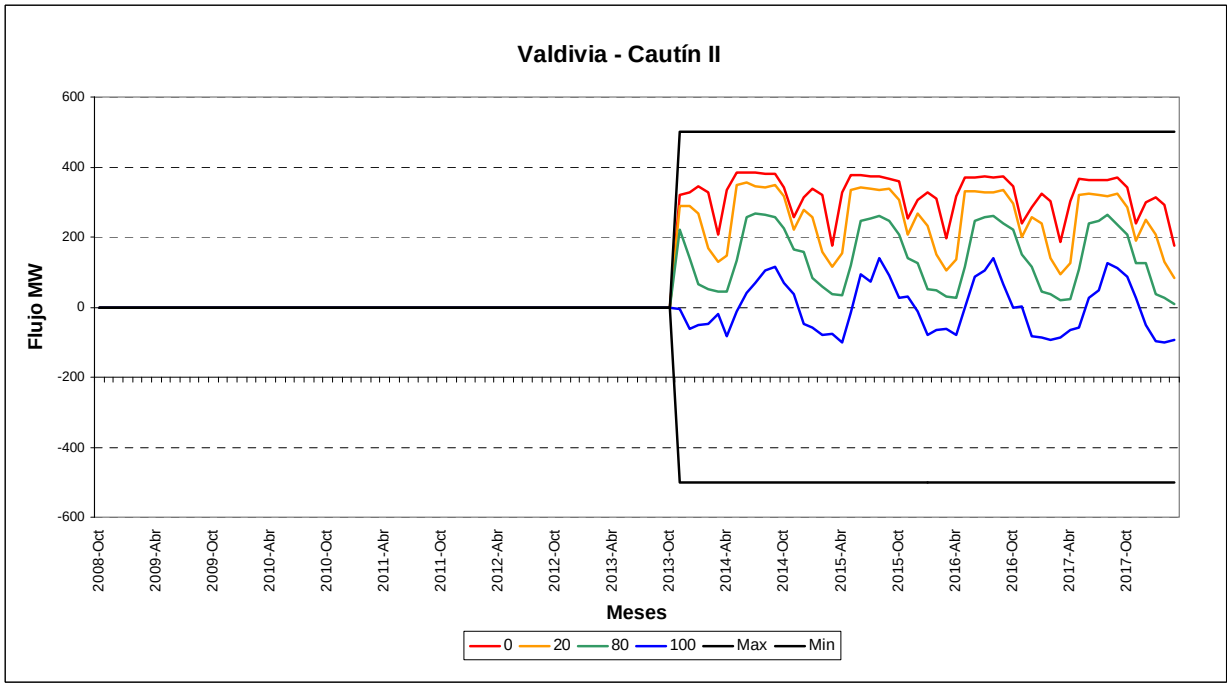


Figura 14: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Valdivia – Cautín II 220 kV

Tabla 22: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Valdivia – Cautín 220 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	7,46	1,27	2,57	2,57	2,41	2,58	2,59
	IT	215,12	1,20	18,26	103,21	99,20	106,66	103,83
Con Proyecto	Pérdidas	12,97	1,27	2,49	5,58	5,06	5,49	5,31
	IT	12,81	1,20	2,42	5,65	4,89	5,42	5,32
Diferencia	Pérdidas	-5,51	0,00	0,09	-3,01	-2,65	-2,90	-2,72
	IT	202,31	0,00	15,84	97,57	94,30	101,24	98,51

Se puede observar que existe un ahorro considerable de IT, por lo que se ve necesaria una ampliación para corregir los fuertes desacoples económicos que se presentan.

Tabla 23: Evaluación Ampliación Valdivia - Cautín 220 kV.

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	5,94	2,77
2014	75,73	6,84
2015	58,10	6,84
2016	66,66	6,84
2017	58,44	6,84
VA(Abr2009)	132,13	15,18
VAN	116,95	

Queda manifiesto que el proyecto de ampliación de la línea Valdivia – Cautín es rentable, sin embargo dicha ampliación está condicionada a la entrada de la central Neltume, la cual es la causante del aumento de flujos por la línea. La fecha de ampliación corresponde a Noviembre del 2013, por lo que sale del período de recomendación, debido a esto no se recomienda el inicio de la construcción para este período.

5.1.9 Transformador Ancoa 500/220 kV: Aumento Capacidad Transformación

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transformación 500/220 kV en la subestación Ancoa, agregando un banco de transformadores con características similares al existente.

Se presenta el gráfico con las probabilidades de excedencia del transformador Ancoa 500/220 kV sin ampliación.

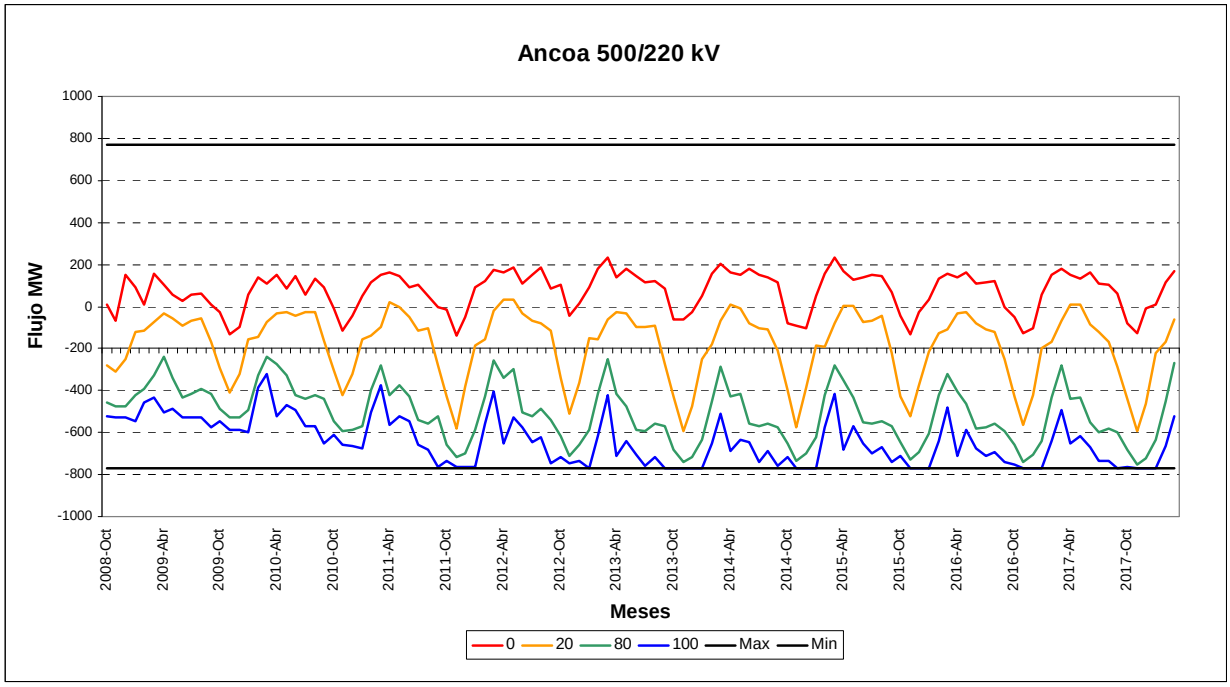


Figura 15: Flujos Según Probabilidades Excedencia Tramo Ancoa 500/220 kV

Del gráfico se desprende que si bien existen algunas saturaciones, la mayor parte de los flujos no presentan problemas desde ese punto de vista.

El siguiente cuadro muestra la valorización de pérdidas e ingresos tarifarios del tramo con y sin proyecto, en donde se ha supuesto que la fecha de puesta en marcha de la ampliación corresponde a Abril del 2012.

Tabla 24: Valorización de Pérdidas e Ingresos Tarifarios Ancoa 500/220 kV.

Valores en MMUS$		VA (Abr-09)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sin Proyecto	Pérdidas	0,59	0,12	0,20	0,18	0,18	0,21	0,22
	IT	14,87	0,56	7,07	3,38	1,49	3,93	13,18
Con Proyecto	Pérdidas	0,36	0,07	0,12	0,11	0,11	0,13	0,14
	IT	1,74	0,25	0,61	0,57	0,54	0,63	0,70
Diferencia	Pérdidas	0,23	0,05	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08
	IT	13,13	0,31	6,46	2,81	0,95	3,30	12,48

Se puede observar que el ahorro de pérdidas no es considerable y que la disminución de IT es importante en algunos años, sin embargo la conveniencia de la ampliación no es suficiente desde este punto de vista.

A continuación se presenta la evaluación del beneficio sobre el costo de operación y falla frente a los AVI+COMA del proyecto propuesto.

Tabla 25: Evaluación Ampliación Ancoa 500/220 kV.

Año	Ahorro Costos	AVI+COMA
2009	0	0
2010	0	0
2011	0	0
2012	-0,09	2,04
2013	0,74	2,04
2014	-0,08	2,04
2015	1,16	2,04
2016	2,80	2,04
2017	0,73	2,04
VA (Abril 2009)	2,57	6,66
VNA	-4,08	

De la tabla anterior se deduce que no es conveniente realizar la ampliación.

5.1.10 Seccionamiento en Barro Blanco

El Proyecto se ubica en las cercanías de la ciudad de Osorno, y consiste en el seccionamiento del circuito donde actualmente se conecta la S/E Barro Blanco existente. Se compone de dos interruptores de línea de 220 kV y una barra simple de 220 kV, a la cual se conecta el transformador de 220/66 kV conectado actualmente en tap-off en dicho lugar.

El sistema de transmisión troncal entre las S/E Valdivia y Puerto Montt, consiste en un doble circuito en 220 kV que las une a través de un trazado de 200 kilómetros, aproximadamente. Uno de estos circuitos presenta una conexión expresa entre ambas S/E, mientras que el segundo cuenta con una conexión en tap-off en la S/E Barro Blanco 220 kV. Esta conexión en Barro Blanco cuenta con transformación de 220/66 kV y 60 MVA, a través de la cual se abastece casi la totalidad de los consumos de la provincia de Osorno. Se destaca por otro lado, que el sistema de subtransmisión de la zona cuenta con una serie de inyecciones provenientes de diversas centrales hidroeléctricas pequeñas y medianas.

En el futuro, con el propósito de cubrir el crecimiento del consumo de la zona, se contempla la ampliación de la transformación en la S/E Barro Blanco a 120 MVA. Por otro lado, se ha informado de la incorporación de una serie de nuevas centrales hidroeléctricas con intenciones de conectarse en la zona. Se puede sostener por tanto que la S/E Barro Blanco representa un punto de retiro relevante para la zona, con proyectos de crecimiento tanto en demanda como en generación.

En ciertas condiciones de operación, caracterizadas por una de baja o disminuida generación hidráulica en la zona, ante una falla del tramo donde existe tap-off, se produce colapso de tensiones en el sistema de sub-transmisión que nace desde la S/E Barro Blanco, lo cual conlleva la interrupción del suministro de gran parte de los consumos que se abastecen desde Barro Blanco, por ejemplo aquellos asociados a la S/E Osorno.

Este Proyecto se presenta como una alternativa adecuada para enfrentar la situación descrita y, por ende, mejorar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico en la zona. En efecto, una falla o contingencia podría ser despejada de manera selectiva, sin tener que abrir la totalidad del circuito entre Valdivia y Puerto Montt, aislando el sólo el tramo afectado, por ejemplo Valdivia - Barro Blanco o bien Barro Blanco – Puerto Montt, con lo cual se mantendría la continuidad del suministro desde el sistema troncal hacia la zona de Barro Blanco, de acuerdo a lo mostrado en el punto 5.2.6 del presente documento.

De acuerdo a lo anterior, esta Comisión recomienda la construcción inmediata de esta obra, a objeto de asegurar la seguridad y continuidad de servicio del suministro de de esta zona.

5.2 Análisis de NT de SyCS

5.2.1 Definición de los Estudios Específicos

5.2.1.1 Revisión de Aspectos Normativos

Se efectuó una completa revisión del cumplimiento de los aspectos normativos contenidos en la NT de SyCS vigente, que establecen un estándar operacional al conjunto de las instalaciones del SIC, incluida la nueva instalación de transporte y/o generación, en particular respecto de lo establecido en su capítulo Nº 5 "Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio", en lo referente al estándar para el control de tensión, frecuencia, oscilaciones electromecánicas dinámicas y estáticas.

Cabe mencionar que se considerarán tanto las exigencias que determinan un comportamiento en régimen permanente (análisis estático) como transitorio (análisis dinámico).

5.2.1.2 Actualización Bases de Datos para Estudios

Se efectuó la actualización de la base de datos de Power Factory, de acuerdo con planes de obras de generación y transmisión propuestos para el periodo bajo estudio, incluyendo la información de los dos escenarios operacionales críticos, caracterizados por la demanda y el despacho asociados, determinados a partir de las evaluaciones de suficiencia. Para efectos de evaluar la SyCS del SIC, se ha estimado que los escenarios críticos corresponden a situaciones extremas de suministro para una demanda máxima del SIC. De esta forma, los escenarios operacionales exigentes por evaluar presentan una demanda alta e hidrología húmeda y, por otro lado, una demanda alta pero con una hidrología seca. Dichas combinaciones, en términos generales, representan altas transferencias en uno y otro sentido del sistema, por ende presentando una mayor utilización de los diferentes tramos del SIC.

5.2.1.3 Verificación Cumplimiento Normativo vía Flujos de Potencia

En esta etapa, cada escenario operacional, se revisa para cada tramo del sistema de transmisión troncal del SIC, desde la S/E Diego de Almagro hasta la S/E Puerto Montt, si las instalaciones evaluadas resultan adecuadas para el cumplimiento de los estándares impuestos en la NT, ya sea por requerimiento de control de tensión, por cumplimiento del criterio de operación "N-1" ó por exceder la capacidad nominal de alguna instalación en estado "N".

Dicho de otra forma, en cada escenario se evalúa la operación del sistema tanto en condiciones normales de operación (estado N) como ante operación con instalaciones fuera de servicio (Estado N-1). Esta última condición se evalúa para un conjunto de instalaciones de transporte fuera de servicio, especialmente aquellas que presenten un mayor nivel de carga en el SIC (se entiende en estado N).

Se ha de destacar que los dos escenarios críticos por año (demanda alta con hidrología húmeda y demanda alta con hidrología seca), extraídos del proceso suficiencia del SIC, corresponden a la situación de operación en estado

N. Por otra parte, para efectos de realizar los análisis en la condición N-1, el estudio considera las siguientes instalaciones fuera de servicio:

Análisis Estático			
Escenarios			
Denominación		Denominación	Descripción
ESC-1	Demanda Alta e Hidrología Seca	ESC-2	Demanda Alta e Hidrología Húmeda
Contingencias Estáticas		Contingencias Estáticas	
Denominación	Descripción	Denominación	Descripción
Caso 0	Normal sin contingencias	Caso 0	Normal sin contingencias
Caso 1	F/S Circuito 220 kV Lampa – Booster Polpaico	Caso 1	F/S Circuito 220 kV Alto Jahuel – Chena
Caso 2	F/S Circuito 500 kV Maitencillo – Pan de Azúcar	Caso 2	F/S Circuito 220 kV Maitencillo – Cardones
Caso 3	F/S Circuito 500 kV Polpaico – Quillota	Caso 3	F/S Circuito 220 kV Temuco – Cautin
Caso 4	F/S Circuito 220 kV Alto Jahuel – Chena	Caso 4	F/S Circuito 220 kV Ancoa – Alto Jahuel
Caso 5	F/S Circuito 500 kV Lo Aguirre – Cerro Navia	Caso 5	F/S Circuito 220 kV Los Vilos – Nogales

La selección de estas contingencias corresponde a aquellas identificadas como de mayor exigencia en estado N, tal como se indica más adelante.

5.2.1.4 Verificación Cumplimiento Normativo vía Estabilidad Transitoria

Dependiendo de los resultados de las evaluaciones estáticas realizadas, se considera relevante efectuar un análisis dinámico de ciertos tramos del sistema de transmisión troncal.

En términos más específicos, y considerando lo establecido en la NT de SyCS, las simulaciones involucran, por ejemplo:

- Evaluación severidad 4 sobre algunos circuitos relevantes del sistema troncal, que presenten redundancia de vínculos. Lo anterior involucra la aplicación de un corto circuito bifásico a tierra, en el 50% de la longitud del circuito en cuestión, la cual será despejada en 120 [ms], lo que considera el tiempo de operación de la protección principal más tiempo de apertura de interruptor, sacando totalmente fuera de servicio dicho circuito. Tal cual se indica, esta severidad se suele aplicar sobre tramos con altas transferencias, que ya durante la evaluación estática indiquen problemas.
- Evaluación severidad 5 sobre un generador relevante del sistema troncal que presente clara incidencia en la estabilidad general del SIC. Lo anterior involucra la desconexión intempestiva de una unidad generadora altamente incidente en la zona donde se realizará el estudio. Esta severidad se suele aplicar ya sea, ante el ingreso de un nuevo generador o bien, para estudiar un fenómeno particular de una zona, pudiendo afectar tanto la frecuencia como la tensión del sistema.

Para estas contingencias, particularmente para la severidad 4, se evalúa el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromagnéticas para el tiempo de despeje que procura el mayor impacto en el sistema tiempo de protecciones más interruptor, según artículos 5-44 y 5-45 de la NT de SyCS. Este amortiguamiento, según lo establecido en la NT de SyCS se mide en el circuito más próximo al afectado, por ejemplo aquel en paralelo.

Adicionalmente, se determina la estabilidad transitoria de las unidades generadoras del SIC, a través de la medida del ángulo de rotor respecto de una unidad de referencia, según el artículo 5-50 de la NT de SyCS. También para los generadores se verifica el cumplimiento del artículo 5-26 y 5-41.

5.2.2 Actualización Base Datos Estudios

Esta etapa se consideró la utilización de las bases actuales en formato Power Factory con que cuenta el CDEC-SIC, para sus estudios de operación. En forma posterior, se efectuó la expansión del sistema de transmisión y de generación, y la correspondiente formación de los escenarios críticos, empleando la siguiente información:

- Plan de obras de transmisión y generación para el periodo 2009-2018.
- Parámetros eléctricos del sistema de transmisión de cada nueva instalación.
- Despachos de generación para dos escenarios críticos, esencialmente hidrología húmeda y seca.

5.2.2.1 Plan de obras de Transmisión y Generación

El plan de obras de transmisión y generación para el periodo bajo estudio proviene del proceso de evaluación de suficiencia.

5.2.2.2 Demandas y Distribución de Consumos

Los niveles de demanda y su distribución en el sistema, cuya información fue proporcionada desde el proceso de suficiencia óptima, se indica para los dos escenarios críticos estudiados, en el siguiente cuadro. Dicha demanda se distribuyó apropiadamente en barras específicas del SIC.

Distribución de Consumos por Sistemas y por Años, Escenario Operacional Nº1

ID	Red	2013	2014	2015
		MW	MW	MW
1	Atacama	481	507	537
2	Coquimbo	728	762	799
3	Chilquinta-Aconcagua	545	572	600
4	Chilectra	3.287	3.454	3.612
5	Troncal_Quillota-Charrúa	443	471	506
6	Sistema154 - 66 kV (Centro)	606	639	671
7	Concepción	1136	1196	1263
8	Araucanía	586	613	641

5.2.3 Verificación del Cumplimiento Normativo Vía Flujos de Potencia

La revisión se extiende a todo el sistema troncal del SIC, y corresponde a un proceso iterativo que contempla la ejecución de flujos de carga para cada instalación que se analiza, tanto para estado normal de operación como ante contingencias en los circuitos paralelos.

Tanto para el estado "N" como para el estado "N-1", se espera que la operación del sistema, para los dos escenarios operacionales, permita dar cumplimiento a los siguientes artículos que impone la NT de SyCS en condiciones de operación en régimen permanente, ya sea para estado normal de operación o en estado de Alerta.

5.2.3.1 Resultados Flujos de Potencia

Para las evaluaciones de las contingencias, en los estudios estáticos se ha considerado lo siguiente:

- El estudio se restringirá a determinar que la operación del sistema, incluida las nuevas instalaciones de transmisión, cumple con todos los aspectos normativos y de estándar operacional determinado y exigidos en la NT de SyCS.
- En cada caso se obtienen las transferencias por el sistema de transmisión, los niveles de tensión en las barras principales y el estado de despacho de unidades generadoras del proyecto.

Los resultados se presentan a modo de tablas resúmenes, con la siguiente información:

- Tensiones en las principales barras del área.
- Transferencias por elementos series de interés del estudio.
- Despacho de generadores.

Análisis Estático STT			
Escenarios			
Denominación		Denominación	Descripción
ESC-1	Demanda Alta e Hidrología Seca	ESC-2	Demanda Alta e Hidrología Humeda
Contingencias Estáticas		Contingencias Estáticas	
Denominación	Descripción	Denominación	Descripción
Caso 0	Normal sin contingencias	Caso 0	Normal sin contingencias
Caso 1	F/S Circuito 220 kV Lampa – Booster Polpaico	Caso 1	F/S Circuito 220 kV Alto Jahuel – Chena
Caso 2	F/S Circuito 500 kV Maitencillo – Pan de Azúcar	Caso 2	F/S Circuito 220 kV Maitencillo – Cardones
Caso 3	F/S Circuito 500 kV Polpaico – Quillota	Caso 3	F/S Circuito 220 kV Temuco – Cautin
Caso 4	F/S Circuito 220 kV Alto Jahuel – Chena	Caso 4	F/S Circuito 220 kV Ancoa – Alto Jahuel
Caso 5	F/S Circuito 500 kV Lo Aguirre – Cerro Navia	Caso 5	F/S Circuito 220 kV Los Vilos – Nogales

5.2.4 Conclusiones de los Flujos de Potencia

De acuerdo con los resultados obtenidos, luego de haber incorporado a la operación del SIC las instalaciones de expansión del sistema troncal propuestas, es posible efectuar las siguientes observaciones:

- En todos los escenarios estudiados se cumplen plenamente las exigencias de SyCS pertinentes, ello tanto en condiciones de operación en estado N como N-1. Las exigencias corresponden a aquellas indicadas en el presente documento.
- Todas las barras del sistema operan dentro de los márgenes establecidos en la NT de SyCS. Esto tanto para la condición de operación normal como ante indisponibilidades de elementos del sistema de transmisión.
- La excepción a exigencias en estado N-1 se presenta en algunos tramos del sistema 154 kV comprendido entre Itahue y Alto Jahuel. No obstante se cumplen para el estado N.

Se concluye por tanto que el plan de expansión propuesto y los supuestos indicados para él, resulta adecuado para suministrar la demanda prevista, cumpliendo el marco de desempeño mínimo establecido en la NT de SyCS.

5.2.5 Análisis Dinámico de Compensación Estatica Reactiva (CER) en la Zona Diego de Almagro

Asumido un plan de obras de transmisión para el periodo 2009-2018, y evaluado estáticamente durante el período 2013 – 2015, a continuación se analiza la propuesta específica de incluir un CER en la S/E Diego de Almagro 220 kV. Al respecto, se ha planteado que, en ciertas condiciones exigentes de suministro a la zona de Diego de Almagro, la ocurrencia de una contingencia simple correspondiente a la pérdida de una unidad generadora, podría provocar el colapso de la zona por estabilidad de tensión.

Para tal propósito se ha simulado un escenario crítico, que presenta las siguientes premisas:

- Sin generación de ningún tipo en la barra Diego de Almagro 220 kV.
- Se consideran sólo 3 unidades operativas en el complejo Guacolda.
- Hidrología húmeda (máximas transferencias desde el sur).
- Demanda máxima en la zona norte.
- Alternativa de CER a instalar en Diego de Almagro 220 kV, de similares características al existente en hoy Puerto Montt 220 kV.
- Alterntiva de operar de manera forzada una unidad de la central Emelda en Diego de Almagro 220 kV.

De esta forma, el caso base considera el suministro de demanda alta de la zona sin generación local en Diego de Almagro, con tres unidades de Guacolda y tres circuitos Maitencillo-Cardones. De ser factible esta operación, se procederá a simular la contingencia crítica. La contingencia crítica corresponde a la pérdida súbita de una unidad de Guacolda.

- Como casos bases alternativos, se analiza la operación del CER en Diego de Almagro y la operación forzada de una unidad de la central Emelda.
- En ese mismo orden, se presentan los resultados alcanzados, los cuales se ilustran a través de:
    - Caso base que corresponde a la solución estática o de flujo del sistema.

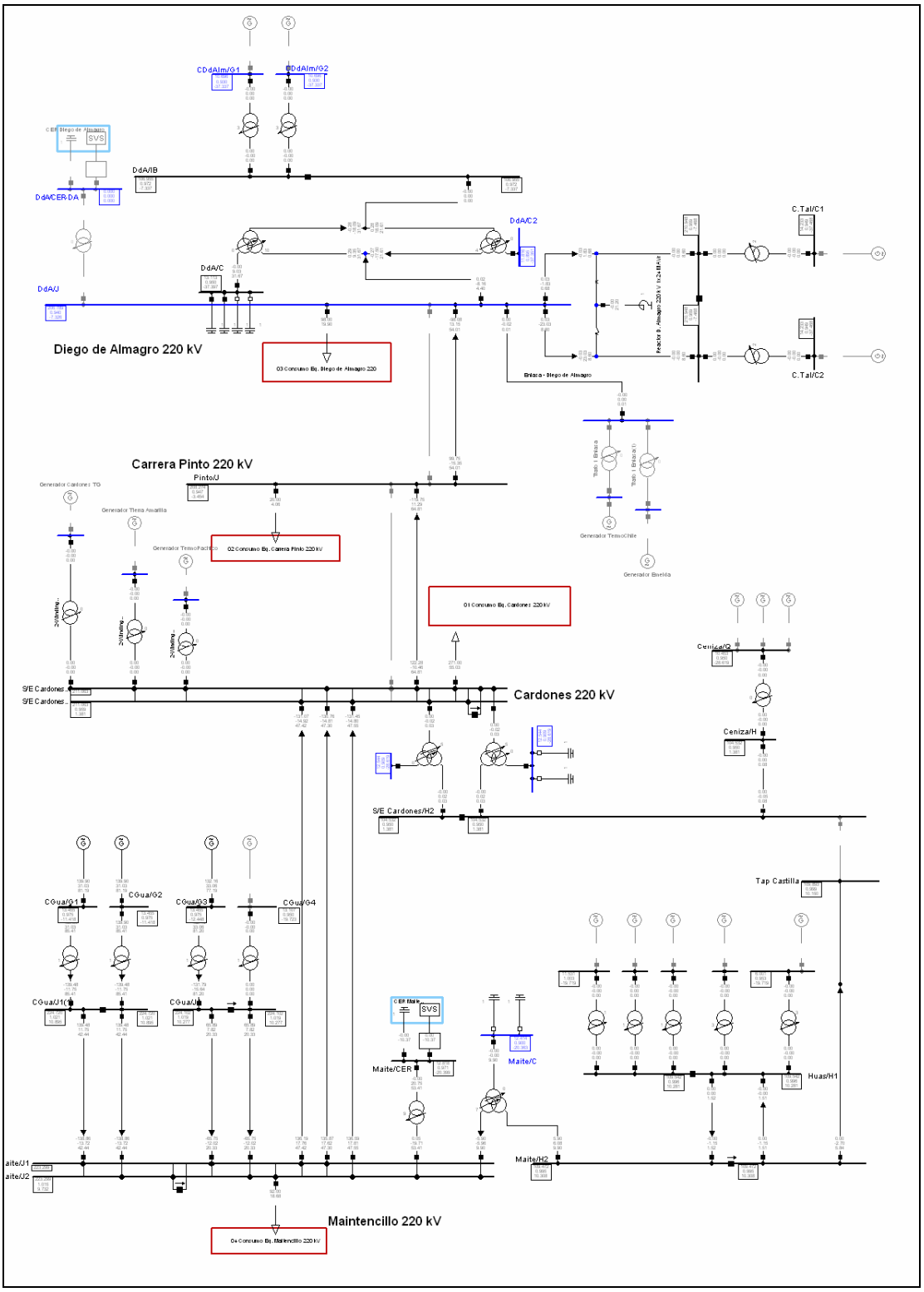
- La evolución en el tiempo que tienen variables eléctricas relevantes como son las magnitudes de las tensiones y sus frecuencias respectivas.
- La evolución en el tiempo que tienen variables eléctricas relevantes de los generadores como son ángulos, frecuencias, tensiones y potencias generadas.

Los resultados indican que:

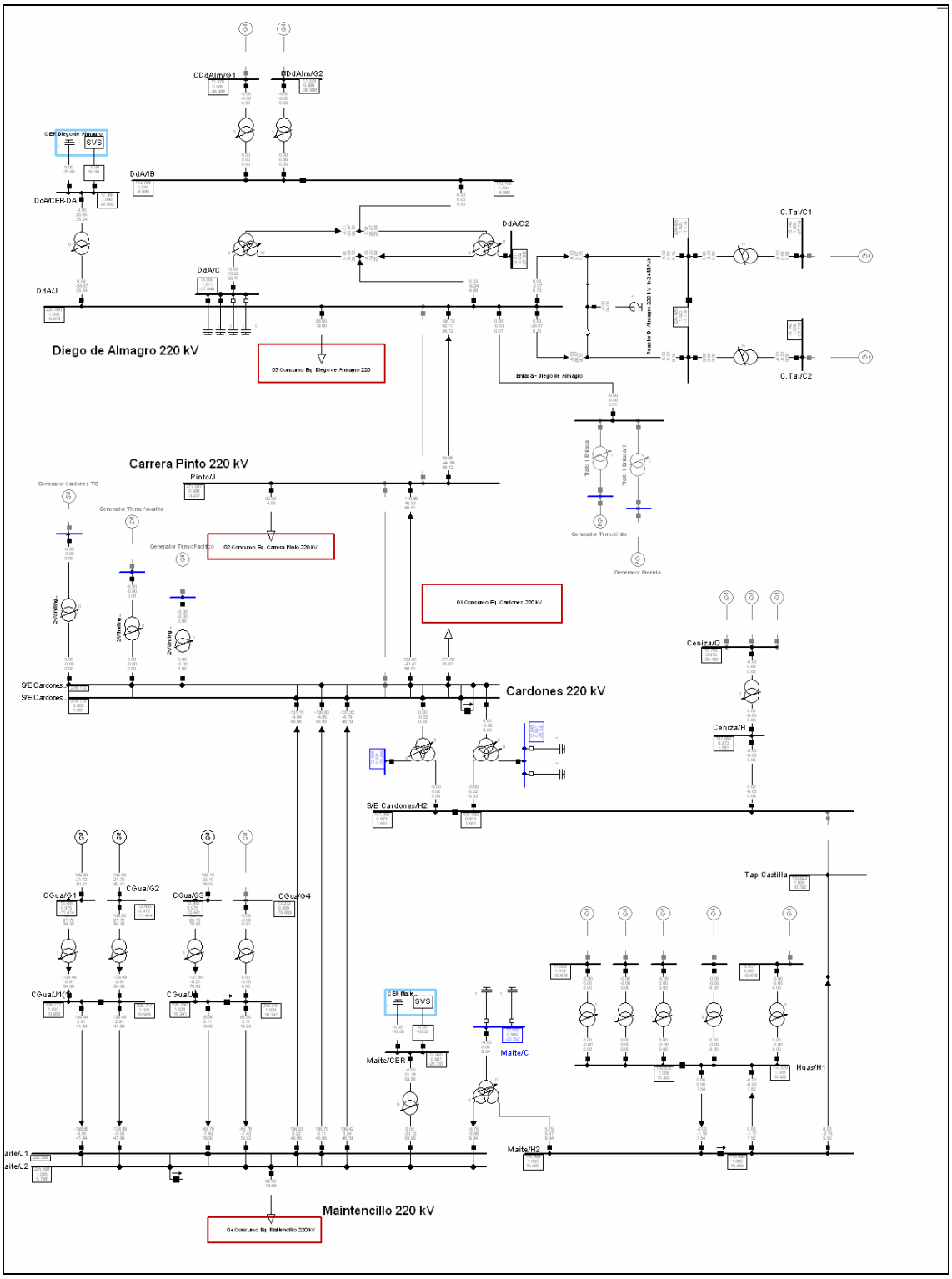
- No resulta factible suministrar la zona sin soporte de potencia reactiva. En efecto, se vulnera la tensión en estado N. Ello, por cierto, sólo se agravaría más de considerar una contingencia simple como la estudiada.
- Tanto la inclusión del CER como la operación forzada de una unidad de Emelda resultan adecuadas, y muestran un sistema estable que cumple con las exigencias dinámicas pertinentes.
- Se recomiendo la construcción de un CER en la S/E Diego de Almagro.

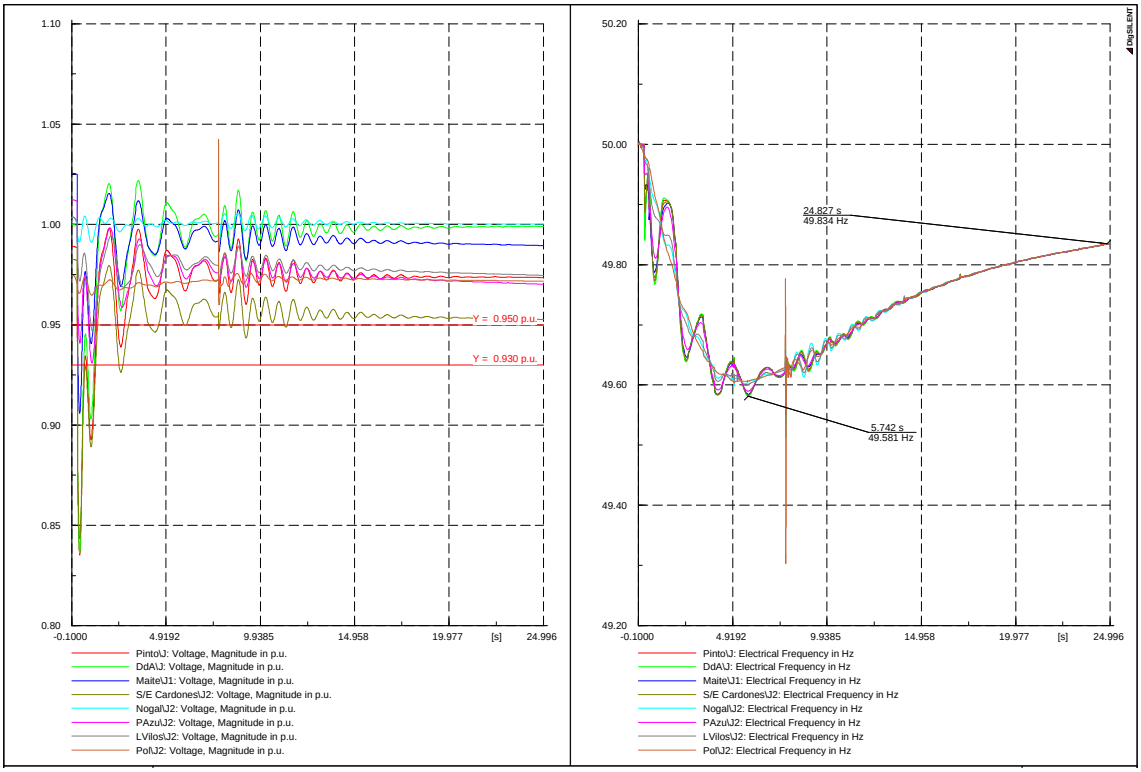
A continuación se muestran los resultados gráficos del análisis:

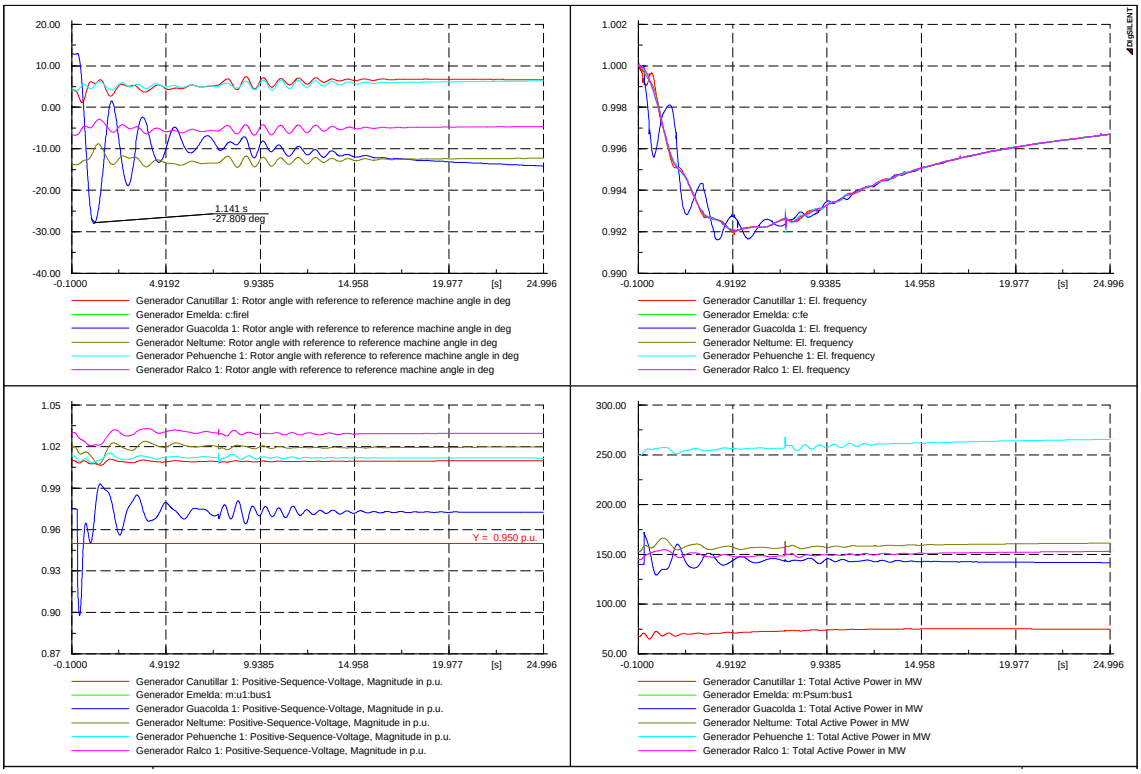
SIMULACIÓN SIN CER EN DIEGO DE ALMAGRO



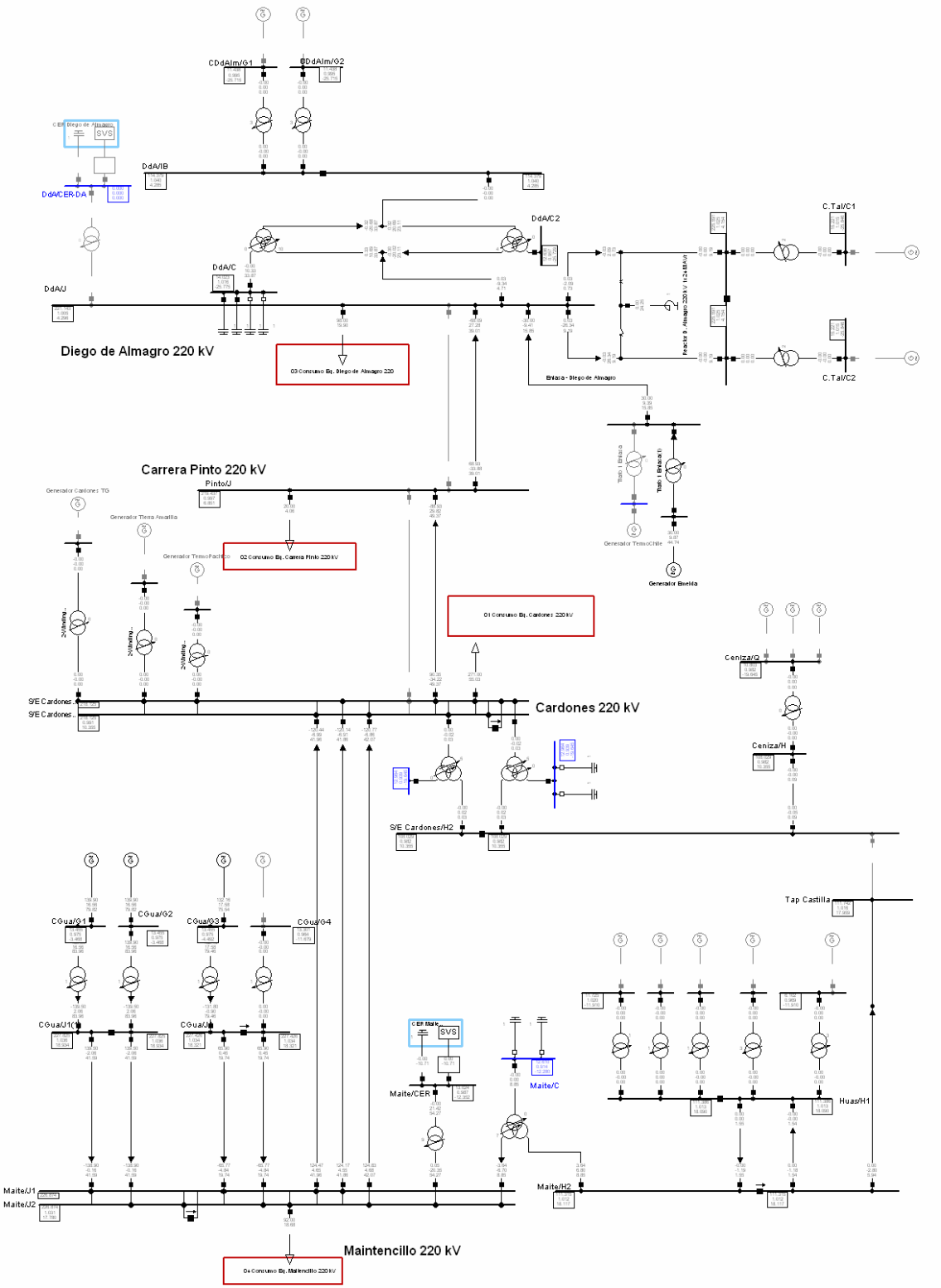
SIMULACIÓN CON CER EN DIEGO DE ALMAGRO

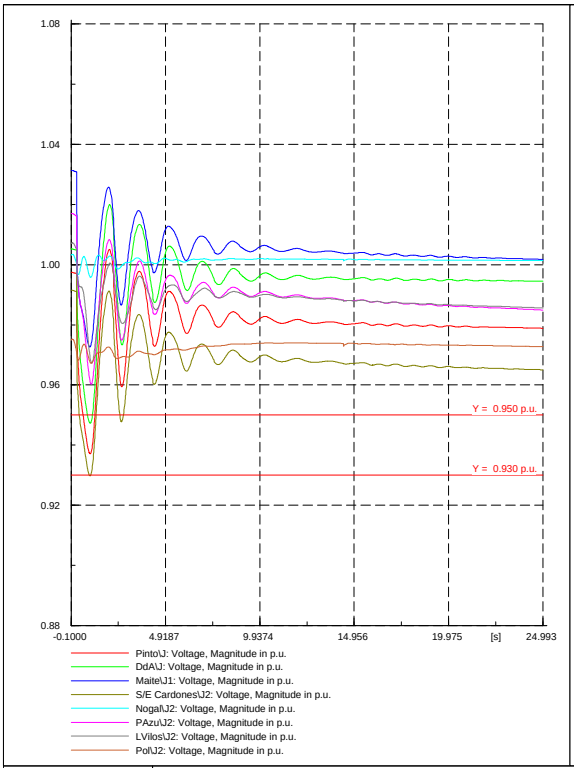


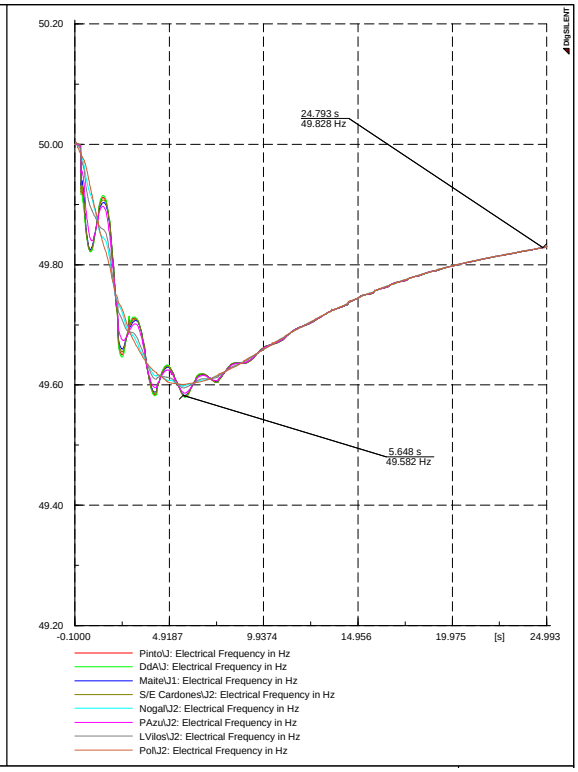

Y = 0.950 p.u.
Y = 0.930 p.u.
Pinto\J: Voltage, Magnitude in p.u.
DdA\J: Voltage, Magnitude in p.u.
Maite\J1: Voltage, Magnitude in p.u.
S/E Cardones\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
Nogal\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
PAzu\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
LVilos\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
Pol\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
24.827 s
49.834 Hz
5.742 s
49.581 Hz
Pinto\J: Electrical Frequency in Hz
DdA\J: Electrical Frequency in Hz
Maite\J1: Electrical Frequency in Hz
S/E Cardones\J2: Electrical Frequency in Hz
Nogal\J2: Electrical Frequency in Hz
PAzu\J2: Electrical Frequency in Hz
LVilos\J2: Electrical Frequency in Hz
Pol\J2: Electrical Frequency in Hz

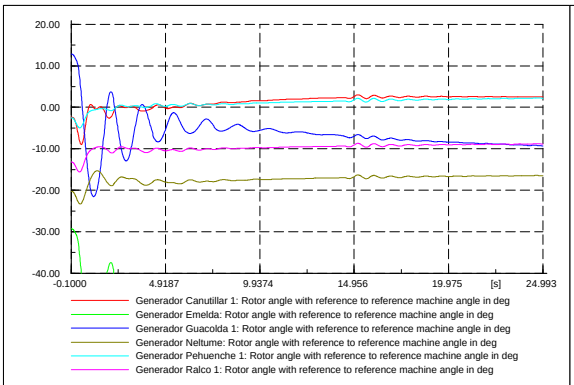

1.141 s
-27.809 deg
Generador Canutillar 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Emelda: c:firel
Generador Guacolda 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Neltume: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Pehuenche 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Ralco 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Canutillar 1: El. frequency
Generador Emelda: c:fe
Generador Guacolda 1: El. frequency
Generador Neltume: El. frequency
Generador Pehuenche 1: El. frequency
Generador Ralco 1: El. frequency
Y = 0.950 p.u.
Generador Canutillar 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Emelda: m:u1:bus1
Generador Guacolda 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Neltume: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Pehuenche 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Ralco 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Canutillar 1: Total Active Power in MW
Generador Emelda: m:Psum:bus1
Generador Guacolda 1: Total Active Power in MW
Generador Neltume: Total Active Power in MW
Generador Pehuenche 1: Total Active Power in MW
Generador Ralco 1: Total Active Power in MW

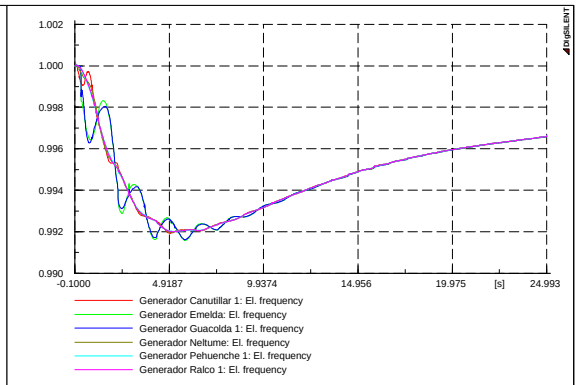
SIMULACION SIN CER Y CON EMELDA

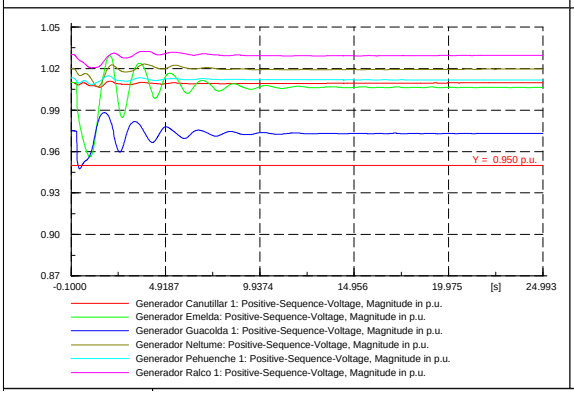


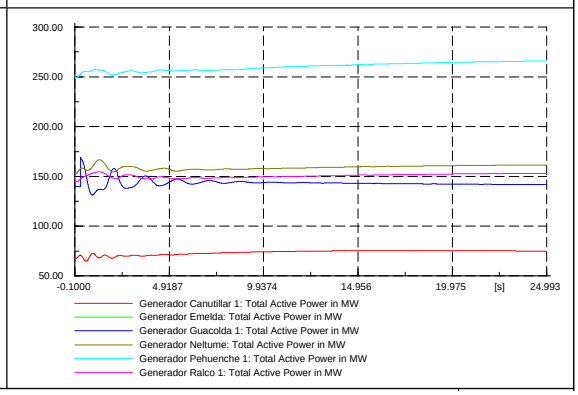

1.08
1.04
1.00
0.96
0.92
0.88
-0.1000
4.9187
9.9374
14.956
19.975
[s]
24.993
Y = 0.950 p.u.
Y = 0.930 p.u.
Pinto\J: Voltage, Magnitude in p.u.
DdA\J: Voltage, Magnitude in p.u.
Maite\J1: Voltage, Magnitude in p.u.
S/E Cardones\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
Nogal\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
PAzu\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
LVilos\J2: Voltage, Magnitude in p.u.
Pol\J2: Voltage, Magnitude in p.u.


DIgSILENT
50.20
50.00
49.80
49.60
49.40
49.20
24.793 s
49.828 Hz
5.648 s
49.582 Hz
-0.1000
4.9187
9.9374
14.956
19.975
[s]
24.993
Pinto\J: Electrical Frequency in Hz
DdA\J: Electrical Frequency in Hz
Maite\J1: Electrical Frequency in Hz
S/E Cardones\J2: Electrical Frequency in Hz
Nogal\J2: Electrical Frequency in Hz
PAzu\J2: Electrical Frequency in Hz
LVilos\J2: Electrical Frequency in Hz
Pol\J2: Electrical Frequency in Hz


20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-0.1000
4.9187
9.9374
14.956
19.975
[s]
24.993
Generador Canutillar 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Emelda: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Guacolda 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Neltume: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Pehuenche 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
Generador Ralco 1: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg


DIgSILENT
1.002
1.000
0.998
0.996
0.994
0.992
0.990
-0.1000
4.9187
9.9374
14.956
19.975
[s]
24.993
Generador Canutillar 1: El. frequency
Generador Emelda: El. frequency
Generador Guacolda 1: El. frequency
Generador Neltume: El. frequency
Generador Pehuenche 1: El. frequency
Generador Ralco 1: El. frequency


1.05
1.02
0.99
0.96
0.93
0.90
0.87
Y = 0.950 p.u.
-0.1000
4.9187
9.9374
14.956
19.975
[s]
24.993
Generador Canutillar 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Emelda: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Guacolda 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Neltume: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Pehuenche 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.
Generador Ralco 1: Positive-Sequence-Voltage, Magnitude in p.u.


300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
-0.1000
4.9187
9.9374
14.956
19.975
[s]
24.993
Generador Canutillar 1: Total Active Power in MW
Generador Emelda: Total Active Power in MW
Generador Guacolda 1: Total Active Power in MW
Generador Neltume: Total Active Power in MW
Generador Pehuenche 1: Total Active Power in MW
Generador Ralco 1: Total Active Power in MW

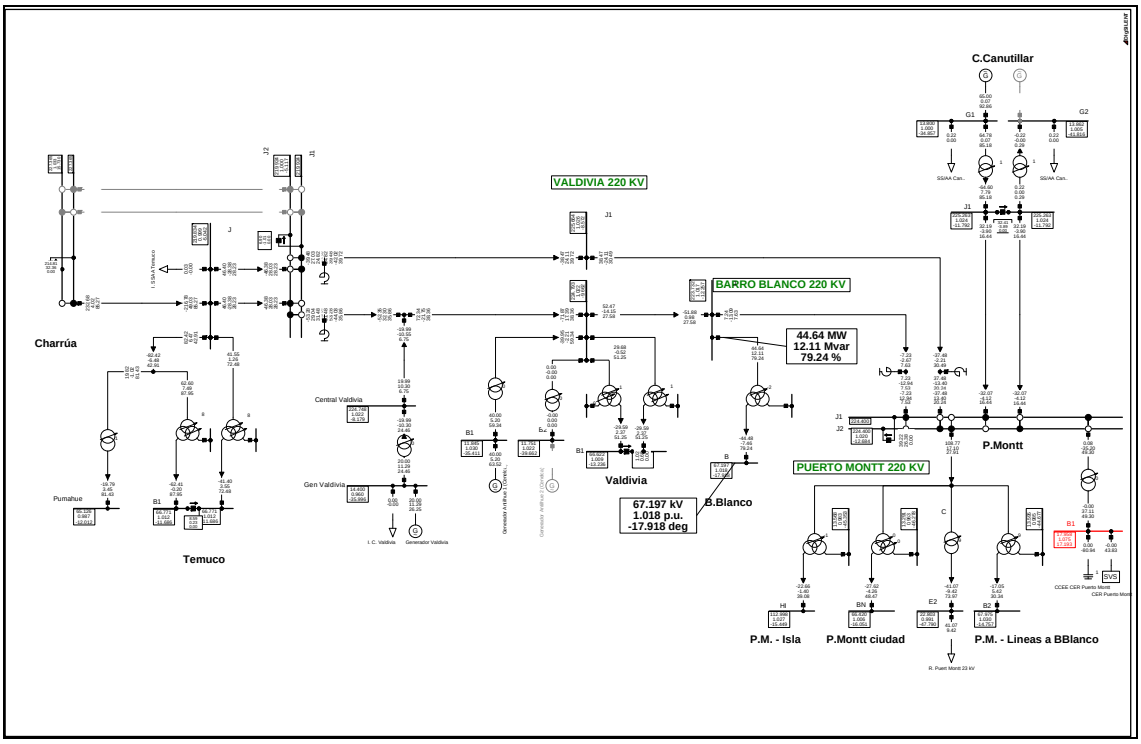
5.2.6 Análisis Seccionamiento en Barro Blanco

De acuerdo a lo señalado en el punto 5.1.10 del presente documento, las siguientes figuras muestran, en primer lugar, la situación actual de suministro, con baja generación en la zona. Se destaca el sistema de transmisión troncal con las S/E Valdivia, Barro Blanco (en tap-off) y Puerto Montt 220 kV. Se debe notar que desde el sistema troncal se inyectan del orden de 45 MW por la conexión en Barro Blanco, ocupando un 79% de su capacidad.

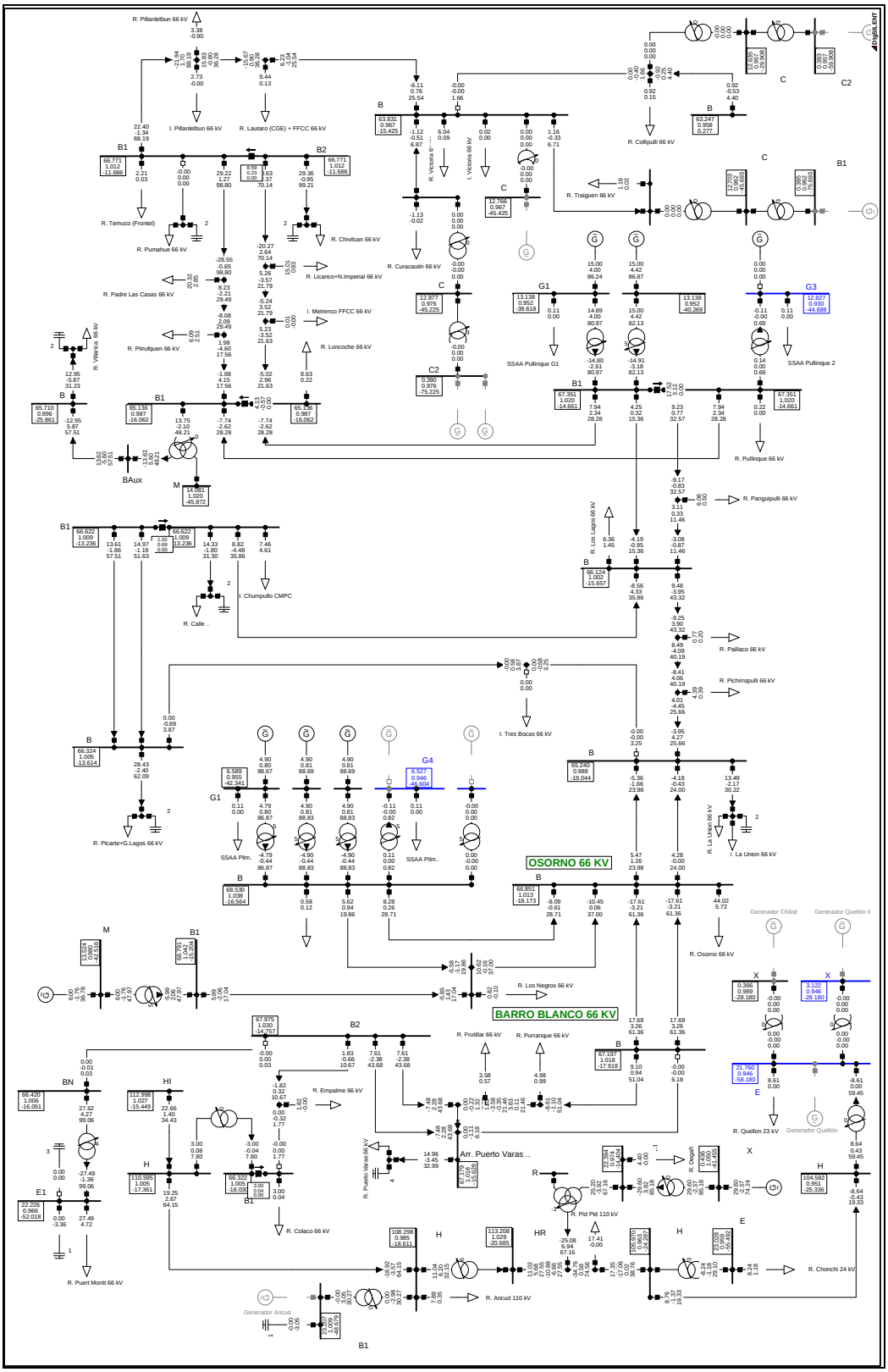
La segunda figura ilustra la situación de subtransmisión al interior de Barro Blanco, con operación reducida de las centrales de la zona (Pullinque, Pilmaiquén, Capullo entre las principales). Se aprecia que todas las variables eléctricas se encuentran dentro de las exigencias de la NT de SyCS.

En estas circunstancias operacionales, una falla en el circuito con el tap-off, por ejemplo una severidad 4 como la indicada en la NT implica la apertura de la totalidad del circuito entre Valdivia y Puerto Montt. Bajo esta condición de contingencia, no es posible lograr una situación de equilibrio estático que cumpla con las exigencias normativas sin que ello signifique la pérdida total de suministro de la zona. Esto se demuestra en las dos figuras siguientes (3y 4), donde para lograr una convergencia del sistema se han relajado todas las restricciones operacionales, es decir se tiene un sistema que no es técnicamente factible. Las figuras 3 y 4 muestran un sistema con tensiones y flujos claramente fuera de operación (también los generadores operando fuera de su carta de operación), en la práctica ello equivale a un colapso del sistema.Asumido un plan de obras de transmisión para el periodo 2009-2018, y evaluado estáticamente durante el período

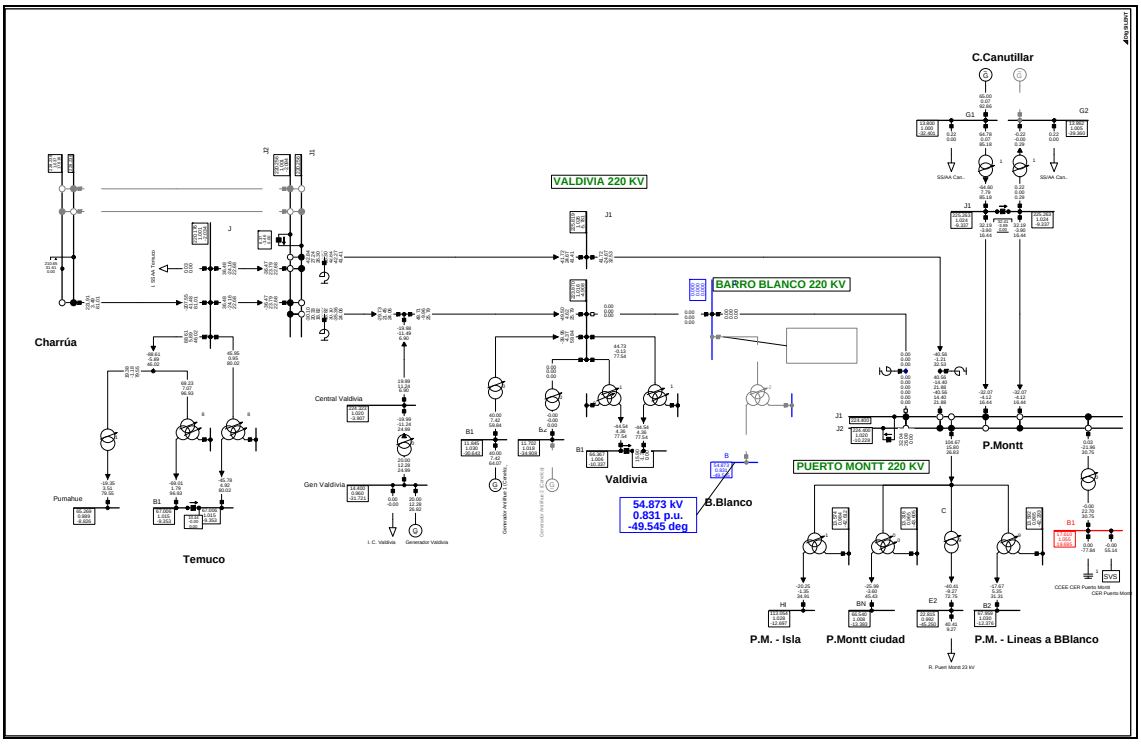
SIMULACION SITUACIÓN ACTUAL ZONA BARRO BLANCO – SISTEMA TRONCAL



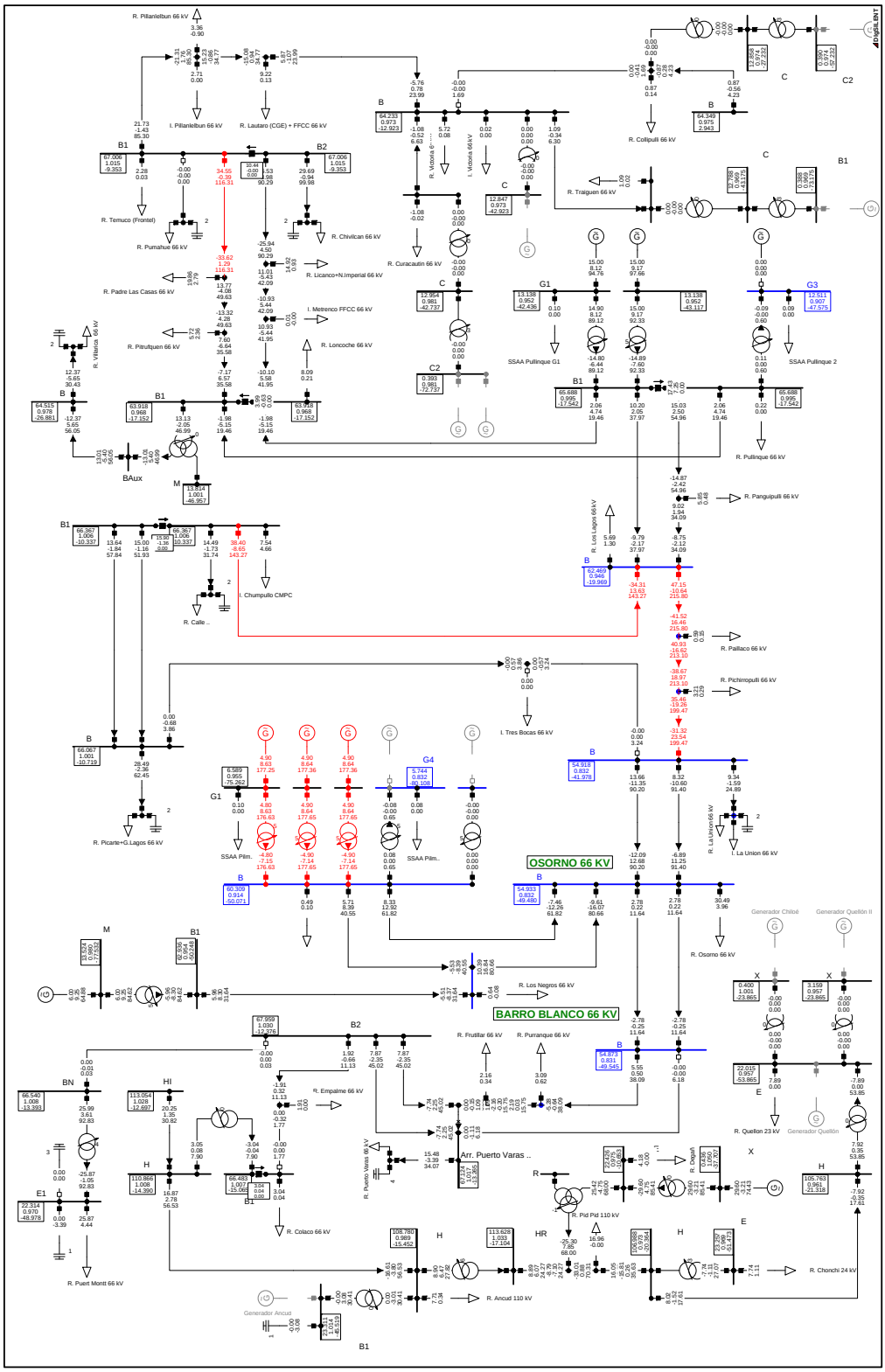
SIMULACION SITUACIÓN ACTUAL ZONA BARRO BLANCO – SISTEMA SUBTRANSMISIÓN



SIMULACION CONTINGENCIA ZONA BARRO BLANCO – SISTEMA TRONCAL



SIMULACION CONTINGENCIA ZONA BARRO BLANCO – SISTEMA SUBTRANSMISIÓN



5.3 Principales aspectos técnicos de los proyectos

5.3.1 S/E Diego de Almagro 220 kV: Instalación CER

Consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos en la subestación Diego de Almagro conectado al sistema de 220 kV mediante la instalación de un paño de conexión de 220 kV.

El CER es un equipo utilizado básicamente como regulador de voltaje, y está compuesto principalmente por un transformador, reactor, bancos de condensadores y equipos de control, siendo su función básica mejorar la calidad de suministro en un sistema de transmisión y mejorar la estabilidad del mismo.

Tabla 26: Detalle CER en S/E Diego de Almagro.

N°	Compensación Reactiva S/E Diego de Almagro	Tensión	Capacidad
1	CER (Compensación Estática Reactiva)	220kV	40MVAr / -60MVAr
2	Paño de Conexión	220kV	
3	Transformador	220/13,2kV	
4	Paño transformador	13,2kV	

5.3.2 Bancos de Condensadores 50MVAr en S/E Alto Jahuel y Cerro Navia y

Este proyecto consiste en la instalación de bancos de condensadores que proporcionan 50MVAr al sistema, en cada una de las S/E. Las instalaciones consideran los bancos de condensadores y los correspondientes paños de conexión a la barra de 220kV respectiva.

Corresponde en ambas subestaciones los mismos equipos ya que los bancos en ambas subestaciones son de idénticas características.

Tabla 27: Detalle equipos de compensación capacitiva shunt

Característica	Detalle
Tensión de operación	220 kV
Capacidad	50 MVAr
Paño de conexión	Uno por banco

5.3.3 Línea Cardones – Maitencillo 220 kV: Aumento de Capacidad

Actualmente este tramo está compuesto por dos circuitos y un tercero en etapa de construcción con fecha de entrada enero de 2009. Si bien los tres circuitos tienen el mismo conductor, el primero tiene capacidades operacionales distintas, esta diferencia se debe a la altura que tienen los conductores sobre el suelo, limitando la flecha de este circuito.

Para estos circuitos las capacidades de transmisión a 25°C de temperatura ambiente.

- Circuito 1 Maitencillo – Cardones (Transelec): 197 MVA

- Circuito 2 y 3 Maitencillo – Cardones (CTNC): 290 MVA /cto.

A 25°C la capacidad de transmisión del circuito 1 es mucho menor que las restantes, limitando al conjunto en total a una transmisión operativa máxima de 3x197MVA.

Transelec propone como alternativa viable aumentar la capacidad térmica de su circuito limitante con tal de igualar las capacidades de los circuitos restantes, de esta manera hacer posible la postergación de la entrada de un cuarto circuito. Esta alternativa consiste en aumentar la distancia de los conductores al suelo, mediante el reemplazo de las actuales crucetas por crucetas poliméricas y el reemplazo de estructuras completas cuando así se requiera.

El levantamiento incrementaría la capacidad de transferencia máxima del tramo Cardones – Maitencillo en 279 MVA, y ampliando el límite de transmisión del tramo con criterio N-1 en 186 MVA, lo que equivale a construir un cuarto circuito de las mismas características que los tres existentes sin cambiar las crucetas del primero.

Se estima necesaria la ampliación de capacidad del primer circuito, siguiendo las acciones que propone Transelec, ya que esta alternativa mejora el aprovechamiento de las capacidades del resto de los circuitos.

Esta obra contempla solamente los trabajos relacionados con el levantamiento, no se deben ampliar ni tampoco incorporar nuevos equipos. Entre la subestación Cardones y la subestación Maitencillo se extiende esta línea con 133 km de distancia.

Tabla 28: Detalle circuito 1 tramo Cardones – Maitencillo 220 kV.

Característica	Detalle
Tensión	220 kV
Longitud	133.3 km
Tipo de conductor	AAAC 740,8 MCM Flint
Número conductores por fase	1
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	290 MVA
Resistencia sec. Positiva	0.0997 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.3677 Ohm/km
Susceptancia capacitiva de sec. Positiva	2.7944 uS/km

5.3.4 Línea Alto Jahuel – Ancoa 500kV: Tercer Circuito

Este proyecto ubicado entre las subestaciones Alto Jahuel y Ancoa, se extiende aproximadamente en 250 km, considera la instalación de un tercer circuito en estructuras de 1x500kV de idénticas características constructivas al circuito 2 existente, esta instalación contempla la conexión de reactores en ambos extremos de 75 MVAr, un equipo de compensación serie de aproximadamente igual al 50% de la reactancia de la línea conectado en el extremo de la subestación Ancoa y los correspondientes paños de línea e interruptores de maniobra en ambas subestaciones de similares características.

Los estudios se han realizado esperando que el trazado sea de características similares al circuito de referencia (circuito 2), pudiendo esperarse algunas diferencias relacionadas principalmente con el trazado definitivo de la línea.

Tabla 29: Detalle tercer circuito Alto Jahuel – Ancoa 500kV

Característica	Detalle
Tensión	500 kV
Estructuras	1x500 kV
Longitud	250 km
Tipo de conductor	ACAR 700 MCM
Número conductores por fase	4
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	1803 MVA
Reactores shunt por extremo	75 MVAr
Compensación capacitiva serie	50% Reactancia serie línea
Paño de línea	Dos de 500kV
Paño de reactor	Dos de 500kV
Resistencia sec. Positiva	0.0200 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.2700 Ohm/km
Susceptancia capacitiva de sec. Positiva	4.2700 uS/km

5.3.5 Tercer autotransformador 500kV/220kV en S/E Charrúa

Se considera un tercer autotransformador de capacidad nominal trifásica de 750MVA operando con ventilación forzada y tensiones 500kV/220kV, conformado por un banco de autotransformadores monofásicos de 3x250MVA. El proyecto contempla la instalación de un devanado terciario adicional con el fin de proporcionar futuros puntos de conexión en media tensión para equipos de compensación reactiva o servicios auxiliares, además la incorporación de un autotransformador con devanados terciarios conectados en delta para mitigar y reducir los efectos transitorios asociados al inrush magnético y la inyección de corrientes de tercera armónica.

El proyecto contempla los bancos de autotransformadores monofásicos, más los correspondientes paños de conexión de 500kV para el devanado primario y 220kV para el devanado secundario.

Tabla 30: Detalle tercer autotransformador en S/E Charrúa.

Característica	Detalle
Tensión primario	500 kV
Tensión secundario	220 kV
Tensión terciario	66 kV
Capacidad (OA)	510 MVA
Capacidad (FA)	750 MVA
Paño de conexión devanado primario	Uno de 500kV
Paño de conexión devanado secundario	Uno de 220kV

Tipo de conexión	YN0yn0d1
Impedancia de cortocircuito (Z1)	10% Base propia

5.3.6 Línea Ancoa – Charrúa 500kV: Tercer Circuito

Extendida entre las subestaciones Ancoa – Charrúa en niveles de 500kV, esta línea deberá ser construida con características similares a los dos circuitos existentes, su longitud es de aproximadamente 200 km, considera la instalación de un tercer circuito en estructuras de 1x500 kV de idénticas características constructivas al circuito 2 existente, esta instalación contempla la conexión de reactores en ambos extremos de 75 MVAr, un equipo de compensación serie igual al 50% de la reactancia de la línea conectado en el extremo de la subestación Ancoa y los correspondientes paños de línea e interruptores de maniobra en ambas subestaciones de similares características.

Los estudios se han realizado esperando que el trazado sea de características similares al circuito de referencia (circuito 2), pudiendo esperarse algunas diferencias relacionadas principalmente con el trazado definitivo de la línea.

Tabla 31: Detalle tercer circuito línea Ancoa – Charrúa 500kV.

Característica	Detalle
Tensión	500 kV
Estructuras	1x500 kV
Longitud	200 km
Tipo de conductor	ACAR 1400 MCM
Número conductores por fase	2
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	1785 MVA
Reactores shunt por extremo	75 MVAr
Compensación capacitiva serie	50% Reactancia serie línea
Paño de línea	2 de 500kV
Paño de reactor	2 de 500kV
Resistencia sec. Positiva	0.088 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.3339 Ohm/km
Susceptancia capacitiva de sec. Positiva	3.5193 uS/km

5.3.7 Línea Cautín - Valdivia 220kV: Ampliación de línea

Este proyecto considera la instalación de dos circuitos en 220 kV soportados en estructuras de doble circuito, extendida entre las subestaciones Cautín y Valdivia, la longitud estimada de la línea es de 150 kilómetros y la capacidad de 2x500MVA. Se ha utilizado como referencia a la línea Charrúa – Cautín, ya que posee las mismas capacidades descritas en la especificación de esta nueva línea.

Tabla 32: Detalle nueva línea Cautín – Valdivia 220kV.

Característica	Detalle
Tensión	220 kV
Estructuras	2x220 kV
Longitud	200 km
Tipo de conductor	AASC 740.8 MCM Flint
Número conductores por fase	2
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	2x500 MVA
Compensación capacitiva serie	50% Reactancia serie línea
Paño de línea S/E Charrúa	Dos de 220kV
Paño de línea S/E Cautín	Dos de 220kV
Resistencia sec. Positiva	0.0500 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.2800 Ohm/km
Susceptancia capacitiva sec. Positiva	3.8900 uS/km

5.3.8 Nueva S/E Lo Aguirre 500kV / 220kV

Con el fin de apoyar la inyección de energía en la subestación cerro navia, se ha considerado la entrada de la subestación Lo Aguirre, de esta manera apoyar y disminuir las futuras exigencias que ocasionarían las transferencias por los tramos Alto Jahuel – Chena – Cerro Navia – Lampa – Polpaico en 220kV, adicionalmente también se ha contemplado la subestación Lo Aguirre como el punto de conexión donde se inyectará la energía desarrollada por los futuros módulos hidroeléctricos de Aysén.

La ubicación de la subestación Lo Aguirre estará condicionada por el punto de cruzamiento de las líneas Alto Jahuel – Polpaico 500kV y Rapel – Cerro Navia 220kV.

La entrada de esta subestación se realizará en dos etapas, en la primera etapa se considera la entrada de un autotransformador 500kV/220kV/66kV, junto con el seccionamiento en la barra de 500kV de un solo circuito de las líneas Alto Jahuel – Polpaico 500kV y el seccionamiento de los dos circuitos en la barra de 220kV de la línea Rapel – Cerro Navia 220kV, lógicamente todas estas instalaciones requieren de la instalación de paños de línea adicionales. También se considera la instalación de una nueva línea entre Lo Aguirre y Cerro Navia en estructuras de 2x220kV con capacidad 2x1800MVA para abastecer la alta demanda concentrada en la subestación cerro navia. En la segunda etapa se realiza el seccionamiento del segundo circuito de la línea Alto Jahuel – Polpaico 500kV y la entrada de un segundo autotransformador de 500kV/220kV/66kV y 750MVA.

Tabla 33: Detalle S/E Lo Aguirre.

Características	Detalle
Tensión primaria	500 kV
Tensión secundaria	220 kV

Primer autotransformador	
Tensión primario	500 kV
Tensión secundario	220 kV
Tensión terciario	66 km
Capacidad (OA)	510 MVA
Capacidad (FA)	750 MVA
Paño de conexión devanado primario	Uno de 500kV
Paño de conexión devanado secundario	Uno de 220kV
Tipo de conexión	YN0yn0d1
Impedancia de cortocircuito (Z1)	10% Base propia
Seccionamiento primer circuito Alto jahuel - Polpaico 500kV	
Paño de línea barra 500kV	Dos de 500kV
Seccionamiento línea Rapel - Cerro Navia 220kV	
Paño de línea barra 220kV	Cuatro de 220kV
Nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220kV	
Tensión	220 kV
Estructuras	2x220 kV
Longitud	18.5 km
Tipo de conductor[6]	AAC 1590 MCM Coreopsis
Número conductores por fase	4
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	2x1800 MVA
Paño de línea S/E Lo Aguirre	Dos de 220kV
Paño de línea S/E Cerro Navia	Dos de 220kV
Resistencia sec. Positiva	0.0133 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.1580 Ohm/km
Susceptancia capacitiva sec. Positiva	4.7660 uS/km
Segundo autotransformador	
Tensión primario	500 kV
Tensión secundario	220 kV
Tensión terciario	66 km

[6] Se elige conductor con características según capacidad señalada.

Capacidad (OA)	510 MVA
Capacidad (FA)	750 MVA
Paño de conexión devanado primario	Uno de 500kV
Paño de conexión devanado secundario	Uno de 220kV
Tipo de conexión	YN0yn0d1
Impedancia de cortocircuito (Z1)	10% Base propia
Seccionamiento segundo circuito Alto jahuel - Polpaico 500kV	
Paño de línea barra 500kV	Dos de 500kV

5.3.9 Tercer autotransformador 500kV/220kV en S/E Alto Jahuel

Este autotransformador posee las mismas características que el resto de los autotransformadores ya propuestos para los mismos niveles de tensión.

Tabla 34: Detalle autotransformador.

Característica	Detalle
Tensión primario	500 kV
Tensión secundario	220 kV
Tensión terciario	66 km
Capacidad (OA)	510 MVA
Capacidad (FA)	750 MVA
Paño de conexión devanado primario	Uno de 500kV
Paño de conexión devanado secundario	Uno de 220kV
Tipo de conexión	YN0yn0d1
Impedancia de cortocircuito (Z1)	10% Base propia

5.3.10 Línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220kV: Tercer Circuito

Consiste en la instalación de un tercer circuito de idénticas características de los existentes.

Tabla 35: Detalle tercer circuito.

Característica	Detalle
Tensión	1x220 kV
Longitud	228 km

Tipo de conductor	AAAC 740,8 MCM Flint
Número conductores por fase	1
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	197 MVA
Paño de línea	Dos de 220kV
Resistencia sec. Positiva	0.0997 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.3677 Ohm/km
Susceptancia capacitiva de sec. Positiva	2.7944 uS/km

5.3.11 Línea Los Vilos - Nogales 220kV: Tercer Circuito

Consiste en la instalación de un tercer circuito de idénticas características de los existentes.

Tabla 36: Detalle tercer circuito.

Característica	Detalle
Tensión	1x220 kV
Longitud	91 km
Tipo de conductor	AAAC 740,8 MCM Flint
Número conductores por fase	1
Capacidad térmica a 25°C Temp. Ambiente	197 MVA
Paño de línea	Dos de 220kV
Resistencia sec. Positiva	0.0997 Ohm/km
Reactancia inductiva sec. Positiva	0.3677 Ohm/km
Susceptancia capacitiva de sec. Positiva	2.7944 uS/km

5.3.12 Diagramas Unilineales

5.3.12.1 Diagrama unilineal incluidas las recomendaciones en Zona Norte

La topología de las instalaciones existentes y recomendadas definitivas del sistema de transmisión troncal en la zona norte delimitada por las subestaciones Diego de Almagro y Pan de Azúcar se muestra a continuación, incluyendo el tipo de recomendación y las correspondientes fechas de entrada definitivas.

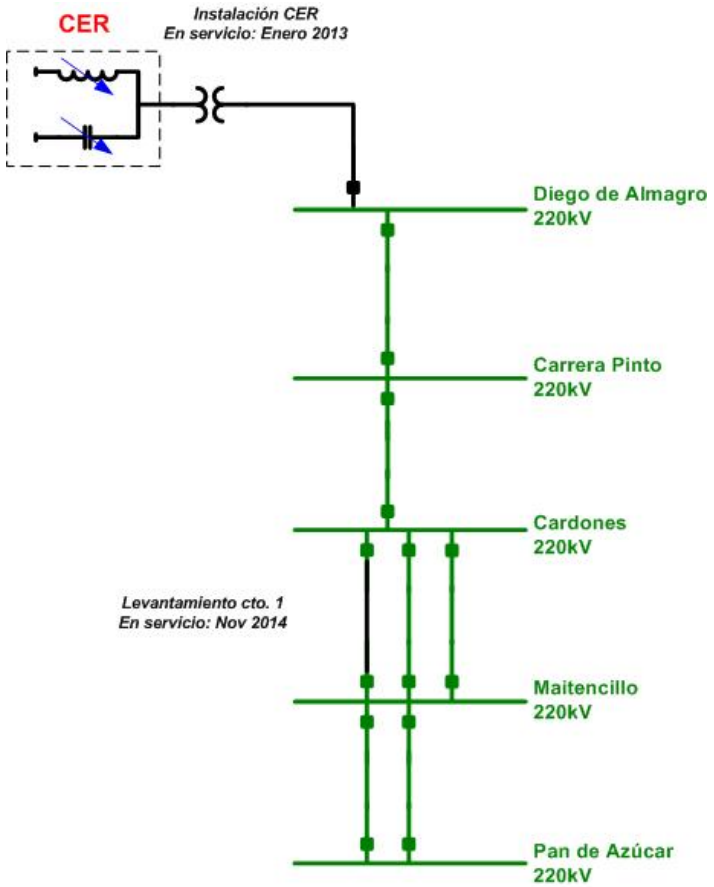


Figura 16: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal – Zona Norte.

5.3.12.2 Diagrama unilineal incluidas las recomendaciones en Zona Norte Sur

La topología de las instalaciones existentes y recomendadas definitivas del sistema de transmisión troncal en la zona norte sur delimitada por las subestaciones Pan de Azúcar y Polpaico se muestra a continuación, incluyendo el tipo de recomendación y las correspondientes fechas de entrada definitivas.

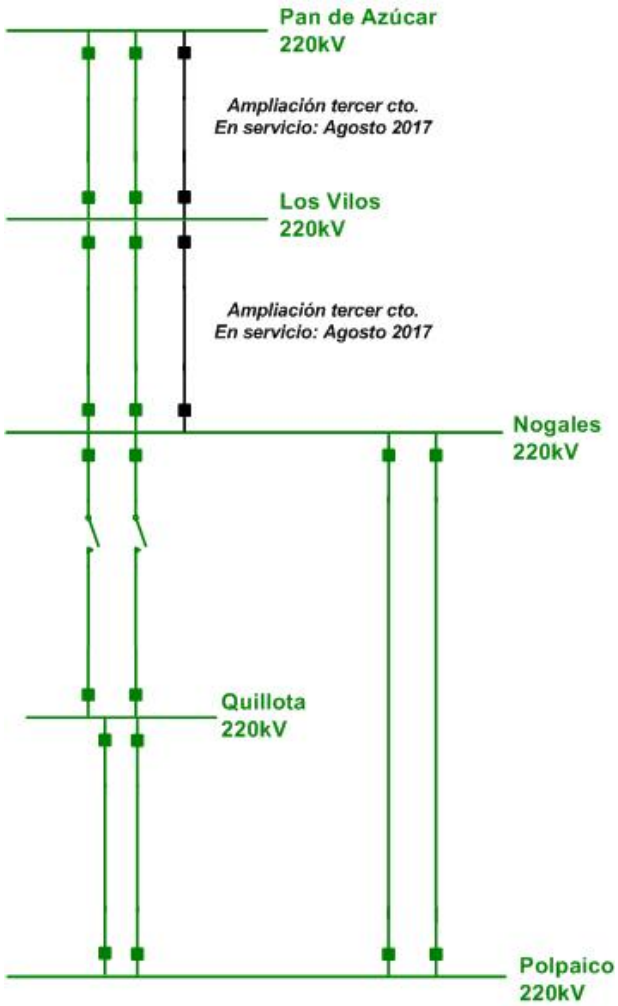


Figura 17: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal – Zona Centro Norte.

5.3.12.3 Diagrama unilineal incluidas las recomendaciones en Zona Centro

La topología de las instalaciones existentes y recomendadas definitivas del sistema de transmisión troncal en la zona central delimitada por las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel se muestra a continuación, incluyendo el tipo de recomendación y las correspondientes fechas de entrada definitivas.

En esta zona se destaca la incorporación del proyecto subestación Lo Aguirre 500kV – 220kV, el cual es incorporado al sistema en forma paulatina.

En la Etapa I:

- Seccionamiento en la barra lo Aguirre un solo circuito de la línea Alto Jahuel – Polpaico 500kV.
- Entrada primer autotransformador 500kV/220kV/66kV.
- Seccionamiento doble línea existente Rapel – Lo Aguirre 220kV.
- Entrada nueva línea 2x1000MVA línea Lo Aguirre – Cerro Navia 220kV.

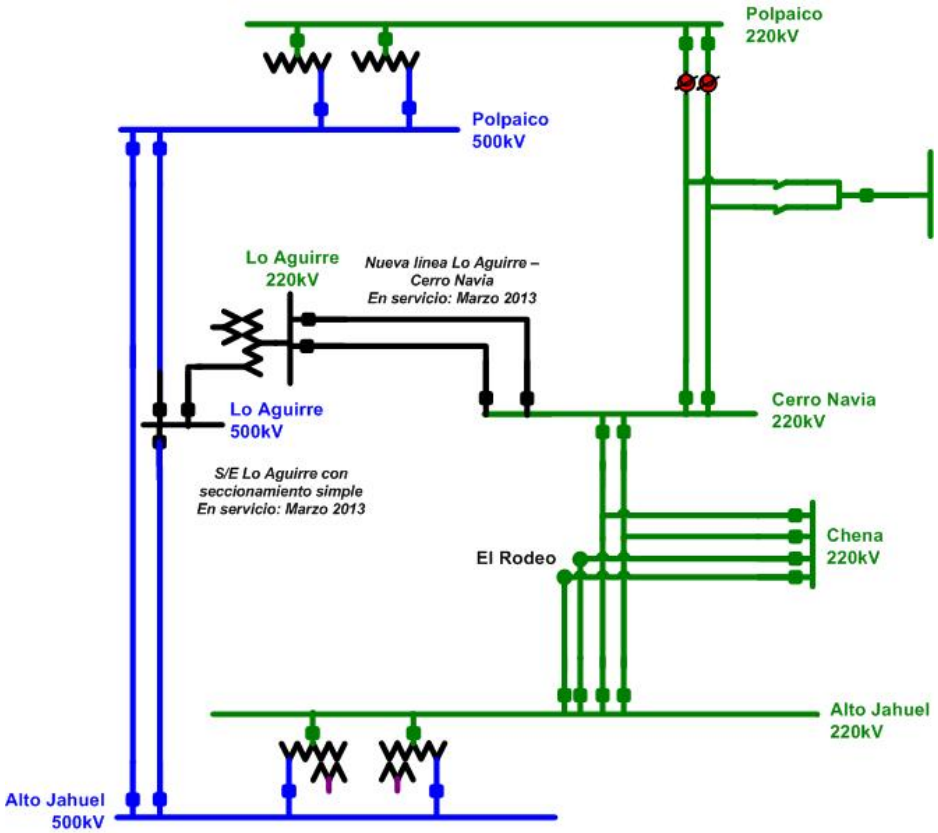


Figura 18: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal – Zona Centro (Etapa I).

Posteriormente en la Etapa II:

- Seccionamiento en Lo Aguirre 500kV del segundo circuito Alto Jahuel – Polpaico 500kV.
- Entrada segundo autotransformador 500kV/220kV/66kV.

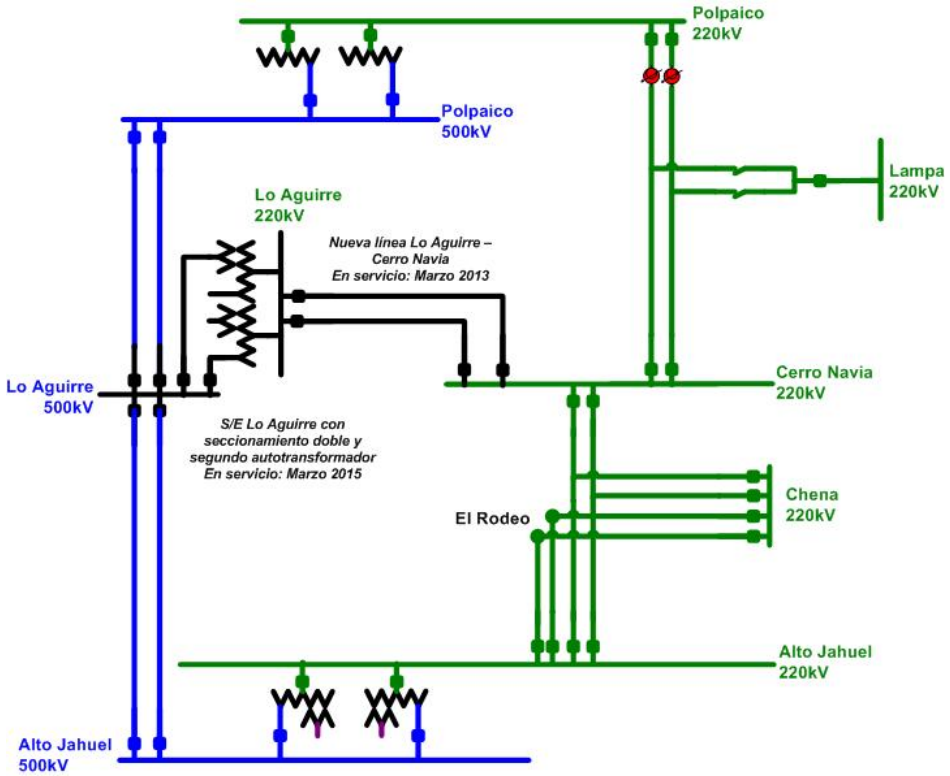


Figura 19: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal – Zona Centro (Etapa II)

5.3.12.4 Diagrama unilineal incluidas las recomendaciones en Zona Centro Sur

La topología de las instalaciones existentes y recomendadas definitivas del sistema de transmisión troncal en la zona central delimitada por las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa se muestra a continuación, incluyendo el tipo de recomendación y las correspondientes fechas de entrada definitivas.

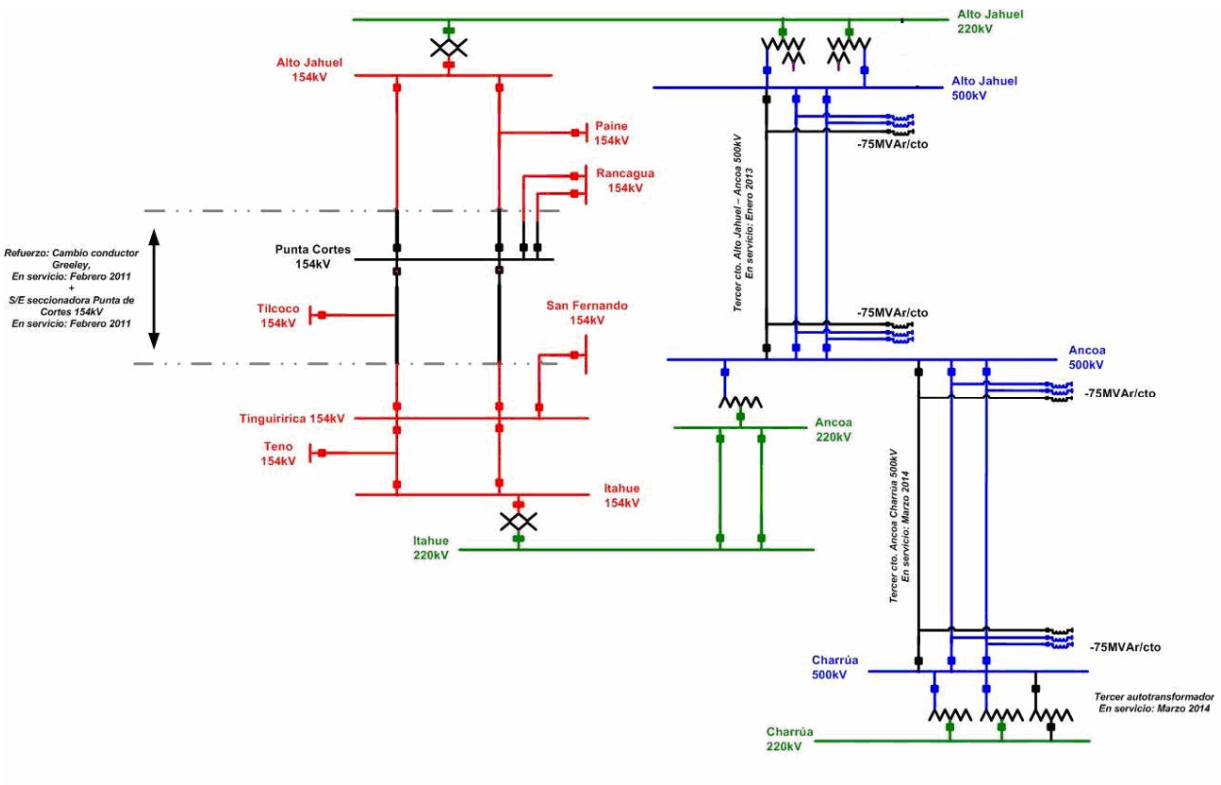


Figura 20: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal – Zona Centro Sur.

5.3.12.5 Diagrama unilineal incluidas las recomendaciones en Zona Sur

La topología de las instalaciones existentes y recomendadas definitivas del sistema de transmisión troncal en la zona central delimitada por las subestaciones Charrúa y Puerto Montt se muestra a continuación, incluyendo el tipo de recomendación y las correspondientes fechas de entrada definitivas.

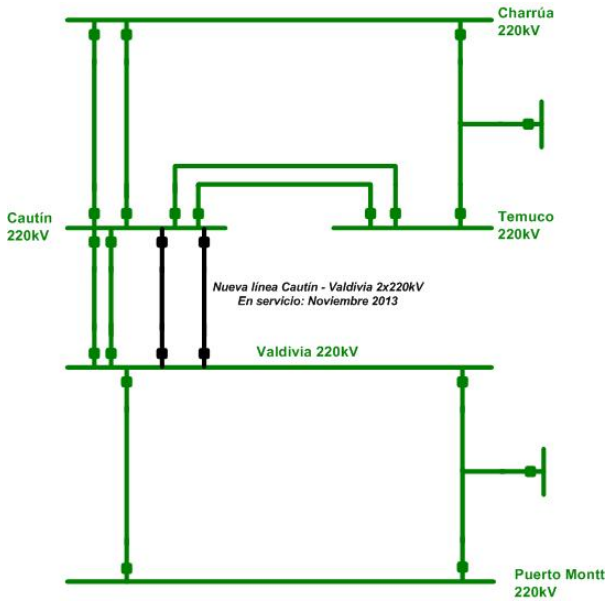


Figura 21: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión troncal – Zona Sur.

6 ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

6.1 Agregación de Barras

A continuación se presentan cuadros con el detalle de la agregación de barras realizadas para el modelamiento del Sistema de Transmisión Troncal en el SIC.

Tabla 37: Agregación de Barras I.

Barra	Barra Asociada
Agua Santa 110	Agua Santa 110
Agua Santa 220	Agua Santa 220
Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 110
Sauzal 110	
Macul 110	
San Bernardo 110	
Santa Elena 110	
Santa Raquel 110	
Santa Rosa 110	
Torre 80 110	
Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 154
Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 220
Candelaria 220	
Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 500
Colbun 220	Ancoa 220
Ancoa 220	
Calabozo 220	
Pehuenche 220	
Loma Alta 220	
Ancoa 500	Ancoa 500
Barro Blanco 220	Barro Blanco 220
Osorno 066	
Barro Blanco 066	
Frutillar 066	
Purranque 066	
Cardones 220	Cardones 220
Cardones 110	
Castilla 110	
Carrera Pinto 220	Carrera Pinto 220
Cautin 220	Cautin 220

Barra	Barra Asociada
Parral 154	Charrua 220
A. Chillan 154	
Chillan 154	
Charrua 154	
Charrua 220	
Antuco 220	
Toro 220	
Trupan 220	
Rucue 220	
Mampil 220	
Pangue 220	
Abanico 154	
Charrua 500	Charrua 500
Punta Peuco 110	Cerro Navia 110
Batuco 110	
Cerro Navia 110	
Ochagavia 110	
Renca 110	
Altamirano 110	
Carrascal 110	
Club Hipico 110	
Lo Boza 110	
Lo Valledor 110	
Pudahuel 110	
Quilicura 110	
San Jose 110	
Cerro Navia 220	Cerro Navia 220
Melipilla 220	
Rapel 220	
Araña 066	
Mandinga 066	
Melipilla 066	
Melipilla 110	
Rapel 066	

Tabla 38: Agregación de Barras II.

Barra	Barra Asociada
Chena 110	Chena 110
Lo Espejo 110	
La Cisterna 110	
Maipu 110	
Pajaritos 110	
San Joaquin 110	
Chena 220	Chena 220
Concepcion 220	Concepcion 220
Concepcion 154	
San Vicente 154	
Hualpen 220	
Hualpen 154	
Lagunilla 220	
Coronel 154	
Mapal 154	
Fopaco 154	
Coronel 066	
Color 066	
Arauco 066	
Concepcion 066	
Petroquim 154	
Diego de Almagro 220	Diego de Almagro 220
Diego de Almagro 110	
Paposo 220	
San Cristobal 110	El Salto 110
El Salto 110	
Alonso de Cordova 110	
La Dehesa 110	
Recoleta 110	
Vitacura 110	
El Salto 220	El Salto 220
Esperanza 220	Esperanza 220
Sauzal 154	Itahue 154
Itahue 154	
M. Melado 154	
Curillinque 154	
Cipreses 154	
Maule 154	
Linares 154	
Itahue 220	Itahue 220
Lampa 220	Lampa 220
Lo Aguirre 220	Lo Aguirre 220
Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 500

Barra	Barra Asociada
Florida 110	Los Almendros 110
Los Almendros 110	
Apoquindo 110	
La Reina 110	
Los Dominicos 110	
Los Almendros 220	Los Almendros 220
Alfalfal 220	
Los Vilos 220	Los Vilos 220
Choapa 110	
Choapa 220	
Illapel 110	
Quinquimo 110	
Maitencillo 220	Maitencillo 220
Maitencillo 110	
Huasco 110	
Guacolda 220	
Algarrobo 110	
Dos Amigos 110	
Pajonales 110	
Punta Toro 110	
Nogales 220	Nogales 220
Paine 154	Paine 154
Paine 220	Paine 220
Pan de Azucar 220	Pan de Azucar 220
Pan de Azucar 110	
El Indio 110	
Incahuasi 110	
Las Compañias 110	
Ovalle 110	
Romeral 110	
Polpaico 220	Polpaico 220
Aconcagua 110	
Los Maquis 110	
Los Maquis 220	
San Felipe 110	
Totoral 110	
Polpaico 500	Polpaico 500
Polpaico Desf 220	Polpaico Desf 220
Puerto Montt 220	Puerto Montt 220
Canutillar 220	
Puerto Montt 066	
Puerto Varas 066	

Barra	Barra Asociada
Punta Cortes 154	Punta Cortes 154
Punta Cortes 220	Punta Cortes 220
Quillota 110	Quillota 110
Ventanas 110	
Miraflores 110	
San Pedro 110	
Las Vegas 110	
Pachacama 110	
Casas Viejas 110	
Quillota 220	Quillota 220
Achupallas 110	
Quilpue 110	
Rancagua 154	Rancagua 154
Rancagua 220	Rancagua 220
San Fernando 154	San Fernando 154
San Fernando 066	
San Fernando 220	San Fernando 220
San Luis 220	San Luis 220
Temuco 220	Temuco 220
Temuco 066	
Pullinque 066	
Los Lagos 066	
Esperanza 110	
Loncoche 066	
Metrenco 066	
Padre Las Casas 066	
Paillaco 066	
Pitrufquen 066	
Teno 154	Teno 154
Teno 220	Teno 220
Tilcoco 154	Tilcoco 154
Tinguiririca 154	Tinguiririca 154
Tinguiririca 220	Tinguiririca 220
Valdivia 220	Valdivia 220
Valdivia 066	
Chumpullo 066	
La Union 066	
Panguipulli 066	
Picarte 066	
Pichirro 066	

6.2 Plan de Obras Generación

En esta sección se presenta el Plan de Obras de Generación asociado a los estudios, el cual corresponde al definitivo en la Fijación de Precios de Nudo Octubre 2008.

Tabla 39: Plan de Obras Centrales Térmicas

Num	Nombre Central	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW
1	Taltal 01 GNL	Jul-2012	122
2	Taltal 02 GNL	Jul-2012	123
3	Nehuenco 01 GNL	Abr-2019	340
4	Nehuenco 01 FA GNL	Abr-2019	21
5	Nehuenco 02 GNL	Abr-2019	384
6	San Isidro GNL	Abr-2010	350
7	San Isidro FA GNL	Abr-2010	20
8	San Isidro 02 GNL	Jul-2009	350
9	San Isidro 02 FA GNL	Jul-2009	19
10	Nueva Renca GNL	Abr-2014	320
11	Nueva Renca Int GNL	Abr-2014	50
12	Candelaria CA 01 GNL	Abr-2014	125
13	Candelaria CA 02 GNL	Abr-2019	129
14	Arauco 01a	Dic-2009	21
15	Arauco 02a	Dic-2009	11
16	Teno	Ene-2009	50
17	Espinos	Ene-2009	70
18	TG TermoChile	Ene-2009	60
19	TG Peñon	Ene-2009	37
20	Cenizas	Oct-2008	17
21	Santa Lidia	Nov-2008	131
22	Chuyaca	Nov-2008	20
23	Tierra Amarilla	Ene-2009	142
24	Punta Colorada 01 Fuel	Ene-2009	16
25	Calle-Calle	Ene-2009	20
26	Trapen	Ene-2009	80
27	Newen	Feb-2009	15
28	Campanario 04 CA Diesel	Feb-2009	42
29	Campanario 04 CC Diesel	Jul-2009	60
30	Termopacífico	Mar-2009	96
31	Emelda	Abr-2009	65
32	Quintero 01 CA Diesel	Abr-2009	240
33	Quintero 01 CA GNL	Abr-2010	240
34	Quintero 01 CC GNL	Nov-2013	350
35	Quintero 01 CC FA GNL	Nov-2013	35
36	Guacolda 03	Oct-2009	135
37	Nueva Ventanas	Ene-2010	240
38	Carbón Coronel 01	Jun-2010	343
39	Bocamina 02	Jul-2010	342
40	Guacolda 04	Jul-2010	139
41	Central Des.For. VIII Region 01	Jun-2010	9
42	Central Des.For. VIII Region 02	Jun-2010	8
43	Central Des.For. VII Region 01	Ene-2011	15

Num	Nombre Central	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW
44	Central Des.For. VII Region 02	Ene-2011	10
45	Campiche	Jun-2011	242
46	Carbón Pan de Azucar 01	Ene-2012	250
47	Carbón V Region 01	Abr-2012	250
48	Geotermica Calabozo 01	Abr-2013	40
49	Geotermica Chillan 01	Abr-2013	25
50	Carbón V Region 02	Jun-2012	200
51	Carbón Pan de Azucar 02	Oct-2018	250
52	Geotermica Calabozo 02	Mar-2016	40
53	Geotermica Chillan 02	Mar-2016	25
54	Geotermica Calabozo 03	Jul-2017	40
55	Geotermica Chillan 03	Jul-2017	25
56	Geotermica Calabozo 04	Abr-2019	40
57	Geotermica Chillan 04	Abr-2019	25

Tabla 40: Plan de Obras Centrales Eólicas.

Num	Nombre Central	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW
1	Eolica Punta Colorada	Ene-2009	20
2	Eolica Canela 02	Nov-2009	60
3	Eolica Totoral	Nov-2009	46
4	Eolica IV Region 01	Abr-2010	40
5	Eolica Concepcion 01	Ene-2011	40
6	Eolica IV Region 02	Jun-2010	40
7	Eolica Concepcion 02	Dic-2011	40
8	Eolica IV Region 03	Jun-2011	40
9	Eolica IV Region 04	Abr-2013	40

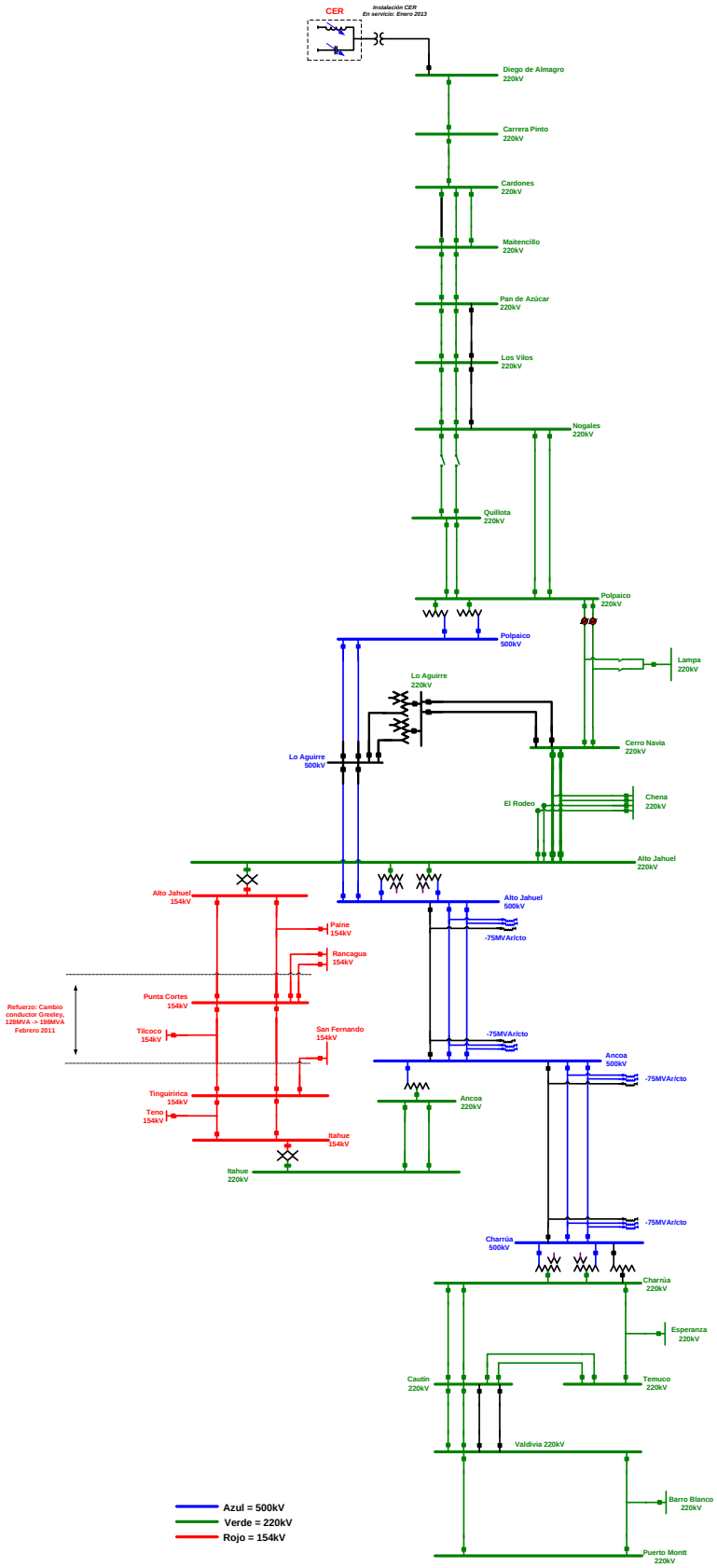
Tabla 41: Plan de Obras Centrales Hidráulicas.

Num	Nombre Central	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW
1	El Manzano	Nov-2008	5
2	La Higuera	May-2009	155
3	Lican	Nov-2009	17
4	Confluencia	Jul-2010	155
5	Rucatayo	Jul-2010	60
6	Hidroeléctrica VII Región 01	Oct-2010	5
7	Hidroeléctrica X Región 02	Oct-2010	9
8	Hidroeléctrica VI Región 01	Oct-2010	31
9	Hidroeléctrica VI Región 02	Dic-2010	30
10	Hidroeléctrica VI Región 03	Mar-2011	106
11	Hidroeléctrica X Región 01	Abr-2011	15
12	Hidroeléctrica VIII Región 01	Jul-2011	136
13	Hidroeléctrica XIV Región 01	Mar-2012	144
14	Hidroeléctrica VII Región 03	Abr-2013	25
15	Neltume	Nov-2013	473

Num	Nombre Central	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW
16	Modulo 01	Mar-2015	660
17	Modulo 02	Dic-2016	500
18	Modulo 03	Ene-2018	460
19	Modulo 04	Jun-2019	770
20	Modulo 05	Jun-2020	360

6.3 Topología Final Sistema de Transmisión Troncal

En la siguiente figura se presenta la topología final del Sistema de Transmisión Troncal con las ampliaciones recomendadas para el período y las propuestas fuera del periodo.


CER
Instalación CER
En servicio: Enero 2013
Diego de Almagro 220kV
Carrera Pinto 220kV
Cardones 220kV
Maitencillo 220kV
Pan de Azúcar 220kV
Los Vilos 220kV
Nogales 220kV
Quillota 220kV
Polpaico 220kV
Polpaico 500kV
Lampa 220kV
Lo Aguirre 220kV
Lo Aguirre 500kV
Cerro Navia 220kV
El Rodeo
Chena 220kV
Alto Jahuel 220kV
Alto Jahuel 154kV
Alto Jahuel 500kV
-75MVArlcto
Paine 154kV
Rancagua 154kV
Punta Cortes 154kV
Refuerzo: Cambio conductor Greeley, 128MVA -> 198MVA Febrero 2011
Tilcoco 154kV
San Fernando 154kV
-75MVArlcto
Ancoa 500kV
-75MVArlcto
Tinguiririca 154kV
Teno 154kV
Ancoa 220kV
Itahue 154kV
Itahue 220kV
-75MVArlcto
Charrúa 500kV
Charrúa 220kV
Esperanza 220kV
Cautín 220kV
Temuco 220kV
Valdivia 220kV
Barro Blanco 220kV
Puerto Montt 220kV
Azul = 500kV
Verde = 220kV
Rojo = 154kV

Artículo Segundo: Comuníquese la presente Resolución a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, a través de correo electrónico y publíquese en el sitio de dominio electrónico de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, Comuníquese y Publíquese.

REPUBLICA DE CHILE
SECRETARIO EJECUTIVO
Comisión Nacional de Energía

RODRIGO IGLESIAS ACUÑA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
JEFE
AREA
ELECTRICA

RIA/DGD/CGC/DST/CZR/RCC/DZO/mhs

Distribución:

- Destinatarios;
- Archivo Resoluciones;
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- Área Eléctrica;
- Área Jurídica;
- Gabinete.