



NECESIDADES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

**SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE**

**Enero de 2017
Santiago de Chile**

ÍNDICE

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN | 5 |
| 2 | RESUMEN EJECUTIVO | 7 |
| 3 | PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES | 8 |
| 3.1 | OBRAS DE AMPLIACIÓN | 8 |
| 3.1.1 | PROYECTO PARA REDUCIR NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN S/E CHARRÚA 220 KV | 8 |
| 3.1.2 | S/E SECCIONADORA EL ROSAL 220 KV | 9 |
| 3.2 | OBRA NUEVA..... | 10 |
| 3.2.1 | LÍNEA NUEVA PUERTO MONTT – NUEVA ANCUD 2x500 KV 2x1500 MVA, NUEVO CRUCE AÉREO 2x500 KV 2X1500 MVA, AMBOS ENERGIZADOS EN 220 KV Y S/E NUEVA ANCUD 220 KV | 10 |
| 4 | PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES..... | 12 |
| 4.1 | OBRAS DE AMPLIACIÓN | 12 |
| 4.1.1 | NORMALIZACIÓN EN S/E CALAMA 220 KV | 12 |
| 4.1.2 | S/E SECCIONADORA CENTINELA 220 KV Y EXTENSIÓN LÍNEA 1X220 KV ENCUENTRO – EL TESORO PARA REUBICAR LA CONEXIÓN DESDE S/E EL TESORO A S/E CENTINELA 220 KV | 13 |
| 4.1.3 | NORMALIZACIÓN DEL PAÑO DE LÍNEA ENCUENTRO – EL TESORO EN S/E ENCUENTRO 220 KV | 15 |
| 4.2 | OBRA NUEVA..... | 16 |
| 4.2.1 | S/E SECCIONADORA NUEVA CHUQUICAMATA 220 KV y NUEVA LÍNEA 2x220 KV ENTRE S/E NUEVA CHUQUICAMATA – S/E CALAMA | 16 |
| 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 | 21 |
| 6.1.3 | Precio de Combustibles | 21 |
| 6.1.4 | Costo de Falla | 22 |
| 6.1.5 | Costos Unitarios de Inversión..... | 22 |
| 6.1.6 | Ley 20.698..... | 23 |
| 6.2 | ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN DEL SIC Y SING..... | 24 |
| 6.2.1 | Escenario 1 (Carbón)..... | 24 |
| 6.2.2 | Escenario 2 (GNL) | 24 |
| 6.2.3 | Escenario 3 (ERNC Norte) | 24 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 6.2.4 | Escenario 4 (ERNC Sur) | 24 |
| 6.2.5 | Escenario 5 (Licitación) | 25 |
| 6.2.6 | Planes de Obra de Generación | 25 |
| 6.3 | PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN | 30 |
| 7 | ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN | 31 |
| 7.1 | MARCO METODOLÓGICO | 31 |
| 7.2 | PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN | 31 |
| 7.2.1 | Aspectos Generales de la Metodología | 31 |
| 7.2.2 | Adecuación del Plan de Obras de Generación..... | 32 |
| 7.2.3 | Adecuación y Definición del Sistema de Transmisión Nacional | 32 |
| 7.2.4 | Procedimiento de Sensibilización | 32 |
| 7.3 | OBRAS DE TRANSMISIÓN | 33 |
| 7.3.1 | Plan de Obras de Transmisión | 33 |
| 8 | EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS | 34 |
| 8.1 | NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SIC..... | 35 |
| 8.1.1 | Línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud, 2x1500 MVA, Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV, 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV | 35 |
| 8.1.2 | Normalización de Subestaciones en el SIC | 37 |
| 8.1.3 | Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SIC | 38 |
| 8.2 | NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SING..... | 41 |
| 8.2.1 | S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama | 41 |
| 8.2.2 | Normalización de Subestaciones en el SING | 42 |
| 8.2.3 | Necesidades de Ampliación de Instalaciones existentes en el SING | 42 |
| 9 | VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN | 46 |
| 9.1 | PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS | 46 |
| 9.1.1 | Valorizaciones de Obras de Ampliación del SING..... | 46 |
| 9.1.2 | Valorizaciones de obras de Ampliación del SIC | 48 |
| 9.1.3 | Valorización de la Obra Nueva del SING..... | 49 |
| 9.1.4 | Valorización de la Obra Nuevas del SIC | 50 |
| 10 | ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS | 52 |
| 10.1 | PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL..... | 52 |
| 10.1.1 | S/E Seccionadora Río Aconcagua 220 kV..... | 53 |
| 10.1.2 | S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV | 54 |
| 10.1.3 | Normalización S/E Chiloé 220 kV..... | 54 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 10.2 | NUEVA LÍNEA 2x220 kV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO..... | 55 |
| 10.3 | AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE EMPALMES S/E KIMAL A ACTUAL LÍNEA 2x220 kV CRUCERO - ENCUESTRO | 58 |
| 10.4 | CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JR, 52JS Y 52JRE EN S/E CRUCERO | 60 |
| 10.5 | NUEVO TRANSFORMADOR 500/220 kV, 750 MVA, EN S/E CUMBRES..... | 62 |
| 10.6 | NUEVO SISTEMA 220 kV EN ZONA SIC NORTE ENTRE PAN DE AZUCAR – NOGALES | 65 |
| 10.7 | NORMALIZACIÓN EN S/E NOGALES 220 kV..... | 73 |
| 10.8 | NORMALIZACIÓN EN S/E COLBÚN 220 kV | 74 |
| 10.9 | NUEVA LÍNEA 2x500 kV CIRUELOS – NUEVA CAUTÍN 2x1700 MVA, ENERGIZADA 220 kV | 77 |
| 10.10 | TENDIDO DEL CUARTO CIRCUITO LÍNEA 2x500 kV CHARRÚA – ANCOA | 81 |
| 10.11 | REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN ZONA SUR..... | 84 |
| 10.12 | NUEVO SISTEMA HVDC ENTRE CHANGOS – ALTO JAHUEL | 86 |
| 10.13 | REACTORES DE 2x75 MVAR EN SS.EE. NUEVA MAITENCILLO, REACTORES EN NUEVA PAN DE AZÚCAR 2x115 MVAR EN 500 kV + 2x75 MVAR EN 220 kV..... | 89 |
| 11 | ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS | 90 |
| 11.1 | METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS | 90 |
| 11.1.1 | Descripción general | 90 |
| 11.1.2 | Estructura general del modelo de valorización | 90 |
| 11.1.3 | Criterios y Consideraciones Utilizadas..... | 98 |
| 11.1.4 | Dimensionamiento de Instalaciones | 100 |
| 11.1.5 | Precios Unitarios..... | 100 |
| 11.1.6 | Cálculo de los Intereses Intercalarios | 100 |
| 11.1.7 | Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)..... | 101 |

1 INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016, entró en vigencia la Ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, el proceso de planificación anual de la transmisión nacional correspondiente al año 2016 no se registró por las nuevas normas introducidas por dicha ley al 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”, sino que por las disposiciones que se encontraban vigentes previa a la entrada en vigencia de la referida Ley N° 20.936. En consecuencia, le son aplicables al proceso de planificación anual de la transmisión nacional correspondiente al año 2016 las normas contenidas en los derogados artículos 91° y siguientes del DFL N° 4.

En conformidad a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 91° del DFL N° 4 vigente con conformidad a la entrada en vigencia de la Ley N°20.936 , elaboró el "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016-2019", el que fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 616 de fecha 24 de noviembre de 2015, que además dejó sin efecto la Resolución Exenta CNE N° 597, de fecha 10 de noviembre de 2015. A su vez, dicho informe técnico se basó en los resultados del estudio de transmisión troncal al que se refería el antiguo artículo 84° de la Ley, aprobado con fecha 11 de febrero de 2015 por el Comité de licitación, constituido según lo establecía el ex 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 nacional, 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 nacional 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 nacional responsables de su construcción;
- c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones del sistema de transmisión nacional 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.

Cabe señalar que por aplicación de lo dispuesto en el artículo tercero transitorio de la Ley 20.805, que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios, el Ministerio de Energía, mediante Decreto N° 8T, de 17 de marzo de 2015, extendió la vigencia del Decreto N° 61, de 2011, que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el cuatrienio 2011-2014, hasta el 31 de diciembre de 2015. En consecuencia, el Informe Técnico señalado precedentemente, en las materias propias del decreto a que hacía referencia el artículo 92° de la Ley, abarca el cuatrienio correspondiente a los años 2016 a 2019. Sin embargo, la propuesta de expansión del sistema nacional contenida en dicho Informe no fue prorrogada por la Ley 20.805, debiendo la Comisión proceder a efectuar la revisión anual de dicha propuesta de expansión en conformidad a la Ley.

A este respecto, el ex artículo 99° de la Ley establecía 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 nacional, 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.

Finalmente, hay que tener presente que de acuerdo al artículo décimo transitorio de la Ley N° 20.936 las instalaciones del sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional existentes a la fecha de publicación de dicha ley pasarán a conformar parte del sistema de transmisión nacional, zonal y dedicado, respectivamente, sin perjuicio de las referencias que existan en la normativa eléctrica vigente al sistema troncal, subtransmisión y adicional.



2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal del presente informe consiste en presentar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional 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, vigente previo a la dictación de la Ley 20.936 y aplicable al presente proceso anual de expansión de la transmisión nacional.

El Plan de Expansión presentado se basa en las propuestas de las antiguas Direcciones de Peajes de los CDEC, organismos que fueron reemplazados a partir del 1° de enero de 2017 por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional en conformidad a lo dispuesto por la Ley 20.936, y en lo presentado tanto por empresas transmisoras como por promotores de los proyectos de expansión. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha realizado asimismo sus propios análisis, con el apoyo de un consultor externo para los análisis estocásticos, eléctricos y valorización de proyectos, 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 3 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 120,7 millones, de los cuales 2 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 13 millones aproximadamente, y un proyecto nuevo, por un total de USD 107,7 millones aproximadamente.

Para el SING, el Plan de Expansión presenta un total de 4 proyectos, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 31,4 millones, de los cuales 3 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 11,6 millones aproximadamente, y un proyecto nuevo, por un total de USD 19,8 millones aproximadamente.

Se estima que las obras contenidas en el presente Plan de Expansión iniciarán su construcción durante el segundo semestre de 2017, y su entrada en operación se llevará a cabo, a más tardar, a partir del primer semestre de 2022, dependiendo de la envergadura de cada proyecto.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del SIC para los próximos doce meses, la que deberá dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

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

| N° | Fecha Estimada de Entrada en Operación | Plazo Constructivo | Proyecto | VI Referencial miles de USD | COMA Referencial miles de USD | Responsable | Construcción |
|----|--|--------------------|--|-----------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|
| 1 | May 2020 | 30 meses | Proyecto para reducir niveles de cortocircuito en S/E Charrúa 220 kV | 8.534 | 137 | Transec S.A. | Inmediata |
| 2 | Nov 2019 | 24 meses | S/E Seccionadora El Rosal 220 kV | 4.504 | 72 | Transec 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.

3.1.1 PROYECTO PARA REDUCIR NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN S/E CHARRÚA 220 KV

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la creación de una cuarta barra principal a partir de las actuales secciones 1 y 2. Las secciones 1 y 4 y las secciones 2 y 3 se unirán, respectivamente, a través de paños seccionadores, mientras que la sección 2 y 4 se unirán a través de un reactor trifásico limitador de corriente, el cual se conectará a través de interruptores híbridos a dichas barras. El paño acoplador de la nueva sección de barra se obtendrá reutilizando el paño seccionador existente entre las actuales secciones 1 y 3 que quedará sin uso. El proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

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 este nudo.

3.1.1.3 Entrada en operación

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

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 8,53 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 137 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2 S/E SECCIONADORA EL ROSAL 220 KV

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una subestación seccionadora en configuración interruptor y medio con la finalidad de normalizar la conexión en derivación existente en la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV. El proyecto considera la construcción de dos barras en tecnología AIS o *Air Insulated Switchgear* y 2 medias diagonales para el seccionamiento de la línea y espacio para la normalización del *tap off* existente, dejando espacio además dos (2) diagonales futuras.

La subestación debe seccionar la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV en diagonales distintas, ubicándose en un entorno de 3 km del actual *tap off*, dejando espacio para la normalización de dicho *tap off*.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

3.1.2.2 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 este nudo.

3.1.2.3 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.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 4,5 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 72 mil dólares (1,6% 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 Nacional del SIC para los próximos doce meses, la que deberá dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

Tabla 2: Plan de Expansión Sistema Nacional SIC – Obra Nueva

| N° | Fecha Estimada de Entrada en Operación | Plazo Constructivo | Proyecto | VI Referencial miles de USD | COMA Referencial miles de USD | Construcción |
|----|--|--------------------|---|-----------------------------|-------------------------------|--------------|
| 1 | Dic 2020 y Jun 2023 | 30 y 60 meses | Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV | 107.730 | 1.724 | Inmediata |

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley vigente previo a la dictación de la Ley 20.936. La fecha estimada de entrada en operación es sólo referencial.

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

3.2.1 LÍNEA NUEVA PUERTO MONTT – NUEVA ANCUD 2X500 KV 2X1500 MVA, NUEVO CRUCE AÉREO 2X500 KV 2X1500 MVA, AMBOS ENERGIZADOS EN 220 KV Y S/E NUEVA ANCUD 220 KV

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Nueva Puerto Montt y S/E Nueva Ancud, con una capacidad de 1500

MVA por circuito y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas.

Adicionalmente el proyecto incluye el seccionamiento de la línea 1x220 kV Melipulli – Chiloé en la Subestación Nueva Ancud 220 kV en configuración interruptor y medio.

Finalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo cruce aéreo hacia la isla de Chiloé 2x500 kV, con una capacidad de 1500 MVA por circuito.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como ubicación, seccionamientos, tecnología y capacidad de barras, espacios disponibles y futuros proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otras.

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 este nudo.

3.2.1.3 Entrada en operación

El proyecto asociado a la construcción de la subestación seccionadora Nueva Ancud junto con sus seccionamientos y todos los elementos y la construcción del Nuevo cruce aéreo hacia la isla de Chiloé 2x500 kV, energizado en 220 kV deberán ser construidas y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente a la dictación de la Ley N° 20936. El proyecto asociado a la construcción de la Nueva Línea 2x500 kV 2x1500 MVA, energizada en 220 kV deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente previo a la dictación de la Ley N° 20936.

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 107,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

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

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del SING para los próximos doce meses. Dicho plan contiene las obras que deben dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

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

| N° | Fecha Estimada de Entrada en Operación | Plazo Constructivo | Proyecto | VI Referencial miles de USD | COMA Referencial miles de USD | Responsable | Construcción |
|----|--|--------------------|---|-----------------------------|-------------------------------|------------------|--------------|
| 1 | Feb 2019 | 15 meses | Normalización en S/E Calama 220 kV | 776 | 12 | Elecda | Inmediata |
| 2 | May 2020 | 30 meses | S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV | 10.619 | 170 | Minera Centinela | Inmediata |
| 3 | Feb 2019 | 15 meses | Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV | 253 | 4 | Minera Centinela | 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.

4.1.1 NORMALIZACIÓN EN S/E CALAMA 220 KV

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la incorporación de una nueva barra en la S/E Calama 220 kV modificando la configuración del patio de 220 kV de barra simple a doble barra con doble interruptor. La capacidad de la nueva barra deberá ser al menos de 1000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. Por limitaciones de espacio en esta subestación, esta normalización deberá proporcionar las facilidades para la conexión de equipos del tipo tipo HCS o *Hybrid Compact Switchgear* para las normalizaciones e instalaciones de paños futuros.

El proyecto considera dejar dos (2) espacios disponibles en plataforma con sus respectivas mallas de puesta a tierra, plataforma, barras, y deberá contener todos

los elementos comunes necesarios para la conexión de los paños de conexión del proyecto “S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama”, así como modificaciones al sistema de control y protecciones, ampliación de los servicios auxiliares, entre otros.

Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

4.1.1.2 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 este nudo.

4.1.1.3 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 15 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 776 mil de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 12 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 S/E SECCIONADORA CENTINELA 220 KV Y EXTENSIÓN LÍNEA 1X220 KV ENCUENTRO – EL TESORO PARA REUBICAR LA CONEXIÓN DESDE S/E EL TESORO A S/E CENTINELA 220 KV

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Centinela y el seccionamiento de las líneas 1x220 kV El Tesoro - Esperanza, más el cambio de paño de líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro ubicado en S/E El Tesoro hacia la S/E Centinela.

La configuración de la subestación Centinela corresponde a interruptor y medio y tecnología AIS o Air *Insulated Switchgear* con capacidad de al menos 1000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se deberán construir tres medias diagonales para recibir los paños relativos al seccionamiento de la línea existente entre El Tesoro y Esperanza y reubicación del paño de línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro ubicado en S/E El Tesoro. Adicionalmente, se deberán dejar espacios suficientes para cinco (5) diagonales adicionales para futuros proyectos.

La S/E Centinela deberá emplazarse dentro de un radio de 3 km al noroeste desde el punto en donde se encuentran líneas 2x220 kV El Cobre – Esperanza y 1x220 kV El Tesoro – Esperanza, procurando que se encuentre al oeste de la línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza.

Finalmente el proyecto considera la construcción de un nuevo tramo de línea para permitir el cambio de paño de línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro ubicado en S/E El Tesoro hacia S/E Centinela. El nuevo tramo de línea deberá tener al menos la misma capacidad de transporte de la actual línea.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.1.2.2 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.

4.1.2.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 10,62 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 170 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.5 Licitación conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.3 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

4.1.3 NORMALIZACIÓN DEL PAÑO DE LÍNEA ENCUENTRO – EL TESORO EN S/E ENCUENTRO 220 KV

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conexión del paño de El Tesoro al nuevo esquema de la barra de la subestación Encuentro, esto es permitir la conexión a ambas barras principales de la subestación.

Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

4.1.3.2 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 este nudo.

4.1.3.3 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 15 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 253 mil de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 4 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3.5 Licitación conjunta

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descritas en el numeral 4.1.2 del presente artículo, en una misma licitación, con el objeto de que sean Adjudicadas a un mismo oferente.

4.2 OBRA NUEVA

El siguiente cuadro presenta la obra nueva contenida en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional 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 Nacional SING – Obra Nueva

| N° | Fecha Estimada de Entrada en Operación | Plazo Constructivo | Proyecto | VI Referencial miles de USD | COMA Referencial miles de USD | Construcción |
|----|--|--------------------|---|-----------------------------|-------------------------------|--------------|
| 1 | Jun 2020 y Jun 2022 | 24 y 48 meses | S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama | 19.785 | 317 | Inmediata |

El plazo constructivo se entenderá contado desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley vigente previo a la dictación de la Ley 20.936. La fecha estimada de entrada en operación es sólo referencial.

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

4.2.1 S/E SECCIONADORA NUEVA CHUQUICAMATA 220 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA CHUQUICAMATA – S/E CALAMA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El Proyecto consiste en la construcción de la subestación seccionadora Nueva Chuquicamata y el seccionamiento de las futuras líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar en la nueva subestación y la construcción de una nueva línea 2x220 kV entre la subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama.

Es parte del proyecto la construcción de la subestación Nueva Chuquicamata cuya configuración corresponderá a interruptor y medio. La nueva subestación deberá contener los espacios suficientes para recibir los paños relativos al seccionamiento de las futuras líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar y de la nueva línea hacia Calama. Asimismo, se deberán dejar los espacios suficientes adicionales para futuros proyectos.

Además, el proyecto considera también una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama, con una capacidad mínima de 260 MVA y sus respectivos paños de conexión en el patio de 220 kV de la S/E Nueva Chuquicamata y S/E Calama.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones tales como, ubicación de la subestación seccionadora, seccionamientos, capacidad de barras, espacios disponibles y futuros proyectados, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.2.1.2 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.

4.2.1.3 Entrada en operación

El proyecto asociado a la construcción de la subestación seccionadora Nueva Chuquicamata junto con todos sus seccionamientos y todos sus elementos deberá ser construida y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente a la dictación de la Ley N° 20936. El proyecto asociado a la construcción de la nueva línea de transmisión 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata y S/E Calama deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del Decreto respectivo a que hacía referencia el artículo 97° de la Ley que se encontraba vigente previo a la dictación de la Ley N° 20936.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 19,8 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 317 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

5 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 los puntos 3 y 4 del presente informe. Para el caso del A.V.I. se utilizará la misma estructura y los mismos coeficientes indicados en las tablas 5 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:

- $VI_{n,k}$: Valor del V.I. de la obra de ampliación n para el mes k.
- IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
- CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

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 | 114,11 | Noviembre de 2016, Base Prom. 2013 =100 |
| DOL_0 | 666,12 | Noviembre 2016 |
| CPI_0 | 241,353 | Noviembre 2016 |

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

Tabla 6: Coeficientes Indexación Ampliaciones – SIC

| Nº | Ampliación | α | β |
|----|---|----------|---------|
| 1 | Proyecto para reducir niveles de cortocircuito en S/E Charrúa | 0 | 1,000 |
| 2 | S/E Seccionadora El Rosal 220 kV | 0,252 | 0,748 |

Tabla 7: Coeficientes Indexación Obra Nueva – SIC

| Nº | Obra Nueva | α | β |
|----|---|----------|---------|
| 1 | Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV | 0 | 1,000 |

Tabla 8: Coeficientes Indexación Ampliaciones – SING

| Nº | Ampliación | α | β |
|----|---|----------|---------|
| 1 | Normalización en S/E Calama 220 kV | 0,560 | 0,440 |
| 2 | S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV | 0,252 | 0,748 |
| 3 | Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV | 0,560 | 0,440 |

Tabla 9: Coeficientes Indexación Obra Nueva - SING

| Nº | Obra Nueva | α | β |
|----|---|----------|---------|
| 1 | S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama | 0 | 1,000 |

6 ANTECEDENTES

6.1 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 Anual del Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de agosto de 2016, y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

6.1.1 DEMANDA EN SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 10: Demanda de energía del SIC

| Año | Clientes Regulados (GWh) | Clientes Libres (GWh) | Total (GWh) |
|------|--------------------------|-----------------------|-------------|
| 2016 | 32.512 | 18.189 | 50.701 |
| 2017 | 33.708 | 19.095 | 52.803 |
| 2018 | 35.112 | 19.879 | 54.991 |
| 2019 | 36.742 | 20.522 | 57.264 |
| 2020 | 38.337 | 21.283 | 59.62 |
| 2021 | 40.066 | 21.989 | 62.055 |
| 2022 | 41.715 | 22.837 | 64.552 |
| 2023 | 43.303 | 23.798 | 67.101 |
| 2024 | 44.686 | 25.005 | 69.691 |
| 2025 | 46.089 | 26.223 | 72.312 |
| 2026 | 47.54 | 27.413 | 74.953 |
| 2027 | 49.035 | 28.573 | 77.608 |
| 2028 | 50.575 | 29.693 | 80.268 |
| 2029 | 52.162 | 30.898 | 83.06 |
| 2030 | 53.797 | 32.176 | 85.973 |
| 2031 | 55.482 | 33.455 | 88.937 |
| 2032 | 57.219 | 34.646 | 91.865 |
| 2033 | 59.01 | 35.81 | 94.82 |
| 2034 | 60.855 | 36.947 | 97.802 |
| 2035 | 62.758 | 38.058 | 100.816 |

6.1.2 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 | Cientes Regulados (GWh) | Cientes Libres (GWh) | Total (GWh) |
|------|-------------------------|----------------------|-------------|
| 2016 | 1.888 | 15.607 | 17.495 |
| 2017 | 1.954 | 16.164 | 18.118 |
| 2018 | 2.021 | 16.724 | 18.745 |
| 2019 | 2.090 | 17.261 | 19.351 |
| 2020 | 2.165 | 17.812 | 19.977 |
| 2021 | 2.244 | 18.378 | 20.622 |
| 2022 | 2.326 | 18.959 | 21.285 |
| 2023 | 2.402 | 19.563 | 21.965 |
| 2024 | 2.473 | 20.193 | 22.666 |
| 2025 | 2.542 | 20.843 | 23.385 |
| 2026 | 2.612 | 21.511 | 24.123 |
| 2027 | 2.684 | 22.197 | 24.881 |
| 2028 | 2.757 | 22.903 | 25.66 |
| 2029 | 2.832 | 23.627 | 26.459 |
| 2030 | 2.909 | 24.374 | 27.283 |
| 2031 | 2.988 | 25.141 | 28.129 |
| 2032 | 3.069 | 25.927 | 28.996 |
| 2033 | 3.152 | 26.736 | 29.888 |
| 2034 | 3.238 | 27.566 | 30.804 |
| 2035 | 3.325 | 28.418 | 31.743 |

6.1.3 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, el cual se basó en las hipótesis del Informe Técnico Definitivo de abril de 2016.

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

| Año | GNL (USD/Mbtu) | Carbón (USD/Ton) | Crudo WTI (USD/BBL) |
|------|----------------|------------------|---------------------|
| 2016 | 9,29 | 85,99 | 72,13 |
| 2017 | 9,98 | 87,77 | 77,49 |
| 2018 | 9,41 | 88,36 | 77,38 |
| 2019 | 9,93 | 89,16 | 78,85 |
| 2020 | 10,32 | 90,09 | 80,31 |
| 2021 | 10,48 | 90,95 | 82,5 |
| 2022 | 10,56 | 91,51 | 84,88 |

| Año | GNL (USD/Mbtu) | Carbón (USD/Ton) | Crudo WTI (USD/BBL) |
|------|-------------------|---------------------|------------------------|
| 2023 | 10,74 | 92,02 | 87,37 |
| 2024 | 10,86 | 92,38 | 89,92 |
| 2025 | 10,99 | 93,00 | 92,49 |
| 2026 | 11,23 | 93,54 | 95,26 |
| 2027 | 11,23 | 94,02 | 98,12 |
| 2028 | 11,24 | 94,2 | 101,06 |
| 2029 | 11,29 | 94,87 | 104,1 |
| 2030 | 11,26 | 95,48 | 107,22 |
| 2031 | 11,52 | 96,02 | 110,44 |
| 2032 | 11,52 | 96,02 | 110,44 |
| 2033 | 11,52 | 96,02 | 110,44 |
| 2034 | 11,52 | 96,02 | 110,44 |
| 2035 | 11,52 | 96,02 | 110,44 |

6.1.4 COSTO DE FALLA

El costo de falla utilizado para cada sistema interconectado en la presente revisión se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 13: Costo de falla de larga duración.

| Porcentaje Racionamiento | Costo Falla por Sistema [USD/MWh] | |
|--------------------------|-----------------------------------|--------|
| | SING | SIC |
| 0-5% | 271,64 | 334,43 |
| 5-10% | 285,67 | 428,25 |
| 10-20% | 413,81 | 575,44 |
| Sobre 20% | 528,57 | 668,56 |

6.1.5 COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN

Las inversiones unitarias estimadas para cada tecnología utilizada para valorizar las obras de generación en los diferentes planes contemplados en el análisis del presente Plan de Expansión se muestran en la siguiente tabla:

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

| Tecnología | US\$/kW |
|--------------------------|---------|
| Carbón | 3.000 |
| GNL (CC) | 1.300 |
| Hidroeléctrica de Pasada | 3.400 |
| Mini-Hidro | 3.200 |
| Eólico | 2.300 |
| Geotérmica | 6.500 |

| Tecnología | US\$/kW |
|------------|---------|
| Biomasa | 2.700 |
| Solar | 2.100 |

6.1.6 LEY 20.698

La Ley 20.698, que Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales, que modificó la Ley N° 20.257, que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías 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:

Tabla 15: Porcentajes de ERNC según exigencia legal por escenario

| Año | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 2015 | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% |
| 2016 | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% |
| 2017 | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% |
| 2018 | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% |
| 2019 | 9% | 9% | 9% | 9% | 9% |
| 2020 | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| 2021 | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% |
| 2022 | 13% | 13% | 13% | 13% | 13% |
| 2023 | 15% | 15% | 15% | 15% | 15% |
| 2024 | 17% | 17% | 20% | 20% | 17% |
| 2025 | 18% | 18% | 21% | 21% | 18% |
| 2026 | 18% | 18% | 21% | 21% | 18% |
| 2027 | 19% | 19% | 22% | 22% | 19% |
| 2028 | 19% | 19% | 22% | 22% | 19% |
| 2029 | 19% | 19% | 23% | 23% | 19% |
| 2030 | 19% | 19% | 23% | 23% | 19% |
| 2031 | 19% | 19% | 24% | 24% | 19% |
| 2032 | 19% | 19% | 24% | 24% | 19% |
| 2033 | 19% | 19% | 25% | 25% | 19% |
| 2034 | 19% | 19% | 25% | 25% | 19% |
| 2035 | 19% | 19% | 25% | 25% | 19% |

6.2 ESCENARIOS DE PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN DEL SIC Y SING

Los planes de obras de generación utilizados en el presente plan de expansión de la transmisión nacional se desarrollan según cinco escenarios. En cada uno de estos, se considera que a partir de enero de 2018 los sistemas del SIC y del SING se interconectan mediante una línea de transmisión 2x220 kV 1.500 MW entre la S/E Los Changos y S/E Kapatur, y bajo las consideraciones expuestas en el Decreto Exento N° 158, de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Sigüientes. Los escenarios mencionados anteriormente se describen a continuación:

6.2.1 ESCENARIO 1 (CARBÓN)

El plan de obra denominado “Escenario 1” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación a carbón, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación de dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.2 ESCENARIO 2 (GNL)

El plan de obra denominado “Escenario 2” considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de unidades de generación a GNL, con una mayor disponibilidad de este combustible para la capacidad disponible de las centrales en operación, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes descritos.

6.2.3 ESCENARIO 3 (ERNC NORTE)

El plan de obra denominado “Escenario 3” considera que las tecnologías ERNC continuarán experimentando una disminución en sus costos de inversión, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en la zona norte del SIC, en base a centrales fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.4 ESCENARIO 4 (ERNC SUR)

El plan de obra denominado “Escenario 4” considera que las tecnologías ERNC continuarán experimentando una disminución en sus costos de inversión, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en la zona sur del SIC, en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la

Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.5 ESCENARIO 5 (LICITACIÓN)

El plan de obra denominado “Escenario 5” considera el ingreso de proyectos de generación asociado a las ofertas que se adjudicaron las licitaciones de suministro eléctrico para empresas distribuidoras en los años 2014, 2015 y 2016, y que a la fecha dichos proyectos no se encuentran en construcción, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley, según lo indicado en el numeral 6.1.6, y todas las consideraciones y criterios antes mencionados.

6.2.6 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

Los planes de Obras de Generación resultantes se presentan en el siguiente gráfico:

Tabla 16: Planes de Obra SIC Generación por escenario, periodo 2018 a 2036.

| Tipo | Nombre | Fecha de Ingreso | | | | |
|--------|-------------------------|------------------|--------|--------|--------|-------|
| | | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
| Carbón | Carbón Cardones 01 | dic-27 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón Cardones 02 | mar-33 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón Maitencillo 02 | may-35 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón Maitencillo 03 | may-29 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón Pan de Azúcar 01 | ene-27 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón Pan de Azúcar 02 | ene-36 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón Pan de Azúcar 03 | ago-28 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón V Región 01 | may-34 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón V Región 02 | ene-36 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón VIII Región 01 | ago-31 | - | - | - | - |
| Carbón | Carbón VIII Región 02 | dic-30 | - | - | - | - |
| Eólica | Eólica Charrúa 01 | ene-30 | ene-30 | ene-30 | ene-30 | - |
| Eólica | Eólica Charrúa 04 | ene-32 | ene-32 | ene-32 | ene-32 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 01 | ene-33 | ene-33 | ene-33 | ene-33 | - |
| Eólica | Eólica Concepción 02 | ene-31 | ene-31 | ene-31 | ene-31 | - |
| Eólica | Eólica Concepción 03 | mar-31 | mar-31 | mar-31 | mar-31 | - |
| Eólica | Eólica Concepción 06 | jul-34 | jul-34 | jul-34 | jul-34 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 02 | - | - | - | ene-25 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 03 | - | - | - | ene-27 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 04 | - | - | - | sep-29 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 05 | - | - | - | ene-32 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 06 | - | - | - | abr-32 | - |
| Eólica | Eólica Chiloé 07 | - | - | - | ene-34 | - |

| Tipo | Nombre | Fecha de Ingreso | | | | |
|--------|--------------------------------|------------------|--------|--------|--------|--------|
| | | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
| Eólica | Eólica Esperanza 01 | - | - | - | ene-26 | - |
| Eólica | Eólica Esperanza 02 | - | - | - | jul-28 | - |
| Eólica | Eólica Esperanza 03 | - | - | - | jul-33 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 01 | - | - | - | nov-25 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 02 | - | - | - | may-26 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 03 | - | - | - | mar-27 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 04 | - | - | - | ene-31 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 05 | - | - | - | ene-34 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 06 | - | - | - | jul-34 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 07 | - | - | - | ene-36 | - |
| Eólica | Eólica Los Ángeles 08 | - | - | - | jul-35 | - |
| Eólica | Eólica Mulchén 01 | - | - | - | ene-26 | - |
| Eólica | Eólica Mulchén 02 | - | - | - | jul-27 | - |
| Eólica | Eólica Mulchén 03 | - | - | - | jul-31 | - |
| Eólica | Eólica Mulchén 04 | - | - | - | ene-33 | - |
| Eólica | Eólica Mulchén 05 | - | - | - | ene-35 | - |
| Eólica | Eólica Puerto Montt 01 | - | - | - | ene-25 | - |
| Eólica | Eólica Puerto Montt 02 | - | - | - | ene-27 | - |
| Eólica | Eólica Puerto Montt 03 | - | - | - | sep-29 | - |
| Eólica | Eólica Puerto Montt 04 | - | - | - | ene-31 | - |
| Eólica | Eólica Puerto Montt 05 | - | - | - | ene-33 | - |
| Eólica | Alena | - | - | - | - | dic-18 |
| Eólica | Cabo Los Leones I Ampliación | - | - | - | - | dic-18 |
| Eólica | Camán | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Coihue | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Esperanza | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Parque Eólico Cabo Leones II | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Parque Eólico Cabo Leones III | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Parque Eólico Lomas de Duqueco | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Parque Eólico Malleco | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Parque Eólico Malleco II | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Parque Eólico Negrete | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Puelche Sur | - | - | - | - | ene-22 |
| Eólica | Sarco | - | - | - | - | dic-18 |
| GNL | Cardones CC I | - | ene-36 | abr-36 | - | - |
| GNL | Charrúa CC I | - | abr-31 | jun-32 | abr-33 | ene-36 |
| GNL | Charrúa CC II | - | mar-34 | may-35 | ene-36 | - |
| GNL | Maitencillo CC I | - | ene-36 | ene-36 | - | - |

| Tipo | Nombre | Fecha de Ingreso | | | | |
|--------------------|-------------------------------|------------------|--------|--------|--------|--------|
| | | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
| GNL | El Campesino | - | - | - | - | dic-18 |
| GNL Disponibilidad | Nehuenco 01 FA GNL | - | abr-28 | ene-29 | mar-29 | ene-31 |
| GNL Disponibilidad | Nehuenco 01 GNL | - | abr-28 | ene-29 | mar-29 | ene-31 |
| GNL Disponibilidad | Nehuenco 02 GNL | - | abr-29 | ene-30 | may-30 | jul-31 |
| GNL Disponibilidad | Nueva Renca GNL | - | may-29 | abr-30 | may-30 | ene-32 |
| GNL Disponibilidad | Nueva Renca Int GNL | - | may-29 | abr-30 | may-30 | ene-32 |
| GNL Disponibilidad | Candelaria CC GNL | - | - | - | - | ene-34 |
| GNL Disponibilidad | Quintero CC FA GNL | - | - | - | - | feb-33 |
| GNL Disponibilidad | Quintero CC GNL | - | - | - | - | feb-33 |
| GNL Disponibilidad | Taltal CC GNL | - | - | - | - | oct-34 |
| Pasada | Grupo MH X Región 01 | ene-29 | ene-29 | ene-29 | ene-29 | - |
| Pasada | Hidroeléctrica VII Región 02 | ene-27 | ene-27 | ene-27 | ene-27 | - |
| Pasada | Hidroeléctrica VII Región 03 | ene-28 | ene-28 | ene-28 | ene-28 | - |
| Pasada | Hidroeléctrica VIII Región 02 | ene-32 | ene-32 | ene-32 | ene-32 | - |
| Pasada | Hidroeléctrica VIII Región 03 | ene-30 | ene-30 | ene-30 | ene-30 | - |
| Pasada | Hidroeléctrica VIII Región 05 | ene-33 | ene-33 | ene-33 | ene-33 | - |
| Pasada | Hidroeléctrica VIII Región 06 | ene-34 | ene-34 | ene-34 | ene-34 | - |
| Pasada | Callaqui I | - | - | - | - | ene-21 |
| Pasada | Callaqui II | - | - | - | - | ene-21 |
| Pasada | Sierra Velludo | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Solar Cardones 01 | ago-33 | ago-33 | ago-33 | ago-33 | - |
| Solar | Solar Carrera Pinto 02 | jun-29 | jun-29 | jun-29 | jun-29 | - |
| Solar | Solar Ovalle 01 | sep-34 | sep-34 | sep-34 | sep-34 | - |
| Solar | Solar Pan de Azúcar 01 | ene-28 | ene-28 | ene-28 | ene-28 | - |
| Solar | Solar Polpaico 03 | nov-30 | nov-30 | nov-30 | nov-30 | - |
| Solar | Solar Punta Colorada 02 | ene-30 | ene-30 | - | ene-30 | - |
| Solar | Solar Cardones 02 | - | - | jun-31 | - | - |
| Solar | Solar Cardones 03 | - | - | ene-25 | - | - |
| Solar | Solar Cardones 04 | - | - | ene-27 | - | - |
| Solar | Solar Carrera Pinto 01 | - | - | ene-26 | - | - |
| Solar | Solar Carrera Pinto 03 | - | - | ene-32 | - | - |
| Solar | Solar Diego de Almagro 01 | - | - | ene-33 | - | - |
| Solar | Solar Diego de Almagro 02 | - | - | ene-29 | - | - |
| Solar | Solar Diego de Almagro 03 | - | - | ene-35 | - | - |
| Solar | Solar Ovalle 02 | - | - | jul-29 | - | - |
| Solar | Solar Ovalle 03 | - | - | feb-32 | - | - |
| Solar | Solar Ovalle 04 | - | - | ene-26 | - | - |
| Solar | Solar Pan de Azúcar 02 | - | - | ene-34 | - | - |

| Tipo | Nombre | Fecha de Ingreso | | | | |
|-------|------------------------|------------------|-------|--------|-------|--------|
| | | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
| Solar | Solar Pan de Azúcar 03 | - | - | ene-25 | - | - |
| Solar | Solar Polpaico 01 | - | - | ene-30 | - | - |
| Solar | Alcones | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Ariztia | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Bunster | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Constitución | - | - | - | - | dic-18 |
| Solar | El Sol de Vallenar | - | - | - | - | ene-22 |
| Solar | Fundación Solar | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Inca de Varas I | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Inca de Varas II | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Jerez El Prado | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Las Arañas | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Llay Llay | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Los Libertadores | - | - | - | - | dic-18 |
| Solar | Peumio | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Quebrada Seca | - | - | - | - | ene-21 |
| Solar | Talquilla | - | - | - | - | ene-21 |

Tabla 17: Planes de Obra SING Generación por escenario, periodo 2018 a 2036.

| Tipo | Nombre | Fecha de Ingreso | | | | |
|--------|-------------------|------------------|--------|--------|--------|--------|
| | | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
| Carbón | MEJILLONES I | jul-32 | - | - | - | - |
| Carbón | MEJILLONES I | ago-35 | - | - | - | - |
| Carbón | MEJILLONES II | ene-36 | - | - | - | - |
| Carbón | MEJILLONES III | jul-26 | - | - | - | - |
| Carbón | MEJILLONES IV | mar-36 | - | - | - | - |
| Carbón | TARAPACA I | mar-34 | - | - | - | - |
| Carbón | TARAPACA II | ene-30 | - | - | - | - |
| Carbón | TARAPACA III | ene-36 | - | - | - | - |
| Carbón | TARAPACA IV | ene-36 | - | - | - | - |
| Eólica | EOLICO SING I | nov-28 | nov-28 | ene-28 | nov-28 | - |
| Eólica | EOLICO SING III | ene-35 | ene-35 | ene-35 | ene-35 | - |
| Eólica | EOLICO SING IV | jul-32 | jul-32 | nov-32 | jul-32 | - |
| Eólica | Cerro Tigre | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Ckani | - | - | - | - | ene-21 |
| Eólica | Tchamma | - | - | - | - | ene-21 |
| GNL | MEJILLONES I GNL | - | feb-30 | ene-31 | may-31 | nov-34 |
| GNL | MEJILLONES II GNL | - | jul-32 | ene-34 | ago-34 | - |

| Tipo | Nombre | Fecha de Ingreso | | | | |
|-------|-----------------------------|------------------|--------|--------|--------|--------|
| | | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
| GNL | MEJILLONES III GNL | - | mar-35 | ene-36 | ene-36 | - |
| GNL | MEJILLONES IV GNL | - | feb-36 | ene-36 | ene-36 | - |
| GNL | CC1 GNL | - | ene-29 | sep-29 | mar-30 | jun-32 |
| GNL | CC2 GNL | - | ene-29 | sep-29 | mar-30 | jun-32 |
| Solar | Solar SING III | jun-34 | jun-34 | jun-34 | sep-34 | - |
| Solar | Solar SING IV | jun-28 | jun-28 | ene-29 | sep-28 | - |
| Solar | Solar SING Aguas Blancas II | - | - | may-31 | - | - |
| Solar | Solar SING Andes | - | - | oct-26 | - | - |
| Solar | Solar SING Arica I | - | - | ene-29 | - | - |
| Solar | Solar SING Arica II | - | - | ene-32 | - | - |
| Solar | Solar SING Capricornio | - | - | oct-29 | - | - |
| Solar | Solar SING Encuentro I | - | - | ene-26 | - | - |
| Solar | Solar SING Lagunas I | - | - | oct-34 | - | - |
| Solar | Solar SING Palestina | - | - | ene-31 | - | - |
| Solar | Solar SING Parinacota I | - | - | mar-33 | - | - |
| Solar | Solar SING Parinacota II | - | - | sep-29 | - | - |
| Solar | Solar SING Pozo Almonte | - | - | jun-29 | - | - |
| Solar | Solar SING I | - | - | - | ene-35 | - |
| Solar | Granja Solar | - | - | - | - | ene-21 |

6.3 PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN

En relación a las obras de transmisión nacional, se consideraron los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 115, del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones respectivas, que Fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes.

Además, se incluyen las obras contempladas en el Decreto Exento N° 82, del Ministerio de Energía, de fecha 29 de febrero de 2012, el cual Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes.

Adicionalmente, también fueron consideradas las obras incluidas en el Decreto Exento N° 310, del Ministerio de Energía, de fecha 29 de julio de 2013, y en el Decreto Exento N° 201, del Ministerio de Energía, de fecha 4 de junio del 2014, modificado por el Decreto Exento N° 134, de fecha 1 de abril del 2015, que Fijan el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, correspondiente a los periodos 2012-2013 y 2013-2014, respectivamente.

Asimismo, también fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 158, del Ministerio de Energía, de fecha 16 de abril de 2015, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes, periodo 2014-2015. Cabe destacar que en dicho decreto se ha incorporado el proyecto de interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a partir de enero de 2018.

Por último, fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de fecha 16 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes, periodo 2015-2016.

7 ANÁLISIS NECESIDADES DE EXPANSIÓN

7.1 MARCO METODOLÓGICO

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

7.2 PROCEDIMIENTO DE ADAPTACIÓN

7.2.1 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 requieren 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.

Para el presente análisis se ha utilizado un horizonte de planificación de 18 años, más 2 años de relleno hidrológico, además de la representación de la curva de duración en 16 bloques de demanda para cada etapa de simulación.

7.2.2 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 Nacional, con una adecuada seguridad y calidad de servicio, que dicho plan se encuentre adaptado a la demanda.

Para obtener el plan de obras definitivo, 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.

7.2.3 ADECUACIÓN Y DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

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 Nacional (TxN). Para este proceso se utiliza el *software* OSE2000 para determinar las necesidades de expansión nacional inicial.

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.

7.2.4 PROCEDIMIENTO DE SENSIBILIZACIÓN

A partir de la operación esperada del sistema para un horizonte de 18+2 años se realiza una sensibilización, centrando 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 a 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, determinando la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

7.3 OBRAS DE TRANSMISIÓN

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

7.3.1 PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Tabla 18: Plan de Obras de Transmisión en el SING

| Líneas | Fecha | Potencia (MVA) | Tensión (kV) |
|---|--------|----------------|--------------|
| Extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV | May-20 | 260 | 220 |
| Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama | Jun-22 | 260 | 220 |

Tabla 19: Plan de Obras de Transmisión de Subestaciones en el SING

| Subestaciones | Fecha | Línea Seccionada |
|---------------------------|--------|---|
| Centinela 220 kV | May-20 | 1x220 kV El Tesoro – Esperanza |
| Nueva Chuquicamata 220 kV | Jun-20 | 1x220 kV Kimal – Chuquicamata 1x220 kV Kimal – Salar |

Tabla 20: Plan de Obras de Transmisión en el SIC

| Líneas | Fecha | Potencia (MVA) | Tensión (kV) |
|---|--------|----------------|--------------|
| Nueva línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x1500 MVA energizado en 220 kV | Jun-23 | 1500 | 220 |
| Nuevo cruce aéreo 2x500 kV, 2x1500 MVA energizado en 220 kV | Dic-20 | 1500 | 220 |

Tabla 21: Plan de Obras de Transmisión de Subestaciones en el SIC

| Subestaciones | Fecha | Línea Seccionada |
|----------------------------------|--------|------------------------------|
| S/E Seccionadora El Rosal 220 kV | Nov-19 | 1x220 kV Charrúa – Duqueco |
| S/E Nueva Ancud 220 kV | Dic-20 | 1x220 kV San Gallán – Chiloé |

8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS

De acuerdo a las necesidades de transmisión detectadas, en base a la adaptación de la transmisión para los diferentes escenarios de generación y el cumplimiento de la actual normativa, 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.

La evaluación económica consiste, en primer lugar, en calcular el valor de inversión de cada proyecto y alternativa de proyecto, estudiado en el presente informe, de tal manera de obtener la anualidad del valor de inversión (A.V.I.) que se adicionan a los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación por cada uno de los escenarios definidos en el punto 6.2. De esta manera, se comparan las diferentes alternativas de proyectos.

Para obtener el VATT se utilizó una vida útil estimada de 50 años para los proyectos de líneas y subestaciones y una tasa del 10% anual. Con lo anterior se calculó un pago mensual que incluye el valor de inversión y los costos de mantenimiento y administración (COMA). Estos pagos se llevan a valor presente utilizando la tasa de descuento.

Finalmente se obtienen los costos totales de las propuestas considerando los costos de operación, falla e inversión del periodo analizado.

Para la evaluación económica de cada proyecto propuesto se considera como escenario base de evaluación, es decir sin obra de expansión, a los siguientes costos de operación y falla.

Tabla 22: Costos de Operación y Falla Sin Proyecto en VP millones de US\$

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.020 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.103 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 891 |
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.052 | 1.026 | 874 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.048 | 1.025 | 891 |
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.041 | 1.011 | 915 |
| 2030 | 941 | 1.051 | 1.025 | 992 | 940 |

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2031 | 906 | 1.044 | 1.016 | 970 | 957 |
| 2032 | 878 | 1.025 | 1.000 | 955 | 952 |
| 2033 | 856 | 1.025 | 961 | 927 | 953 |
| 2034 | 844 | 1.005 | 971 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 262 | 271 |
| Total | 18.409 | 19.546 | 19.175 | 18.805 | 17.172 |

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

8.1 NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SIC

8.1.1 LÍNEA 2X500 KV NUEVA PUERTO MONTT - NUEVA ANCUD, 2X1500 MVA, NUEVO CRUCE AÉREO 2X500 KV, 2X1500 MVA, AMBOS ENERGIZADOS EN 220 KV Y S/E NUEVA ANCUD 220 KV

El proyecto consiste en una nueva línea doble circuito en estándar 500 kV energizada en 220, entre la S/E Nueva Puerto Montt y la S/E Nueva Ancud. Este proyecto contempla además la construcción de la S/E Nueva Ancud. La longitud aproximada de la línea es de 120 km. Para la instalación de la línea se requiere la construcción de la S/E Nueva Ancud. Se estima la puesta en servicio de la línea de transmisión mencionada para junio del año 2023, considerando un máximo de 60 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto, es de 107,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 23: Costos de Operación y Falla Proyecto Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 987 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.019 | 1.015 | 1.014 | 1.015 | 810 |
| 2024 | 1.030 | 1.034 | 1.030 | 1.033 | 822 |

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2025 | 1.050 | 1.060 | 1.044 | 1.039 | 838 |
| 2026 | 1.098 | 1.109 | 1.077 | 1.058 | 883 |
| 2027 | 1.023 | 1.099 | 1.047 | 1.023 | 865 |
| 2028 | 980 | 1.094 | 1.044 | 1.022 | 883 |
| 2029 | 955 | 1.071 | 1.037 | 1.008 | 908 |
| 2030 | 936 | 1.046 | 1.020 | 988 | 932 |
| 2031 | 898 | 1.038 | 1.010 | 965 | 949 |
| 2032 | 871 | 1.020 | 995 | 949 | 943 |
| 2033 | 850 | 1.022 | 957 | 920 | 943 |
| 2034 | 838 | 1.000 | 968 | 904 | 938 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 259 | 270 |
| Total | 18.341 | 19.489 | 19.121 | 18.746 | 17.075 |

Tabla 24: VATT de la Propuesta en millones de US\$

| | Propuesta CNE |
|--------------|------------------|
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |
| 2019 | - |
| 2020 | 0,1 |
| 2021 | 1,2 |
| 2022 | 1,1 |
| 2023 | 3,9 |
| 2024 | 5,6 |
| 2025 | 5,1 |
| 2026 | 4,6 |
| 2027 | 4,2 |
| 2028 | 3,8 |
| 2029 | 3,5 |
| 2030 | 3,2 |
| 2031 | 2,9 |
| 2032 | 2,6 |
| 2033 | 2,4 |
| 2034 | 2,2 |
| 2035 | 2,0 |
| Total | 48,4 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 25: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Propuesta CNE |
|---------------------------|-------------------------|------------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.389 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.537 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.169 |
| Escenario 4 | 18.805 | 18.794 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.123 |

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtiene un costo menor para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto es económicamente eficiente.

8.1.2 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL SIC

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS) vigente, impone una serie de obligaciones normativas a las instalaciones del sistema de transmisión mayores a 200 kV, que se abordan principalmente en el Título 3-24: Instalaciones de Transmisión. En virtud de aquello, esta Comisión desarrolló una revisión a las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de manera de verificar el cumplimiento de las exigencias establecidas en dicha NTSyCS y con ello determinar las obras de expansión necesarias para normalizarlas.

A continuación se presenta un resumen de las exigencias de diseño por la NTSyCS para la planificación y normalización de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional.

a. Interruptores de líneas de transmisión.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral I, que indica que *“Las líneas de transmisión del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática”*.

b. Mantenimiento de interruptores.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral II, que indica que *“Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas”*.

c. Secciones de barra.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral II, que indica que *“...el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias”*.

d. Configuración de transformadores.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral III, que indica que *“Para subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas”*.

e. Conexiones en derivación en líneas del STT.

Exigencia establecida en el Artículo 3-24, numeral III, que indica que *“En el caso de conexiones en un punto intermedio de una línea perteneciente al STT, corresponderá construir una subestación que seccione al menos dos circuitos de la línea, la cual debe cumplir con los estándares mencionados en el punto II. Configuración de barras de subestaciones del presente artículo”*.

El presente Plan de Expansión contiene las obras necesarias para el cumplimiento normativo de todas las subestaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, sobre la base de los criterios de seguridad y calidad de servicio exigidos, de forma que las propuestas son técnica y económicamente óptimas para el SI.

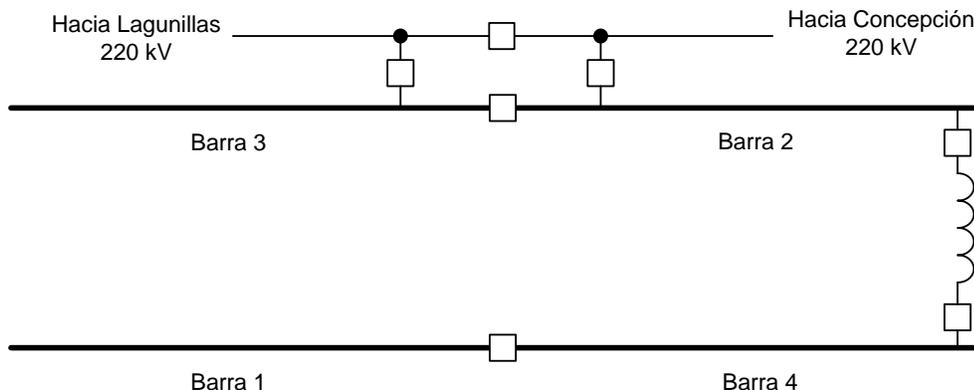
8.1.3 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SIC

8.1.3.1 Proyecto para reducir niveles de cortocircuito en S/E Charrúa 220 kV

El proyecto consiste en la creación de una cuarta sección de barra que contará con un nuevo paño acoplador y que se unirá a la sección 1 de barra actual a través de un paño seccionador. Las barras 2 y 3 seguirán unidas a través de un paño seccionador, además de la diagonal entre las líneas Charrúa – Lagunillas y Charrúa – Concepción, contenida en el Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de fecha 16 de mayo de 2016, mientras que entre las barras 2 y 4 se colocará un reactor limitador de corriente de 30 mH, el cual incluye un interruptor de tipo híbrido hacia cada barra.

La cuarta sección de barra nace de las actuales secciones 1 y 2, utilizando los tramos de dichas secciones que se encuentran en el sector poniente del patio de 220 kV.

Figura 1: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Charrúa 220 kV



En la barra 1 quedan conectados los paños correspondientes a los circuitos: Antuco C1, acoplador sección 1 (JR1), ATR 5 500/220 kV, Pangué C2, CCEE 60 MVar, Mulchén C2, Rucue C1 y Nueva Charrúa C1.

En la barra 2 quedan conectados los paños: ATR 220/154 kV, CMPC, Temuco, Santa Lidia, Antuco C2, Concepción y acoplador sección 2 (JR2).

En la barra 3 quedan conectados los paños: Acoplador sección 3 (JR3), Los Guindos, Antuco C3, Mulchén C1, Hualpén, Santa María C2, Ralco C2, ATR 6 500/220 kV, Lagunillas y Nueva Charrúa C2.

Finalmente, en la barra 4 quedan conectados los paños: Santa María C1, Los Pinos, ATR8 500/220 kV, Ralco C1, Nueva Charrúa 2, Nueva Charrúa 1, Rucue C2 y acoplador sección 4 (JR4). Este último paño es la reutilización del seccionador de barras 1-3 (pañó JS1-3).

Esta configuración de barras, junto con el movimiento de paños, requiere modificaciones menores en la conexión de chicotes, los cuales deberían realizarse con presencia de energía para evitar restricciones significativas en el sistema.

El valor de inversión referencial de la obra es de USD 8,5 millones de dólares y el plazo de ejecución es de 30 meses.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

8.1.3.2 S/E Seccionadora El Rosal 220 kV

La subestación seccionadora El Rosal surge para normalizar el actual *tap off* El Rosal, ubicado a 19 km al sur de S/E charrúa en la línea Charrúa – Duqueco 1x220

kV. En dicho punto inyecta al sistema la central Laja I. Además, la ubicación del *tap off* coincide con un punto de seccionamiento óptimo en 220 kV.

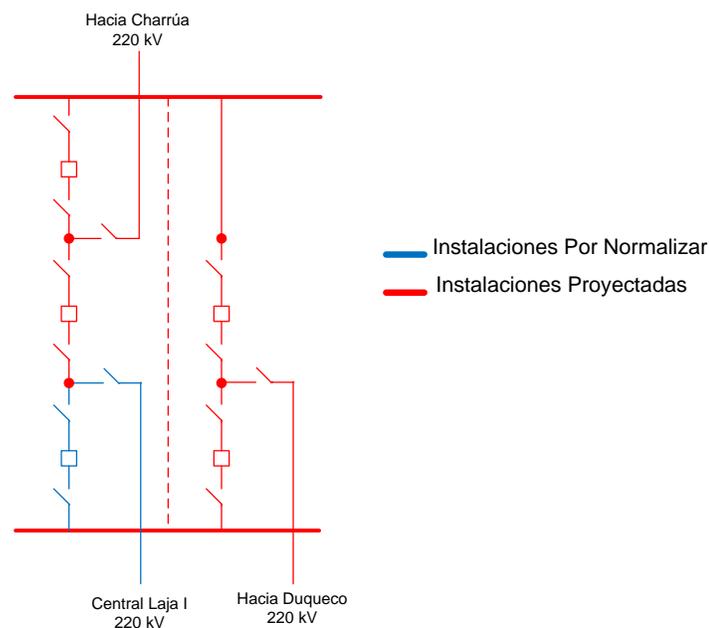
La subestación será en configuración interruptor y medio, con dos barras AIS o *Air Insulated Switchgear* y dos medias diagonales, dejando espacio para dos diagonales futuras. Los espacios deben ser tal que permitan la instalación de equipos compactos o convencionales. La subestación debe seccionar la línea Charrúa – Duqueco 1x220 kV en diagonales distintas, ubicándose en un entorno de 3 km del actual *tap off*, dejando espacio para la normalización de dicho *tap off*.

La subestación debe contar con una capacidad de barras de 500 MVA a 40° C con sol e interruptores de capacidad de 40 kA o mayor.

El valor de inversión referencial de la obra es de USD 4,5 millones de dólares y el plazo de ejecución es de 24 meses.

El Detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

Figura 2: Diagrama referencial desarrollo de la S/E seccionadora El Rosal 220 kV



8.2 NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN EL SING

8.2.1 S/E SECCIONADORA NUEVA CHUQUICAMATA 220 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV ENTRE S/E NUEVA CHUQUICAMATA – S/E CALAMA

En el presente Plan de Expansión, se propone la obra del seccionamiento de las futuras líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar en una nueva subestación Nueva Chuquicamata además de la construcción de una nueva línea 2x220 kV entre la nueva subestación y subestación Calama de manera de robustecer el abastecimiento y seguridad de servicio de la ciudad de Calama y sus pueblos aledaños. Además, la subestación Calama es ruta de evacuación de para generación renovable no convencional presente en la zona.

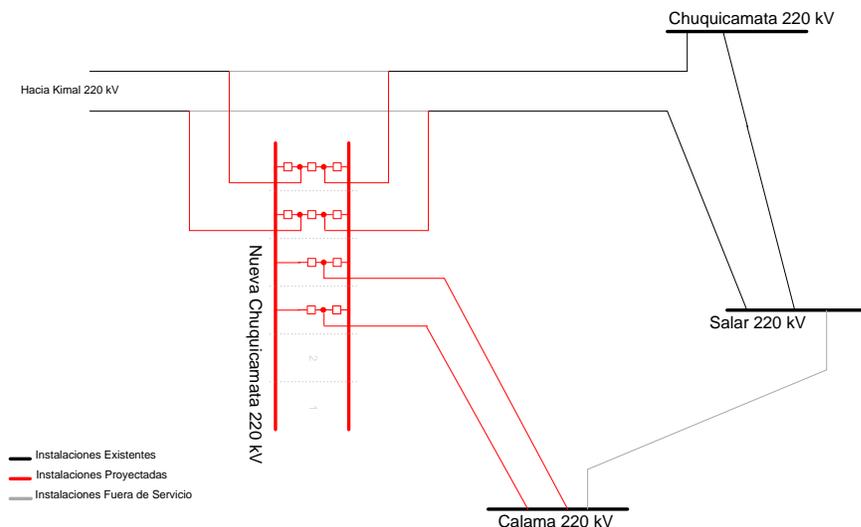
La configuración que se recomienda para la subestación Nueva Chuquicamata corresponde a interruptor y medio.

La nueva subestación deberá contener los espacios suficientes para recibir los paños relativos al seccionamiento de las líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar y de la nueva línea hacia Calama. Adicionalmente se dejarán disponibles los espacios suficientes para futuros proyectos.

Con respecto a la actual línea 1x220 kV Salar – Calama, se procederá a su desconexión una vez que se concrete el proyecto de expansión descrito anteriormente.

El Valor de Inversión referencial es de USD 19,8 millones y su detalle se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe. Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Figura 3: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Nueva Chuquicamata 220 kV y Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama



8.2.2 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL SING

Para la normalización de las subestaciones en el SING se consideraron las mismas exigencias establecidas en el numeral 8.1.2 del presente informe.

8.2.3 NECESIDADES DE AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES EN EL SING

8.2.3.1 Normalización en S/E Calama 220 kV

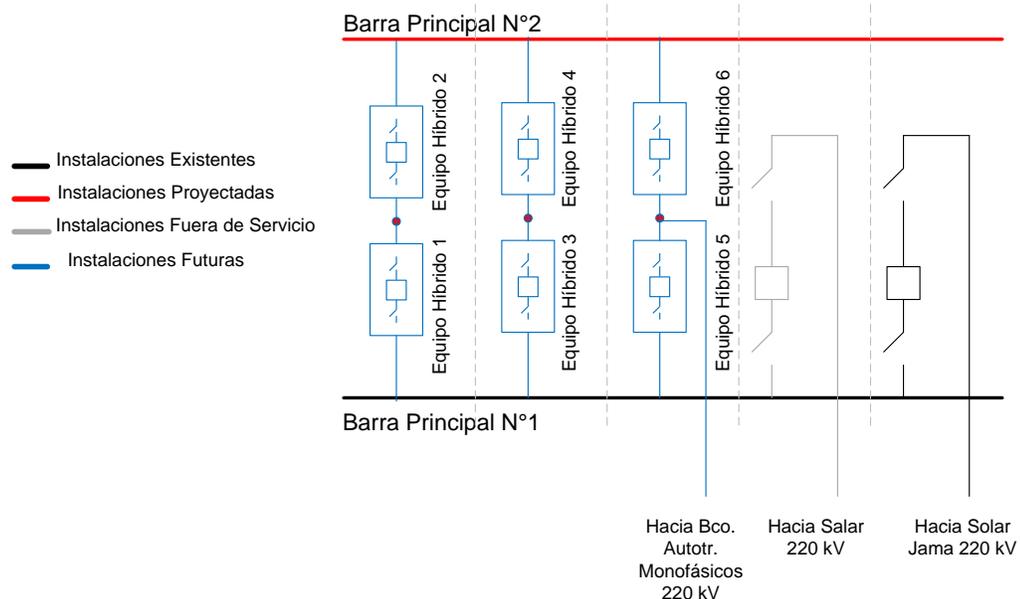
En el presente Plan de Expansión se propone la modificación en la configuración de la actual subestación Calama 220 kV, de manera que se ajuste a la normativa vigente para instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional. Principalmente la obra de ampliación en la subestación contempla la incorporación de una nueva barra, de manera de dejar una configuración de doble barra con doble interruptor.

El valor total de inversión referencial asciende a USD 776 mil.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Figura 4: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Calama 220 kV



8.2.3.2 S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV

El proyecto denominado S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV deberá cumplir con el seccionamiento de la línea 1x220 kV entre El Tesoro – Esperanza y ajustarse a la normativa vigente para instalaciones pertenecientes al sistema nacional. Por lo tanto, su diseño contempla la construcción de tres medias diagonales en configuración interruptor y medio, de las cuales una posición se destinará a la conexión del circuito proveniente de S/E El Tesoro y otra para la conexión del circuito hacia S/E Esperanza. Una tercera posición será utilizada para la reubicación del paño en S/E El Tesoro de la línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro. Adicionalmente, se deberá dejar espacio disponible para cinco (5) nuevas diagonales, sólo con terreno nivelado para futuros proyectos. La obra propuesta contribuirá a la continuidad de servicios y dará cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente para instalaciones de transmisión nacional del SING.

La S/E Centinela deberá emplazarse dentro de un radio de 3 km al noroeste desde el punto en donde se encuentran las líneas 2x220 El Cobre – Esperanza y 1x220 kV El Tesoro – Esperanza, procurando que se encuentre al oeste de la línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza.

La reubicación de los paños de la S/E Esperanza de la línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza es una obra complementaria a la propuesta por esta Comisión, la que será revisada en futuros procesos de expansión y corresponde a la segunda fase de la normalización de las instalaciones de la zona.

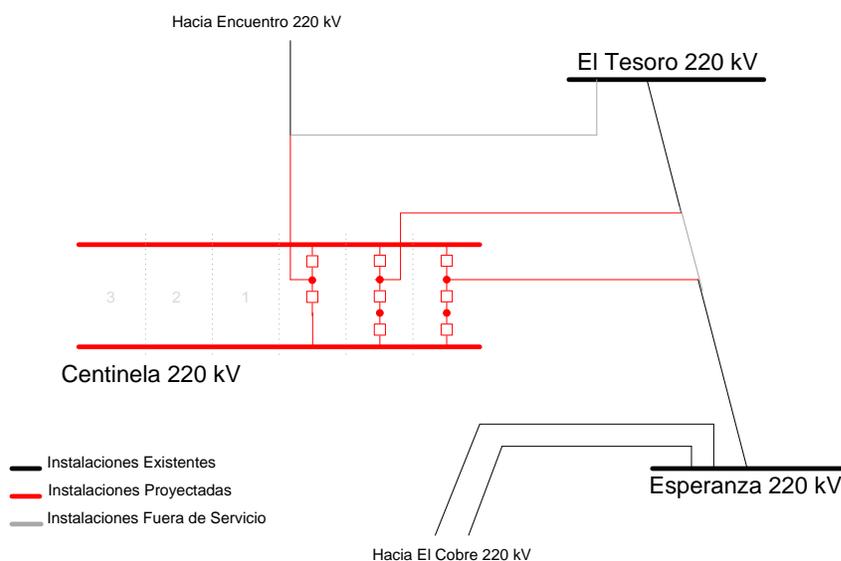
En esta segunda etapa del proyecto se propondrá la construcción de un nuevo segmento de línea para permitir el cambio de paño de la línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza ubicado en S/E Esperanza hacia S/E Centinela, de manera de dejar las instalaciones de Minera Centinela (antiguos consumos de Minera Esperanza y Minera El Tesoro) conectadas de forma radial.

El Valor de Inversión referencial es de USD 10,6 millones.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.

Figura 5: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Seccionadora Centinela 220 kV



8.2.3.3 Normalización del paño de línea Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV

Esta propuesta consiste en el cambio de conexión del paño de El Tesoro de la línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro al nuevo esquema de la barra de la subestación Encuentro mediante la incorporación de nuevos desconectores del tipo pantógrafo.

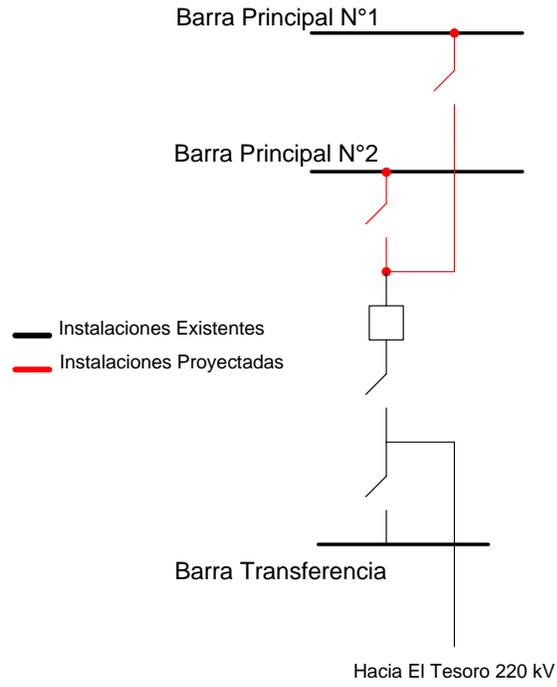
El Valor de Inversión referencial es de 253 mil de US\$.

El detalle de los costos de inversión referencial se encuentra incluido en el numeral 9.1.1 del presente informe.

Adicionalmente, se adjunta un diagrama referencial con el desarrollo del proyecto antes mencionado.



Figura 6: Diagrama referencial desarrollo de la normalización de S/E Encuentro 220 kV



9 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se estudiaron como factibles de construir se realizó de acuerdo a la metodología de valorización descrita en el Anexo 2 del presente documento.

A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión nacional, de acuerdo a la aplicación metodológica usada en el presente estudio.

9.1 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN ANALIZADAS

9.1.1 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN DEL SING

9.1.1.1 Normalización S/E Calama

Tabla 26: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Normalización S/E Calama 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|-------------------------------------|----------------|
| 1 | Costos Directos | 639.521 |
| 1.1 | Ingeniería | 30.572 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 123.974 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 484.975 |
| 2 | Costos Indirectos | 101.915 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 31.716 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 31.820 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 27.665 |
| 2.4 | Contingencias | 10.713 |
| 3 | Monto Contrato | 741.436 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 34.554 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 775.989 |

9.1.1.2 S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión de línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela

Tabla 27: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>S/E Seccionadora Centinela 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 7.012.920 |
| 1.1 | Ingeniería | 538.825 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 503.022 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 5.971.074 |
| 2 | Costos Indirectos | 888.232 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 315.414 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 189.181 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 280.025 |

| <i>S/E Seccionadora Centinela 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|--------------------------------|------------------|
| 2.4 | Contingencias | 103.612 |
| 3 | Monto Contrato | 7.901.152 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 406.103 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 8.307.255 |

Tabla 28: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Extensión de línea para reubicación de conexión</i> | | <i>USD</i> |
|--|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 1.572.501 |
| 1.1 | Ingeniería | 138.073 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 285.113 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 1.149.316 |
| 2 | Costos Indirectos | 666.262 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 96.708 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 77.511 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 96.801 |
| 2.4 | Contingencias | 75.243 |
| 2.5 | Servidumbres | 320.000 |
| 3 | Monto Contrato | 2.238.764 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 73.224 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 2.311.988 |

9.1.1.3 Normalización del paño de línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro en S/E Encuentro

Tabla 29: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Ampliación paño El Tesoro en S/E Encuentro</i> | | <i>USD</i> |
|---|-------------------------------------|----------------|
| 1 | Costos Directos | 226.406 |
| 1.1 | Ingeniería | 60.698 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 63.813 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 101.896 |
| 2 | Costos Indirectos | 18.841 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 5.366 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.953 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 9.769 |
| 2.4 | Contingencias | 1.752 |
| 3 | Monto Contrato | 245.247 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 7.783 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 253.030 |

9.1.2 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN DEL SIC

9.1.2.1 Proyecto para reducir niveles de cortocircuito en S/E Charrúa

Tabla 30: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Disminución Niveles de Cortocircuito en barras 220 kV de la S/E Charrúa</i> | | <i>USD</i> |
|--|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 6.929.661 |
| 1.1 | Ingeniería | 500.000 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 316.243 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 6.113.418 |
| 2 | Costos Indirectos | 1.315.383 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 488.855 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 189.181 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 447.871 |
| 2.4 | Contingencias | 189.476 |
| 3 | Monto Contrato | 8.245.043 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 288.577 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 8.533.620 |

9.1.2.2 S/E Seccionadora El Rosal 220 kV

Tabla 31: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>S/E El Rosal 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|---------------------------------|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 3.856.527 |
| 1.1 | Ingeniería | 324.704 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 124.408 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 3.407.415 |
| 2 | Costos Indirectos | 465.482 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 155.808 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 122.946 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 139.407 |
| 2.4 | Contingencias | 47.321 |
| 3 | Monto Contrato | 4.322.010 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 181.714 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 4.503.723 |

9.1.3 VALORIZACIÓN DE LA OBRA NUEVA DEL SING

9.1.3.1 S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama

Tabla 32: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>S/E Nueva Chuquicamata 220kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|-------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>8.149.584</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 640.742 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 428.994 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 7.079.848 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>1.128.695</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 370.851 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 249.723 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 333.659 |
| 2.4 | Contingencias | 131.111 |
| 2.5 | Servidumbre | 43.350 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>9.278.278</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>376.740</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>9.655.019</i> |

Tabla 33: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama</i> | | <i>USD</i> |
|---|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>7.885.162</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 364.919 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 486.865 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 7.033.378 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>1.887.644</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 412.691 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 283.162 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 355.011 |
| 2.4 | Contingencias | 286.779 |
| 2.5 | Servidumbre | 550.000 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>9.772.806</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>357.301</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>10.130.107</i> |

9.1.4 VALORIZACIÓN DE LA OBRA NUEVAS DEL SIC

9.1.4.1 Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV

Tabla 34: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva Línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt - Punta Barranco</i> | | <i>USD</i> |
|---|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>45.010.471</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 1.758.801 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 457.927 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 42.793.743 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>14.511.362</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 2.202.414 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.125.262 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 1.875.347 |
| 2.4 | Contingencias | 1.586.940 |
| 2.5 | Servidumbre | 7.721.400 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>59.521.833</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>2.757.261</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>62.279.094</i> |

Tabla 35: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x500 kV San Gallán – Nueva Ancud</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>12.810.663</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 806.085 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 339.021 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 11.665.557 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>4.247.721</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 600.873 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 599.410 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 543.994 |
| 2.4 | Contingencias | 403.444 |
| 2.5 | Servidumbre | 2.100.000 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>17.058.383</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>653.336</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>17.711.720</i> |

Tabla 36: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>13.844.860</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 1.117.475 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 341.868 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 12.385.517 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>3.002.611</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 973.678 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 831.991 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 825.694 |
| 2.4 | Contingencias | 371.248 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>16.847.471</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>667.281</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>17.514.753</i> |

Tabla 37: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>S/E Nueva Ancud 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>8.723.026</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 649.523 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 339.021 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 7.734.482 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>1.050.130</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 365.678 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 254.082 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 317.034 |
| 2.4 | Contingencias | 113.337 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>9.773.156</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>451.422</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>10.224.578</i> |

10 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS

10.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL

Los proyectos que a continuación se indican, son algunos de los proyectos que han sido analizados por esta Comisión en virtud del proceso ad-hoc para la determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero de la ley 20.936.

Para esto, se han tenido a la vista los antecedentes y análisis proporcionados por las empresas de transmisión zonal, de acuerdo a la presentación de las nóminas de obras en construcción y propuesta de expansión realizada ante la Comisión el día 2 de noviembre del año 2016, en el marco del proceso ad-hoc señalado precedentemente.

Las obras resultantes en las diversas zonas tienen por objetivo principal lograr un nuevo apoyo a los sistemas zonales, siendo necesaria para esto una ejecución optimizada y coordinada entre los segmentos de transmisión.

En consecuencia y a continuación se indican algunas de las obras de expansión que podrían incorporarse por esta Comisión en el proceso ad-hoc para la determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero de la ley N°20.936 y que se tuvieron a la vista para la elaboración del presente plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Para la evaluación económica de cada proyecto propuesto se considera como escenario base de evaluación, es decir sin obra de expansión, a los siguientes costos de operación y falla.

Tabla 38: Costos de Operación y Falla Sin Proyecto en VP millones de US\$

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.020 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.103 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 891 |
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.052 | 1.026 | 874 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.048 | 1.025 | 891 |

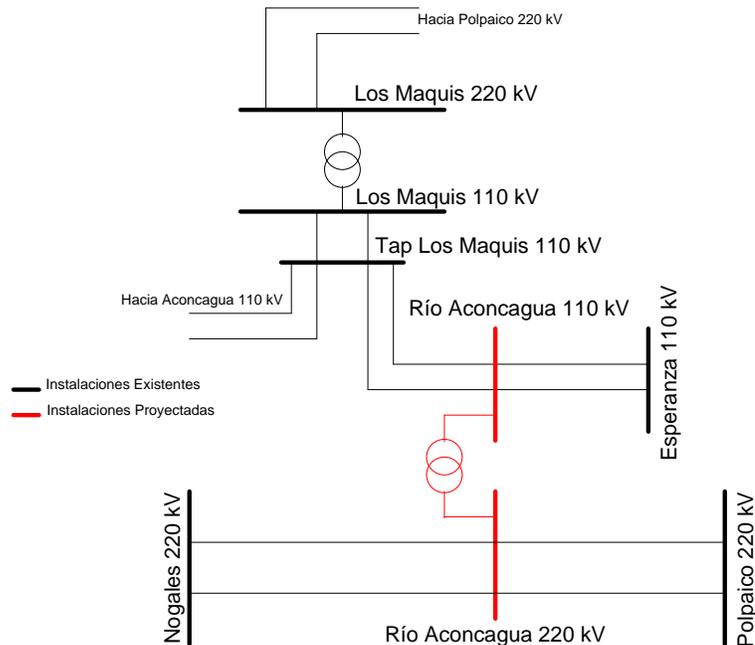
| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.041 | 1.011 | 915 |
| 2030 | 941 | 1.051 | 1.025 | 992 | 940 |
| 2031 | 906 | 1.044 | 1.016 | 970 | 957 |
| 2032 | 878 | 1.025 | 1.000 | 955 | 952 |
| 2033 | 856 | 1.025 | 961 | 927 | 953 |
| 2034 | 844 | 1.005 | 971 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 262 | 271 |
| Total | 18.409 | 19.546 | 19.175 | 18.805 | 17.172 |

10.1.1 S/E SECCIONADORA RÍO ACONCAGUA 220 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la zona del valle del Aconcagua donde la línea de Transmisión Nacional Nogales – Polpaico 2x220 kV se cruza con la línea de Transmisión Zonal Esperanza – Los Maquis 110 kV. Para esto, se propone realizar un seccionamiento a ambas líneas en una nueva subestación denominada S/E Río Aconcagua 220 kV, junto con la inclusión de un banco de transformadores de 220/110kV que dé apoyo al suministro en 110 kV de la zona de San Felipe y Los Andes. El objetivo de esta obra es aliviar el tramo Polpaico - Los Maquis, redirigiendo los flujos de potencia que alimentan el sistema zonal actualmente por S/E Los Maquis a través de S/E Esperanza.

A continuación se muestra un diagrama unilineal de la solución antes presentada.

Figura 7: Diagrama referencial desarrollo del proyecto S/E Seccionadora Río Aconcagua 220 kV



Adicionalmente para la zona que componen las subestaciones Nogales, Polpaico y Los Maquis, se han analizado las siguientes obras:

- S/E Seccionadora Río Aconcagua y Nueva línea 1x220 kV entre S/E Río Aconcagua y S/E Los Maquis.

- Tendido de un tercer circuito entre S/E Polpaico y S/E Los Maquis.

En términos de los análisis estocásticos, el seccionamiento de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, mediante la S/E Seccionadora Río Aconcagua y la interconexión de ésta el sistema zonal de 110 kV entre las subestaciones Las Vegas y Esperanza, genera una reducción de los flujos de potencia por el tramo El Llano-Los Maquis 220 kV, principalmente porque el suministro de los clientes regulados de la zona de San Felipe y Los Andes se abastecería en gran medida por la nueva subestación. Así, con las obras propuestas, en todos los escenarios de generación analizados se retrasa la necesidad de ampliar la capacidad hacia la S/E Los Maquis en al menos 5 años. Además, la construcción de dicha obra entrega mayor nivel de seguridad a la zona, puesto que contará con dos vías de alimentación.

10.1.2 S/E SECCIONADORA RÍO TOLTÉN 220 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, toda vez que la actual conexión en derivación en Río Toltén no cumple con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, por lo que corresponde normalizar y construir un seccionamiento doble de la línea 2x220 kV entre Valdivia - Cautín.

Adicionalmente, la localización del actual *tap off* Río Toltén es un lugar propicio para instalar un apoyo al sistema de 66 kV, zona comprendida entre Temuco – Pitrufquén – Loncoche, análisis que se están realizando en detalle para el Informe de Expansión de los Sistemas de Transmisión Zonal Ad-hoc.

10.1.3 NORMALIZACIÓN S/E CHILOÉ 220 KV

El proyecto de normalización de la S/E Chiloé 220 kV tiene por objetivo cumplir con las exigencias normativas, toda vez que la configuración de barra de dicha subestación no cumple los criterios de una instalación de transmisión nacional.

Bajo este concepto, el CDEC ha propuesto la construcción de 3 medias diagonales AIS para permitir una configuración interruptor y medio, en terreno propio de la subestación existente, perteneciente a SAESA. De esta manera, cumplirá con los estándares de diseño nacional, permitiendo además la conexión del proyecto futuro de normalización entre la S/E Nueva Ancud y S/E Chiloé. Adicionalmente, quedaría adaptada para la conexión de futuros proyectos de generación y transmisión de la zona.

Sin embargo, la empresa SAESA ha informado como “en construcción” a esta Comisión su proyecto de expansión zonal denominado “Proyecto Chiloé – Gamboa”, que incluye un nuevo sistema en 220 kV entre las subestaciones Chiloé y la nueva subestación Gamboa, cercana a la actual S/E Castro, y la normalización de la S/E Chiloé para permitir las futuras conexiones y cumplimiento normativo de las instalaciones.

Por lo anterior, esta Comisión hará las modificaciones necesarias al proyecto zonal de SAESA, de manera que cumpla con lo establecido en la normativa y sea consistente con la obra de expansión nacional que se ha propuesto en el presente documento.

10.2 NUEVA LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en una nueva línea doble circuito en 220kV tendido del primer circuito, entre la S/E Lagunas y la S/E Nueva Pozo Almonte. Este proyecto contempla además la modificación de cada una de las S/E anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea es de 70 km, con una capacidad de transmisión inicial de 292 MVA. Para la instalación de la línea se requiere la ampliación de las S/E Lagunas y Nueva Pozo Almonte. Se proyecta su puesta en servicio para diciembre del año 2022, considerando un máximo de 48 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 25,17 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones, todos en valor presente (VP) en millones de US\$.

Tabla 39: Costos de Operación y Falla Nueva Línea Lagunas-Nueva Pozo Almonte 220 kV Sistema SING en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.019 | 815 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.049 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.102 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 891 |

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.051 | 1.026 | 873 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.047 | 1.025 | 891 |
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.041 | 1.010 | 915 |
| 2030 | 942 | 1.051 | 1.025 | 992 | 940 |
| 2031 | 906 | 1.044 | 1.016 | 970 | 957 |
| 2032 | 879 | 1.025 | 1.000 | 955 | 952 |
| 2033 | 857 | 1.025 | 961 | 927 | 953 |
| 2034 | 844 | 1.005 | 971 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 262 | 271 |
| Total | 18.412 | 19.545 | 19.173 | 18.804 | 17.171 |

Tabla 40: VATT de Propuesta en millones de US\$

| | Propuesta CDEC |
|--------------|----------------|
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |
| 2019 | - |
| 2020 | - |
| 2021 | - |
| 2022 | 0,1 |
| 2023 | 1,4 |
| 2024 | 1,3 |
| 2025 | 1,2 |
| 2026 | 1,1 |
| 2027 | 1,0 |
| 2028 | 0,9 |
| 2029 | 0,8 |
| 2030 | 0,7 |
| 2031 | 0,7 |
| 2032 | 0,6 |
| 2033 | 0,6 |
| 2034 | 0,5 |
| 2035 | 0,5 |
| Total | 11,40 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 41: Resumen de Costos en millones de US\$

| Resumen Costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Propuesta CDEC |
|------------------------|----------------------|----------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.423 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.556 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.184 |
| Escenario 4 | 18.805 | 18.815 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.182 |

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen costos mayores para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 42: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito</i> | | <i>USD</i> |
|---|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>19.822.181</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 1.511.755 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 615.770 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 17.694.657 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>4.782.170</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.069.626 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 724.339 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 912.774 |
| 2.4 | Contingencias | 675.432 |
| 2.5 | Servidumbre | 1.400.000 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>24.604.352</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>552.116</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>25.156.467</i> |

10.3 AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE EMPALMES S/E KIMAL A ACTUAL LÍNEA 2X220 KV CRUCERO - ENCUENTRO

La presente obra surge como parte de los análisis efectuados por esta Comisión de la obra propuesta por CDEC-SING en la zona comprendida entre las subestaciones Crucero, Encuentro y Kimal y las posibles restricciones en transmisión que podrían ocurrir, debido a la capacidad de las líneas que las unen, en particular, la línea 2x220 kV Kimal – Encuentro.

La obra definida por el CDEC – SING propone un proyecto que considera el aumento de capacidad de empalmes desde el punto de seccionamiento de la línea 2x220 kV Crucero – Encuentro hacia la nueva subestación Kimal, incluyendo la adecuación de sus paños y conexiones de la línea Kimal – Encuentro en S/E Encuentro.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 43: Costos de Operación y Falla Aumento Capacidad de Empalmes en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 987 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.019 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.103 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 891 |
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.052 | 1.026 | 873 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.048 | 1.025 | 891 |
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.041 | 1.011 | 915 |
| 2030 | 941 | 1.051 | 1.025 | 992 | 940 |
| 2031 | 906 | 1.044 | 1.016 | 970 | 957 |
| 2032 | 878 | 1.025 | 1.000 | 955 | 952 |
| 2033 | 856 | 1.025 | 961 | 927 | 953 |
| 2034 | 844 | 1.005 | 971 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 262 | 271 |
| Total | 18.409 | 19.546 | 19.174 | 18.805 | 17.172 |

Tabla 44: VATT de la Propuesta en millones de US\$

| | Propuesta CDEC |
|--------------|-------------------|
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |
| 2019 | 0,3 |
| 2020 | 0,3 |
| 2021 | 0,2 |
| 2022 | 0,2 |
| 2023 | 0,2 |
| 2024 | 0,2 |
| 2025 | 0,2 |
| 2026 | 0,2 |
| 2027 | 0,1 |
| 2028 | 0,1 |
| 2029 | 0,1 |
| 2030 | 0,1 |
| 2031 | 0,1 |
| 2032 | 0,1 |
| 2033 | 0,1 |
| 2034 | 0,1 |
| 2035 | 0,1 |
| Total | 2,70 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 45: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Propuesta CDEC |
|---------------------------|-------------------------|-------------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.412 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.548 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.177 |
| Escenario 4 | 18.805 | 18.808 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.174 |

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtiene un costo mayor para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 46: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Ampliación de capacidad de empalmes S/E Kimal a actual línea 2x220 kV Crucero -Encuentro</i> | | <i>USD</i> |
|---|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 3.069.250 |
| 1.1 | Ingeniería | 142.730 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 67.427 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 2.859.093 |
| 2 | Costos Indirectos | 485.368 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 179.667 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 56.641 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 151.115 |
| 2.4 | Contingencias | 97.946 |
| 3 | Monto Contrato | 3.554.618 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 58.735 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 3.613.353 |

10.4 CAMBIO DE INTERRUPTORES 52JR, 52JS Y 52JRE EN S/E CRUCERO

Esta propuesta consiste en el cambio de los interruptores 52JR, 52JS y 52JRE en S/E Crucero por motivos de obsolescencia técnica y porque verían superada su capacidad de ruptura en los próximos años.

El valor de inversión referencial de esta obra es de USD 616 mil y su plazo constructivo es de 15 meses.

Los valores de corriente de interrupción de los interruptores son los siguientes:

Tabla 47: Capacidad de ruptura en kA de los elementos de la S/E Crucero

| Interruptor | Elemento | Capacidad de ruptura |
|-------------|-----------------------|----------------------|
| 52JRE | Reactor 24 MVar | 25,0 |
| 52JR | Transferencia | 31,5 |
| 52JS | Seccionador de barras | 31,5 |

Los análisis realizados por esta Comisión indican que no se requiere el cambio de interruptores en el corto plazo, según lo mostrado en la siguiente tabla con las máximas corrientes de cortocircuito para S/E Crucero 220 kV, ya que el cambio del interruptor 52JRE se requeriría solamente a partir del año 2022.

Tabla 48: Niveles de cortocircuito en kA en el horizonte de análisis

| Parámetro | 2020 | 2022 | 2026 |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|
| CC simétrica inicial máxima | 20,14 | 24,29 | 24,59 |
| CC simétrica de interrupción máxima | 20,04 | 24,19 | 24,49 |
| CC asimétrico máxima | 20,04 | 26,55 | 26,84 |

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 49: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Cambio de interruptores 52JR, 52JS y 52JRE en S/E Crucero</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|-----------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>559.552</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 24.108 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 115.757 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 419.688 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>29.456</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 11.227 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 8.149 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 7.795 |
| 2.4 | Contingencias | 2.285 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>589.009</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>27.450</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>616.459</i> |

10.5 NUEVO TRANSFORMADOR 500/220 KV, 750 MVA, EN S/E CUMBRES

El proyecto consiste en la instalación del segundo transformador en la S/E Cumbre, llegando a una capacidad de transmisión de 1500 MVA. Para permitir la instalación de un nuevo banco de autotransformadores en la S/E Cumbres, es necesaria la ampliación de las barras de 500 kV y 220 kV y la instalación de media diagonal en 500 kV para el nuevo banco de autotransformadores, incluyendo caseta de control y protecciones de la diagonal (con todo su equipamiento). Se estima un plazo constructivo máximo de 36 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto, es de 24,7 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 50: Costos de Operación y Falla del Nuevo Transformador Cumbres Sistema SIC en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.019 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.103 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 891 |
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.052 | 1.026 | 874 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.048 | 1.025 | 891 |
| 2029 | 960 | 1.077 | 1.041 | 1.011 | 915 |
| 2030 | 941 | 1.051 | 1.025 | 992 | 940 |
| 2031 | 906 | 1.044 | 1.016 | 970 | 957 |
| 2032 | 878 | 1.025 | 1.000 | 955 | 952 |
| 2033 | 856 | 1.025 | 961 | 927 | 953 |
| 2034 | 844 | 1.004 | 971 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 262 | 271 |
| Total | 18.409 | 19.546 | 19.175 | 18.806 | 17.173 |

Tabla 51: VATT de la Propuesta en millones de US\$

| | Propuesta CDEC |
|--------------|-------------------|
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |
| 2019 | - |
| 2020 | - |
| 2021 | 0,3 |
| 2022 | 1,6 |
| 2023 | 1,4 |
| 2024 | 1,3 |
| 2025 | 1,2 |
| 2026 | 1,1 |
| 2027 | 1,0 |
| 2028 | 0,9 |
| 2029 | 0,8 |
| 2030 | 0,7 |
| 2031 | 0,7 |
| 2032 | 0,6 |
| 2033 | 0,5 |
| 2034 | 0,5 |
| 2035 | 0,4 |
| Total | 13,0 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales de cada propuesta analizada.

De los resultados obtenidos, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen mayores costos para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

Tabla 52: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen Costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Propuesta CDEC |
|------------------------------|-------------------------|-------------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.422 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.559 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.188 |
| Escenario 4 | 18.805 | 18.819 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.185 |

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 53: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nuevo transformador 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Cumbres</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>20.499.038</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 600.825 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 316.243 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 19.581.970 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>3.396.413</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.773.335 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 189.181 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 982.265 |
| 2.4 | Contingencias | 451.632 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>23.895.451</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>836.341</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>24.731.792</i> |

10.6 NUEVO SISTEMA 220 KV EN ZONA SIC NORTE ENTRE PAN DE AZUCAR – NOGALES

A continuación se presentan las alternativas que buscan reforzar los circuitos existentes entre Pan de azúcar – Nogales 2x220 kV, justificadas por las eventuales congestiones presentadas principalmente por las futuras incorporaciones de nuevas centrales eólicas y solares en la zona.

Adicionalmente este sistema cuenta en la actualidad con un Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG) que aplica en sentido norte – sur, con un límite de transmisión de 400 MVA desde la zona norte hacia la zona centro y 224 MVA hacia el norte.

Las propuestas consideradas fueron las siguientes:

- Propuesta del CDEC-SIC, cuya obra consiste en una nueva línea 2x220 kV La Cebada – Nogales de 2x580 MVA, con puesta en servicio en mayo 2022.
- Proyecto CNE, cuya obra consiste en la construcción de una nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-La Cebada-Nogales de 2x580 MVA, con puesta en servicio en mayo 2022.
- Propuesta CDEC-SIC, cuya obra consiste en una nueva línea 2x220 KV Nogales – Punta Sierra de 2x580 MVA y con puesta en servicio en mayo 2022.
- Proyecto CNE, cuya obra consisten en la construcción de una nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nogales de 2x580 MVA, con puesta en servicio en mayo 2022.

A continuación se describen las obras de ampliación necesarias en las subestaciones La Cebada, Punta Sierra y Nogales:

Ampliaciones en S/E La Cebada

La ampliación de la subestación La Cebada actualmente en construcción, poseerá una tecnología GIS en doble barra más una barra de transferencia, y contará con terreno disponible para recibir los nuevos paños de línea. De esta forma, para la obra “nueva línea 2x220 kV La Cebada – Nogales de 2x580 MVA” se necesitaría realizar una obra de ampliación en la subestación La Cebada, que consistiría en incluir 2 bahías de conexión GIS totalmente equipadas en configuración de barra principal seccionada con transferencia, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Por su parte, el proyecto “nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-La Cebada-Nogales de 2x580 MVA” requiere de una obra de ampliación en la subestación La Cebada que consistiría en incluir 4 bahías de conexión GIS totalmente equipadas, en configuración de barra principal seccionada con transferencia, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Ampliaciones en S/E Punta Sierra

La subestación Punta Sierra cuenta con tecnología constructiva AIS en configuración interruptor y medio, con espacio suficiente para realizar las ampliaciones requeridas para la acometida de los dos nuevos circuitos. En este sentido, el proyecto “Nogales – Punta Sierra de 2x580 MVA” requiere de la obra de ampliación en la Subestación Punta Sierra, que consistiría en la construcción de dos medias diagonales, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Por su parte, el proyecto “nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nogales de 2x580 MVA” requiere de una obra de ampliación en la subestación Punta Sierra, que consistiría en la construcción de dos diagonales, además de incluir todos los equipos necesarios, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

Ampliación en S/E Nogales

La subestación Nogales posee configuración de interruptor y medio con equipamiento AIS, existiendo también espacio disponible para los nuevos paños de línea propuestos. En este sentido, todos los proyectos evaluados requieren de la obra de ampliación en la subestación Nogales, que consistiría en incluir 2 medias diagonales AIS totalmente equipadas, además de incluir todos los equipos, obras, labores, adecuaciones y faenas necesarias para el correcto funcionamiento de la obra de ampliación.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones, considerando la construcción de la nueva línea y las obras de ampliación necesarias en las respectivas subestaciones. Por último, se indica el beneficio neto para cada escenario de este proyecto.

Tabla 54: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV La Cebada - Nogales de 2x580 MVA en VP millones de US\$

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1008 | 1024 | 1020 | 1007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1000 | 1000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1023 | 1019 | 1017 | 1019 | 815 |
| 2024 | 1036 | 1038 | 1035 | 1038 | 830 |
| 2025 | 1054 | 1064 | 1048 | 1042 | 845 |
| 2026 | 1102 | 1112 | 1080 | 1061 | 890 |
| 2027 | 1026 | 1102 | 1049 | 1025 | 872 |
| 2028 | 982 | 1097 | 1045 | 1024 | 890 |
| 2029 | 954 | 1076 | 1038 | 1009 | 914 |
| 2030 | 934 | 1051 | 1023 | 990 | 938 |
| 2031 | 900 | 1044 | 1014 | 969 | 955 |
| 2032 | 873 | 1025 | 998 | 953 | 951 |
| 2033 | 850 | 1025 | 960 | 925 | 952 |
| 2034 | 838 | 1005 | 969 | 910 | 947 |
| 2035 | 240 | 285 | 282 | 262 | 270 |
| Total | 18,363 | 19,540 | 19,153 | 18,788 | 17,158 |

Tabla 55: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-La Cebada-Nogales de 2x580 MVA en VP millones de US\$

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1008 | 1024 | 1020 | 1007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1000 | 1000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1023 | 1019 | 1018 | 1019 | 815 |
| 2024 | 1036 | 1038 | 1036 | 1038 | 830 |
| 2025 | 1054 | 1065 | 1049 | 1042 | 846 |
| 2026 | 1102 | 1113 | 1080 | 1061 | 890 |
| 2027 | 1026 | 1102 | 1049 | 1025 | 872 |

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2028 | 980 | 1098 | 1043 | 1024 | 890 |
| 2029 | 952 | 1077 | 1036 | 1009 | 914 |
| 2030 | 930 | 1053 | 1023 | 990 | 938 |
| 2031 | 897 | 1045 | 1014 | 969 | 956 |
| 2032 | 871 | 1028 | 999 | 953 | 951 |
| 2033 | 847 | 1028 | 960 | 926 | 952 |
| 2034 | 836 | 1007 | 970 | 910 | 948 |
| 2035 | 238 | 286 | 282 | 262 | 270 |
| Total | 18,344 | 19,554 | 19,151 | 18,792 | 17,161 |

Tabla 56: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV Nueva Línea 2x220 kV Nogales – Punta Sierra de 2x580 MVA en VP millones de US\$

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1008 | 1024 | 1020 | 1007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1000 | 1000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1023 | 1019 | 1018 | 1019 | 815 |
| 2024 | 1036 | 1038 | 1035 | 1038 | 830 |
| 2025 | 1054 | 1064 | 1048 | 1042 | 845 |
| 2026 | 1102 | 1113 | 1080 | 1061 | 890 |
| 2027 | 1026 | 1102 | 1049 | 1025 | 872 |
| 2028 | 982 | 1097 | 1045 | 1024 | 889 |
| 2029 | 955 | 1076 | 1038 | 1009 | 914 |
| 2030 | 935 | 1051 | 1023 | 990 | 938 |
| 2031 | 901 | 1043 | 1014 | 969 | 955 |
| 2032 | 874 | 1025 | 998 | 953 | 950 |
| 2033 | 851 | 1025 | 960 | 925 | 952 |
| 2034 | 839 | 1005 | 969 | 910 | 947 |
| 2035 | 240 | 285 | 282 | 262 | 270 |
| Total | 18,372 | 19,539 | 19,153 | 18,788 | 17,157 |

Tabla 57: Costos de Operación y Falla Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nogales de 2x580 MVA

| Año | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1008 | 1024 | 1020 | 1007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1000 | 1000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1023 | 1019 | 1017 | 1019 | 815 |
| 2024 | 1036 | 1038 | 1036 | 1038 | 830 |
| 2025 | 1054 | 1064 | 1048 | 1042 | 845 |
| 2026 | 1102 | 1113 | 1080 | 1061 | 890 |
| 2027 | 1026 | 1102 | 1048 | 1025 | 873 |
| 2028 | 980 | 1098 | 1043 | 1024 | 890 |
| 2029 | 952 | 1077 | 1036 | 1009 | 914 |
| 2030 | 930 | 1053 | 1023 | 990 | 938 |
| 2031 | 897 | 1045 | 1015 | 969 | 956 |
| 2032 | 871 | 1028 | 999 | 953 | 951 |
| 2033 | 847 | 1028 | 960 | 926 | 952 |
| 2034 | 836 | 1007 | 970 | 910 | 947 |
| 2035 | 238 | 286 | 281 | 262 | 270 |
| Total | 18,344 | 19,554 | 19,150 | 18,791 | 17,160 |

Tabla 58: VATT de las Propuestas en millones de US\$

| Año | CDEC LT 2x220kV La Cebada - Nogales | CNE LTx2x220kV Pan de Azúcar – Cebada - Nogales | CDEC LTx2x220kV Punta Sierra - Nogales | CNE LTx2x220kV Pan de Azúcar – Punta Sierra - Nogales |
|------|---|--|--|---|
| 2016 | - | - | - | - |
| 2017 | - | - | - | - |
| 2018 | - | - | - | - |
| 2019 | - | - | - | - |
| 2020 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| 2021 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,6 |
| 2022 | 3,2 | 5,2 | 3,1 | 5,4 |
| 2023 | 4,3 | 7,0 | 4,1 | 7,2 |
| 2024 | 3,9 | 6,3 | 3,7 | 6,5 |
| 2025 | 3,5 | 5,7 | 3,4 | 5,9 |
| 2026 | 3,2 | 5,2 | 3,1 | 5,4 |

| Año | CDEC LT 2x220kV La Cebada - Nogales | CNE LTx2x220kV Pan de Azúcar – Cebada - Nogales | CDEC LTx2x220kV Punta Sierra - Nogales | CNE LTx2x220kV Pan de Azúcar – Punta Sierra - Nogales |
|--------------|---|--|--|---|
| 2027 | 2,9 | 4,7 | 2,8 | 4,9 |
| 2028 | 2,7 | 4,3 | 2,5 | 4,5 |
| 2029 | 2,4 | 3,9 | 2,3 | 4,1 |
| 2030 | 2,2 | 3,6 | 2,1 | 3,7 |
| 2031 | 2,0 | 3,2 | 1,9 | 3,4 |
| 2032 | 1,8 | 2,9 | 1,7 | 3,0 |
| 2033 | 1,6 | 2,7 | 1,6 | 2,8 |
| 2034 | 1,5 | 2,4 | 1,4 | 2,5 |
| 2035 | 1,4 | 2,2 | 1,3 | 2,3 |
| Total | 37,2 | 60,0 | 35,6 | 62,4 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales de cada propuesta analizada.

Tabla 59: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | CDEC LTx 2x220 kV La Cebada Nogales | CNE LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar Cebada Nogales | CDEC LTx 2x220 kV Punta Sierra Nogales | CNE LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar Punta Sierra Nogales |
|---------------------------|-------------------------|--|---|---|---|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.400 | 18.404 | 18.407 | 18.406 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.577 | 19.615 | 19.575 | 19.617 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.190 | 19.212 | 19.189 | 19.213 |
| Escenario 4 | 18.805 | 18.826 | 18.852 | 18.824 | 18.853 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.195 | 17.221 | 17.193 | 17.223 |

De los resultados obtenidos, se puede observar que dependiendo de los escenarios de plan de generación se obtienen diferentes opciones con menores o mayores costos para el sistema. Por lo tanto, para determinar qué proyecto será recomendado en el presente plan, se comparan los resultados obtenidos con el resultado del caso base. De esta forma se obtiene el cuadro siguiente.

Tabla 60: Comparación de costos de operación, falla e inversión en MUS\$

| Comparación costos [MMUSD] | CNE | CDEC | CN | CDEC |
|----------------------------------|--|--------------------------------------|---|---|
| | LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar La Cebada Nogales | LTx 2x220 kV La Cebada Nogales | LTx 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar Punta Sierra Nogales | LTx 2x220 kV Punta Sierra Nogales |
| Escenario 1 | -9 | -5 | -2 | -3 |
| Escenario 2 | 32 | 69 | 29 | 71 |
| Escenario 3 | 15 | 37 | 14 | 38 |
| Escenario 4 | 20 | 47 | 19 | 48 |
| Escenario 5 | 23 | 49 | 21 | 51 |

Del cuadro anterior se puede concluir que en la mayoría de los casos los proyectos no presentan beneficio para el sistema, por lo que no se recomienda ninguno de los proyectos analizados.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 61: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x220 kV La Cebada – Nogales 2x580 MVA</i> | | <i>USD</i> |
|---|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>55.424.138</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 2.557.097 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 783.082 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 52.083.960 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>18.297.317</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 3.223.760 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.599.682 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 2.744.566 |
| 2.4 | Contingencias | 2.249.310 |
| 2.5 | Servidumbre | 8.480.000 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>73.721.456</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>1.299.117</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>75.020.572</i> |

Tabla 62: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – La Cebada – Nogales 2x580 MVA</i> | | <i>USD</i> |
|---|-------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>89.407.701</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 5.703.716 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 1.060.528 |

| <i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – La Cebada – Nogales 2x580 MVA</i> | | <i>USD</i> |
|---|-------------------------------------|--------------------|
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 82.643.458 |
| 2 | Costos Indirectos | 30.437.356 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 5.670.640 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 2.544.266 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 4.570.368 |
| 2.4 | Contingencias | 3.652.083 |
| 2.5 | Servidumbre | 14.000.000 |
| 3 | Monto Contrato | 119.845.058 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 2.014.707 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 121.859.764 |

Tabla 63: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x220 kV Nogales – Punta Sierra 2x580 MVA</i> | | <i>USD</i> |
|--|-------------------------------------|-------------------|
| 1 | Costos Directos | 53.098.473 |
| 1.1 | Ingeniería | 3.537.586 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 854.779 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 48.706.108 |
| 2 | Costos Indirectos | 17.270.762 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 2.933.767 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.628.046 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 2.636.260 |
| 2.4 | Contingencias | 2.072.689 |
| 2.5 | Servidumbre | 8.000.000 |
| 3 | Monto Contrato | 70.369.235 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 1.380.270 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 71.749.505 |

Tabla 64: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x580 MVA</i> | | <i>USD</i> |
|--|-------------------------------------|-------------------|
| 1 | Costos Directos | 90.498.273 |
| 1.1 | Ingeniería | 5.956.098 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 1.174.446 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 83.367.729 |
| 2 | Costos Indirectos | 33.423.446 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 5.009.384 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 2.674.753 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 4.594.461 |

| <i>Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nogales 2x580 MVA</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|---------------------------|
| 2.4 | Contingencias | 3.644.847 |
| 2.5 | Servidumbre | 17.500.000 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>23.921.719</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>2.138.505</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>126.060.224</i> |

10.7 NORMALIZACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV

La S/E Nogales tiene configuración interruptor y medio donde se conectan los circuitos de las líneas Quillota – Nogales 2x220 kV, Nogales – Los Vilos 2x220 kV, Polpaico – Nogales 2x220 kV y Nueva Ventanas – Nogales 2x220 kV. Los dos circuitos de cada una de estas dos últimas líneas comparten diagonal en S/E Nogales, por lo que en una contingencia en el interruptor central de dichas diagonales deja fuera de operación los dos circuitos de la línea. En específico:

- Una contingencia del interruptor central de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV podría dejar conectada a la zona norte sólo por el sistema de 110 kV de la Quinta Región si coincide con la condición operacional correspondiente a la línea Quillota – Nogales 2x220 kV desenergizada, la cual es una medida que se toma en ciertas circunstancias.
- La falla del interruptor central de la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220 kV significaría la pérdida de generación de la central Nueva Ventanas o de la central Campiche de 272 MVA cada una, pues sólo podrían evacuar su energía a través del transformador Ventanas 220/110 kV el cual posee 300 MVA de capacidad, con la evidente sobrecarga de él y de las líneas de 110 kV de la zona.

La obra propuesta consiste en la permutación de la acometida de un circuito de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV con un circuito de la línea Nueva Ventanas – Nogales 2x220 kV, lo cual se lograría con la incorporación de dos estructuras bajas para cruzar la línea Nogales – Los Vilos 2x220 kV, modificándose según la siguiente figura.

Figura 8: Diagrama referencial desarrollo de la S/E Nogales kV



Este proyecto será revisado en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

10.8 NORMALIZACIÓN EN S/E COLBÚN 220 KV

El proyecto de ampliación de la S/E Colbún contempla la extensión del anillo del patio de 220 kV para normalizar las conexiones del circuito 1 de la línea Colbún - Candelaria 2x220 kV y el cable Ancoa – Colbún 1x220 kV, siendo aislados del resto del anillo por dos interruptores, de forma tal que dos circuitos del sistema nacional no compartan el mismo punto de conexión en el anillo y que el mantenimiento de interruptores no signifique la desconexión del elemento al cual están asociados.

Para lograr lo anterior, se debe ampliar la subestación hacia el oriente y reubicar los paños J3 y J7, junto con el cambio de acometida del circuito 1 de la línea Colbún – Candelaria, a través de una nueva torre de simple circuito. La ampliación requiere obras civiles para construcción de la plataforma y malla de tierra, obras estructurales relacionadas con fundaciones, nuevas canaletas y nuevos marcos de barra, retiro de equipamiento primario, retiro de cables y nuevo tendido de ellos, obras menores para el cerco y luminarias y la adquisición e instalación de un nuevo desconectador.

A continuación se muestra el diagrama unilineal de la S/E Colbún con la obra propuesta.

Figura 9: Diagrama S/E Colbún 220 kV actual

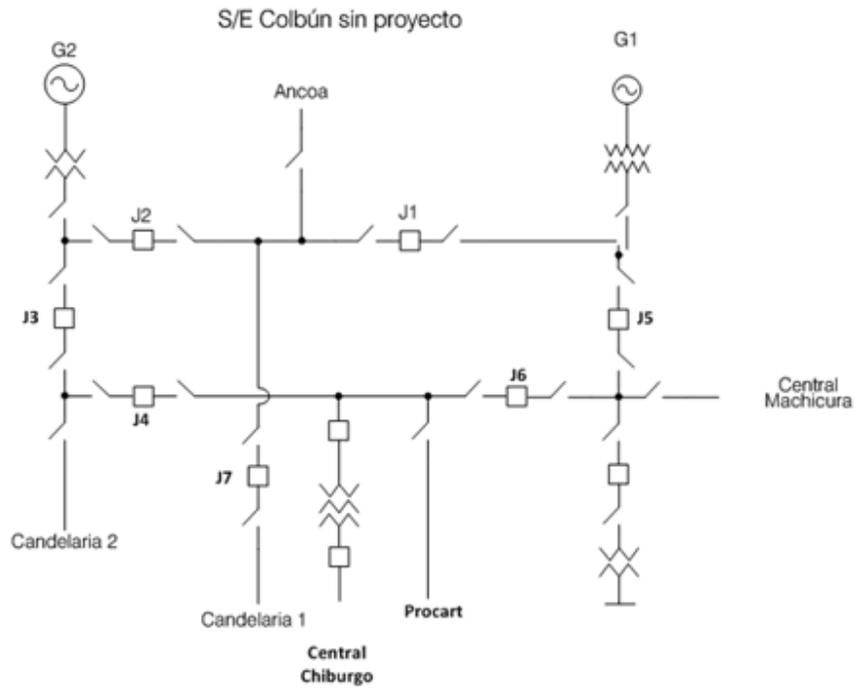
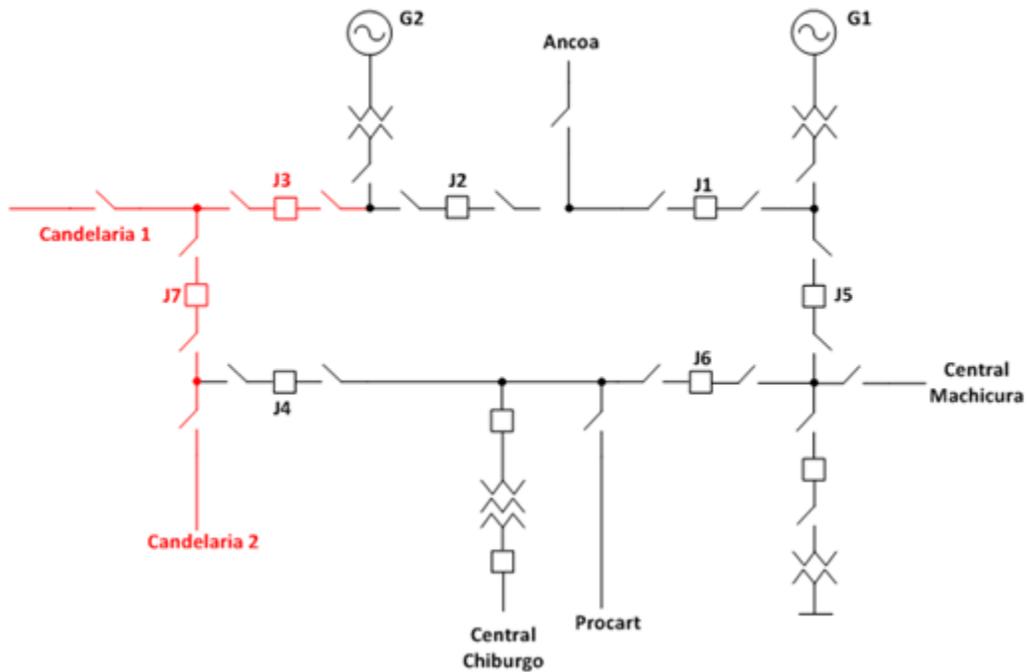


Figura 10: Diagrama referencial para la normalización de la S/E Colbún 220 kV

S/E Colbún con proyecto



El valor de inversión referencial de esta obra es de USD 1,47 millones y su plazo de construcción es de 24 meses.

Sin embargo, esta propuesta tiene el inconveniente que los circuitos Colbún – Candelaria están en posiciones adyacentes, por lo que una contingencia en el paño J7 significa la salida de operación de ambos circuitos señalados. Dado esto, la propuesta será analizada en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 65: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Normalización S/E Colbún 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|-------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>1.246.174</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 211.411 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 177.865 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 856.898 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>172.498</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 51.290 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 58.082 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 47.013 |
| 2.4 | Contingencias | 16.112 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>1.418.672</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>48.021</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>1.466.692</i> |

10.9 NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS – NUEVA CAUTÍN 2X1700 MVA, ENERGIZADA 220 KV

A continuación se presenta la evaluación económica de una propuesta para la zona comprendida entre Cautín y Ciruelos, justificada por las congestiones presentadas desde el comienzo del periodo de análisis, debido principalmente al aumento de demanda en la zona sur y a la incorporación de nuevas centrales hidráulicas, dado los diferentes planes de obra de generación analizados por esta Comisión.

Las evaluaciones consideradas fueron las siguientes:

- Propuesta del CDECSIC, cuya obra consiste en una nueva línea 2x500 kV Nueva Cautín – Ciruelos, energizada en 220 kV.
- Alternativa 1, que consiste en atrasar el proyecto en 1 año dado las modificaciones producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.936 para la construcción de nuevas líneas en los sistemas interconectados..
- Expansión sur en 500 kV desde Charrúa a Pichirropulli. Este proyecto consiste en normalizar la transmisión desde la subestación Charrúa hasta Nueva Puerto Montt, con bajada en Ciruelos.
- Sin proyecto en la zona.

En las siguientes tablas muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones. Por último, se indica el beneficio neto entre los tres casos analizados, todos en valor presente (VP) en millones de US\$.

Tabla 66: Costos de Operación y Falla Nueva Propuesta CDEC en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.020 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.102 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 890 |
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.051 | 1.024 | 873 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.047 | 1.025 | 891 |
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.041 | 1.010 | 914 |
| 2030 | 940 | 1.051 | 1.025 | 992 | 939 |

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2031 | 905 | 1.043 | 1.015 | 970 | 956 |
| 2032 | 878 | 1.025 | 999 | 954 | 951 |
| 2033 | 855 | 1.025 | 961 | 926 | 952 |
| 2034 | 843 | 1.004 | 970 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 282 | 263 | 271 |
| Total | 18.404 | 19.542 | 19.170 | 18.802 | 17.167 |

Tabla 67: Costos de Operación y Falla Propuesta Atraso de 1 años en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.020 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.103 | 1.113 | 1.081 | 1.061 | 891 |
| 2027 | 1.028 | 1.103 | 1.052 | 1.024 | 873 |
| 2028 | 985 | 1.098 | 1.047 | 1.025 | 890 |
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.041 | 1.010 | 915 |
| 2030 | 940 | 1.051 | 1.025 | 992 | 939 |
| 2031 | 905 | 1.043 | 1.015 | 969 | 956 |
| 2032 | 878 | 1.025 | 999 | 954 | 951 |
| 2033 | 855 | 1.025 | 961 | 927 | 952 |
| 2034 | 843 | 1.004 | 970 | 912 | 948 |
| 2035 | 241 | 285 | 282 | 263 | 271 |
| Total | 18.404 | 19.542 | 19.170 | 18.802 | 17.167 |

Tabla 68: Costos de Operación y Falla Expansión sur en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.020 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.055 | 1.065 | 1.050 | 1.043 | 846 |
| 2026 | 1.102 | 1.113 | 1.081 | 1.060 | 888 |
| 2027 | 1.026 | 1.101 | 1.049 | 1.022 | 870 |
| 2028 | 983 | 1.096 | 1.045 | 1.022 | 888 |
| 2029 | 948 | 1.062 | 1.025 | 997 | 913 |
| 2030 | 926 | 1.036 | 1.010 | 977 | 938 |
| 2031 | 894 | 1.029 | 1.000 | 957 | 955 |
| 2032 | 867 | 1.012 | 985 | 941 | 950 |
| 2033 | 846 | 1.012 | 949 | 915 | 951 |
| 2034 | 834 | 992 | 957 | 901 | 946 |
| 2035 | 237 | 281 | 277 | 259 | 270 |
| Total | 18.330 | 19.452 | 19.076 | 18.715 | 17.151 |

Tabla 69: VATT de las Propuestas en millones de US\$

| | CNE- LTx2x500kVCiruelos- NuevaCautín | CNE- LTx2x500kVCiruelos- NuevaCautínSensibilidad | Sur500 |
|--------------|--|--|--------------|
| 2016 | - | - | - |
| 2017 | - | - | - |
| 2018 | - | - | - |
| 2019 | - | - | - |
| 2020 | - | - | - |
| 2021 | - | - | - |
| 2022 | - | - | - |
| 2023 | - | - | - |
| 2024 | - | - | - |
| 2025 | - | - | - |
| 2026 | 3,2 | - | 15,8 |
| 2027 | 3,9 | 2,9 | 19,4 |
| 2028 | 3,5 | 3,5 | 17,6 |
| 2029 | 3,2 | 3,2 | 16,0 |
| 2030 | 2,9 | 2,9 | 14,6 |
| 2031 | 2,6 | 2,6 | 13,2 |
| 2032 | 2,4 | 2,4 | 12,0 |
| 2033 | 2,2 | 2,2 | 10,9 |
| 2034 | 2,0 | 2,0 | 10,0 |
| 2035 | 1,8 | 1,8 | 9,0 |
| Total | 27,7 | 23,5 | 138,5 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales de cada propuesta analizada.

Tabla 70: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Proyecto CDEC | Sensibilidad | Expansión Sur 500 |
|------------------------|----------------------|---------------|--------------|-------------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.431 | 18.428 | 18.468 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.570 | 19.566 | 19.591 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.198 | 19.194 | 19.214 |
| Escenario 4 | 18.805 | 18.829 | 18.826 | 18.854 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.194 | 17.191 | 17.290 |

De los resultados anteriores, se puede observar que, independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen mayores costos para el sistema cuando se realizan los proyectos analizados. Por lo tanto, se concluye que los proyectos no son económicamente eficientes.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 71: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Nueva línea 2x500 kV Ciruelos – Nueva Cautín 2x1700 MVA, energizada 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|---|-------------------------------------|-------------------|
| 1 | Costos Directos | 74.818.865 |
| 1.1 | Ingeniería | 3.910.434 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 1.870.653 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 69.037.778 |
| 2 | Costos Indirectos | 22.224.486 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 3.482.641 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 2.342.718 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 2.987.564 |
| 2.4 | Contingencias | 2.051.564 |
| 2.5 | Servidumbre | 11.360.000 |
| 3 | Monto Contrato | 97.043.351 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 2.376.961 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 99.420.312 |

Tabla 72: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Desarrollo 500 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| 1 | Costos Directos | 390.824.552 |
| 1.1 | Ingeniería | 15.975.279 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 6.985.335 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 367.863.939 |

| <i>Desarrollo 500 kV</i> | | <i>USD</i> |
|--|---------------------------------------|---------------------------|
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>94.897.274</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 20.789.908 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 8.761.783 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 15.138.074 |
| 2.4 | Contingencias | 9.454.788 |
| 2.5 | Servidumbre | 40.752.721 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>485.721.826</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>11.951.234</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>497.673.060</i> |

10.10 TENDIDO DEL CUARTO CIRCUITO LÍNEA 2X500 KV CHARRÚA – ANCOA

El proyecto consiste en la instalación del segundo circuito entre la S/E Ancoa y la S/E Charrúa en la segunda línea de transmisión en 500 kV, completando dicho tramo cuatro circuitos en total. Se considera su puesta en servicio en enero del año 2022, considerando un máximo de 48 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 54,48 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas se muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 73: Costos de Operación y Falla de Cuarto Circuito Ancoa – Charrúa 500 kV en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 997 | 999 | 1.000 | 994 | 808 |
| 2023 | 1.022 | 1.018 | 1.017 | 1.019 | 815 |
| 2024 | 1.035 | 1.038 | 1.035 | 1.038 | 829 |
| 2025 | 1.054 | 1.065 | 1.049 | 1.042 | 845 |
| 2026 | 1.102 | 1.112 | 1.080 | 1.061 | 890 |
| 2027 | 1.028 | 1.102 | 1.051 | 1.025 | 872 |
| 2028 | 985 | 1.097 | 1.047 | 1.024 | 890 |
| 2029 | 960 | 1.076 | 1.040 | 1.009 | 914 |
| 2030 | 941 | 1.051 | 1.025 | 991 | 939 |
| 2031 | 905 | 1.043 | 1.015 | 970 | 956 |

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2032 | 878 | 1.024 | 999 | 954 | 951 |
| 2033 | 855 | 1.024 | 960 | 926 | 952 |
| 2034 | 843 | 1.002 | 970 | 910 | 947 |
| 2035 | 241 | 285 | 283 | 262 | 270 |
| Total | 18.401 | 19.533 | 19.165 | 18.793 | 17.158 |

Tabla 74: VATT de la Propuesta en millones de US\$

| | Obra Propuesta |
|--------------|----------------|
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |
| 2019 | - |
| 2020 | - |
| 2021 | - |
| 2022 | 3,4 |
| 2023 | 3,1 |
| 2024 | 2,8 |
| 2025 | 2,6 |
| 2026 | 2,3 |
| 2027 | 2,1 |
| 2028 | 1,9 |
| 2029 | 1,8 |
| 2030 | 1,6 |
| 2031 | 1,4 |
| 2032 | 1,3 |
| 2033 | 1,2 |
| 2034 | 1,1 |
| 2035 | 1,0 |
| Total | 27,6 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 75: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen Costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Obra Propuesta |
|------------------------|----------------------|----------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.428 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.561 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.193 |

| Resumen Costos [MMUSD] | Base Sin Expansiones | Obra Propuesta |
|------------------------------|-------------------------|----------------|
| Escenario 4 | 18.805 | 18.821 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.186 |

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen costos mayores para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 76: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Tendido del cuarto circuito línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa</i> | | <i>USD</i> |
|---|---------------------------------------|--------------------------|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>48.034.810</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 1.701.663 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 739.151 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 45.593.997 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>4.582.080</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.822.385 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 928.450 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 1.251.778 |
| 2.4 | Contingencias | 579.466 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>52.616.890</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>1.863.018</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>54.479.908</i> |

10.11 REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN ZONA SUR

Este proyecto consiste en la instalación de un reactor de barra en la S/E Temuco 220 kV y dos reactores de barra en la S/E Pichirropulli 220 kV, todos de 40 MVAR, para regular las sobretensiones que se producirían en la zona sur.

Se realizó un análisis para demanda mínima al año 2020, considerando la entrada en servicio de la línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 kV, junto con los seccionamientos en S/E Ciruelos, S/E Nueva Valdivia.

Se consideraron 3 escenarios de generación que se detallan a continuación:

- **Escenario A:** En este caso existe muy poca regulación de potencia reactiva en la zona sur. Con la excepción de las centrales Pullinque, Panguipulli y Planta Valdivia, toda la generación se encuentra desde Charrúa hacia el Norte.
- **Escenario B:** En este caso existen transferencias muy pequeñas por las líneas de 220 kV, al tener gran parte de la generación en los extremos del sistema, desde Charrúa hacia el Norte y desde Puerto Montt hacia el Sur.
- **Escenario C:** En este caso hay transferencias muy pequeñas por las líneas de 220 kV, pero a diferencia del Escenario B, la generación se encuentra más distribuida por la zona sur, teniendo más control sobre la potencia reactiva.

Además, se consideró una tensión de servicio en Charrúa 220 kV equivalente a 1.03 p.u., y que la central San Pedro aún no entra en operación.

Con esto, las tensiones obtenidas en el sistema son las siguientes:

Tabla 77: Niveles de tensión en p.u. en los escenarios evaluados

| Barras | Esc A | Esc B | Esc C |
|----------------------|-------|-------|-------|
| Charrúa 220 kV | 1.030 | 1.030 | 1.029 |
| Mulchén 220 kV | 1.038 | 1.041 | 1.042 |
| Temuco 220 kV | 1.036 | 1.041 | 1.039 |
| Cautín 220 kV | 1.036 | 1.041 | 1.040 |
| Ciruelos 220 kV | 1.038 | 1.044 | 1.039 |
| Valdivia 220 kV | 1.037 | 1.043 | 1.037 |
| Pichirropulli 220 kV | 1.037 | 1.043 | 1.036 |
| Rahue 220 kV | 1.030 | 1.037 | 1.027 |
| Puerto Montt 220 kV | 1.013 | 1.021 | 1.010 |

En los tres escenarios estudiados, las tensiones de las diversas barras de la zona sur se encuentran dentro del rango normal definido en la NTSyCS. También se observó que, en caso de energización, la diferencia de tensión entre el extremo de la línea y la barra a la cual se debe conectar no difiere en más de un 2,5%.

De esta forma, se aprecia que las posibles sobretensiones se producirían tras la entrada en operación de la línea Pichirropulli – Puerto Montt 2x500 kV energizada en 220 kV, lo cual se estudiará en futuros planes de expansión, analizando la pertinencia de instalar reactores con aislación para 500 kV, ya sea conectados en barra o conectados en los extremos de dicha nueva línea.

La obra propuesta tiene un valor de inversión referencial de USD 2,9 millones para el reactor en S/E Temuco y USD 6,0 millones para los reactores en S/E Pichirropulli, con un plazo constructivo estimado de 30 meses.

La valorización utilizada en la evaluación económica de este proyecto se especifica a continuación.

Tabla 78: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Reactor S/E Temuco 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|----------------------------------|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 2.528.080 |
| 1.1 | Ingeniería | 98.338 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 114.203 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 2.315.539 |
| 2 | Costos Indirectos | 247.324 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 79.276 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 92.558 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 56.690 |
| 2.4 | Contingencias | 18.800 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 2.775.404 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 129.345 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 2.904.749 |

Tabla 79: Resumen Costos de Inversión en US\$

| <i>Reactores S/E Pichirropulli 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|---|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 5.385.993 |
| 1.1 | Ingeniería | 203.750 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 128.350 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 5.053.892 |
| 2 | Costos Indirectos | 378.198 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 136.620 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 128.542 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 86.434 |
| 2.4 | Contingencias | 26.602 |

| <i>Reactores S/E Pichirropulli 220 kV</i> | | <i>USD</i> |
|---|--------------------------------|------------------|
| 2.5 | Servidumbre | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 5.764.191 |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>268.634</i> |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 6.032.825 |

10.12 NUEVO SISTEMA HVDC ENTRE CHANGOS – ALTO JAHUEL

El proyecto consiste en la interconexión eléctrica mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en $\pm 500\text{kV}$, entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Los Changos, con bajada en la S/E Cardones. Este proyecto contempla además la construcción de tres estaciones convertoras HVAC/HVDC en cada una de las S/E anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea de interconexión es de 1.415 km, en estructura bipolar con un tercer conductor que actuará como retorno metálico, con una capacidad de transmisión de la línea de 1.500 MVA. La conexión de la línea HVDC en las subestaciones Los Changos y Cardones se realizaría en nivel de tensión 220 kV, para evitar el uso de los transformadores 500/220 y reducir la impedancia hacia la línea HVDC. En Alto Jahuel la tensión de conexión de la estación convertora DC/AC será 500kV, con el objetivo de distribuir la energía al resto del sistema 500kV de la zona. Se supone su puesta en servicio en enero del año 2025, considerando 84 meses para la ejecución de la obra. El V.I. referencial del proyecto es de 1.127 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

En las siguientes tablas muestran los costos de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación. También se detallan los costos totales con sus correspondientes inversiones.

Tabla 80: Costos de Operación y Falla Sistema HVDC en VP millones de US\$

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 2016 | 743 | 748 | 752 | 747 | 745 |
| 2017 | 1.008 | 1.024 | 1.020 | 1.007 | 986 |
| 2018 | 954 | 963 | 964 | 953 | 935 |
| 2019 | 894 | 896 | 893 | 895 | 856 |
| 2020 | 979 | 989 | 983 | 986 | 942 |
| 2021 | 978 | 975 | 981 | 980 | 817 |
| 2022 | 998 | 1.000 | 1.000 | 995 | 809 |
| 2023 | 1.023 | 1.019 | 1.018 | 1.020 | 816 |
| 2024 | 1.036 | 1.039 | 1.036 | 1.039 | 830 |
| 2025 | 1.044 | 1.055 | 1.039 | 1.033 | 840 |
| 2026 | 1.092 | 1.104 | 1.069 | 1.053 | 883 |
| 2027 | 1.013 | 1.087 | 1.030 | 1.013 | 865 |
| 2028 | 966 | 1.076 | 1.019 | 1.009 | 881 |
| 2029 | 928 | 1.050 | 1.007 | 995 | 904 |
| 2030 | 899 | 1.024 | 985 | 972 | 927 |

| Año | Esc1 | Esc2 | Esc3 | Esc4 | Esc5 |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 2031 | 875 | 1.015 | 969 | 956 | 947 |
| 2032 | 852 | 999 | 949 | 939 | 942 |
| 2033 | 832 | 995 | 920 | 913 | 943 |
| 2034 | 814 | 978 | 919 | 897 | 941 |
| 2035 | 229 | 273 | 261 | 256 | 267 |
| Total | 18.157 | 19.311 | 18.817 | 18.657 | 17.075 |

Tabla 81: VATT de la Propuesta en millones de US\$

| Sistema HVDC | |
|--------------|--------------|
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |
| 2019 | - |
| 2020 | - |
| 2021 | - |
| 2022 | - |
| 2023 | - |
| 2024 | - |
| 2025 | 53,1 |
| 2026 | 48,3 |
| 2027 | 43,9 |
| 2028 | 39,9 |
| 2029 | 36,3 |
| 2030 | 33,0 |
| 2031 | 30,0 |
| 2032 | 27,3 |
| 2033 | 24,8 |
| 2034 | 22,5 |
| 2035 | 20,5 |
| Total | 379,6 |

A continuación se presenta un resumen con los Costos Totales para cada escenario analizado.

Tabla 82: Costos Totales de las Propuestas en MUS\$

| Resumen costos [MMUSD] | Base - Sin Expansiones | Obra Propuesta |
|---------------------------|---------------------------|-------------------|
| Escenario 1 | 18.409 | 18.536 |
| Escenario 2 | 19.546 | 19.690 |
| Escenario 3 | 19.175 | 19.197 |
| Escenario 4 | 18.805 | 19.037 |
| Escenario 5 | 17.172 | 17.455 |

De los resultados anteriores, se puede observar que independiente de los escenarios de generación que se tengan, siempre se obtienen costos mayores para el sistema cuando se realiza el proyecto. Por lo tanto, se concluye que el proyecto no es económicamente eficiente

10.13 REACTORES DE 2X75 MVAR EN SS.EE. NUEVA MAITENCILLO, REACTORES EN NUEVA PAN DE AZÚCAR 2X115 MVAR EN 500 KV + 2X75 MVAR EN 220 KV.

Con respecto al proyecto “Reactores de 2x75 MVAR en SSEE Nueva Maitencillo, reactores en Nueva Pan de Azúcar 2x115 MVAR en 500 kV + 2x75 MVAR en 220 kV” esta Comisión considera pertinente posponer la inclusión de ésta obra dado que se estima necesario contar con mayores análisis respecto del comportamiento dinámico en el mediano y largo plazo del corredor, lo cual puede redundar en soluciones más eficientes y que presenten mayor seguridad al sistema, ante fallas, contingencias y el dinamismo de la operación diaria del sistema.

11 ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

11.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La metodología para la estimación de los Valores de Inversión (V.I.) de cada uno de los proyectos individualizados en el presente informe, se realizó por medio del cálculo de módulos de inversión contenidos en un conjunto de planillas interrelacionadas y alimentadas con precios unitarios de elementos y mano de obra, cantidad de materiales, rendimientos de montaje y desmontaje, entre otros, tanto para proyectos de subestaciones de alta tensión como para líneas de transmisión.

El procedimiento general de cálculo está diseñado de modo que, en un primer lugar, se selecciona el tipo de proyecto a valorizar, eligiendo subestación o línea de transmisión. A continuación, se seleccionan los componentes del proyecto, definidos como módulos, lo cuales están previamente definidos, cubicados y valorizados en el modelo.

11.1.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE VALORIZACIÓN

11.1.2.1 Listas de equipos, materiales y elementos constructivos base

El primer grupo contiene las siguientes categorías:

1. Lista de Materiales Base

Contiene el listado base de equipos y materiales con precio unitario, identificados con un código y una descripción, para cada uno de los cuales se indica la unidad y el costo unitarios. Están agrupados en las siguientes familias:

1. Accesorios de Líneas
2. Aisladores
3. Alumbrado Exterior
4. Armarios Protección, Control y Comunicaciones
5. Cables de Control
6. Cables de Guardia
7. Cables de Poder
8. Conductores Desnudos
9. Conectores
10. Desconectores
11. Dispositivos Protección, Control y Medida
12. Equipos Compensación Reactiva
13. Herrajes y Ferretería

-
14. Interruptores de Poder
 15. Malla de Tierra
 16. Materiales Obras Civiles
 17. Materiales Eléctricos Varios
 18. Pararrayos
 19. Servicios Auxiliares Unitarios
 20. Transformadores de Corriente
 21. Transformadores de Poder
 22. Transformadores de Potencial
 23. Materiales Rellenos
 24. Materiales Cierros
 25. Materiales Varios
 26. Estructuras Altas Subestaciones
 27. Estructuras Líneas de Transmisión
 28. Equipos y Materiales Varios
 29. Cadenas Aisladores
 30. Malla de Puesta a Tierra Subterránea SSEE
 31. Servicios auxiliares SSEE
 32. Canalizaciones Comunes SSEE
 33. Movimiento de Tierras y Camino Interiores SSEE
 34. Cierros SSEE
 35. Caminos de Acceso Líneas Transmisión
 36. Malla de Puesta a Tierra Aérea SSEE

2. Listado de Estructuras

Contiene el código, descripción, unidad (kg), peso unitario y costo de cada estructura, clasificadas de la siguiente forma:

- Estructuras soporte equipos subestaciones
- Estructuras altas subestaciones
- Estructuras líneas de transmisión

3. Parámetros del Modelo

Contiene el valor unitario de parámetros utilizados en todas las valorizaciones, como los siguientes:

- Valor Dólar, horas laborables, precio combustible.
- Costos unitarios de mano de obra (sueldo mensual y costo HH de cada categoría de trabajador).
- Máquinas, vehículos y equipos especiales. Valor arriendo hora.
- Costos mensuales arriendos e insumos para instalaciones de faenas.

4. Listado de Fundaciones

Contiene el dimensionamiento y costo unitario de los materiales de las fundaciones correspondientes a las estructuras definidas previamente.

Los elementos componentes considerados en las fundaciones son los siguientes:

- Armadura
- Hormigón H10
- Hormigón H25
- Moldaje
- Pernos de Anclaje
- Excavación a Máquina
- Relleno

5. Lista de Cables de Control.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de cables de control, que se utilizan para el conexionado de los equipos de patio con los armarios de protección y control que se instalan en el interior de la casa de control.

Se consideran los tipos de cables de control habitualmente utilizados en el conexionado de los equipos de subestaciones. Para determinar la cantidad, se considera una distancia media entre el equipo y la casa de control.

6. Control y Protecciones

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los dispositivos y materiales de control y protecciones, utilizados para los equipos primarios de una subestación.

7. Conexiones de Potencia y Puesta a tierra.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de conexiones de potencia y de conexión de puesta a tierra de los equipos primarios de una subestación.

Los materiales considerados son los conductores y conectores para las conexiones de potencia, y los conductores y soldaduras de termofusión para las conexiones de puesta a tierra.

8. Materiales del Módulo Eléctrico.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos eléctricos básicos:

- Cadenas de aisladores

-
- Malla de puesta a tierra subterránea
 - Servicios auxiliares

Para las cadenas de aisladores se dimensiona para todos los tipos y voltajes utilizados en las subestaciones y líneas de transmisión.

La malla de puesta a tierra subterránea se parametriza por metro cuadrado de la subestación para tres casos diferentes de dimensionamiento.

Los servicios auxiliares se dimensionan para diferentes tipos y tamaños de subestaciones.

9. Materiales del Módulo Civil.

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de los siguientes módulos civiles básicos:

- Canalizaciones de equipos
- Canalizaciones de instalaciones comunes.
- Movimiento de tierras y caminos interiores.
- Cierros.
- Caminos de acceso líneas de transmisión.

Las canalizaciones de equipos consideran los materiales desde el equipo hasta la canaleta de control del paño.

Las canalizaciones de instalaciones comunes consideran separadamente las de paño y las comunes de subestación, en que estas últimas corresponden a las canalizaciones que unen las de paño con la casa de control.

El movimiento de tierras y caminos interiores se parametriza por metro cuadrado de la subestación, para tres tipos diferentes de pendiente del terreno original.

Los caminos de acceso de líneas de transmisión se parametrizan por metro lineal para diferentes tipos de terreno.

11.1.2.2 Cuadrillas de Montaje

El segundo grupo contiene las categorías que se indican a continuación, en las cuales se dimensionan las cuadrillas de montaje y se calcula el costo de la HH de cuadrilla, para la instalación de los equipos y materiales definidos en las categorías del primer grupo.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

- a. Cuadrillas de Montaje Materiales Base
- b. Cuadrillas de Conexión Potencia y Puesta Tierra
- c. Cuadrillas de Módulo Eléctrico
- d. Cuadrillas de Módulo Civil.

11.1.2.3 Costos de Montaje

El tercer grupo corresponde a las hojas en que se calcula el costo unitario de montaje o construcción, según el caso, de los equipos, materiales y módulos básicos eléctricos y civiles, definidos en el primer grupo, con el costo unitario de la HH de montaje correspondiente y el tiempo de ejecución del montaje.

De este modo, las hojas en este grupo, son las siguientes:

- a. Costo de Montaje de Materiales Base.
- b. Costo de Montaje de Estructuras
- c. Costo Montaje de Fundaciones
- d. Costo Montaje Cables de Control
- e. Costo Montaje Control y Protecciones.
- f. Costo Montaje Conexiones de potencia y Puesta Tierra.
- g. Costo Montaje Módulo Eléctrico
- h. Costo Montaje Civil

11.1.2.4 Módulos de Costos Equipos e Instalaciones

En el cuarto grupo se encuentran las hojas en que se calcula el costo unitario de módulos de equipos e instalaciones, entendiéndose por módulo todos los equipos y materiales asociados al equipo o instalación, incluyendo el costo de los materiales y el costo del montaje, desglosados en eléctricos y civiles.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

1. Costos de Módulos Equipos de Subestación

Costo de los materiales y montaje de las obras eléctricas y civiles de los equipos de la lista base.

A modo de ejemplo, en el caso de un desconectador, se incluye el costo del equipo, su montaje, la estructura soporte, la fundación, las conexiones potencia y de puesta a tierra, los cables de control y las canalizaciones hasta la canaleta del paño en que se instala. En el caso de transformadores de poder y equipos de compensación, se incluye además los armarios de control y protección y los dispositivos de protección y medida.

2. Costo de Módulos Estructuras Subestación.

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones para subestaciones, las cuales incluyen las estructuras soporte de equipos y las estructuras altas (marcos de barra, marcos de línea y estructuras auxiliares).

3. Costo de Módulos Instalaciones Comunes.

a) Módulos Instalaciones Comunes de SE

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos:

- Malla de tierra subterránea
- Movimiento de tierras y plataforma
- Servicios auxiliares
- Canalizaciones
- Cierros
- Edificaciones

b) Módulos Instalaciones Comunes de Patio

Se definen y calculan módulos de instalaciones comunes de patios subestaciones que contienen los siguientes componentes de costos, en que la cantidad varía según el caso:

- Marcos de barras, aisladores y conductores
- Paños de acoplador de barras
- Paños de seccionador de barras
- Transformadores de potencial
- Cables de control
- Dispositivos protección, control y medida
- Canalizaciones

4. Costo de Módulos de Estructuras de Líneas de Transmisión

Costo de materiales y mano de obra civil de estructuras con sus fundaciones de líneas de transmisión, para todos los tipos definidos.

11.1.2.5 Módulos Integrados

En el quinto grupo se calcula el costo unitario de módulos integrados de subestaciones, además de otros costos asociados a los proyectos, pero que no incluyen equipos y materiales.

Las hojas de este grupo son las siguientes:

1. Módulos integrados de paños subestación

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Paños de línea
- Paños de instalaciones comunes de subestación
- Paños de equipos

2. Módulos integrados módulo ingeniería.

Se define y calcula el costo de ingeniería para los módulos integrados definidos y se consideran los siguientes elementos:

- Instalaciones comunes de S/E.
- Instalaciones comunes de patio
- Paños de línea
- Paños instalaciones comunes de patio
- Módulos de compensación
- Módulos de transformadores

Los componentes de costos de ingeniería que se considera son los siguientes:

- Ingeniería Básica
 - o Especificaciones técnicas de equipos
 - o Proyecto ingeniería básica eléctrica
 - o Proyecto ingeniería básica civil

- Ingeniería de Detalles
 - o Ing Detalle Eléctrica. Planos
 - o Ing Detalle Eléctrica. Memorias cálculo y documentos
 - o Ing Detalle Civil. Planos
 - o Ing Detalle Civil. Memorias cálculo y documentos
 - o Ing Detalle Prot y Cont. Planos
 - o Ing Detalle Prot y Cont. Memorias cálculo y documentos

- Revisión Ingeniería

Para cada uno de los componentes de costos, se estima la cantidad de HH por categoría profesional, las que multiplicadas por el precio unitario de la HH, determina el costo de ingeniería correspondiente.

3. Módulo Integrado de Instalación de Faenas.

Cálculo de los costos de instalación de faenas, considerando un costo fijo inicial más un costo operacional mensual, por lo cual el costo total de este último se obtiene con el plazo de construcción, valor que debe definirse para cada proyecto a valorizar.

4. Módulo Integrado de Pruebas y Puesta en Servicio.

Cálculo de los costos de pruebas y puesta en servicio, considerando un costo de arriendo del equipamiento e instrumentos, más los costos del personal especializado que realiza esta actividad.

Los costos de pruebas y puesta en servicio se dimensionan y calculan para los diferentes tipos de paños y de instalaciones comunes definidos anteriormente.

5. Módulo Integrado de Inspección Técnica de Obras.

En forma análoga al caso anterior, en este módulo se calculan los costos de la inspección técnica de obra, considerando los costos del personal especializado que realiza esta actividad, más los costos de transporte.

6. Módulo Integrado de Instalaciones Comunes.

Es un módulo cuyo contenido es generado por el procesamiento de un proyecto, por lo tanto, no corresponde a una definición y cálculo previo.

7. Módulo Integrado de Equipos Mayores.

Costo de materiales y mano de obra eléctrica y civil de:

- Módulos de compensación reactiva
- Módulos de transformadores

Corresponde a los equipos propiamente tal, junto con todos los equipos y materiales asociados, que no están incluidos en el paño correspondiente que lo conecta a las barras de la subestación.

11.1.2.6 Visualización de Resultados

Por cada proyecto valorizado se entrega el siguiente cuadro resumen:

| TÍTULO DEL PROYECTO | | Miles de USD |
|----------------------------|-------------------------------------|--------------------------|
| 1 | Costos Directos | (1.1+1.2+1.3) |
| 1.1 | Ingeniería | \$ |
| 1.2 | Instalación de Faenas | \$ |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | \$ |
| 2 | Costos Indirectos | (2.1+2.2+2.3+2.4) |
| 2.1 | Gastos Generales y Seguros | \$ |
| 2.2 | Inspección Técnica de Obra | \$ |
| 2.3 | Utilidades del Contratista | \$ |
| 2.4 | Contingencias | \$ |
| 3 | Monto Contrato | (1+2) |
| 4 | Intereses Intercalarios | \$ |
| | COSTO TOTAL DEL PROYECTO | (3+4) |

11.1.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES UTILIZADAS

En la elaboración del modelo de valorización se han utilizado algunos criterios de dimensionamiento y ciertas consideraciones opcionales, con la finalidad de tomar en cuenta las particularidades de cada proyecto específico. De esta forma, se estima que el resultado obtenido proporciona una aproximación razonable al valor de inversión.

A continuación se describen los criterios y consideraciones de mayor relevancia.

a) Estructuras

Se utiliza el peso de estructuras estándares y de mayor frecuencia de uso en subestaciones y líneas de transmisión. Los valores se han obtenido de planos de fabricación.

b) Fundaciones

Para el dimensionamiento de fundaciones se consideran tres tipos de suelo opcionales, los clasificados tipo 2, tipo 4 y tipo 6 por criterios usados en la industria.

La cubicación de cada módulo de fundación se ha realizado sobre la base de planos a nivel de ingeniería de detalles.

c) Cables de Control

Se utilizan los tipos de cable de mayor uso y la cantidad de cable se dimensiona a partir de planos típicos de ingeniería de detalles. Para determinar la longitud de cables, se realiza una estimación de la distancia media de recorrido a través de ductos y canaletas entre el equipo y el punto de llegada en la casa de control.

d) Control y Protecciones

Se utilizan los tipos y cantidades de protecciones estandarizados para cada tipo de instalación actualmente en uso, y que permiten dar cumplimiento a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

e) Cuadrillas de Montaje

Para cada elemento base de obras eléctricas y de obras civiles, se dimensiona una cuadrilla (equipo de trabajo) para el montaje o construcción, de acuerdo con las prácticas usuales y actuales de las empresas contratistas.

f) Rendimientos de Montaje y Construcción

Se considera un rendimiento diario de montaje, de acuerdo a las prácticas actuales.



g) Características del Terreno

El modelo de cálculo se ha elaborado con tres opciones de pendiente del terreno para el dimensionamiento del volumen del movimiento de tierras en subestaciones, considerando que esta variable incide significativamente.

h) Malla de Tierra

Para el dimensionamiento de malla de tierra en subestaciones se han definido tres opciones de reticulado, que conducen a diferentes cantidades de materiales, con el propósito de considerar la diferente resistividad del terreno que se presenta, según la ubicación de la instalación.

i) Ingeniería

La ingeniería se ha dimensionado a partir de una estimación de las horas de trabajo por categoría profesional (HH), agrupadas en tres etapas: Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalles y Revisión Ingeniería.

Las tres etapas se basan en la consideración de que las dos primeras son subcontratadas a una empresa del rubro y que el mandante o propietario realiza una revisión del trabajo previo a su aprobación.

La cantidad de HH por etapa y subetapa de ingeniería se dimensionan según estándares usuales de las empresas del rubro.

j) Instalación de Faenas

El costo de la instalación de faenas se calcula con tres componentes: costo inicial, costo mensual y costo de desmovilización. El primero y el tercero son fijos y el segundo depende del tiempo de construcción.

En el modelo de cálculo se consideran tres tipos de faenas que difieren en la cantidad y magnitud de la instalación inicial y, como consecuencia, en el costo asociado. El dimensionamiento se realiza según la práctica usual.

La aplicación en la valorización de proyectos de subestaciones se realiza según la magnitud de la obra y la cantidad de trabajadores requeridos para la construcción.

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera la instalación de faenas de menor tamaño, pero con una cantidad variable según la longitud de la línea, por cuanto en la práctica se utilizan instalaciones de faenas móviles que se van trasladando de ubicación, según el avance de la construcción.

k) Pruebas y Puesta en Servicio

Se considera que son realizadas por una empresa externa especializada. El dimensionamiento se realiza con el tipo y cantidad de los equipos utilizados y la cantidad de profesionales que realizan la actividad.

Para determinar el costo, además del precio unitario, se considera el tiempo que dura la actividad, el cual depende de la instalación a la cual se le realizan las pruebas.

l) Inspección Técnica de Obras

Se considera que la inspección es realizada por profesionales especialmente contratados para tal efecto. El dimensionamiento se realiza con la estimación de horas de trabajo utilizadas, las cuales dependen de la magnitud de la obra y del plazo de construcción. El dimensionamiento se realiza para cada módulo definido.

11.1.4 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

El dimensionamiento de las instalaciones correspondientes a un proyecto específico de subestación se realiza fundamentalmente con los módulos previamente dimensionados y valorizados que contiene el modelo de valorización. Además, se dispone de la opción de adicionar equipos individuales en caso de requerirse.

Para el dimensionamiento de las instalaciones de una línea de transmisión, dadas sus características, se dimensiona directamente en el formulario, introduciendo la cantidad que corresponda para cada uno de sus componentes de costos.

11.1.5 PRECIOS UNITARIOS

Los precios unitarios utilizados en el modelo de valorización se han obtenido principalmente del “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019” y, en aquellos elementos para los cuales no hay precio en el estudio mencionado, se han utilizado preferentemente precios del Estudio de Subtransmisión 2014.

11.1.6 CÁLCULO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS.

Para determinar un valor para los intereses intercalarios, para cada proyecto se elabora en una planilla de cálculo el flujo de inversiones, sobre la base de los costos por grupo de actividades o actividades individuales y el cronograma del proyecto.

El Valor de Inversión obtenido con la valorización se desglosa en sus componentes principales, incluyendo los costos indirectos que se reparten a prorrata. Cada componente de costo principal se distribuye en sus elementos de costos, mediante una estimación porcentual de cada uno de ellos.

Con la distribución de costos anterior y utilizando el cronograma para establecer los meses en que se realizan los desembolsos, se determina el flujo de inversión mes a mes durante el período, desde el inicio hasta la puesta en servicio del proyecto.

Con el flujo de inversión descrito en el punto anterior, se calcula el valor actualizado al mes de puesta en servicio del costo de inversión de cada mes, considerando como tasa de actualización anual un 7%, y como tasa de actualización mensual la raíz doceava de la tasa anual. La tasa de intereses intercalarios se obtiene con el cociente entre el valor total actualizado de los flujos mensuales al mes de puesta en servicio sobre el valor total de inversión del proyecto.

Los intereses intercalarios por cada proyecto se determinan como la sumatoria de valores futuros de la inversión en los periodos correspondientes a través de la tasa de interés compuesto.

$$\sum_{i=1}^T VF_i = I_i * (1 + r)^{T-t_i}$$

Donde:

- VF=Valor Futuro
- I=Inversión total del periodo “i”
- T=total de periodos
- r=tasa de interés

11.1.7 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN (COMA).

Para la estimación del COMA se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.