

REF: Aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2013-2014".

SANTIAGO, 17 de enero de 2014

RESOLUCION EXENTA N° 17

- VISTOS:**
- a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la Comisión, modificado por Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
 - b) Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224 de 1978 y a otros cuerpos legales;
 - c) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", especialmente el artículo 99°;
 - d) Los resultados del Estudio de Transmisión Troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, en adelante el "Estudio", cuadrienio 2011-2014; y
 - e) Lo informado por, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC mediante cartas DP N° 0885/2013 de fecha 30 de octubre de 2013 y DP N° 1106 de fecha 24 de diciembre de 2013, y Dirección de Peajes del CDEC SING, mediante carta N° 1194/2013 de fecha 30 de octubre de 2013, respectivamente.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

CONSIDERANDO:

- a) Que se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de la expansión de los sistemas de transmisión troncal; y
- b) Que habiéndose cumplido lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley y recibido las propuestas de la Direcciones de Peajes del CDEC-SIC y CDEC-SING, mediante cartas individualizadas en el VISTOS e) de la presente Resolución, la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el señalado artículo, debe presentar el plan de expansión para los doce meses siguientes a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, referidos en los artículos 83° y 85° de la Ley, los cuales podrán presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos.

RESUELVO

Artículo Primero: Apruébase el siguiente Informe "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2013-2014", que la Comisión Nacional de Energía debe informar conforme lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley:



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

Enero de 2014
Santiago de Chile

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
2.	RESUMEN EJECUTIVO.....	4
3.	Plan de Expansión del Sistema Troncal del Sistema Interconectado Central, para los doce meses siguientes	5
3.1.	Obras de Ampliación.....	5
3.1.1.	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en subestación Carrera Pinto	5
3.1.2.	Seccionamiento Barra Principal en subestación Carrera Pinto	6
3.1.3.	Aumento de capacidad de línea maitencillo – cardones 1x220 kV.....	7
3.1.4.	Aumento de capacidad tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV	8
3.1.5.	Seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel.....	8
3.1.6.	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa.....	9
3.1.7.	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa.....	10
3.1.8.	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	11
3.1.9.	Seccionamiento completo en Subestación Rahue	12
3.2.	Obras Nuevas	12
3.2.1.	Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV nueva charrúa– Charrúa.....	13
3.2.2.	Nuevo Sistema 2x500 kV, primer circuito, Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt.....	14
4.	Plan de Expansión del Sistema Troncal del Sistema Interconectado del Norte Grande, para los doce meses siguientes.....	16
4.1.	Obra de Ampliación.....	16
4.1.1.	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Encuentro – lagunas	16
4.2.	Obra Nueva.....	17
4.2.1.	Nueva Subestación Crucero Encuentro	17
5.	Actualización de los Valores de Inversión Referencial de los Proyectos	18
6.	ANTECEDENTES.....	20
6.1.	Proyección de Demanda Utilizada	20
6.1.1.	Demanda en Sistema Interconectado Central.....	20
6.1.2.	Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande.....	20
6.1.3.	Precio de Combustibles.....	21
6.1.4.	Costo de Falla.....	21
6.1.5.	Costos Unitarios de Inversión.....	22
6.1.6.	Ley 20.698	22
6.2.	Escenarios de Planes de Obra en Generación SING	23
6.2.1.	Escenario 1 SING (Caso 1)	23
6.2.2.	Escenario 2 SING (Caso 2)	23
6.2.3.	Escenario 3 SING (Caso 3)	23
6.2.4.	Planes de Obra de Generación del SING.....	24
6.3.	Planes de Obra de Transmisión SING.....	25
6.4.	Escenarios de Planes de Obras de Generación SIC	25
6.4.1.	Escenario 1 SIC.....	26
6.4.2.	Escenario 2 SIC.....	26
6.4.3.	Escenario 3 SIC.....	26
6.4.4.	Planes de Obra en Generación SIC	26
6.5.	Planes de Obra de Transmisión SIC.....	28
7.	Análisis necesidades de expansión	29
7.1.	Marco Metodológico.....	29
7.2.	Procedimiento de Adaptación	29
7.2.1.	Aspectos Generales de la Metodología.....	29

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

7.2.2.	Adecuación del Plan de Obras de Generación.....	30
7.2.3.	Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión Troncal	30
7.2.4.	Procedimiento de Sensibilización	31
7.3.	Obras de Transmisión.....	31
7.3.1.	Obras de Transmisión en SING - Caso 1 Y 3.....	31
7.3.2.	Obras de Transmisión en SIC – Caso 1	32
7.3.3.	Plan de Obras de Transmisión en SIC – Caso 2 y 3	32
7.4.	Flujos Resultantes.....	33
7.4.1.	Caso 1 SING (Troncales)	33
7.4.2.	Caso 2 SING.....	34
7.4.3.	Caso 1 SIC	35
7.4.4.	Caso 2 SIC	36
7.4.5.	Caso 3 SIC	38
7.5.	Costos Operacionales.....	39
8.	Evaluación de los Proyectos	39
8.1.	Necesidades de Ampliación de Instalaciones Existentes en el SIC	39
8.1.1.	Nuevo sistema al sur de Charrúa	39
8.1.2.	Subestación Nueva Charrúa.....	41
8.1.3.	Tendido Segundo Circuito Línea Ciruelos – Pichirropulli y Cambio de Conductor Tramo Loncoche - Valdivia	43
8.1.4.	Seccionamiento completo en Rahue	45
8.1.5.	Seccionamiento Barras Principales y de Transferencia 500 kV Subestaciones Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa	46
8.1.6.	Tendido Segundo Circuito de Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV y Seccionamiento de S/E Carrera Pinto	46
8.1.7.	Seccionamiento Barra Principal en subestación Carrera Pinto	47
8.1.8.	Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV	47
8.1.9.	Aumento de Capacidad de Línea Maitencillo – Cardones 1x220 KV	49
8.1.10.	Normalización de Patio de 220 kV S.E. Chena	50
8.1.11.	Subestación Nueva Crucero - Encuentro	50
8.1.12.	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas	52
9.	Valorización de las Obras de Expansión.....	53
9.1.	PRESUPUESTO DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS	54
9.1.1.	Valorizaciones de obras detalladas por partes de obras del SING	54
9.1.2.	Valorizaciones de obras detalladas por partes de obras del SIC	55

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la Ley o DFL N° 4, elaboró el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuatrienio 2011-2014", el que fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 194¹ de fecha 19 de abril de 2011. A su vez, dicho informe técnico se basó en los resultados del estudio troncal al que se refiere el artículo 84° del DFL N° 4, aprobado con fecha 31 de diciembre de 2010 por el comité de licitación, constituido según establece en el artículo 87° del DFL N° 4. Las materias que abarcó el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía fueron las siguientes:

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

El artículo 99° del DFL N° 4 establece que anualmente la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante 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 enviar 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 30 de octubre de 2013, la Comisión recibió² las propuestas de las direcciones de peajes del CDEC-SIC y del CDEC-SING.

A continuación se expone el resultado de la revisión realizada por la Comisión, dando así cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, en particular a lo establecido en el artículo 91 del DFL N° 4.

¹ Rectificada mediante Resolución Exenta CNE N° 232 de 2011.

² Mediante cartas DP N° 0885/2013 de fecha 30 de octubre de 2013 y DP N° 1106 de fecha 24 de diciembre de 2013, y CDEC-SING N° 1194/2013 de fecha 30 de octubre de 2013.

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) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para los doce meses siguientes, dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 99 del DFL N° 4.

El Plan de Expansión presentado se basa en las propuestas de las direcciones de peajes de cada CDEC y en lo presentado por empresas transmisoras como promotores de los 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, para el SIC, un total de 11 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de 771 millones de US\$, de los cuales 9 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de 112 millones de US\$, y 2 proyectos nuevos, por un total de 659 millones de US\$.

Para el SING, el Plan de Expansión presenta un total de 2 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de 35 millones de US\$, de los cuales el proyecto de ampliación asciende a 12 millones de US\$, mientras que el proyecto de obra nueva asciende a 23 millones de US\$.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2014, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar, durante el segundo semestre de 2021, dependiendo de la envergadura del proyecto.

2 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

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. Dicho plan contiene las obras que deben dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción, y las que se han condicionado, según se indica en los numerales siguientes.

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

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles de US\$	COMA Referencial miles de US\$	Responsable	Construcción
1	Dic-2016	27 meses	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en subestación Carrera Pinto	18.026	324	ELETRANS S.A.	Inmediata
2	Dic-2016	27 meses	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	3.194	57	TRANSELEC S.A.	Inmediata
3	Sep-2016	24 meses	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	6.837	123	TRANSELEC S.A.	Condicionada
4	Ene-17	28 meses	Aumento de capacidad tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV	13.230	238	TRANSELEC S.A.	Condicionada
5	Dic-2016	27 meses	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel	17.896	322	TRANSELEC S.A.	Inmediata
6	Dic-2016	27 meses	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	17.896	322	TRANSELEC S.A.	Inmediata
7	Dic-2016	27 meses	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	17.896	322	TRANSELEC S.A.	Inmediata
8	Sep-2016	24 meses	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirpulli	10.113	182	ELETRANS S.A.	Inmediata
9	Dic-2016	27 meses	Seccionamiento completo en subestación Rahue	7.352	132	TRANSELEC S.A.	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la adjudicación de las respectivas licitaciones.

Las descripciones de las obras de ampliación, son las que a continuación se indican.

2.1.1 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CARDONES - DIEGO DE ALMAGRO, CON SECCIONAMIENTO EN SUBESTACIÓN CARRERA PINTO

2.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea en construcción del proyecto denominado “Línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro, tendido del primer circuito” y la conexión a la subestación Carrera Pinto del segundo circuito.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Adicionalmente incorpora las estructuras necesarias para seccionar el circuito 2 en la subestación Carrera Pinto.

La obra incluye la construcción de un paño línea de 220kV en la subestación Cardones, un paño de línea de 220 kV en la subestación Diego de Almagro y dos paños de línea de 220kV en la subestación Carrera Pinto.

2.1.1.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.1.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 27 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva o en conjunto con la fecha de puesta en operación del primer circuito, si esta fuese posterior al plazo señalado.

2.1.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 18,02 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 324 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.2 SECCIONAMIENTO BARRA PRINCIPAL EN SUBESTACIÓN CARRERA PINTO

2.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una segunda sección de barra principal en la subestación Carrera Pinto, por medio de la instalación de un paño acoplador de barras de 220 kV, la adecuación de la protección diferencial de barras y proveer el espacio para instalar los dos paños del seccionamiento del circuito 2 de la línea 2x220 kV Cardones – Diego de Almagro.

2.1.2.2 Equipos de alta Tensión

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

2.1.2.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 27 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.1.2.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,19 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 57 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LINEA MAITENCILLO – CARDONES 1X220 KV

2.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Maitencillo – Cardones a 290 MVA, mediante el aumento de la distancia mínima entre el conductor y el suelo, entre otras labores a realizar en estructuras y los conjuntos de aislación del circuito.

2.1.3.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.3.3 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. El desarrollo de esta obra está condicionado a que la empresa propietaria de la línea manifieste por escrito, en declaración jurada, que no ha acordado ni suscrito contratos con empresas interesadas para el desarrollo de esta obra, ni ha comenzado el trabajo de las obras de ampliación de la capacidad. Tal comunicación, se deberá enviar a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro del plazo de 20 días corridos, luego de la publicación en el Diario oficial del Decreto del plan de expansión 2013-2014, en caso contrario la obra y su licitación no se ejecutará.

2.1.3.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 6,84 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

El COMA referencial se establece en 123 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO LO AGUIRRE – CERRO NAVIA 2X220 KV

2.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto de aumento de capacidad consiste en ampliar la capacidad del tramo reemplazando el conductor actual de 197 MVA a 25° C, por un conductor de alta capacidad para permitir 500 MVA por circuito. El proyecto además considera el reemplazo de los transformadores de corriente y trampas de onda de los paños J1 y J2 en la subestación Cerro Navia y todas las faenas, trabajos y labores para realizar la modificación de la capacidad de transporte.

2.1.4.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.4.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 28 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva. El desarrollo de esta obra está condicionado a que durante la ejecución del proyecto se pueda disponer el 100% del tiempo de los actuales circuitos de la línea Alto Melipilla – Cerro Navia, en el tramo Lo Aguirre – Cerro Navia y que la Dirección de Peajes declare desierto el Proceso Licitatorio que está llevando acabo, para la Obra “Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia”.

2.1.4.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 13,23 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 238 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.5 SECCIONAMIENTO BARRAS 500 KV SUBESTACIÓN ALTO JAHUEL

2.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de paños GIS intemperie como seccionadores de barras de 500 kV en las actuales secciones 1 y 2 de la subestación Alto Jahuel, creando las nuevas secciones 3 y 4, y la instalación de un paño de transferencia de 500kV y un

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

pañó acoplador de barras de 500kV. La totalidad de los paños GIS intemperie antes indicados, se instalarán en el espacio reservado para los paños seccionadores de barra.

Para formar la barra de transferencia de la nueva sección 3 y 4 se secciona a la altura del seccionador conformando dos barras de transferencia, una de ellas para las secciones 1 y 2 existentes y la nueva para las secciones 3 y 4. El proyecto también considera nuevos sistemas de protecciones diferenciales de barra para las secciones 3 y 4.

2.1.5.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.5.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 27 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.1.5.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 17,90 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 322 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.5.5 Licitación Conjunta.

El presente proyecto, deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, en conjunto con las obras seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa y seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa, de los numerales 2.1.6 y 2.1.7, respectivamente.

2.1.6 SECCIONAMIENTO BARRAS 500 KV SUBESTACIÓN ANCOA

2.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de paños GIS intemperie como seccionadores de barras de 500 kV en las actuales secciones 1 y 2 de la subestación Ancoa, creando las nuevas secciones 3 y 4, y la instalación de un paño de transferencia de 500kV y un paño acoplador de barras de 500kV. La totalidad de los paños GIS intemperie antes indicados, se instalarán en el espacio reservado para los paños seccionadores de barra.

Para formar la barra de transferencia de la nueva sección 3 y 4 se secciona a la altura del seccionador conformando dos barras de transferencia, una de ellas para las secciones 1 y 2 existentes y la nueva para las secciones 3 y 4. El proyecto también considera nuevos sistemas de protecciones diferenciales de barra para las secciones 3 y 4.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

2.1.6.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.6.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 27 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.1.6.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 17,90 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 322 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.6.5 Licitación Conjunta.

El presente proyecto, deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, en conjunto con las obras seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel y seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa, de los numerales 2.1.5 y 2.1.7, respectivamente.

2.1.7 SECCIONAMIENTO BARRAS 500 KV SUBESTACIÓN CHARRÚA

2.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de paños GIS intemperie como seccionadores de barras de 500 kV en las actuales secciones 1 y 2 de la subestación Charrúa, creando las nuevas secciones 3 y 4, y la instalación de un paño de transferencia de 500kV y un paño acoplador de barras de 500kV. La totalidad de los paños GIS intemperie antes indicados, se instalarán en el espacio reservado para los paños seccionadores de barra.

Para formar la barra de transferencia de la nueva sección 3 y 4 se secciona a la altura del seccionador conformando dos barras de transferencia, una de ellas para las secciones 1 y 2 existentes y la nueva para las secciones 3 y 4. El proyecto también considera nuevos sistemas de protecciones diferenciales de barra para las secciones 3 y 4.

2.1.7.2 Equipos de alta Tensión

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

2.1.7.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 27 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.1.7.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 17,90 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 322 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.7.5 Licitación Conjunta.

El presente proyecto, deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, en conjunto con las obras seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel y seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa, de los numerales 2.1.5 y 2.1.6, respectivamente.

2.1.8 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI

2.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea en construcción del proyecto denominado "Línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli, tendido del primer circuito".

La obra incluye la construcción de un paño línea de 220kV en la subestación Ciruelos, en la configuración de barras que esa subestación posea, y la conexión a una diagonal distinta a la de conexión del primer circuito en subestación Pichirropulli.

Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del segundo circuito.

2.1.8.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.8.3 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, o ingresar en operación en conjunto con la fecha de puesta en operación del primer circuito, si esta fuese posterior al plazo señalado.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

2.1.8.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 10,11 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 182 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.1.9 SECCIONAMIENTO COMPLETO EN SUBESTACIÓN RAHUE

2.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en seccionar el circuito N° 2 de la línea 2x220 kV Valdivia – Puerto Montt en la subestación Rahue 220 kV. Adicionalmente, el proyecto incluye el paño seccionador de barra.

2.1.9.2 Equipos de alta Tensión

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

2.1.9.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 27 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

2.1.9.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 7,35 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este V.I. referencial considera valor proforma de 4% por sobre el valor del contrato.

El COMA referencial se establece en 132 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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, las que deberán dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

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

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Construcción
1	Mar-2018	36 meses	Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa	81.914	1.229	Inmediata
2	Mar-2021	72 meses	Nuevo Sistema 2 x 500 kV, primer circuito, Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt	577.462	8.662	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación de los respectivos decretos de adjudicación. La fecha estimada de puesta en servicio es sólo referencial.

Las descripciones de las obras nuevas, son las que a continuación se indican.

2.2.1 SUBESTACIÓN NUEVA CHARRÚA, SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 2X500 KV CHARRÚA – ANCOA 1 Y 2 Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV NUEVA CHARRÚA– CHARRÚA

2.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Nueva Charrúa con patios de 500 kV y 220 kV y el seccionamiento de la línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa circuito 1 y 2 en la nueva subestación.

La nueva subestación Charrúa, se emplazará en una ubicación de hasta 15 km al norte de la subestación Charrúa, siguiendo el trazado de las líneas 500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2, zona donde el trazado de ambas líneas es adyacente. La configuración de la nueva subestación considera la construcción de un patio de 500 kV en interruptor y medio con espacio para la instalación de ocho (8) diagonales y un patio de 220 kV en interruptor y medio con espacio para la instalación de nueve (9) diagonales y espacio para instalar tres bancos de autotransformadores 500/220 kV con sus respectivas reservas las cual deberá tener el espacio para construir una barra auxiliar en 500kV, 220kV y terciario, para la conexión rápida de la reserva por medio de desconectores.

El proyecto considera también un nuevo autotransformador 500/220 kV de 750 MVA, con terciario, unidad de reserva, barras auxiliares, desconectores y las respectivas diagonales de 500 kV y 220 kV.

Adicionalmente, considera una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Charrúa y Charrúa, con una capacidad mínima de 1.000 MVA por circuito a temperatura ambiente de 35°C y dos paños de 220 kV conectados a dos secciones de barras distintas en subestación Charrúa.

El proyecto de detalle, así como las bases de licitación definirán los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, como capacidad térmica, reactores de línea, cable de guardia, entre otras

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

2.2.1.2 Equipos de alta Tensión

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

2.2.1.3 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 publicación del Decreto de Adjudicación respectivo.

2.2.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 81,91 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 1,23 millones de dólares (1,5% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

2.2.2 NUEVO SISTEMA 2X500 KV, PRIMER CIRCUITO, NUEVA CHARRÚA – NUEVA CIRUELOS – NUEVA PUERTO MONTT

2.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV Nueva Charrúa– Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt, primer circuito, Nueva subestación Ciruelos 500/220 kV y Nueva subestación Puerto Montt 500/220 kV.

La subestación Nueva Ciruelos se deberá localizará en las cercanías de la actual subestación, la que tendrá las siguientes características mínimas:

- a) El patio de 500 kV tendrá configuración de barras en interruptor y medio con espacio para ocho (8) diagonales, reactores de línea de 500 kV con sus respectivos paños de 500 kV y espacio para la futura compensación serie de la línea Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos y Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt.
- b) Banco de Autotransformadores 500/220 kV.
- c) El patio de 220 kV tendrá configuración de barras en interruptor y medio con espacio para nueve (9) diagonales.
- d) Espacio para instalar dos bancos de autotransformadores 500/220 kV con sus respectivas reservas, espacio para construir una barra auxiliar en 500 kV, 220 kV y terciario, para la conexión rápida de la reserva por medio de desconectores.

La subestación Nueva Puerto Montt, se localizará en las proximidades de la ciudad de Puerto Montt, adyacente al circuito 2 de la línea 220 kV Rahue – Puerto Montt, la cual tendrá las siguientes características mínimas:

- e) El patio de 500 kV tendrá configuración de barras en interruptor y medio con espacio para ocho (8) diagonales de 500 kV, reactores de línea de 500 kV con sus respectivos paños de 500kV.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

- f) Banco de Autotransformadores 500/220 kV.
- g) El patio de 500 kV tendrá configuración de barras en interruptor y medio con espacio para nueve (9) diagonales de 220 kV.
- h) Espacio para instalar dos bancos de autotransformadores 500/220 kV con sus respectivas reservas la cual deberá tener el espacio para construir una barra auxiliar en 500 kV, 220 kV y terciario para la conexión rápida de la reserva por medio de desconectores.

La Nueva línea 2x500kV Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos, se considera en estructura de doble circuito con una capacidad por circuito de 2.000 MW a 35°C para la tensión de operación de 500 kV, una longitud aproximada de 300 km y deberá incluir dos ciclos completos de transposición. Para cada circuito se deberá instalar un reactor de línea de mínimo 150MVAr 500 KV con su respectivo paño y sistema MAIS o equivalentes en cada extremo (Nueva Charrúa y Nueva Ciruelos). Cada circuito se deberá conectar a una diagonal o bahía diferente, en cada extremo.

La Nueva línea 2x500kV Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt, se considera en estructura de doble circuito con una capacidad por circuito de 2.000 MW a 35°C para la tensión de operación de 500 kV, una longitud aproximada de 240 km y deberá incluir dos ciclos completos de transposición. Para cada circuito se deberá instalar un reactor de línea de mínimo 100 MVAr 500 kV con su respectivo paño y sistema MAIS o equivalentes en cada extremo (Nueva Ciruelos y Nueva Puerto Montt). Cada circuito se deberá conectar a una diagonal o bahía diferente, en cada extremo.

El proyecto de detalle, así como las bases de licitación definirán los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, como capacidad térmica, reactores de línea, cable de guardia, entre otras.

2.2.2.2 Equipos de alta Tensión

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

2.2.2.3 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 72 meses siguientes a la fecha de publicación del Decreto de Adjudicación respectivo.

2.2.2.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto, es de 577,46 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial, se establece en 8,66 millones de dólares (1,5% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

3.1 OBRA DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación de instalaciones existentes, contenidas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SING, para los próximos doce meses. Dicho plan contiene la obra que debe dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción

Tabla 3: Plan de Expansión Sistema Troncal SING– Obras de Ampliación

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Responsable	Construcción
1	Sep-2016	24 meses	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	12.517	225	TRANSELEC NORTE S.A.	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la adjudicación de la licitación.

3.1.1 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO – LAGUNAS

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea en construcción del proyecto denominado “Nueva Línea 2x220 Encuentro – Lagunas, primer circuito”.

La obra incluye la construcción del paño línea correspondiente de 220kV, en la subestación Encuentro y Lagunas, en la configuración de barras que esas subestaciones posean. Adicionalmente, el proyecto incluye todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del segundo circuito.

3.1.1.2 Equipos de alta Tensión

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

3.1.1.3 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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

3.1.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 12,52 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 225 mil dólares (1,8% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2 OBRA NUEVA

El siguiente cuadro presenta la obra nueva contenida en el Plan de Expansión del sistema de transmisión troncal del SING, para los próximos doce meses, la que deberá dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

Tabla 4: Plan de Expansión Sistema Troncal SING– Obra Nueva

N°	Fecha Estimada de Puesta en Servicio	Plazo Constructivo	Proyecto	VI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Construcción
1	Oct-2017	36 meses	Nueva Subestación Crucero Encuentro	23.019	345	Inmediata

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación de los respectivos decretos de adjudicación. La fecha estimada de puesta en servicio es sólo referencial.

La descripción de la obra nueva, es la que a continuación se indica.

3.2.1 NUEVA SUBESTACIÓN CRUCERO ENCUESTRO

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, de 220 kV en configuración interruptor y medio, ubicada en las cercanías a las subestaciones Crucero y Encuentro, conectada mediante dos líneas 2x220 kV 500 MVA a estas subestaciones, mediante el seccionamiento de la actual línea que las une.

La subestación deberá considerar los espacios suficientes para las diagonales o bahías de conexión a las subestaciones Crucero y Encuentro, además de las instalaciones necesarias para la conexión de los SS/AA y espacio suficiente para construir seis (6) diagonales o bahías para uso futuro. Las barras principales deberán tener una capacidad mínima de 2.000 MW a 40°C con sol.

El proyecto de detalle, así como las bases de licitación definirán los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, como capacidad térmica, reactores de línea, cable de guardia, entre otras

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

3.2.1.2 Equipos de alta Tensión

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

3.2.1.3 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.

3.2.1.4 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales.

El V.I. referencial del Proyecto es de 23,02 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 345 mil dólares (1,5% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4 ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS

Las fórmulas de indexación aplicables a los V.I. y COMA referenciales de los proyectos contenidos en el Plan de Expansión son las siguientes:

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

Para actualizar el COMA referencial de los proyectos contenidos en el presente informe, se utilizará la siguiente fórmula, no obstante su valor final deberá considerar la aplicación de los porcentajes respecto de los correspondientes V.I. establecidos en el punto 3 y en el punto 4. Para el caso del A.V.I. se utilizará la misma estructura y los mismos coeficientes indicados las tablas 6 a 9.

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

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

- a) $VI_{n,k}$: Valor del V.I. de la obra de ampliación n para el mes k.
- b) 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).
- c) DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

- d) 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).

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

Tabla 5: Valores Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	110,80	Octubre de 2013, Base Prom. 2009 =100
DOL_0	500,81	Octubre 2013
CPI_0	233,546	Octubre 2013

Y donde los coeficientes α y β de la fórmula señalada, para las distintas obras son los siguientes:

Tabla 6: Coeficientes Indexación Ampliaciones - SIC

N°	Ampliación	α	β
1	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en subestación Carrera Pinto	0,558	0,442
2	Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	0,252	0,748
3	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	0,456	0,544
4	Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV	0,252	0,748
5	Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel	0,252	0,748
6	Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	0,252	0,748
7	Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	0,252	0,748
8	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	0,558	0,442
9	Seccionamiento completo en Subestación Rahue	0,252	0,748

Tabla 7: Coeficientes Indexación Obras Nuevas - SIC

N°	Obra Nueva	α	β
1	Nueva Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa	0,560	0,440
2	Nuevo Sistema 2 x 500 kV, primer circuito, Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt	0,680	0,320

Tabla 8: Coeficientes Indexación Ampliaciones – SING

N°	Ampliación	α	β
1	Línea 2x220 kV S/E Encuentro - S/E Lagunas, tendido del segundo circuito	0,560	0,440

Tabla 9: Coeficientes Indexación Obras Nuevas - SING

N°	Ampliación	α	β
1	Nueva Subestación Crucero - Encuentro	0,149	0,851

5 ANTECEDENTES

5.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA UTILIZADA

Para la proyección de la demanda de energía en el SIC y en el SING se ha utilizado como base la demanda definida por la Comisión en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre 2013 y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

5.1.1 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

De acuerdo con la información entregada por la Comisión la demanda utilizada en los análisis, se muestra a continuación.

Tabla 10: Demanda de energía del SIC

Año	Total (GWh)
2014	51.150
2015	54.035
2016	56.820
2017	59.559
2018	62.317
2019	65.187
2020	68.098
2021	71.060
2022	74.045
2023	77.089
2024	80.165
2025	83.291
2026	86.372
2027	89.423
2028	92.526

5.1.2 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

Para el caso de la demanda del SING, se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 11: Demanda de energía del SING

Año	Total (GWh)
2014	16.956
2015	18.372
2016	19.611
2017	20.595

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Año	Total (GWh)
2018	22.305
2019	23.602
2020	24.887
2021	26.332
2022	27.779
2023	29.238
2024	30.670
2025	32.083
2026	33.498
2027	34.929
2028	36.395

5.1.3 PRECIO DE COMBUSTIBLES

El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación de ambos sistemas eléctricos.

Tabla 12: Costo del GNL, Carbón y Crudo WTI usado en la modelación del SIC y del SING.

Año	GNL	CARBÓN	CRUDO WTI
2014	10,06	103,88	90,29
2015	10,05	103,88	90,19
2016	10,66	105,12	93,39
2017	10,84	106,25	98,24
2018	9,70	106,52	100,92
2019	9,81	107,05	103,54
2020	9,92	107,69	105,91
2021	10,08	108,37	108,22
2022	10,35	109,12	110,58
2023	10,60	110,34	112,99
2024	10,60	110,34	112,99
2025	10,60	110,34	112,99
2026	10,60	110,34	112,99
2027	10,60	110,34	112,99
2028	10,60	110,34	112,99

5.1.4 COSTO DE FALLA

El costo de falla utilizado para cada sistema corresponde al costo de falla publicado en los informes de fijación de precios de nudo definitivo de octubre de 2013 y se detallan en la siguiente tabla.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tabla 13: Costo de falla de larga duración.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla por Sistema [US\$/MWh]	
	SING	SIC
0-5%	427,55	433,49
5-10%	483,67	547,01
10-20%	738,11	716,51
Sobre 20%	955,95	806,56

5.1.5 COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN

Las inversiones unitarias estimadas, utilizadas para valorizar las obras de generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 14: Valores de inversión SING-SIC en [US\$/kW]

Tipo de Central	Tecnología	US\$/kW
Convencional	Carbón	2.500
	Hidroeléctrica Embalse	2.100
	Hidroeléctrica Pasada	2.100
	GNL CC	1.000
	GNL CA	450
	Diésel	500
No Convencional	Mini-Hidro	3.000
	Eólica	2.300
	Geotermia	3.550
	Biomasa	3.125
	Solar FV	2.500

5.1.6 LEY 20.698

La Ley 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, modifica los porcentajes de la obligación de suministro mediante ERNC para los contratos de suministro firmados con fecha posterior a octubre de 2013. Asimismo el porcentaje de obligación aumenta de forma tal que se llegará a 20% el año 2025 para los referidos contratos.

En el cuadro que a continuación se presenta, se muestran los porcentajes de exigencia de energías renovables no convencionales, para efectos del desarrollo del sistema:

Año	% ERNC SING	% ERNC SIC	% ERNC SISTEMA
2014	3.7%	4.7%	4.5%
2015	4.4%	5.4%	5.2%
2016	6.3%	6.4%	6.4%
2017	7.3%	7.2%	7.2%
2018	8.8%	8.1%	8.3%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Año	% ERNC SING	% ERNC SIC	% ERNC SISTEMA
2019	9.6%	8.9%	9.1%
2020	10.6%	10.0%	10.1%
2021	11.9%	11.5%	11.6%
2022	13.2%	13.1%	13.1%
2023	14.5%	14.8%	14.7%
2024	15.8%	16.9%	16.6%
2025	17.9%	19.2%	18.8%
2026	18.0%	19.5%	19.1%
2027	19.2%	19.6%	19.4%
2028	19.3%	19.6%	19.5%
2029	19.3%	19.6%	19.5%
2030	19.7%	19.6%	19.6%

5.2 ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING

Los planes de obra del SING consideran variaciones entre sí principalmente a partir del año 2017, además de variaciones el tipo de centrales y la fecha de ingreso de las unidades del tipo ERNC.

5.2.1 ESCENARIO 1 SING (CASO 1)

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías. Mediante una presencia importante de centrales de carbón y de ciclos combinados operando con gas natural; además se consideró la incorporación de ERNC (eólico, solar y geotermia) para el cumplimiento de la ley N° 20.698.

En el caso 1 la generación en base a carbón se distribuyó entre Tarapacá (2 centrales) y Mejillones (2 centrales). El desarrollo de nuevas centrales GNL se situó en Mejillones debido a la existencia del terminal de regasificación y permisos ambientales aprobados.

Se supuso el cumplimiento de la ley N° 20.698 de acuerdo al numeral de la sección 5.1.6, las nuevas centrales eólicas se distribuyeron entre Lagunas, Encuentro y Pozo Almonte principalmente.

5.2.2 ESCENARIO 2 SING (CASO 2)

El Plan de Obra N° 2 se desarrolló sobre la base del Caso 1 pero considerando sólo Mejillones como polo de desarrollo de las centrales carboneras. La generación ERNC coincide con el Caso 1.

5.2.3 ESCENARIO 3 SING (CASO 3)

El Plan de Obras N°3 o Caso 3 se desarrolló en base al escenario N°1, con la salvedad que se ha supuesto que a partir del año 2022 se desarrolla fuertemente la geotermia en las zonas cordilleranas del SING, donde actualmente existen concesiones de exploración. En

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

este escenario se disminuye la inclusión de generación solar y eólica puesto que el cumplimiento de la ley ERNC se puede lograr a partir de la generación geotérmica.

5.2.4 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN DEL SING

Los planes de Obras de Generación se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 15: Planes de Obra Generación SING

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Carbón	COCHRANE 1	236	may-16	may-16	may-16
Carbón	COCHRANE 2	236	oct-16	oct-16	oct-16
Carbón	TARAPACA I	250	oct-21	oct-21	oct-21
Carbón	TARAPACA II	300	ene-23	-	feb-21
Carbón	TARAPACA III	200	ene-25	-	-
Carbón	MEJILLONES III	200	ene-26	ene-25	ene-25
Carbón	MEJILLONES IV	200	-	ene-26	ene-26
Carbón	MEJILLONES V	200	-	ene-27	ene-27
Eólica	Eólico Lagunas 1	100	ene-17	ene-17	ene-17
Eólica	Eólico SING I	50	ene-19	ene-19	ene-19
Eólica	Eólico SING II	40	ene-21	ene-21	ene-21
Eólica	Eólico Laberinto 1	100	ene-21	ene-21	-
Eólica	Eólico Crucero 1	100	ene-24	ene-24	-
Eólica	Eólico Calama 2	100	ene-27	ene-27	-
Geotermia	Geotérmica 1	50	ene-20	ene-20	ene-20
Geotermia	Geotérmica Irruputunco	40	sep-22	sep-22	sep-22
Geotermia	Geotérmica Puchuldiza 01	40	ene-23	ene-23	ene-23
Geotermia	Geotérmica San Pablo II	40	-	-	ene-23
Geotermia	Geotérmica Volcán Tacura	40	-	-	ene-24
Geotermia	Geotérmica Aucán II	40	-	-	ene-24
Geotermia	Geotérmica Gorbea	40	-	-	ene-25
Geotermia	Geotérmica Negrillar I	40	-	-	ene-25
Geotermia	Geotérmica Colorado	40	-	-	ene-26
Geotermia	Geotérmica San Bernardo	40	-	-	ene-26
Geotermia	Geotérmica Socompa	40	-	-	ene-27
Geotermia	Geotérmica Quinohuén	40	-	-	ene-27
Geotermia	Geotérmica Marimán	40	-	-	ene-28
GNL	TG3 GNL	37,2	ene-14	ene-14	ene-14
GNL	CC1 GNL	325,6	ene-15	ene-15	ene-15
GNL	CC2 GNL	325,6	ene-16	ene-16	ene-16
GNL	Mejillones I GNL	200	ene-22	ene-22	ene-22
GNL	Mejillones II GNL	200	ene-24	ene-24	ene-24
Solar	Solar Lagunas 1	70	ene-14	ene-14	ene-14

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Solar	Quillagua 1	20	ene-14	ene-14	ene-14
Solar	Arica Solar 2	22	mar-14	mar-14	mar-14
Solar	Pozo Almonte 3	16	sep-14	sep-14	sep-14
Solar	Quillagua 2	30	ene-15	ene-15	ene-15
Solar	Solar N.Encuentro 1	25	ene-15	ene-15	ene-15
Solar	Solar Lagunas 2	80	ene-16	ene-16	ene-16
Solar	Solar N.Encuentro 2	80	ene-16	ene-16	-
Solar	Solar Lagunas 3	80	ene-18	ene-18	ene-18
Solar	Solar N.Encuentro 3	80	ene-18	ene-18	ene-21
Solar	Solar SING I	50	ene-19	ene-19	ene-19
Solar	Solar P.Almonte 1	20	ene-19	ene-19	ene-19
Solar	Solar N.Encuentro 4	50	ene-21	ene-21	ene-18
Solar	Solar Lagunas 4	80	ene-22	ene-22	ene-22
Solar	Solar N.Encuentro 5	80	ene-22	ene-22	-
Solar	Solar P.Almonte 2	25	ene-23	ene-23	ene-20
Solar	Solar Lagunas 5	70	ene-24	ene-24	-
Solar	Solar N.Encuentro 6	70	ene-24	ene-24	ene-22
Solar	Solar Lagunas 6	120	ene-25	ene-25	-
Solar	Solar N.Encuentro 7	120	ene-25	ene-25	-
Solar	Solar Lagunas 7	100	ene-26	ene-26	-
Solar	Solar N.Encuentro 8	100	ene-26	ene-26	-
Solar	Solar Lagunas 8	80	ene-27	ene-27	-
Solar	Solar N.Encuentro 9	80	ene-27	ene-27	-
Solar	Solar Laberinto 1	80	ene-28	ene-28	-

5.3 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SING

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012, y las obras contempladas en el Decreto Exento N° 310 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de julio de 2013, el cual fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

5.4 ESCENARIOS DE PLANES DE OBRAS DE GENERACIÓN SIC

Los planes de obra consideran variantes que se han modelado para tres casos, en cada uno de estos casos se tiene un plan de obras de generación diferente y un plan de obras de transmisión adaptado a la generación.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

5.4.1 ESCENARIO 1 SIC

El Caso 1 consiste es extender el plan de obras de la CNE en cinco años y considera el cumplimiento de la Ley 20.257. Consiste en modelar un parque generador equilibrado tanto en tecnologías de generación como en ubicación de las centrales, por lo que se tienen centrales a carbón, GNL, hidráulicas de pasada y ERNC ingresando en el período de estudio.

5.4.2 ESCENARIO 2 SIC

El Caso 2 considera las obligaciones de la Ley 20.698 e incluye proyectos de GNL en la zona sur del sistema.

5.4.3 ESCENARIO 3 SIC

El Caso 3 considera las obligaciones de la Ley 20.698 e incluye proyectos basados en carbón en la zona del Norte Chico.

5.4.4 PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SIC

Los planes de Obras de Generación se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 16: Planes de Obra Generación SIC

Tipo	Nombre	Potencia [MW]	Fecha de ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Pasada	San Andrés	40	dic-13	dic-13	dic-13
Pasada	Pulefu	9,4	dic-13	dic-13	dic-13
Pasada	Los Hierros	25,1	nov-13	nov-13	nov-13
Pasada	El Paso	60	nov-14	nov-14	nov-14
Pasada	Itata	20	dic-14	-	-
Pasada	San Pedro	144	jul-17	jul-17	jul-17
Pasada	Picoiquén	19	sep-14	sep-14	sep-14
Pasada	Los Hierros 02	6	nov-14	-	-
Pasada	Río Colorado	15	mar-15	-	-
Pasada	Alfalfal 02	264	sep-17	sep-17	sep-17
Pasada	Las Lajas	267	abr-18	abr-18	abr-18
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 01	136	ago-18	ago-18	ago-18
Pasada	Hidroeléctrica VIII Región 03	20	mar-21	mar-21	mar-21
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 03	20	ene-22	jun-22	ene-22
Pasada	Hidroeléctrica VII Región 02	20	oct-19	oct-19	oct-19
Pasada	Módulo 01	660	abr-22	ago-24	sep-24
Pasada	Módulo 02	500	jul-23	jul-29	jul-29
Pasada	Módulo 03	460	-	ene-30	nov-29
Pasada	Módulo 04	770	-	ene-27	jun-27
Pasada	Módulo 05	360	-	ene-31	ene-31
Pasada	Cuervo	640	ene-29	-	-

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tipo	Nombre	Potencia [MW]	Fecha de ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Biomasa Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	Santa Marta	15,7	sep-13	-	-
	Lautaro 2	22	feb-14	-	-
Carbón	Guacolda 05	152	oct-15	oct-15	oct-15
Carbón	Carbón VIII Región 01	343	abr-19	-	jul-22
Carbón	Carbón Maitencillo 03	370	ago-26	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 02	342	oct-20	-	-
Carbón	Carbón Cardones 01	342	ene-25	-	-
Carbón	Carbón Maitencillo 03	370	-	-	nov-18
Carbón	Carbón Maitencillo 04	370	-	-	may-21
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 03	10	ene-20	ene-20	ene-20
Desechos Forestales	Central Des.For. VIII Región 01	9	mar-17	mar-17	mar-17
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 01	15	sep-18	sep-18	sep-18
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 02	10	oct-18	oct-18	oct-18
Eólica	Negrete Cuel	33	nov-13	sep-13	sep-13
Eólica	Los Cururos	110	feb-14	feb-14	feb-14
Eólica	El Arrayán	115	mar-14	mar-14	mar-14
Eólica	Punta Palmeras	75	jul-14	-	-
Eólica	Eólica IV Región 03	50	ago-18	ago-18	ago-18
Eólica	Eólica Concepción 02	50	dic-18	dic-18	dic-18
Eólica	Eólica IV Región 04	50	dic-19	dic-19	dic-19
Eólica	Eólica Concepción 04	50	ene-22	ene-22	ene-22
Eólica	Eólica Concepción 01	50	nov-16	nov-16	nov-16
Eólica	Eólica IV Región 02	50	dic-17	dic-17	dic-17
Eólica	Eólica IV Región 05	50	mar-20	abr-20	abr-20
Eólica	Eólica Concepción 03	50	oct-20	oct-20	oct-20
Geotermia	Geotérmica Calabozo 02	40	sep-20	abr-20	abr-20
Geotermia	Geotérmica Calabozo 03	40	jul-21	sep-21	sep-21
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 02	40	ene-23	ene-23	ene-23
GNL	Taltal CC GNL	360	ene-17	ene-17	ene-17
GNL	Nehuenco 01 GNL	340,051	abr-15	ene-16	ene-16
GNL	Nehuenco 01 FA GNL	21,393	abr-15	ene-16	ene-16
GNL	Nehuenco 02 GNL	384,2	abr-16	ene-16	ene-16
GNL	Quintero CC FA GNL	35	jun-20	ago-21	ago-21
GNL	Quintero CC GNL	350	jun-20	ago-21	ago-21
GNL	Nueva Renca GNL	312	abr-15	ene-16	ene-16
GNL	Nueva Renca Int GNL	30	abr-15	ene-16	ene-16
GNL	Candelaria CA 01 GNL	125,3	-	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CA 02 GNL	128,56	-	feb-20	feb-20
GNL	Candelaria CC GNL	360	dic-22	-	-
GNL	Charrúa CC I	500	ago-27	-	-

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tipo	Nombre	Potencia [MW]	Fecha de ingreso		
			Caso 1	Caso 2	Caso 3
GNL	Maitencillo CC I	500	jul-25	-	-
GNL	Octopus 01 GNL	570	-	jul-18	-
GNL	Octopus 02 GNL	570	-	oct-21	-
GNL	ERA	165	-	jul-17	jul-17
GNL	GNL Charrúa 01	350	-	may-28	-
Petróleo Diesel	Yungay 04 CC Diesel	45,8	ene-14	-	-
Solar	Llano de Llampos FV	100	ene-14	ene-14	ene-14
Solar	Solar Solventus	68	-	ene-15	ene-15
Solar	San Andrés FV	50	ene-14	ene-14	ene-14
Solar	Solar CPSA	135	-	ene-17	ene-17
Solar	Solar 1S	40	-	ene-16	ene-16
Solar	ERNC 03	113	-	abr-23	abr-23
Solar	ERNC 04	63	-	ene-18	ene-18
Solar	ERNC 05	79	-	jun-20	jun-20
Solar	ERNC 06	94	-	dic-20	dic-20
Solar	ERNC 07	137	-	dic-21	dic-21
Solar	ERNC 08	114	-	dic-22	dic-22
Solar	ERNC 09	155	-	dic-22	dic-22
Solar	ERNC 10	177	-	dic-24	dic-24
Solar	ERNC 11	176	-	dic-25	dic-25
Solar	ERNC 12	64	-	jun-26	abr-26
Solar	ERNC 13	63	-	dic-27	dic-27
Solar	ERNC 14	65	-	abr-28	abr-28
Solar	ERNC 15	65	-	dic-29	dic-29
Solar	ERNC 16	67	-	abr-30	abr-30
Solar	ERNC 17	68	-	ene-31	ene-31

5.5 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en los Decretos Supremos N°316 y N°357, del 2008, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; y Decretos Exentos N° 642 y N° 942, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Asimismo, se consideraron también los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 243 de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central para los doce meses siguientes.

Por su parte, fueron incluidos en la presente fijación, los proyectos indicados en el Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

respectivas; y obras indicadas en la Resolución Exenta N°55 del 27 de enero de 2012, que incluyen lo determinado por el dictamen del Panel de Expertos en su Discrepancia N°25-2011.

Se incluye también las obras contempladas en el Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012 y las obras contempladas en el Decreto Exento N° 310 del Ministerio de Energía, de fecha 29 de julio de 2013, el cual fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

6 ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN

6.1 MARCO METODOLÓGICO

La metodología utilizada para la planificación del sistema de transmisión troncal se divide básicamente en las etapas procedimiento de adaptación y procedimiento de sensibilización.

6.2 PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN

6.2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA

La determinación de un plan de expansión de generación-transmisión es un proceso iterativo, en el cual se deben tomar una serie de decisiones en paralelo, que si bien se pueden establecer como procedimiento general, en muchos casos requiere para su concreción final, del conocimiento del sistema sobre el cual se está actuando.

En este sentido, resulta relevante la definición del escenario de expansión del segmento de generación sobre el cual se trabajará, entendiendo como “escenario” al conjunto de tecnologías factibles de ser incorporadas al sistema eléctrico considerando sus plazos de construcción, y respecto del cual se construirá el plan óptimo de obras de generación-transmisión.

Entre la información y antecedentes que se utilizan para obtener una operación esperada del sistema que represente adecuadamente las condiciones futuras de abastecimiento en función de la demanda esperada, se encuentran:

- Parque generador del SIC y SING
- Topología del sistema eléctrico y nivel de tensión de las instalaciones representadas
- Estadística hidrológica y convenios de riego
- Barras de demanda e inyección
- Desagregación de demanda por tipo, industrial y vegetativa
- Característica de la demanda por barra, según su curva de carga
- Precios de combustibles y restricciones de gas
- Horizonte de planificación

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Para el presente análisis, se ha utilizado un horizonte de planificación de 15 años más 3 años de relleno hidrológico, además de la representación de la curva de duración en 5 bloques de demanda para cada etapa de simulación.

6.2.2 ADECUACIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

La metodología empleada considera como punto de partida para la elaboración de un plan óptimo de generación, a partir del cual se deberá formular en forma armónica un desarrollo para el Sistema de Transmisión Troncal, con una adecuada seguridad y calidad de servicio. El plan de generación óptimo se encuentra adaptado a la demanda.

Para obtener el plan de obras mostrado, se formula un plan de obras inicial de generación sobre la base de las centrales generadoras disponibles en la fecha y ubicación geográfica que satisfagan la demanda distribuida a lo largo del sistema.

Se realiza una simulación de la operación con el software OSE2000 para revisar su nivel de adaptación a la demanda. Si el plan de obras simulado no se encuentra adaptado, se adecuan las fechas de ingreso de las unidades. Este proceso se repite iterativamente hasta obtener el plan adaptado de generación.

6.2.3 ADECUACIÓN Y DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Una vez definido el plan de obras de generación adaptado a la demanda, se inicia el proceso de adecuación y definición del Sistema de Transmisión Troncal (TxT). Para este proceso se utiliza el software OSE2000 para determinar las necesidades de expansión troncal iniciales y sobre la cual se verifica el comportamiento dinámico de las obras que lo requieren, mediante el software DigSilent.

Para cada plan de obras de generación adaptado, determinado conforme lo indicado anteriormente, se diseña y se adapta un sistema de transmisión mediante obras nuevas o de ampliación, considerando las eventuales restricciones de transmisión de los diferentes tramos del sistema, verificando los niveles de transmisión, niveles económicos de congestión y la distribución de probabilidad de las variables más relevantes asociadas a los flujos por las líneas tales como potencia, pérdidas, entre otras. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta encontrar el plan adaptado a cada plan de obras de generación.

A continuación, para cada plan de obras de transmisión resultante (preliminar) se verifica el cumplimiento de exigencias preestablecidas tanto de suficiencia, seguridad y calidad de servicio, mediante análisis estáticos y dinámicos. En el caso de no cumplirlas, se realiza un nuevo ajuste en las obras de transmisión.

Finalmente se calcula económicamente el plan de expansión desarrollado para determinar el nivel de inversión requerido.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

6.2.4 PROCEDIMIENTO DE SENSIBILIZACIÓN

A partir de la operación esperada del sistema para un horizonte de 15+3 años, se realiza una sensibilización centrandó el análisis en el adelanto o atraso de obras relevantes en las cuales se deba tomar la decisión de inversión en forma inmediata.

Para la sensibilización se considera el horizonte de análisis, para ello se toman los mismos valores estratégicos determinados para el año considerado como límite superior o de frontera para el período analizar, estos valores estratégicos son previamente determinados para todo el período completo de análisis.

Con los datos y el período acotado, se analiza el plan de obras de generación y transmisión para los casos base y para los distintos casos que se requiera sensibilizar.

Para discriminar entre una situación u otra, se analizan las series de costos de operación, inversión y falla, determinado la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

6.3 OBRAS DE TRANSMISIÓN

Del procedimiento descrito previamente, se obtuvieron las siguientes obras en transmisión troncal para cada escenario de generación.

6.3.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN EN SING - CASO 1 Y 3

Tabla 17: Obras de Transmisión en el SING - Caso 1 y 3

Líneas	Fecha de Operación	Potencia Max. [MW]	Tensión [kV]
Encuentro 220 - Lagunas 220 kV II	Abr-2017	290	220
Encuentro 220 – Nueva Encuentro 220	Ene-2018	772	220
Crucero 220 – Crucero Encuentro 220	Ene-2018	500	220
Crucero Encuentro 220 - Encuentro 220	Ene-2018	500	220
Nueva Tarapacá – Lagunas 220 kV	Ene-2021	900	220

Tabla 18: Obras de Transmisión en el SING - Caso 2

Líneas	Fecha de Operación	Potencia Max. [MW]	Tensión [kV]
Encuentro 220 - Lagunas 220 kV II	Abr-2017	290	220
Nueva Atacama 220 - Nueva Encuentro 220	Ene-2018	1000	220
Encuentro 220 – Nueva Encuentro 220	Ene-2018	772	220
Crucero 220 - Crucero Encuentro 220 kV	Ene-2018	500	220
Crucero Encuentro 220 - Encuentro 220 kV	Ene-2018	500	220
Nueva Atacama 220 - Crucero Encuentro 220	Ene-2018	1000	220

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

6.3.2 OBRAS DE TRANSMISIÓN EN SIC – CASO 1

Tabla 19: Obras de Transmisión en el SIC - Caso 1

Línea	Fecha de Inicio	Potencia. [MW]	Tensión [kV]
Puerto Montt 500 - Puerto Montt 220	Mar-2021	771	500
Puerto Montt 500 - Ciruelos 500 I	Mar-2021	792	500
Ciruelos 500 - Charrúa 500 I	Mar-2021	792	500
Ciruelos 500 - Ciruelos 220	Mar-2021	771	500
Puerto Montt 500 - Ciruelos 500 II	Ene-2029	792	500
Ciruelos 500 - Charrúa 500 II	Ene-2029	792	500
Cautín 500 – Pichirropulli 500	Mar-2021	700	220
Pichirropulli 500 –Puerto Montt 500	Mar-2021	700	220
Cautín 500 – Cautín 220	Ene-2029	771	500
Puerto Montt 500 – Puerto Montt 220	Ene-2029	771	500
Charrúa 500 – Cautín 500	Ene-2029	1500	500
Cautín 500 – Pichirropulli 500	Ene-2029	1500	500
Pichirropulli 220–Puerto Montt 500	Ene-2029	1500	500
Cardones 220 - Diego de Almagro 220 II	Oct-2017	290	220
Cardones 220 - Carrera Pinto 220 II	Oct-2017	290	220
Carrera Pinto 220 - Diego de Almagro II	Oct-2017	290	220
Ciruelos 220 - Pichirropulli 220 II	Oct-2017	290	220
Loncoche 220 – Ciruelos 220	Oct-2017	332	220
Ciruelos 220 – Valdivia 220	Oct-2017	332	220
Lo Aguirre 220 – Cerro Navia 220	Jun-2017	1500	220
Maitencillo 220 – Cardones 220	Sep-2016	440	220
Seccionamiento Rahue 220	Dic-2016	-	220

6.3.3 PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN SIC – CASO 2 Y 3

Tabla 20: Obras de Transmisión en el SIC - Caso 2 y 3

Línea	Fecha de Inicio	Potencia. [MW]	Tensión [kV]
Puerto Montt 500 - Puerto Montt 220 I	Mar-2021	771	500
Puerto Montt 500 - Ciruelos 500 I	Mar-2021	792	500
Ciruelos 500 - Charrúa 500 I	Mar-2021	792	500
Ciruelos 500 - Ciruelos 220 I	Mar-2021	771	500
Cautín 500 – Pichirropulli 500	Mar-2021	700	220
Pichirropulli 500 –Puerto Montt 500	Mar-2021	700	220
Cardones 220 - Diego de Almagro 220 II	Oct-2017	290	220
Cardones 220 - Carrera Pinto 220 II	Oct-2017	290	220
Carrera Pinto 220 - Diego de Almagro II	Oct-2017	290	220
Ciruelos 220 - Pichirropulli 220 II	Oct-2017	290	220

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Línea	Fecha de Inicio	Potencia. [MW]	Tensión [kV]
Loncoche 220 – Ciruelos 220	Oct-2017	332	220
Ciruelos 220 – Valdivia 220	Oct-2017	332	220
Lo Aguirre 220 – Cerro Navia 220	Jun-2017	1500	220
Maitencillo 220 – Cardones 220	Sep-2016	440	220
Seccionamiento Rahue 220	Dic-2016	-	220

6.4 FLUJOS RESULTANTES

6.4.1 CASO 1 SING (TRONCALES)

Figura 1: Tarapacá 220 – Lagunas 220

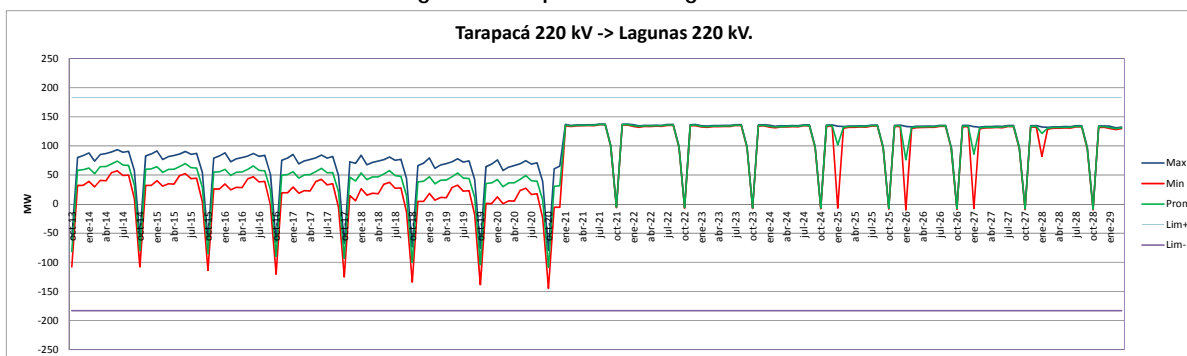


Figura 2: Crucero 220 – Encuentro 220

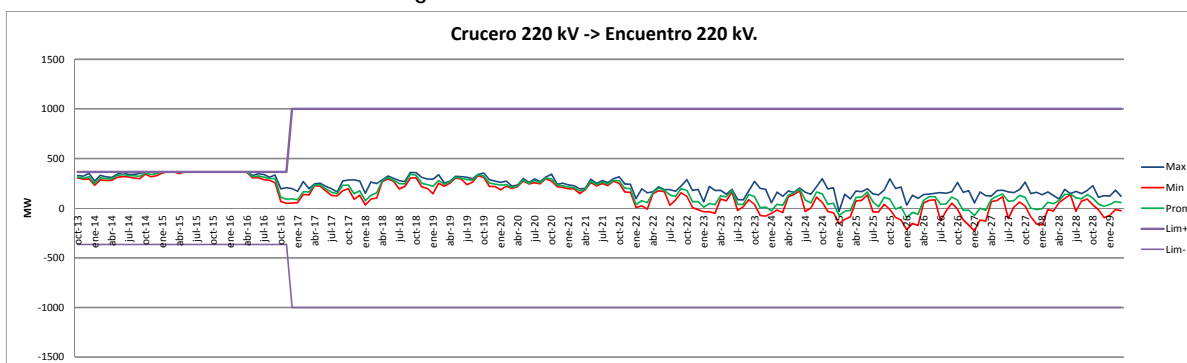
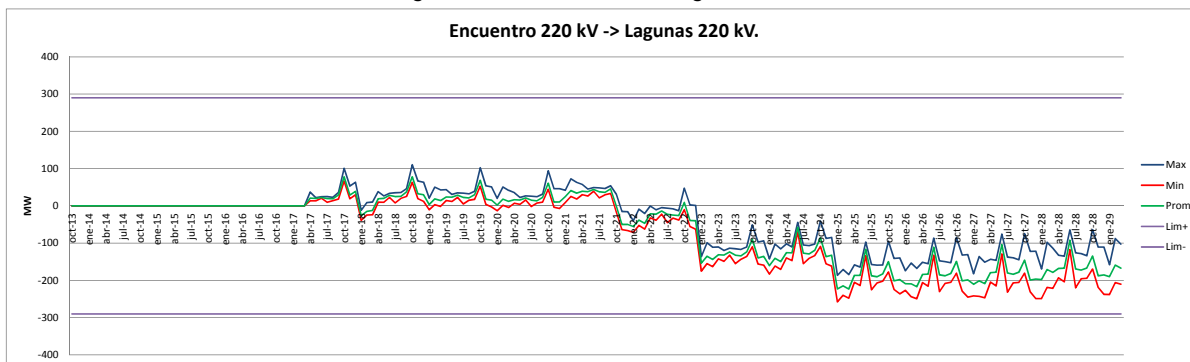


Figura 3: Encuentro 220 – Lagunas 220



6.4.2 CASO 2 SING

Figura 4: Tarapacá 220 – Lagunas 220

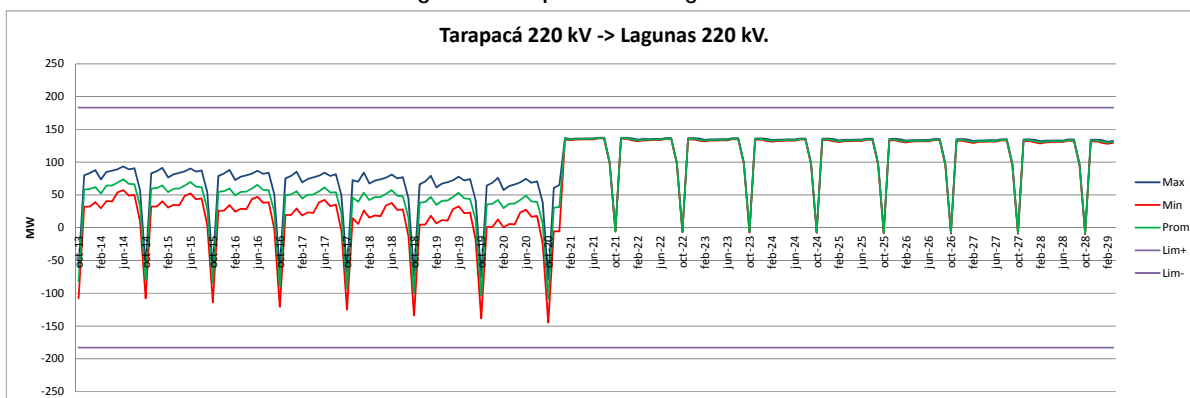
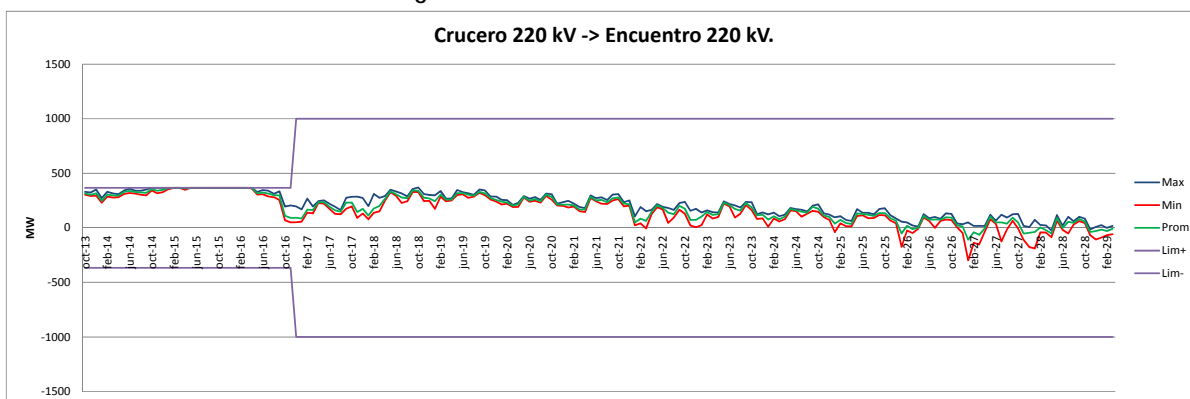
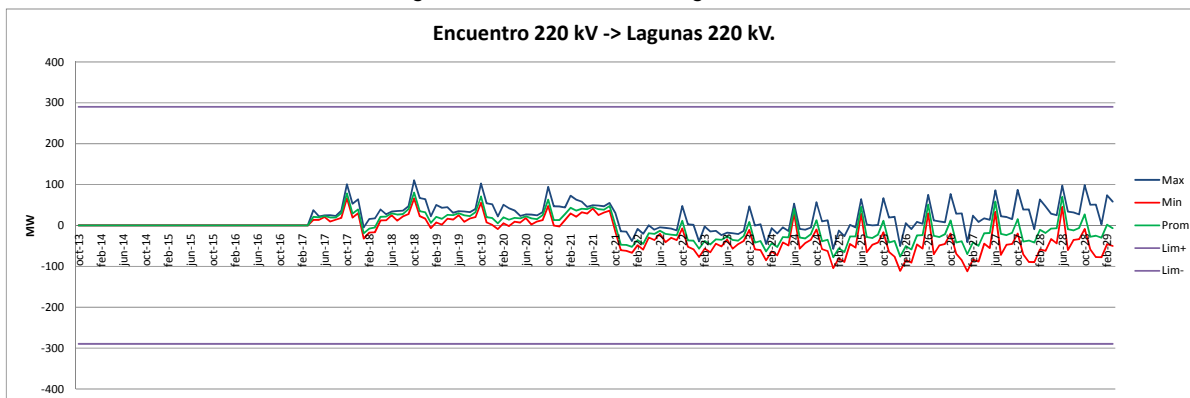


Figura 5: Crucero 220 – Encuentro 220



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Figura 6: Encuentro 220 – Lagunas 220



6.4.3 CASO 1 SIC

Figura 7: Ciruelos 500 kV – Charrúa 500 kV.

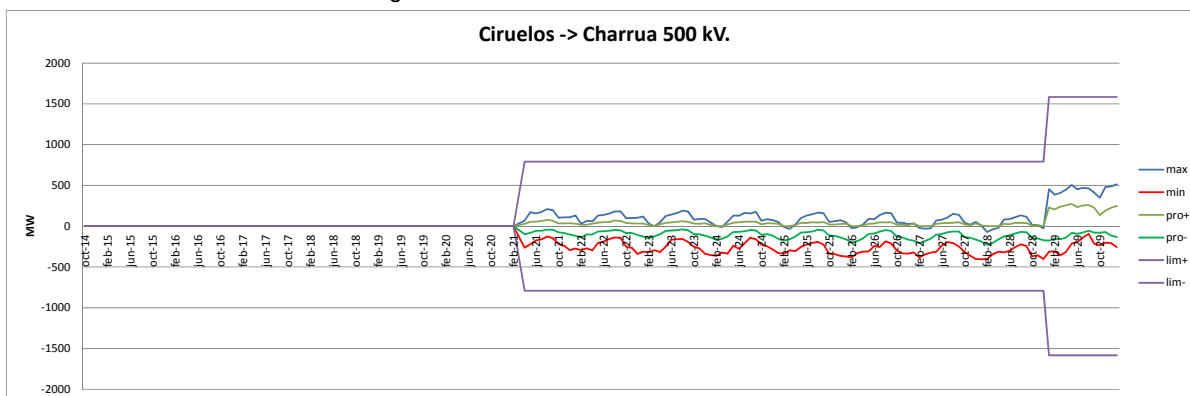


Figura 8: Ciruelos 500 kV – Ciruelos 220 kV.

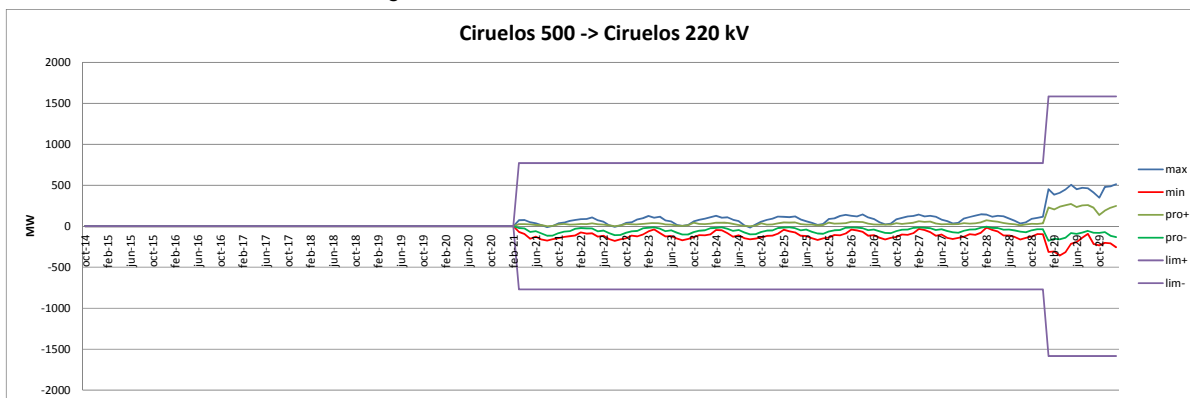


Figura 9: Puerto Montt 500 kV – Ciruelos 500 kV.

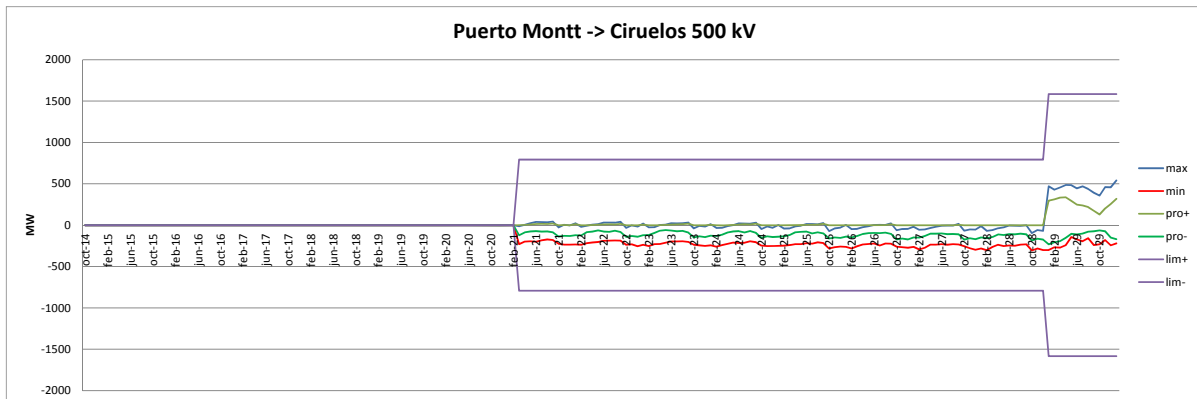
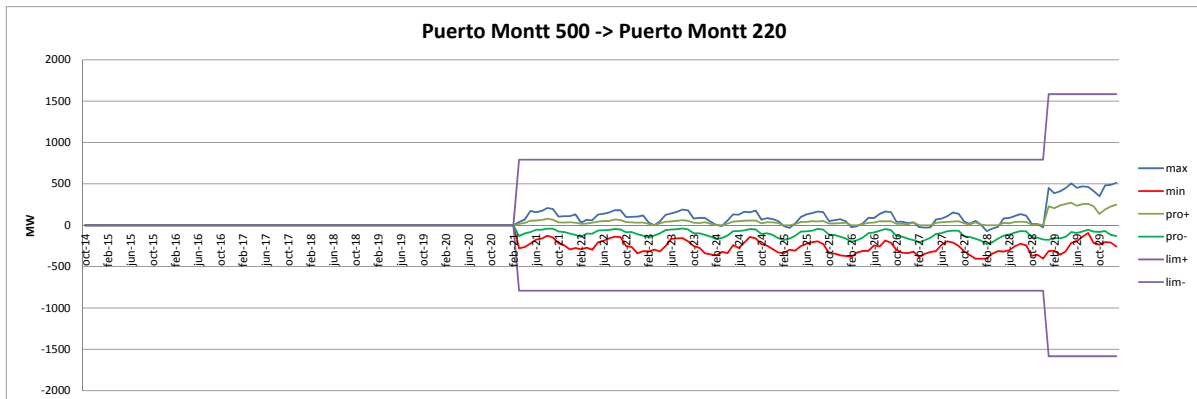


Figura 10: Puerto Montt 500 kV – Puerto Montt 220 kV.



6.4.4 CASO 2 SIC

Figura 11: Ciruelos 500 kV – Charrúa 500 kV.

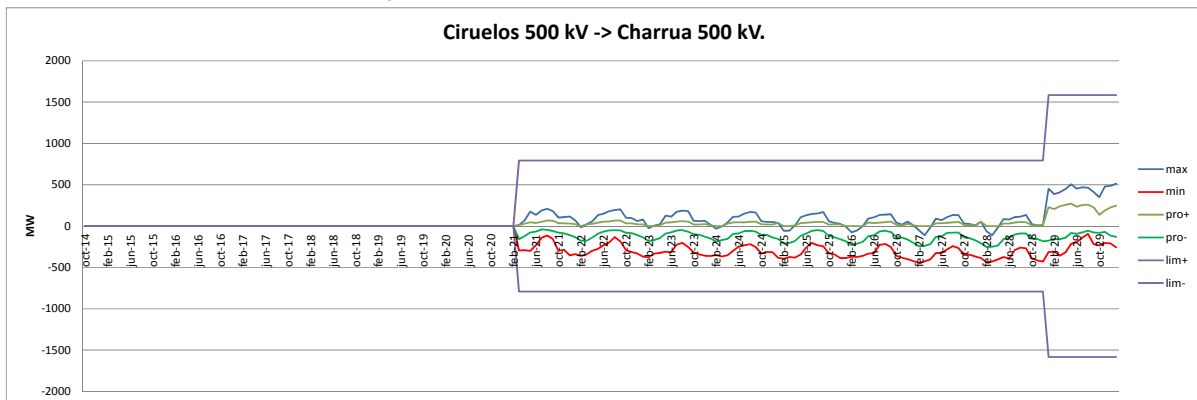


Figura 12: Ciruelos 500 kV – Ciruelos 220 kV.

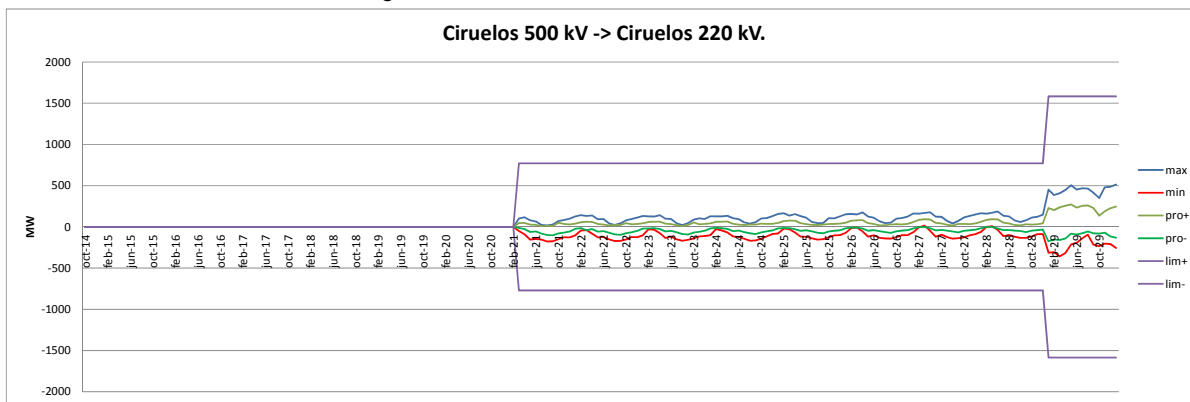


Figura 13: Puerto Montt 500 kV – Ciruelos 500 kV.

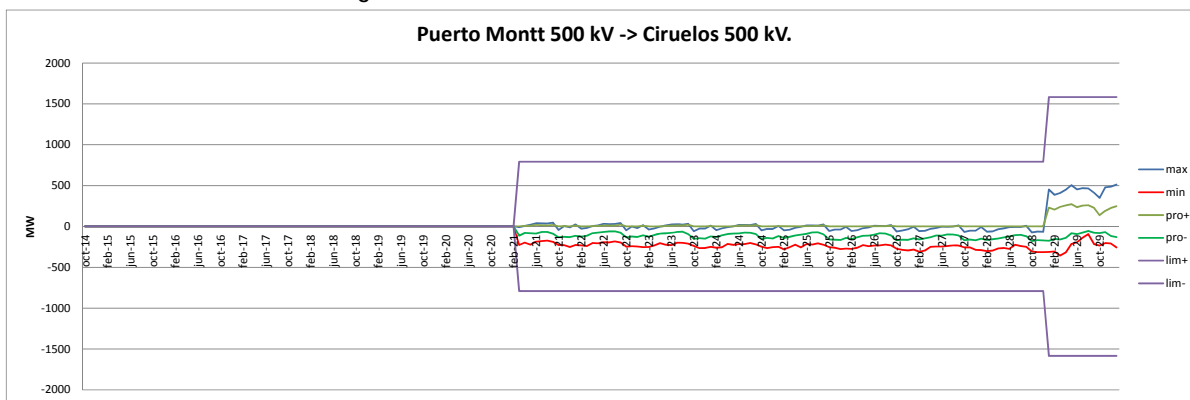
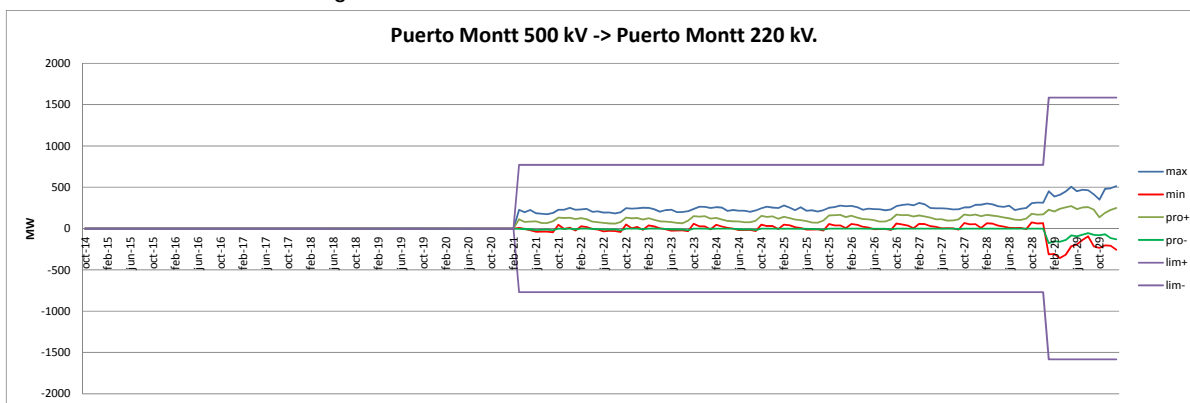


Figura 14: Puerto Montt 500 kV – Puerto Montt 220 kV.



6.4.5 CASO 3 SIC

Figura 15: Ciruelos 500 kV – Charrúa 500 kV.

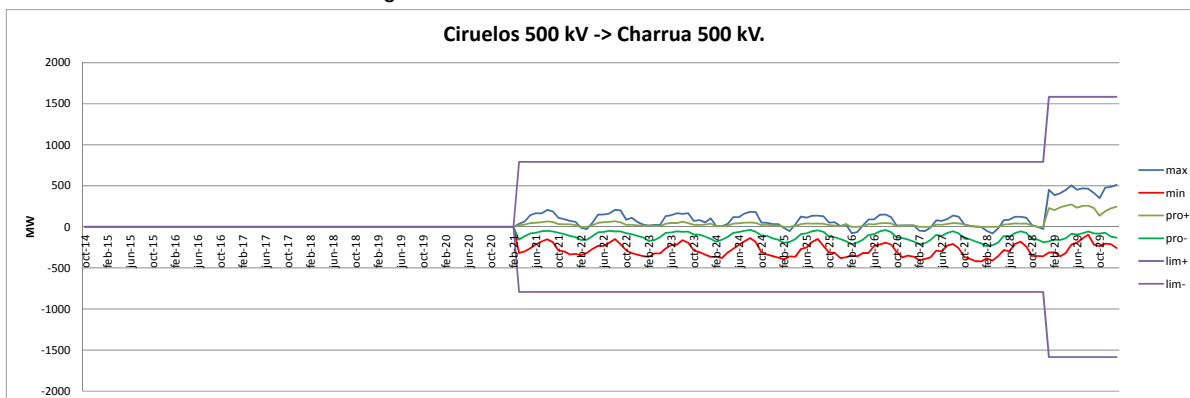


Figura 16: Ciruelos 500 kV – Ciruelos 220 kV.

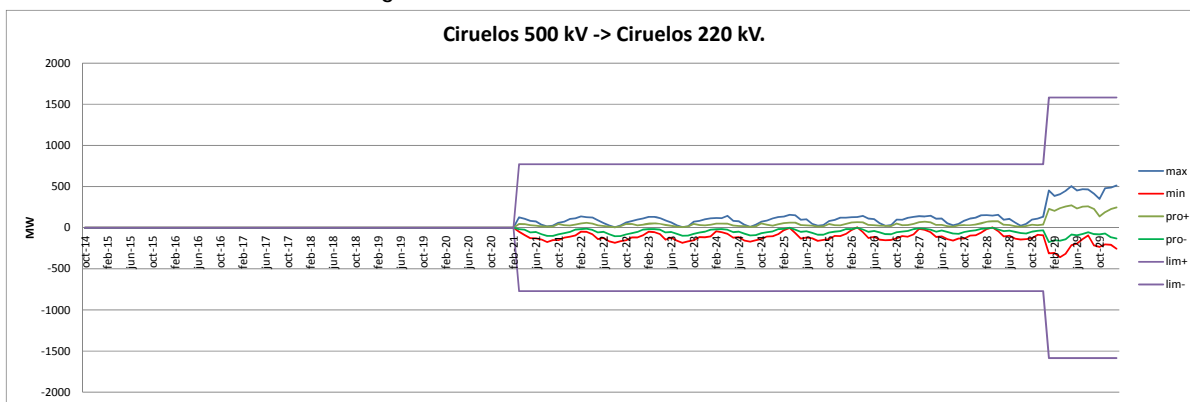


Figura 17: Puerto Montt 500 kV – Ciruelos 500 kV.

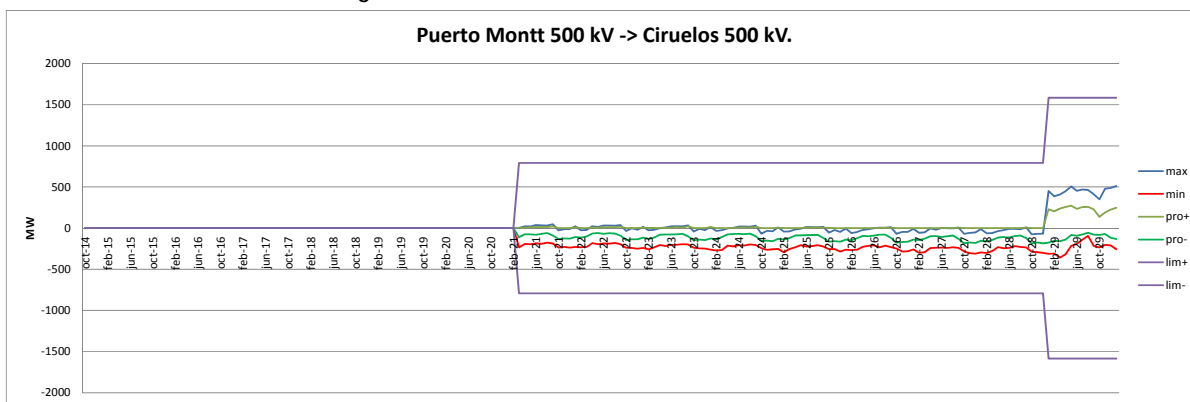
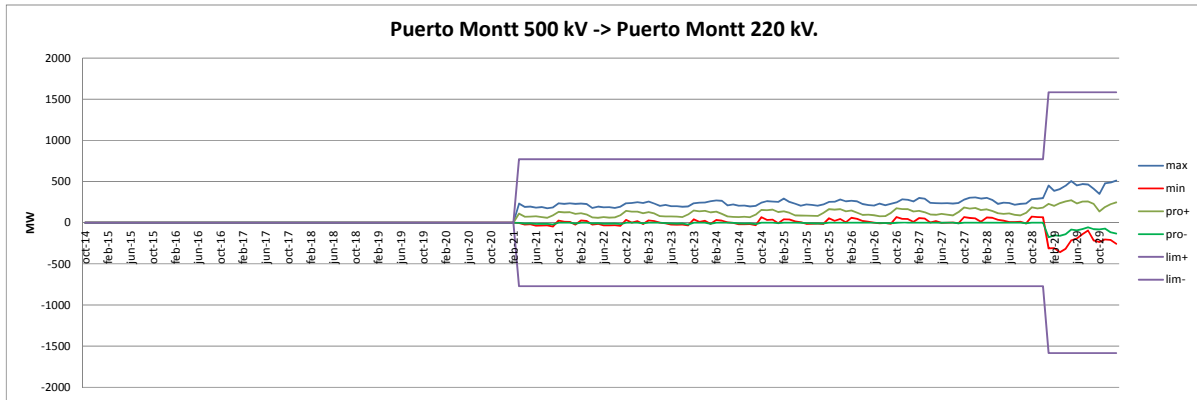


Figura 18: Puerto Montt 500 kV – Puerto Montt 220 kV.



6.5 COSTOS OPERACIONALES

Para cada escenario de generación – transmisión, se determinaron los costos esperados de operación y falla, los cuales consideran, de manera similar a las inversiones en generación, la perpetuidad del promedio de los costos operacionales de los últimos tres años. Los costos operacionales resultantes, para cada escenario de evaluación se muestran en la sección siguiente.

7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS

De acuerdo a las necesidades de transmisión detectadas, en base a la adaptación de la transmisión para los diferentes escenarios en la generación, se procedió a evaluar la conveniencia de la ejecución de éstos, en base a sensibilidades realizadas en torno a la ejecución de una u otra alternativa, o el atraso de algún proyecto en particular.

A continuación se describen las evaluaciones realizadas a las obras propuestas.

7.1 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SIC

7.1.1 NUEVO SISTEMA AL SUR DE CHARRÚA

De acuerdo a las necesidades de transmisión detectadas, para el sistema troncal al sur de Charrúa, se han evaluado diferentes alternativas de desarrollo, las que se pueden identificar a continuación:

- a) Línea 2x500 kV de Nueva Charrúa a Nueva Puerto Montt: tendido primer circuito, denominado “Desarrollo 500 kV”
Proyecto consistente en la construcción de una línea de doble circuito, con el tendido del primero, desde la nueva subestación Charrúa hacia la nueva subestación Puerto Montt, seccionada a la altura de la subestación Ciruelos,

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

mediante la construcción de una nueva subestación y la conexión de ésta a la actual subestación Ciruelos en 220 kV, además del desarrollo de una nueva subestación en las cercanías de la ciudad de Puerto Montt.

Valor de Inversión referencial de 577,46 millones de US\$

- b) Línea 2x500 kV (operada en 220kV) de Nueva Cautín a Nueva Puerto Montt, denominado “Desarrollo 220 kV”

Proyecto consistente en un tendido de doble circuito, desde una nueva subestación cercana a Cautín hacia la nueva subestación Puerto Montt, seccionada en la subestación Pichirropulli. La línea se opera en una primera etapa en 220 kV, siendo construida en su totalidad en estándar de 500 kV.

Valor de Inversión referencial de 400,71 millones de US\$

El Detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 8.1 del presente informe

Para cada plan de obras de generación, se han simulado las diferentes alternativas planteadas. Lo anterior se puede ilustrar en la siguiente tabla:

Tabla 21

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Desarrollo 220 kV	19.827,5	17.679,3	16.739,7
Desarrollo 500 kV	19.807,1	17.618,7	16.665,7

Para calcular la anualidad de cada obra propuesta de desarrollo se ha utilizado una vida útil de 40 años y una tasa de descuento del 10%. Se consideró para el caso del escenario 1 de la expansión de la generación, la conversión a 500kV en 2029 o la construcción de las líneas y de los circuitos restantes, según sea el caso, con lo cual el desarrollo del valor anual de la transmisión por tramo en valor presente a octubre 2013, es el siguiente:

Tabla 22

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Desarrollo 220 kV	327,0	253,1	253,1
Desarrollo 500 kV	381,4	316,3	316,3

Con lo anterior se construyen los costos totales para cada escenario y plan de obras de generación, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 23

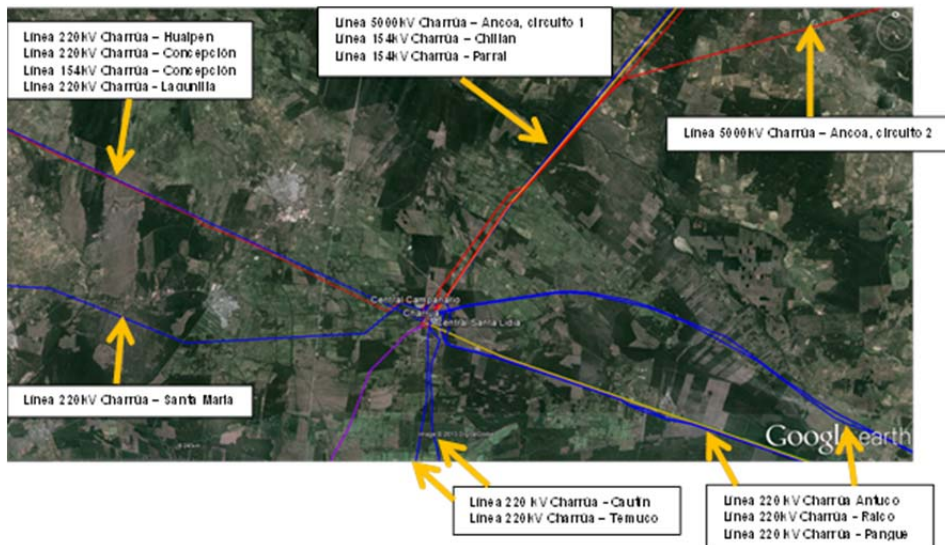
VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Desarrollo 220 kV	20.154,5	17.932,4	16.992,7
Desarrollo 500 kV	20.184,2	17.935,0	16.981,9

De los valores anteriores se puede observar que en relación a los costos totales, las diferencias entre una opción u otra resultan relativamente indiferentes para el nivel de inversión involucrado, así por ejemplo si para el caso del desarrollo en el SIC 1, resulta menor el desarrollo 220 kV, para el SIC 3 resulta en contrario, siendo para el caso del SIC 2, indiferente.

Para el presente caso, esta Comisión propone el desarrollo 500 kV como propuesta de plan de expansión, con el objeto de poder contar con un sistema en toda la extensión entre Charrúa y Puerto Montt y con ello poder contar en la zona sur con nivel de tensión de 500 kV.

7.1.2 SUBESTACIÓN NUEVA CHARRÚA

Se debe destacar el hecho que la subestación Charrúa concentra gran parte de la generación del país, por lo que a ella confluyen diferentes líneas de inyección. Adicionalmente, desde esta subestación salen diferentes líneas de transmisión en múltiples niveles de tensión, para diferentes segmentos. Lo mencionado, se puede ilustrar en la siguiente figura.



Se debe mencionar que las líneas mostradas no son todas las que confluyen a la subestación.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Para el caso de los patios de la subestación, se puede apreciar en la siguiente figura, sombreada de color, el cierre perimetral de la subestación y los diferentes patios que la conforman, mostrando la disposición y recorrido de diferentes líneas de transmisión para la llegada a los patios.

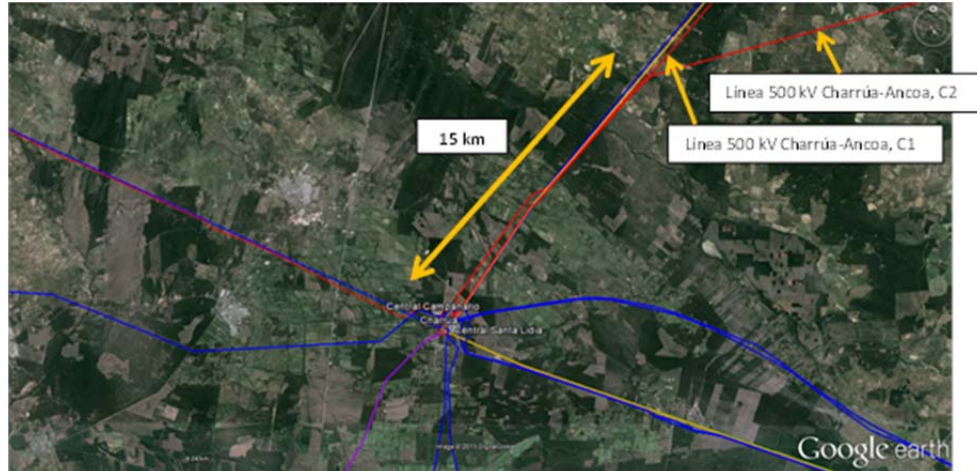


Adicionalmente, la barra de 220 kV tiene las siguientes limitaciones:

- Solo podría crecer la sección tres de la barra el cual está limitado por el patio de 154kV y las líneas de 154kV.
- Disponibilidad muy limitada para nuevos paños.
- Limitaciones de capacidad de corriente en secciones de barras.
- Acceso a nuevas posiciones de barras, se deberían construir solo por canalización subterránea, debido a múltiples cruces de líneas.

Lo anterior lleva a concluir que para la conexión de nuevas instalaciones a la subestación Charrúa en 220 kV e incluso en 500 kV, se requerirían amplios esfuerzos para poder por un lado disponer de nuevos espacios y por otro el reacondicionamiento o refuerzo de las barras o secciones de ellas, lo cual para una subestación con la magnitud de potencia que maneja, resultaría muy riesgoso y/o poco beneficioso. Cabe señalar que ante la intervención de instalaciones en servicio, se debe disponer de ellas para su ejecución, lo cual estará supeditado a las condiciones del sistema.

Para poder permitir nuevos desarrollos para diferentes segmentos, así como también el aumento del nivel de seguridad del sistema, es que se plantea el desarrollo de una nueva subestación cercana a la actual Charrúa. La ubicación de esta nueva subestación, se debiera localizar dentro de los primeros 15 km, siguiendo el trazado de las líneas 500 kV Ancoa – Charrúa circuito 1 y 2, lo cual minimiza el desarrollo de líneas de acercamiento.



Respecto a la disponibilidad de terrenos, se ha identificado que aproximadamente el 65% del tramo considerado, tendría disponibilidad para desarrollar la nueva subestación ya sea esta GIS o convencional. En la figura siguiente se muestra las áreas donde sería factible instalar la nueva subestación desde el punto de vista de identificación de áreas habitadas y la creación de nuevos corredores para las líneas de 220 y 500 kV.



El monto de inversión del proyecto asciende a 81,91 millones de dólares.

7.1.3 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA CIRUELOS – PICHIRROPULLI Y CAMBIO DE CONDUCTOR TRAMO LONCOCHE - VALDIVIA

De acuerdo a las diferentes obras propuestas y a las necesidades de transmisión, esta Comisión ha evaluado los proyectos “Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Loncoche - Valdivia 1x220 kV” y “Línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli, tendido del 2do circuito en conjunto con el primer circuito”.

Para lo anterior, se simularon las nuevas capacidades de transmisión de los proyectos en cada uno de los planes de obras de generación, para lo cual en el caso de la obra cambio de conductor se separó en el cambio de conductor en los tramos Loncoche – Ciruelos y Ciruelos – Valdivia, cuyos valores de inversión referenciales se muestran a continuación:

- a) Tendido del Segundo Circuito Ciruelos – Pichirropulli: 10,11 millones de US\$

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

- b) Cambio Conductor tamo Ciruelos – Valdivia: 7,4 millones de US\$
- c) Cambio Conductor tamo Loncoche – Ciruelos: 6,4 millones de US\$
- d) Cambio Conductor tamo Loncoche – Valdivia: 13,5 millones de US\$

Adicionalmente, con el propósito de poder analizar con un mayor detalle los proyectos mencionados, se simularon barras auxiliares en Cautín, Ciruelos y Valdivia, con las cuales se controló el cambio en los niveles de transmisión, debido a los cambios en los tramos bajo análisis.

Los costos operacionales de cada una de las alternativas y para cada plan de obras de generación, en valor presente a octubre 2013, se muestran a continuación:

Tabla 24

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Segundo Circuito Ciruelos – Pichirropulli	19.899,3	17.705,0	16.767,1
Cambio Conductor tamo Ciruelos – Valdivia	19.904,8	17.707,7	16.772,0
Cambio Conductor tamo Loncoche – Ciruelos	19.935,8	17.790,1	16.853,5
Cambio Conductor tamo Loncoche – Valdivia	19.905,2	17.702,2	16.768,2

Para calcular la anualidad de cada obra propuesta de desarrollo se ha utilizado una vida útil de 40 años y una tasa de descuento del 10%, con lo cual el desarrollo del valor anual de la transmisión por tramo en valor presente a octubre 2013, son los siguientes:

Tabla 25

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1 - SIC 2 - SIC 3
Segundo Circuito Ciruelos – Pichirropulli	7,97
Cambio Conductor tamo Ciruelos – Valdivia	6,1
Cambio Conductor tamo Loncoche – Ciruelos	5,3
Cambio Conductor tamo Loncoche – Valdivia	11,2

Los costos totales de desarrollo, se muestran en la siguiente tabla

Tabla 26

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Segundo Circuito Ciruelos – Pichirropulli	19.907,3	17.713,0	16.775,1
Cambio Conductor tamo Ciruelos – Valdivia	19.910,9	17.713,8	16.778,2

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Cambio Conductor tamo Loncoche – Ciruelos	19.941,2	17.795,4	16.858,9
Cambio Conductor tamo Loncoche – Valdivia	19.916,4	17.713,5	16.779,4

De los costos totales mostrados, se puede concluir que el tendido del segundo circuito en el tramo Ciruelos – Pichirropulli, actualmente en construcción, presenta los menores costos totales, de manera similar al cambio de conductores en los tramos aledaños. Sin embargo el tendido del segundo circuito, presenta tanto menores riesgos constructivos como de ejecución de plazos, por lo cual se recomienda el tendido del segundo circuito.

7.1.4 SECCIONAMIENTO COMPLETO EN RAHUE

Para la presente obra recomendada, se consideró un valor de inversión referencial que asciende a 7,35 millones de US\$. Adicionalmente, se simuló la condición con y sin el seccionamiento, y el atraso del seccionamiento, lo cual condujo a los siguientes costos operacionales (valor presente octubre 2013).

Tabla 27

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Sin seccionamiento	19.903,3	17.703,9	16.771,7
Seccionamiento	19.896,7	17.699,4	16.765,3
Atraso del seccionamiento	19.896,6	17.699,3	16.765,7

El desarrollo de los valores anuales de la transmisión por tramo, en valor presente a octubre 2013, ascienden a 6,0 millones de dólares, mientras que atrasar un año la puesta en servicio del seccionamiento resulta en 5,4 millones de dólares. Los costos totales, se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 28

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Sin seccionamiento	19.903,3	17.703,9	16.771,7
Seccionamiento	19.902,7	17.705,4	16.771,3
Atraso del seccionamiento	19.902,0	17.704,7	16.771,1

De lo anteriormente expuesto, se puede concluir que las alternativas evaluadas resultan desde el punto de vista de los costos totales, indiferentes. Sin embargo, considerando que al seccionar se pueden obtener flujos más equilibrados por las líneas, se puede aumentar el nivel de seguridad y teniendo en consideración lo recomendado por el CDEC-SIC, se propone la ejecución del proyecto seccionamiento completo en subestación Rahue.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

**7.1.5 SECCIONAMIENTO BARRAS PRINCIPALES Y DE TRANSFERENCIA 500 KV
SUBESTACIONES ALTO JAHUEL, ANCOA Y CHARRÚA**

La expansión del sistema de transmisión, especialmente de 500 kV entre Charrúa y Alto Jahuel, contempla el desarrollo de nuevas líneas, por lo cual en el corto-mediano plazo, se contará con cuatro circuitos entre las subestaciones mencionadas, las cuales en 500 kV cuentan con una configuración de doble barra con barra de transferencia.

La configuración antes mencionada, obligará a conectar, permanentemente dos circuitos de 500 kV a cada sección de barra, por lo que ante la eventualidad de la salida de una barra, se perderían dos circuitos en 500 kV.

Con el objeto de subsanar lo anterior y permitir una operación segura del sistema, se recomienda el seccionamiento de las barras principales y de transferencia en 500 kV de las subestaciones Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa.

Los montos de inversión considerados son los siguientes:

Seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel: 17,90 millones de US\$

Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa: 17,90 millones de US\$

Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa: 17,90 millones de US\$

Cabe señalar que los presentes proyectos, se deben licitar en conjunto con el fin de posibilitar la conexión de cada circuito a una sección de barra.

**7.1.6 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO DE NUEVA LÍNEA CARDONES – DIEGO DE
ALMAGRO 2X220 KV Y SECCIONAMIENTO DE S/E CARRERA PINTO**

Actualmente, se encuentra en ejecución la construcción de la línea Cardones – Diego de Almagro con el tendido del primer circuito, proyecto que viene a proveer mayor seguridad al tramo Diego de Almagro – Carrera Pinto – Cardones.

Se evalúa el tendido del segundo circuito, de la línea actualmente en construcción y del seccionamiento de éste en Carrera Pinto. Los montos de inversión considerados son los siguientes:

Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro: 18,03 millones de US

Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en subestación Carrera Pinto (Obras en Carrera Pinto) : 21,22 millones de US\$

En cada plan de obras de generación, se procedió a simular el tendido del segundo circuito y con el seccionamiento en Carrera Pinto. El valor presente a octubre 2013 de los costos operacionales se muestra a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tabla 29

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Sin segundo cto	19.923,2	17.798,7	16.802,8
Segundo cto tendido	19.876,9	17.679,3	16.739,7
Segundo cto seccionado en C.P.	19.872,3	17.663,4	16.732,8

El desarrollo de los valores anuales de la transmisión por tramo en valor presente a octubre 2013, ascienden a 13,4 y 15,9 millones de dólares para los casos de tendido del segundo circuito y el seccionamiento en Carrera Pinto. Los costos totales de desarrollo para este caso, son los siguientes:

Tabla 30

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Sin segundo cto	19.923,2	17.798,7	16.802,8
Segundo cto tendido	19.890,3	17.692,7	16.753,1
Segundo cto seccionado en C.P.	19.888,2	17.679,2	16.748,6

De lo anterior se puede observar que resulta conveniente el tendido del segundo circuito, con el seccionamiento en Carrera Pinto, por lo cual se recomienda esta obra.

7.1.7 SECCIONAMIENTO BARRA PRINCIPAL EN SUBESTACIÓN CARRERA PINTO

El proyecto consiste la incorporación de un paño seccionador de barra que permita crear una segunda sección de barra. Lo anterior con la finalidad de seccionar el circuito 2 de la línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV.

El Valor de Inversión referencial de esta obra asciende a 3,19 millones de dólares, los cuales se encuentran considerados, en la evaluación económica mostrada en el numeral anterior.

Dada la necesidad de la obra de seccionamiento en Carrera Pinto del tramo Cardones – Diego de Almagro segundo circuito, se recomienda la presente obra.

7.1.8 AUMENTO DE CAPACIDAD DEL TRAMO LO AGUIRRE – CERRO NAVIA 2X220 KV

El proyecto consiste en realizar el cambio de conductor de la actual línea Alto Melipilla – Cerro Navia, en su tramo Lo Aguirre – Cerro Navia, por conductor de alta temperatura, que permita una capacidad de transferencia de 500 MVA por cada circuito. Lo anterior, permitiría aminorar los efectos de un eventual atraso en el ingreso en operación del proyecto de la Obra Nueva Línea Lo Aguirre – Cerro Navia.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

El VI referencial considerado del proyecto asciende a 13,23 millones de dólares, mientras que el desarrollo de los valores anuales de la transmisión por tramo en valor presente a Octubre-2013 asciende a 11,56 millones de dólares.

Se procedió a simular los efectos del atraso en el ingreso en operaciones del proyecto de la Obra Nueva y la condición de atraso en conjunto con la ejecución de la obra de ampliación. Se supuso, disponible sólo un circuito de la actual línea, mientras se ejecutan los trabajos, para luego liberar la citada restricción. Los costos operacionales de los casos simulados, se muestran a continuación:

Tabla 31

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Obra Nueva (O.N.)	20.117,1	17.892,0	16.953,8
Atraso Obra Nueva	20.141,2	17.916,3	16.983,4
Atraso O.N. con Cambio Conductor	20.240,7	17.985,4	17.050,8

Se puede apreciar que en el caso del atraso de la O.N. y la ejecución de la obra de ampliación, los costos operacionales, resultan mayores que en los otros casos. Lo anterior se explica, debido a la restricción modelada, durante el cambio de conductor. Si se considera una manera de ejecutar el proyecto, manteniendo la capacidad total de los dos circuitos de tramo Lo Aguirre – Cerro Navia, los costos totales de desarrollo son los siguientes:

Tabla 32

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Obra Nueva (O.N.)	20.117,1	17.892,0	16.953,8
Atraso Obra Nueva	20.141,2	17.916,3	16.983,4
Atraso O.N. con Cambio Conductor	20.101,1	17.890,1	16.966,1

La tabla de arrepentimientos se muestra a continuación:

Tabla 33

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Obra Nueva (O.N.)	15,9	1,9	0
Atraso Obra Nueva	40,1	26,3	29,6
Atraso O.N. con Cambio Conductor	0,0	0,0	12,4

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

De lo anterior, se puede desprender que la opción de desarrollo de la obra de ampliación resulta relativamente indiferente en relación a su no desarrollo y que la obra nueva ingrese en operación, pero siempre ambas son mejor opción que el atraso de la obra nueva. Lo anterior se cumpliría siempre y cuando la técnica constructiva asegure la disponibilidad, el 100% del tiempo, de los dos circuitos de la actual línea Alto Melipilla – Cerro Navia, con el objeto de evitar el sobre costo de no disponer de un circuito de la mencionada línea durante el cambio de capacidad.

Por otra parte, y en base a lo recomendado por el CDEC-SIC, se recomienda la presente obra bajo la condición de que el actual proceso licitatorio de la Obra Nueva Lo Aguirre – Cerro Navia se declare desierto por parte de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC y que la técnica constructiva que se emplee para el cambio de los conductores y/o para la ejecución del proyecto completo, permita disponer el 100% del tiempo los dos circuitos de la actual línea Alto Melipilla – Cerro Navia 2x220 kV. En caso contrario, la Obra y su licitación no se deberán ejecutar.

7.1.9 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA MAITENCILLO – CARDONES 1X220 KV

El proyecto consiste básicamente en el repotenciamiento del circuito de propiedad de Transelec del tramo Maitencillo – Cardones 220 kV, mediante la modificación de estructuras y el reemplazo de aisladores, para aumentar la distancia al suelo de los conductores. Se procedió a simular el cambio en los niveles de transferencia del tramo completo, obteniéndose los siguientes resultados en los costos operacionales:

Tabla 34

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Sin Obra	19.892,6	17.688,4	16.748,6
Modificación línea.	19.827,5	17.674,8	16.735,9

El monto de inversión considerado asciende a 6,84 millones de US\$, por lo que el desarrollo del valor anual de la transmisión por tramo, en valor presente a octubre de 2013, asciende a 5,9 millones de US\$.

Los costos totales, se muestran a continuación:

Tabla 35

VP Oct-13 millones de dólares	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Sin Obra	19.892,6	17.688,4	16.748,6
Modificación línea.	19.833,3	17.680,7	16.741,8

De la tabla anterior, se puede concluir la conveniencia de la ejecución de la obra.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

7.1.10 NORMALIZACIÓN DE PATIO DE 220 KV S.E. CHENA

El proyecto consiste en la conexión de las posiciones GIS de propiedad de Transelec con la futura barra de transferencia del patio de 220 kV, y la ampliación de las posiciones de los paños convencionales de la línea Alto Jahuel – Chena 2x220 kV también de propiedad de Transelec, a la futura barra de transferencia.

En relación al proyecto de normalización, cabe señalar que el cumplimiento de la normativa y en particular de las exigencias contenidas en la NTSyCS, es de responsabilidad y obligación de los propietarios de cada instalación, así como de los desarrolladores de los mismos proyectos, por lo cual esta Comisión no recomienda la presente obra como parte del Plan de Expansión.

7.1.11 SUBESTACIÓN NUEVA CRUCERO - ENCUENTRO

En el presente plan de expansión, se propone el desarrollo de una nueva subestación que conecte las subestaciones Crucero y Encuentro, con el objeto de evitar mayores inversiones en las subestaciones existentes, debido al aumento de las necesidades de transferencias en las barras de cada subestación. La propuesta de aumento de la capacidad de transmisión entre las subestaciones Encuentro y Nueva Encuentro, al menos gatillaría la expansión, de las barras de la subestación Encuentro, para posibilitar el manejo de la potencia que se encontraría disponible. Como opción a este desarrollo del sistema se evalúa la construcción de la nueva subestación junto con los enlaces a las subestaciones existentes, seccionando la actual línea Crucero – Encuentro 220 kV.

Los presupuestos de inversión para cada alternativa, se muestra a continuación:

Caso Desarrollo Refuerzo Encuentro – Nueva Encuentro, denominado “Desarrollo Encuentro”:

- a) Repotenciamiento de Barras a 1000 MVA en Encuentro: 14,2 millones de US\$
- b) Refuerzo Encuentro – Nueva Encuentro: 35,59 millones de US\$
- c) Ampliación Nueva Encuentro, Línea Atacama – Nueva Encuentro: 6,5 millones de US\$
- d) Nueva Línea 2x220 kV Nueva Encuentro – Atacama: 128,7 millones de US\$

Caso Desarrollo Nueva Subestación, denominado “Desarrollo Nueva Subestación”:

- e) Nueva Subestación: 16,4 millones de US\$
- f) Líneas de Enlace a Crucero y Encuentro: 6,64 millones de US\$
- g) Nueva Línea 2x220 kV Nueva Crucero Encuentro – Atacama: 153,7 millones de US\$

Los costos operacionales para los escenarios de expansión de la generación 1 y 2, con el desarrollo de la nueva subestación y la obra propuesta por el CDEC-SING, se muestran a continuación en valor presente a octubre 2013:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tabla 36

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Desarrollo Encuentro	12.287,9	12.545,6
Desarrollo Nueva Subestación	12.288,0	12.555,0

Los costos de inversión de cada alternativa tomando en cuenta el desarrollo de los valores anuales de la transmisión por tramo, en valor presente a octubre 2013, son los siguientes:

Tabla 37

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Desarrollo Encuentro	41,53	139,43
Desarrollo Nueva Subestación	18,60	126,84

Cabe señalar que para el escenario de expansión de la generación 1, no se contempla el desarrollo de la línea proveniente de la zona de Mejillones. A continuación se muestran los costos totales de desarrollo a incurrir para cada caso.

Tabla 38

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Desarrollo Encuentro	12.329,4	12.685,1
Desarrollo Nueva Subestación	12.306,6	12.681,9

A continuación se muestra la tabla de arrepentimientos obtenida de los resultados anteriores:

Tabla 39

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Desarrollo Encuentro	22,7	3,2
Desarrollo Nueva Subestación	0	0

De acuerdo a la tabla anterior, los costos totales de desarrollo resultan relativamente similares siendo de todas formas la alternativa de desarrollo de la nueva subestación la que ofrecería mejores resultados. Adicionalmente, se debe considerar que tanto el refuerzo del tramo Nueva Encuentro – Encuentro y el eventual repotenciamiento de las barras en la subestación Encuentro, implicaría intervenir instalaciones en servicio, lo cual presentaría por un lado, los naturales riesgos que ello conlleva y por otro, costos de eventuales desconexiones, las que podrían terminar costando aún más al sistema.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, se recomienda el desarrollo de la nueva subestación y la no ejecución del refuerzo del tramo Encuentro – Nueva Encuentro, en el presente plan de expansión.

7.1.12 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO – LAGUNAS

Se evalúa la conveniencia del tendido del segundo circuito de la actual línea en construcción, Encuentro - Lagunas. Para ello, se considera un monto de inversión de 12,52 millones de US\$.

Se procedió a simular, con la inclusión del segundo circuito y el efecto en los costos operaciones, a octubre 2013, se puede observar en la siguiente tabla para cada escenario de generación simulado:

Tabla 40

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Segundo circuito tendido	12.287,4	12.541,4
Sin proyecto	12.313,6	12.542,6

El desarrollo del valor anual de la transmisión por tramo, en valor presente a octubre de 2013, asciende a 10,96 millones de US\$. Los costos totales de desarrollo son los que a continuación se muestran:

Tabla 41

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Segundo circuito tendido	12.298,4	12.552,3
Sin proyecto	12.313,6	12.542,6

A continuación se muestra la tabla de arrepentimientos obtenida de los resultados anteriores:

Tabla 42

VP Oct-13 millones de dólares	SING 1	SING 2
Segundo circuito tendido	0	9,7
Sin proyecto	15,2	0

De la tabla anterior se puede apreciar que los costos totales de desarrollo contando con el segundo circuito son relativamente similares que la alternativa sin el desarrollo del proyecto. Dado lo anterior y teniendo en cuenta los análisis realizados por parte del CDEC-SING para la zona en cuestión, se recomienda el desarrollo del segundo circuito para contar con un

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

mayor nivel de seguridad en caso de ocurrir las contingencias que el CDEC-SING menciona, las cuales podrían resultar en importantes costos para el sistema de no contar con el segundo circuito de la obra nueva Encuentro – Lagunas.

8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se estudiaron como factibles de construir se valorizaron considerando los precios unitarios equipos y materiales se obtendrán del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión 2013.

Los costos de construcción considerarán, cuando sea necesario, campamento para el personal o en su defecto una disminución del rendimiento del trabajo de construcción por tiempo de traslado del personal.

La valorización de las obras de expansión de los sistemas de transmisión troncal consideradas en el estudio fue calculado conforme a la siguiente metodología.

Metodología

Para cada proyecto de la transmisión, se efectuó un análisis de constructibilidad del proyecto considerando los siguientes aspectos:

- **Análisis Sistémico:** Comprende el análisis de la factibilidad de disponer de las instalaciones durante la construcción, lo cual es particularmente relevante en la modificación de instalaciones en servicio. Esto determina el método constructivo y plazo de ejecución.
- **Valorización:** Corresponde a la cubicación de las obras físicas y costos asociados respecto al plazo y método constructivo definido. Para la valorización de las instalaciones de expansiones de líneas de alta tensión se consideraran los siguientes conceptos y metodología que se explica en la siguiente tabla:

En los costos se han considerado al menos los siguientes ítems:

- a) Ingeniería de desarrollo y de construcción
- b) Suministros Principales
- c) Faenas, Obras Civiles
- d) Medio Ambiente
- e) Construcción y montaje
- f) Fletes
- g) Pruebas y Puesta en servicios
- h) Inspección Técnica de Obras y gestión de permisos
- i) Gastos Generales y utilidad del contratista (incluye la gestión de dirección del contratista, sus gastos propiamente tal, utilidad, seguros y prevención de riesgos de la obra, entre otros)

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

- j) Gestión de dirección de Contrato del mandante, cuando se requiere
- k) Imprevistos
- l) Servidumbres y/o terrenos
- m) Financiamiento
- n) Otros.

Para el caso de terrenos y/o servidumbres, cuando es necesario, se han valorizados según montos de proyectos o valores actuales transados según la zona y lugar que se trata.

El calibre de los conductores se determinó para llevar la potencia nominal del circuito con una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura del conductor de 65 °C.

Los costos de construcción considerarán, cuando se estima necesario, campamento para el personal o en su defecto una disminución del rendimiento del trabajo de construcción por tiempo de traslado del mismo.

8.1 PRESUPUESTO DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

8.1.1 VALORIZACIONES DE OBRAS DETALLADAS POR PARTES DE OBRAS DEL SING

8.1.1.1 Obras de subestaciones del SING:

Nueva Subestación Crucero Encuentro	Miles US\$
S/E Nueva Charrúa 2 Diagonales de 200 kV 2 Medias diagonales de 200 kV Patio de 220 kV: Terreno, ssc, cierros, caminos, espacio para 6 futuras diagonales	16.380
Línea 2x220 kV de conexión a S/E Crucero y S/E Encuentro 6 km de conductor de 500 MVA (3 km cada tramo de conexión)	6.639
COSTO TOTAL PROYECTO	23.019

8.1.1.2 Obras de líneas del SING:

Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas		Miles US\$
1	Costos Directos	8.846
1.1	Ingeniería	270
1.2	Instalación de Faenas	180
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	8.396

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas		Miles US\$
2	Costos Indirectos	2.831
2.1	Gastos generales y Seguros	1.239
2.2	Inspección técnica de obra	265
2.3	Utilidades del contratista	885
2.1	Contingencias	442
3	Monto Contrato	11.677
4	Intereses Intercalarios	839
COSTO TOTAL PROYECTO		12.517

8.1.2 VALORIZACIONES DE OBRAS DETALLADAS POR PARTES DE OBRAS DEL SIC

8.1.2.1 Obras de subestaciones del SIC:

Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto		Miles US\$
1	Costos Directos	1.958
1.1	Ingeniería	124
1.2	Instalación de Faenas	99
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	1.735
2	Costos Indirectos	881
2.1	Gastos generales y Seguros	274
2.2	Inspección técnica de obra	215
2.3	Utilidades del contratista	196
2.1	Contingencias	196
3	Monto Contrato	2.839
4	Intereses Intercalarios	241
5	Costo Empresa	114
COSTO TOTAL PROYECTO		3.194

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Seccionamiento barras 500kV subestación Alto Jahuel		Miles US\$
1	Costos Directos	11.946
1.1	Ingeniería	849
1.2	Instalación de Faenas	339
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	10.758
2	Costos Indirectos	3.942
2.1	Gastos generales y Seguros	1.672
2.2	Inspección técnica de obra	239
2.3	Utilidades del contratista	1.195
2.1	Contingencias	836
3	Monto Contrato	15.888
4	Intereses Intercalarios	1.372
5	Costo Empresa	636
COSTO TOTAL PROYECTO		17.896

Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa		Miles US\$
1	Costos Directos	11.946
1.1	Ingeniería	849
1.2	Instalación de Faenas	339
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	10.758
2	Costos Indirectos	3.942
2.1	Gastos generales y Seguros	1.672
2.2	Inspección técnica de obra	239
2.3	Utilidades del contratista	1.195
2.1	Contingencias	836
3	Monto Contrato	15.888
4	Intereses Intercalarios	1.372
5	Costo Empresa	636
COSTO TOTAL PROYECTO		17.896

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa		Miles US\$
1	Costos Directos	11.946
1.1	Ingeniería	849
1.2	Instalación de Faenas	339
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	10.758
2	Costos Indirectos	3.942
2.1	Gastos generales y Seguros	1.672
2.2	Inspección técnica de obra	239
2.3	Utilidades del contratista	1.195
2.1	Contingencias	836
3	Monto Contrato	15.888
4	Intereses Intercalarios	1.372
5	Costo Empresa	636
COSTO TOTAL PROYECTO		17.896

Seccionamiento completo en Subestación Rahue		Miles US\$
1	Costos Directos	4.622
1.1	Ingeniería	318
1.2	Instalación de Faenas	130
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	4.173
2	Costos Indirectos	1.913
2.1	Gastos generales y Seguros	647
2.2	Inspección técnica de obra	185
2.3	Utilidades del contratista	462
2.1	Contingencias	619
3	Monto Contrato	6.535
4	Intereses Intercalarios	556
5	Costo Empresa	261
COSTO TOTAL PROYECTO		7.352

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Nueva Subestación Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa	Miles US\$
Línea de enlace 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa 15 km de línea 2x220 kV y de capacidad 1000 MVA	14.132
S/E Nueva Charrúa 2 Diagonales de 500 kV 1 Media diagonal de 500 kV 1 Diagonal de 220 kV 1 Media diagonal de 220 kV 4 Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA con unidad de reserva Patio de 500 kV: Terreno, ssc, cierros, caminos, espacio para futuras Patio de 220 kV: Terreno, ssc, cierros, caminos, espacio para futuras expansiones	57.174
S/E Charrúa 2 Paños de línea de 220 kV 0,5 km de cable subterráneo de 1000 MVA para ingreso a S/E Charrúa, incluye patio de mufas.	10.608
COSTO TOTAL PROYECTO	81.914

8.1.2.2 Obras de líneas del SIC:

Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en subestación Carrera Pinto		Miles US\$
1	Costos Directos	12.676
1.1	Ingeniería	542
1.2	Instalación de Faenas	275
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	11.858
2	Costos Indirectos	3.929
2.1	Gastos generales y Seguros	1.775
2.2	Inspección técnica de obra	254
2.3	Utilidades del contratista	1.268
2.1	Contingencias	634
3	Monto Contrato	16.605
4	Intereses Intercalarios	1.421
COSTO TOTAL PROYECTO		18.026

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli		Miles US\$
1	Costos Directos	7.146
1.1	Ingeniería	280
1.2	Instalación de Faenas	168
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	6.698
2	Costos Indirectos	2.287
2.1	Gastos generales y Seguros	1.000
2.2	Inspección técnica de obra	214
2.3	Utilidades del contratista	715
2.1	Contingencias	357
3	Monto Contrato	9.432
4	Intereses Intercalarios	681
COSTO TOTAL PROYECTO		10.113

Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	4.184
1.1	Ingeniería	185
1.2	Instalación de Faenas	102
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	3.898
2	Costos Indirectos	1.971
2.1	Gastos generales y Seguros	586
2.2	Inspección técnica de obra	377
2.3	Utilidades del contratista	418
2.1	Contingencias	590
3	Monto Contrato	6.155
4	Intereses Intercalarios	436
5	Costo Empresa	246
COSTO TOTAL PROYECTO		6.837

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220 kV		Miles US\$
1	Costos Directos	8.429
1.1	Ingeniería	502
1.2	Instalación de Faenas	201
1.3	Suministros, Obras Civiles, Faenas	7.726
2	Costos Indirectos	3.287
2.1	Gastos generales y Seguros	1.180
2.2	Inspección técnica de obra	421
2.3	Utilidades del contratista	843
2.1	Contingencias	843
3	Monto Contrato	11.716
4	Intereses Intercalarios	1.045
5	Costo Empresa	469
COSTO TOTAL PROYECTO		13.230

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Nuevo Sistema 2 x 500 kV, primer circuito	Miles
Nueva Charrúa – Nueva Ciruelos – Nueva Puerto Montt	US\$
Nueva línea 2x500 kV Nueva Charrúa - Nueva Ciruelos, tendido un circuito	231.970
Nueva línea 2x500 kV Nueva Ciruelo - Nueva Puerto Montt, tendido un circuito	172.935
Nueva línea 2x220 kV Nueva Ciruelo - Ciruelo	9.879
Nueva línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Circuito 1 de línea Rahue - Puerto Montt	7.945
SE NUEVA CHARRUA Media diagonal de 550 kV Reactores de 500kV, 150 MVAR Paños de reactores de línea de 500 kV Sistema MAIS o compatible	20.062
SE NUEVA CIRUELOS Diagonal de 500kV y 1 media Diagonal 500 kV Diagonal de 220kV y 1 media Diagonal 220 kV Reactores de 500kV, 150 MVAR y 100 MVAR Paños de reactores de línea 500 kV Sistema MAIS o compatible Autotransformador 500/220kV, 250MVA cada unidad Espacio para futuras expansiones	75.474
SE NUEVA PUERTO MONTT Diagonal de 500 kV Diagonal de 220kV y 1 media Diagonal 220 kV Reactores de 500kV, 100 MVAR Paños de reactores de línea 500 kV Sistema MAIS o compatible Autotransformador 500/220kV, 250MVA cada unidad Espacio para futuras expansiones	54.298
SE CIRUELOS Paños de 220 kV	4.899
COSTO TOTAL PROYECTO	577.462

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores N° 222, Piso 10, Santiago

Artículo Segundo:

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

Anótese.

JUAN MANUEL CONTRERAS SEPÚLVEDA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía



Distribución:

- 1. Destinatarios;
- 2. Direcciones CDEC-SIC;
- 3. Direcciones CDEC-SING;
- 4. Ministerio de Energía;
- 5. Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- 6. Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE;
- 7. Área Jurídica CNE;
- 8. Área Eléctrica CNE;
- 9. Archivo Res. Exentas.