
ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL
2015 – 2018

INFORME 3 FINAL

Desarrollado por:

CONSORCIO MERCADOS INTERCONECTADOS

23 DE DICIEMBRE DE 2014

CONTENIDO

Introducción	8
1. Proyectos de transmisión en ejecución y propuestos	10
1.1. Proyectos de transmisión en construcción	10
1.2. Proyectos propuestos por los participantes	11
1.3. Proyectos de transmisión propuestos por el consultor	12
2. Antecedentes de escenarios de generación y demanda	13
2.1. Bases del estudio	13
2.1.1. Demanda	13
2.1.2. Precios de combustibles	15
2.1.3. Generación	16
2.1.4. Cumplimiento de requerimiento ERNC	18
2.1.5. Otras consideraciones	20
2.2. Modelos y representación de los sistemas	21
2.3. Escenarios	23
2.3.1. Escenario Interconexión Base	23
2.3.2. Escenario Interconexión Alternativo	31
2.3.3. Escenario Interconexión Andino	38
3. Formulación de los planes de expansión por escenario	46
3.1. Generalidades	46
3.2. Análisis de contingencias en el SING	47
3.3. Proyectos de líneas y subestaciones propuestos por escenario	51
3.3.1. Escenario Interconexión Base	52
3.3.2. Escenario Interconexión Alternativo	55
3.3.3. Escenario Interconexión Andino	58
3.4. Flujos por tramos troncales	62

4. Análisis de Factibilidad Técnica de las alternativas y Determinación de los Límites de Transmisión.....	106
4.1. Consideraciones generales	106
4.2. Prospecto de proyectos de transmisión.....	107
4.2.1. SIC.....	107
4.2.1.1. Obra de Ampliación 1x220 [kV] Diego de Almagro -> Cardones 260 [MVA] .	107
4.2.1.2. Nueva Obra 2x220 [kV] Diego de Almagro -> San Andrés -> Nueva Cardones 290 [MVA] Tendido Primer Circuito	107
4.2.1.3. Obra de Ampliación Rediseño Compensación Serie LTx Cardones – Polpaico 2x500 [kV]	108
4.2.1.4. Nueva Obra Seccionamiento línea 2x500 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar en Punta Colorada	108
4.2.1.5. Nueva Obra 2x220 [kV] Maitencillo -> Punta Colorada -> Nueva Pan de Azúcar -> Don Goyo -> La Cebada -> Las Palmas -> Los Vilos -> Nogales 700 [MVA]	109
4.2.1.6. Nueva Obra 2x500 [kV] Alto Jahuel -> Los Almendros -> Polpaico 1800 [MVA] Tendido Primer Circuito	110
4.2.1.7. Nueva Obra 2x500 [kV] Alto Jahuel -> Lo Aguirre -> Polpaico 1800 [MVA] Tendido Primer Circuito	111
4.2.1.8. Nueva Obra 2x500 [kV] Nueva Charrúa -> Loncoche 2500 [MVA] Energizado en 220 [kV]	111
4.2.1.9. Nueva Obra 2x500 [kV] Loncoche -> Pichirropulli 1500 [MVA] Energizado en 220 [kV]	112
4.2.1.10. Línea Interconexión Andina HVDC 500 [kV] 1500 [MW]	113
4.2.2. SING.....	113
4.2.2.1. Nueva Obra 2x220 [kV] Laberinto -> El Cobre 360 [MVA] Tendido Primer Circuito	113
4.2.2.2. Nueva Obra 2x220 [kV] Domeyko -> Escondida 245 [MVA] Tendido Primer Circuito	113

4.2.2.3.	Nueva Obra 2x220 [kV] Lagunas -> Pozo Almonte 600 [MVA]	114
4.2.2.4.	Obra Nueva Subestación Cerro Fortuna	114
4.3.	Criterios básicos para la definición de límites operacionales de los tramos de transmisión.....	117
5.	Evaluación económica y Análisis de alternativas de los escenarios de expansión	119
5.1.	Evaluación económica de los escenarios de expansión	119
5.1.1.	Consideraciones generales.....	119
5.1.2.	Resultados por escenarios de expansión	120
5.2.	Análisis de alternativas de los planes de expansión.....	121
5.2.1.	Definiciones de los escenarios analizados	121
5.2.1.1.	Sistemas sin interconexión.....	121
5.2.1.2.	Propuesta alternativa al proyecto Los Almendros	121
5.2.1.3.	Propuesta alternativa al proyecto Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]....	122
5.2.1.4.	Propuesta alternativa al proyecto Maitencillo – Nogales 220 [kV]	122
5.2.1.5.	Adelanto S/E Puente Negro y Sistema Alto Jahuel – Tinguiririca – Itahue 220 [kV]	122
5.2.1.6.	Cambios en la capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	122
5.2.1.7.	Sensibilidades de demanda.....	122
5.2.1.8.	Interconexión en distintos puntos del SING con CTM3 en Chacaya	123
5.2.1.9.	Interconexión internacional con subestaciones convertoras intermedias	124
5.2.1.10.	Escenario sin realizar el proyecto La Loma	124
5.2.2.	Resultados de los escenarios analizados.....	126
5.2.2.1.	Sistemas sin interconexión.....	126
5.2.2.2.	Propuesta alternativa Los Almendros	133
5.2.2.3.	Propuesta alternativa al proyecto Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]....	134
5.2.2.4.	Propuesta alternativa al proyecto Maitencillo – Nogales 220 [kV]	135

5.2.2.5.	Adelanto S/E Puente Negro y Sistema Alto Jahuel – Tinguiririca – Itahue 220 [kV]	137
5.2.2.6.	Cambios en la capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	149
5.2.2.7.	Sensibilidades de demanda.....	154
5.2.2.8.	Interconexión en distintos puntos del SING con CTM3 en Chacaya.....	161
5.2.2.9.	Interconexión internacional con subestaciones convertoras intermedias	162
5.2.2.10.	Escenario sin realizar el proyecto La Loma	163
6.	Obras del plan de expansión recomendado por escenario	163
6.1.	Generalidades	163
6.2.	Clasificación de las obras.....	165
6.2.1.	Antecedentes.....	165
6.2.2.	Criterios adoptados	165
6.3.	Obras a ejecutar en el cuatrienio 2015-2018.....	167
6.4.	VI, AVI Y COMA de las expansiones recomendadas	168
7.	Verificación del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio del plan de expansión.....	171
7.1.	Introducción.....	171
7.2.	Metodología de Estudios Eléctricos	172
7.2.1.	Normalización de Instalaciones.....	172
7.2.2.	Verificación de la Capacidad de Barras.....	174
7.2.3.	Estudios de Cortocircuitos.....	175
7.2.4.	Estudios de Estabilidad Transitoria.....	176
7.2.5.	Severidad 9	178
7.2.6.	Severidad 8	180
7.3.	Conclusiones de los Estudios Eléctricos.....	182
7.4.	Obras Propuestas para el Cumplimiento de NTSyCS.....	183

7.5. Indicadores de Calidad de Servicio 190

INTRODUCCIÓN

En el contexto del Estudio de Transmisión Troncal (ETT) el Consorcio Mercados Interconectados compuesto por las empresas KAS Ingeniería S.A., SIGLA S.A. y AF Mercados EMI S.A., en adelante el "Consultor" o el "Consorcio", realiza para la CNE este Informe de avance N°3, que contiene las materias especificadas en la parte IV, numeral 2 de las Bases Técnicas del estudio. Este informe será entregado para ser revisado por el Comité de Contratación y Supervisión del ETT, en adelante Comité, y por los participantes del ETT.

Este Informe se ha organizado en 7 capítulos y 11 anexos.

- El Capítulo 1 entrega un resumen de los proyectos de transmisión presentados por los participantes a los respectivos CDEC para ser considerados en este estudio, en conformidad con lo dispuesto en el Anexo 9 de las Bases Técnicas.
- En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes que definen los tres escenarios evaluados en el estudio. Estos involucran la interconexión SING-SIC, incluyendo en uno de los casos una línea de transmisión internacional. Para cada escenario se presenta un resumen de las obras consideradas y la evolución de los costos marginales del sistema en el período de estudio evaluado.
- El Capítulo 3 corresponde al diagnóstico del sistema en base a los flujos proyectados en los distintos tramos del sistema de transmisión y la formulación de alternativas para su expansión. Estas alternativas consideraron las propuestas de los participantes así como proyectos formulados por el consultor, para responder a las exigencias impuestas por los escenarios de generación y demanda.
- En el Capítulo 4 se realizan los análisis de factibilidad técnica de las alternativas de expansión y se determinan los límites de transmisión en el sistema por tramos.
- En el Capítulo 5 se presenta la evaluación económica de las alternativas de transmisión consideradas en cada escenario de expansión del sistema y las alternativas de expansión realizadas en el estudio de dichos escenarios
- El capítulo 6 presenta las obras de transmisión recomendadas como plan de expansión para el sistema troncal del SIC y del SING.

- Finalmente, el Capítulo 7 presenta los estudios que verifican el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante, Norma Técnica o NT, para cada plan de expansión.

Los Anexos de este informe complementan los contenidos de los Capítulos correspondientes en las siguientes materias.

- ANEXO I: Modelaciones en OSE2000
- ANEXO II: Bases OSE2000
- ANEXO III: Salidas OSE2000
- ANEXO IV: Planes de obras de generación por escenario
- ANEXO V: Presupuestos, costos unitarios y cronogramas de ejecución.
- ANEXO VI: Flujos por líneas en cada escenario
- ANEXO VII: Descripción de proyectos de transmisión
- ANEXO VIII: Límites de transmisión
- ANEXO IX: Verificación del cumplimiento de la NT
- ANEXO X: Obras de transmisión en el SING por punto de interconexión
- ANEXO XI: Casos Ordena

1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS

1.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En las tablas presentadas a continuación se resumen los proyectos de transmisión troncal que fueron considerados, tanto en construcción como en proceso de licitación o adjudicación en el SIC y en el SING de acuerdo a las bases del ETT, con sus respectivas fechas de puesta en servicio.

Tabla 1. Proyectos en construcción en el Sistema Troncal - SIC

Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I (secciona Polpaico - Alto Jahuel 2x500 [kV])	sep-15
Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV (para nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 [kV])	sep-15
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 [kV]: tendido del primer circuito	dic-15
Nueva Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 [kV]: tendido del segundo circuito	feb-16
Segundo Transformador Ancoa 500/220 [kV]	mar-16
Aumento de capacidad línea Maitencillo – Cardones 1x220 [kV]	jun-16
Ampliación S/E Ciruelos 220 [kV] (incluye seccionamiento en Ciruelos de la línea Valdivia - Cautín 220 [kV])	oct-16
Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 [kV], de 750 [MVA], en la S/E Alto Jahuel	sep-17
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 [kV]: tendido del primer circuito	oct-17
Nueva Línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del segundo circuito, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	oct-17
Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 [kV]	ene-18
Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 [kV]	ene-18
Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 [kV]	ene-18
Banco de autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 [kV], 750 [MVA]	ene-18
Banco de autotransformadores S/E Nueva Maitencillo, 500/220 [kV], 750 [MVA]	ene-18
Banco de autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 [kV], 750 [MVA]	ene-18
Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 [kV]: tendido del primer circuito	mar-18
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 [kV]: tendido del primer circuito	mar-18
Nueva línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 [kV]: tendido del segundo circuito	mar-18
Subestación Nueva Charrúa; Seccionamiento de líneas Charrúa - Ancoa 2x500 [kV] 1 y 2; Nueva línea Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 [kV]	abr-18
Nueva Línea 1x220 [kV] A. Melipilla – Rapel	may-18
Nueva Línea 2x220 [kV] Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	may-18
Nueva línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 [kV]	jun-18
Seccionamiento completo en S/E Rahue	jul-18

Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 [kV], energizada en 220 [kV]	oct-21
---	--------

Tabla 2. Proyectos en construcción en el Sistema Troncal - SING

Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Miraje 220 [kV] (secciona línea Atacama - Encuentro 2x220 [kV])	oct-15
Seccionamiento línea 2x220 [kV] Atacama – Domeyko en S/E O'Higgins	oct-15
Aumento capacidad de línea 2x220 [kV] Crucero - Encuentro	mar-16
Nueva Línea 2x220 [kV] Encuentro - Lagunas	abr-17
S/E Nueva Crucero Encuentro	ago-18

1.2. PROYECTOS PROPUESTOS POR LOS PARTICIPANTES

De acuerdo a lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC – SING, no hay proyectos de transmisión presentados por los participantes para el Sistema de Transmisión Troncal.

Para el caso del SIC, en la siguiente tabla se resumen los proyectos de transmisión presentados por los participantes según lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC, de acuerdo con el Anexo 9 de las Bases Técnicas.

Los proyectos presentados corresponden a cuatro aumentos de capacidad de barra en distintas subestaciones. Los cuatro proyectos fueron presentados por Transelec.

Tabla 3. Proyectos propuestos por los participantes - SIC

Presentado por	Instalación	Fecha referencial de conexión al sistema
Transelec	Aumento de capacidad de barra principal sección 1 en S/E Diego de Almagro 220 kV	nov-17
	Aumento de capacidad de barras en Subestación Cardones 220 kV	feb-18
	Aumento de capacidad de barras en Subestación Pan de Azúcar 220 kV	feb-18
	Aumento capacidad de barras en Subestación Cerro Navia 220 kV	oct-18

1.3. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PROPUESTOS POR EL CONSULTOR

El consultor ha diseñado diferentes propuestas para los planes de desarrollo en el SING y el SIC. Para facilitar una mejor comprensión de estos proyectos y de su inserción en el plan respectivo, el detalle de estos se muestra en el Capítulo 3 del presente Informe, junto con el análisis de sus efectos en el sistema de transmisión.

2. ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA

2.1. BASES DEL ESTUDIO

Las bases del estudio utilizadas para el desarrollo de los distintos escenarios realizados considerando las proyecciones de demanda, precios de los combustibles y expansión de la generación en el SIC y en el SING se resumen a continuación. La proyección de demanda y los precios de combustibles fueron hipótesis comunes al momento de evaluar cada escenario.

2.1.1. DEMANDA

Para el desarrollo del estudio se contó con el detalle mensual de demanda de cada consumo residencial e industrial presente en el sistema desde el año 2014 al 2033. Dado que en la modelación utilizada no se alcanza un nivel de detalle que involucre los sistemas de distribución, cada consumo se asignó a una barra que sí está considerada en el modelo OSE2000. En las siguientes tablas se presenta el crecimiento de la demanda de consumos regulados e industriales del SIC y el SING considerados en los escenarios de estudio.

Tabla 4. Proyección de la demanda en el SIC

Año	Demanda Industrial [GWh]	%	Demanda Vegetativa [GWh]	%	Demanda Total [GWh]	%
2014	19982	-	31708	-	51690	-
2015	21052	5%	33135	5%	54187	5%
2016	22203	5%	34481	4%	56685	5%
2017	23773	7%	35764	4%	59537	5%
2018	25975	9%	37055	4%	63030	6%
2019	27298	5%	38354	4%	65652	4%
2020	28582	5%	39664	3%	68247	4%
2021	29936	5%	40983	3%	70918	4%
2022	31295	5%	42309	3%	73605	4%
2023	32691	4%	43646	3%	76336	4%
2024	34135	4%	44991	3%	79126	4%
2025	35526	4%	46345	3%	81870	3%
2026	36780	4%	47708	3%	84488	3%
2027	38064	3%	49080	3%	87144	3%
2028	39365	3%	50461	3%	89826	3%
2029	40645	3%	51851	3%	92497	3%
2030	41940	3%	53250	3%	95190	3%
2031	43260	3%	54658	3%	97918	3%
2032	44601	3%	56075	3%	100676	3%
2033	45985	3%	57254	2%	103238	3%

Tabla 5. Proyección de la demanda en el SING

Año	Demanda Industrial [GWh]	%	Demanda Vegetativa [GWh]	%	Demanda Total [GWh]	%
2014	14750	-	1820	-	16569	-
2015	15860	8%	1906	5%	17766	7%
2016	16605	5%	1990	4%	18595	5%
2017	17571	6%	2074	4%	19645	6%
2018	18779	7%	2156	4%	20935	7%
2019	19987	6%	2237	4%	22224	6%
2020	21093	6%	2318	4%	23411	5%
2021	22349	6%	2398	3%	24747	6%
2022	23649	6%	2479	3%	26128	6%
2023	25051	6%	2556	3%	27608	6%
2024	26444	6%	2633	3%	29078	5%
2025	27800	5%	2709	3%	30509	5%
2026	29051	4%	2784	3%	31835	4%
2027	30311	4%	2858	3%	33169	4%
2028	31553	4%	2932	3%	34485	4%
2029	32767	4%	3007	3%	35774	4%
2030	33973	4%	3082	2%	37055	4%
2031	35098	3%	3156	2%	38253	3%
2032	36291	3%	3229	2%	39519	3%
2033	37477	3%	3337	3%	40814	3%

La información de demanda fue obtenida del Anexo 7 de las Bases Técnicas, y a la demanda del SIC se incorporó el proyecto minero Dominga, cuya entrada en operación se proyecta en enero de 2018, y que se ubicaría en Punta Colorada.

Por otra parte, en el Anexo III se encuentran disponibles las distribuciones de demanda por barra, tanto de energía como de potencia, que fueron modeladas para el desarrollo del estudio.

2.1.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de los combustibles utilizados en la modelación corresponden a los expuestos en el Informe Técnico de Precio de Nudo (ITPN) de Octubre del 2013. En dicho informe solo se encuentran las estimaciones de precio hasta el año 2023. Es por esto que para completar la proyección hasta el horizonte de evaluación del ETT, se utilizó la proyección de EIA del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Tabla 6. Proyección de precio de los combustibles

Año	Carbón Térmico	Crudo WTI	GNL	Fuente
	Precio [US\$/Ton]	Precio [US\$/BBL]	Precio [US\$/MMBTU]	
2014	103.88	90.29	10.06	CNE
2015	103.88	90.19	10.05	CNE
2016	105.12	93.39	10.66	CNE
2017	106.25	98.24	10.84	CNE
2018	106.52	100.92	9.70	CNE
2019	107.05	103.54	9.81	CNE
2020	107.69	105.91	9.92	CNE
2021	109.00	108.35	10.25	CNE - EIA
2022	110.34	110.90	10.35	CNE - EIA
2023	111.45	113.16	10.60	CNE - EIA
2024	112.96	115.44	10.99	CNE - EIA
2025	114.39	117.59	11.26	CNE - EIA
2026	115.77	119.30	11.37	CNE - EIA
2027	116.99	121.54	11.54	CNE - EIA
2028	118.15	123.02	11.78	CNE - EIA
2029	119.24	124.85	12.21	CNE - EIA
2030	120.65	126.34	12.69	CNE - EIA
2031	121.63	128.09	12.94	CNE - EIA
2032	122.66	130.06	13.15	CNE - EIA
2033	123.74	132.12	13.55	CNE - EIA

2.1.3. GENERACIÓN

Las obras de generación declaradas en construcción se desprenden de la información proporcionada por el CDEC-SIC y el CDEC - SING, específicamente en el Anexo 4 de las bases técnicas del ETT, y se listan en las siguientes tablas. Estas obras son consideradas en todos los escenarios de generación, con las características informadas en el anexo.

Tabla 7. Obras de Generación en Construcción - SIC

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Eólica Punta Palmeras	Las Palmas 220 kV	15	01/12/2014	Eólica
Los Hierros II	Tap Off 110 kV (entre barras Los Hierros 110 kV y Canal Melado 110 kV)	6.7	01/11/2014	Pasada
Ñuble	S/E San Fabián 220 kV	136	01/07/2017	Pasada
Itata	Tap Off 66 kV (entre barras Chillán 66 kV y Charrúa 66 kV)	20	01/06/2015	Pasada
Eólica Los Cururos	Seccionamiento mediante la S/E La Cebada 220 kV del circuito 1 Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV	110	01/03/2014	Eólica
PV Salvador	Tap Off en línea Diego de Almagro - Salvador 110 kV	68	01/09/2014	Solar
Luz del Norte	Carrera Pinto 220 kV	141	01/03/2015	Solar
Laja I	Tap Off El Rosal 220 kV	34	01/10/2014	Pasada
Eólica Cabo Leones I	Nueva S/E Eólica Cabo Leones 220 kV, línea de 109 km a S/E Maitencillo 220 kV	170	01/06/2015	Eólica
Eólica Cabo Leones II	Nueva S/E Eólica Cabo Leones 220 kV, línea de 109 km a S/E Maitencillo 220 kV	204	2° semestre 2015	Eólica
El Paso	La Confluencia 220 kV	60	01/11/2014	Pasada
Lalackama	Tap-off Diego de Almagro - Paposo 220 kV	55	01/12/2014	Solar
Pedernales	Tap-off Carrera Pinto - Diego de Almagro 220 kV	100	01/11/2015	Solar
Pampa Solar Norte	Tap-off Diego de Almagro - Paposo 220 kV	90.6	01/06/2015	Solar
Tal Tal Eólico	Tap-off Diego de Almagro - Paposo 220 kV	99	01/09/2014	Eólica
Eólico El Arrayán	Seccionamiento Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV	115	01/02/2014	Eólica
Parque Eólico Negrete Cuel	Santa Luisa 154 kV (Conexión en derivación línea Los Ángeles - Santa Fe 154 kV)	50	01/02/2014	Eólico
Llano de Llampos	Tap Off en línea Cardones - Cerro Negro 220 kV	100	01/02/2014	Solar
San Andrés	Nueva S/E San Andrés 220 kV (entre barras S/E Cardones 220 kV y S/E Carrera Pinto 220 kV)	50	01/02/2014	Solar

Tabla 8. Obras de Generación en Construcción - SING

Central	Barra de Conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Kelar	Enlace 220 kV	517	01/10/2016	GNL/Diesel
María Elena	Seccionamiento Crucero - Lagunas 220 kV (circuito 1)	71.2	01/09/2014	Solar
La Huayca II	Tamarugal 66 kV (conectada a S/E Pozo Almonte)	21	01/05/2014	Solar
Cochrane I	Cochrane 220 kV	236	01/06/2016	Carbón
Cochrane II	Cochrane 220 kV	236	01/10/2016	Carbón

Adicionalmente a las obras declaradas en construcción, en la información enviada por ambos CDEC se especifican centrales de generación que han sido presentadas y que eventualmente podrían construirse. Estas centrales se listan en la Tabla 10. Estas obras se utilizan como referencia para la elaboración de los planes de expansión, en los cuales no necesariamente se utilizan los mismo nombres (en ocasiones se utilizan denominaciones genéricas) ni las fechas de entrada informadas en el anexo.

Tabla 9. Obras de Generación Presentadas - SIC

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Rucalhue	Mulchén 220 kV	90	1° Semestre 2018	Pasada
San Miguel	Mampil 220 kV	48	2° Semestre 2018	Pasada
Eólico Las Peñas	Carampangue 66 kV	9	S/I	Eólica
Cuervo	Puerto Montt 500 kV	640	01/12/2022	Embalse
Blanco	Puerto Montt 500 kV	385	01/08/2023	Embalse
Cóndor	Puerto Montt 500 kV	54	01/08/2023	Embalse
Baker 1	Puerto Montt 500 kV	660	01/01/2022	Pasada
Baker 2	Puerto Montt 500 kV	360	01/01/2029	Pasada
Pascua 1	Puerto Montt 500 kV	460	01/01/2027	Pasada
Pascua 2	Puerto Montt 500 kV	770	01/01/2025	Pasada
Pascua 3	Puerto Montt 500 kV	500	01/01/2023	Pasada
Monte Solar	Diego de Almagro 220 kV	57	S/I	Solar
Tambo Real 2	Vicuña 23 kV (conectada a Pan de Azúcar 220 kV)	1.86	01/05/2014	Solar
Mediterráneo	Reloncaví 220 kV (Seccionamiento Canutillar - Puerto Montt 2x220 kV)	210	01/03/2018	Pasada
Punta Sierra	Seccionamiento Monte Redondo - Las Palmas 2x220 kV	2.4	01/10/2015	Eólica
Alena	Los Angeles 154 kV	43.5	S/I	Eólica
Aurora	8.5 km al oeste de Llanquihue, en línea de 220 kV	78	S/I	Eólica

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
San Manuel	Los Angeles 154 kV	27	S/I	Eólica
Javiera	Seccionamiento Diego de Almagro - Taltal 110 kV	69	01/12/2014	Solar
Estancia Déllano	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	102	01/04/2015	Solar
Los Aromos	Seccionamiento Las Vegas – Cerro Navia 110 kV	157	01/06/2015	Solar
Quilapilún	Seccionamiento Polpaico - El Llano 220 kV	273	01/08/2015	Solar
El Salvador	Seccionamiento Diego de Almagro - Potrerillos 110 kV	180	01/07/2015	Solar
Valle de la Vaca	Seccionamiento Diego de Almagro - Paposo 220 kV	100	2017	Solar
Marañón	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	100	2017	Solar
La Calera	Seccionamiento Nogales - Los Vilos 220 kV	80	2016	Solar
Pama	Seccionamiento Ovalle - Illapel 110 kV	80	2016	Solar
Polpaico	Polpaico 220 kV	80	2016	Solar
El Sobrante	Seccionamiento Quillota - Pelambres 220 kV	40	2017	Solar
Quilapilún II	Seccionamiento Polpaico - El Llano 220 kV	80	2017	Solar
Campesino 1 (Octopus)	Seccionamiento Charrúa - Ancoa 500 kV	600	01/04/2018	GNL
Campesino 2 (Octopus)	Seccionamiento Charrúa - Ancoa 500 kV	600	01/04/2020	GNL

Tabla 10. Obras de generación presentadas - SING

Central	Barra de Conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Gramadal	Seccionamiento Parinacota - Condores 220 kV	99	01/08/2015	Solar

2.1.4. CUMPLIMIENTO DE REQUERIMIENTO ERNC

Los planes de obras de generación en todos los casos cumplen con el requerimiento de la cuota de inyección proveniente de centrales ERNC, proviene de la Ley 20257 o Ley 20/25. De este modo, para el año 2025 se verifica que la generación proveniente de estas tecnologías sigan lo indicado en el Artículo 1° Transitorio de la Ley 20257, modificado por el Artículo 2° de la Ley 20.698.

Los porcentajes de la demanda que deben satisfacerse mediante generación ERNC fueron obtenidos del informe "Programa de Obras de Generación y Transmisión del SIC y del SING" desarrollado por la CNE en agosto de 2014. En la siguiente tabla se presentan los

porcentajes indicados y las cuotas satisfechas en ambos sistemas mediante generación ERNC.

Tabla 11. Requerimiento de generación ERNC según Ley 20257 en el SIC

Año	Meta ERNC		Generación ERNC	
	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]
2014	3.5%	1809	11.8%	6108
2015	4.1%	2222	15.0%	8135
2016	4.9%	2777	15.7%	8877
2017	5.4%	3195	15.1%	8947
2018	6.1%	3760	15.0%	9239
2019	6.9%	4434	14.2%	9103
2020	8.6%	5749	14.0%	9378
2021	10.2%	7091	13.5%	9367
2022	12.1%	8737	14.8%	10718
2023	14.1%	10566	14.9%	11149
2024	16.7%	12980	17.0%	13205
2025	18.1%	14565	18.3%	14739
2026	18.5%	15371	18.6%	15428
2027	18.5%	15862	18.6%	15970
2028	18.6%	16446	18.7%	16553
2029	18.6%	16943	18.7%	17010
2030	18.6%	17379	18.6%	17418
2031	18.6%	17687	18.9%	17962
2032	18.6%	18190	18.8%	18394
2033	18.6%	18654	18.8%	18810

Los porcentajes indicados en la Tabla 11 corresponden a todos los casos analizados, considerando sólo el SIC. A continuación se presentan los valores para el SING, siguiendo la misma referencia mencionada.

Tabla 12. Requerimiento de generación ERNC según Ley 20257 en el SING

Año	Meta ERNC		Generación ERNC	
	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]
2014	2.9%	481	3.1%	508
2015	3.3%	586	4.5%	795
2016	4.2%	781	4.6%	858
2017	5.0%	982	4.4%	858
2018	5.9%	1235	4.9%	1030
2019	6.7%	1489	7.0%	1548
2020	7.9%	1849	8.6%	2025
2021	9.1%	2252	9.3%	2306
2022	9.8%	2561	10.7%	2791
2023	10.6%	2926	10.7%	2949
2024	11.4%	3315	11.8%	3437
2025	12.9%	3936	13.2%	4038
2026	13.6%	4330	13.7%	4364
2027	14.7%	4876	14.8%	4920
2028	15.0%	5173	15.2%	5250
2029	16.0%	5724	16.1%	5753
2030	16.0%	5929	16.1%	5975
2031	16.0%	6121	16.4%	6264
2032	16.0%	6323	16.1%	6378
2033	16.0%	6530	16.2%	6630

2.1.5. OTRAS CONSIDERACIONES

Los valores de costo de falla utilizados corresponden a los indicados en el Informe Técnico de Precio de Nudo, de Octubre de 2013. Para los escenarios de interconexión SING-SIC se utilizó el costo de falla de cada sistema en forma independiente.

En las siguientes tablas se presentan los costos de falla del SIC y el SING por separado, de acuerdo al nivel de profundidad de la misma.

Tabla 13. Costos de falla considerados para el SIC

Profundidad de Falla	Costo de falla SIC [US\$/MWh]
0-5%	433.49
5-10%	547.01
10-20%	716.51
Sobre 20%	806.56

Tabla 14. Costos de falla considerados para el SING

Profundidad de Falla	Costo de falla SING [US\$/MWh]
0-5%	427.55
5-10%	483.67
10-20%	738.11
Sobre 20%	955.95

Por otra parte, se consideró el plan de mantenimiento mayor de centrales disponible en la base del ITPN Octubre 2013, tanto para las centrales que operan en el SIC como para las que lo hacen en el SING. Además, se consideraron como cotas iniciales de los embalses ubicados en el SIC los valores de abril de 2014.

2.2. MODELOS Y REPRESENTACIÓN DE LOS SISTEMAS

Para los estudios de abastecimiento, determinación del despacho económico de las unidades, flujos en líneas y determinación del costo total de abastecimiento, se utilizó el Modelo OSE2000, cuya descripción se entrega en el Anexo I del presente informe. Además, se presenta la modelación de demanda en bloques horarios consecutivos que se utilizó, y la representación de la generación eólica y solar que se adecúa a dichos bloques.

Por último, el sistema de transmisión troncal se modeló completamente para SIC y SING, mientras que los sistemas de subtransmisión y transmisión adicional considerados relevantes se modelaron completamente, mientras que en otros casos se han simplificado.

Los estudios eléctricos se desarrollaron con el Modelo Power Factory de DigSILENT. Para ello se dispuso de la base de datos del sistema actual, proporcionada por el CDEC-SIC y el

CDEC-SING. Sobre esta base de datos se construyeron los distintos escenarios de expansión del sistema que fueron estudiados.

2.3. ESCENARIOS

2.3.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE

El Escenario Base de Interconexión del Estudio de Transmisión Troncal corresponde a aquel que se basa en la información contenida en el Plan de Obras definido en el Informe Técnico de Precios de Nudo del SIC de Octubre de 2013 más la información proporcionada en los anexos por la CNE y los CDEC. El detalle de dicho plan de obras de generación se presenta en el Anexo IV.

Como proyecto de interconexión de sistemas se considera la línea adicional presentada por Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), la cual fue declarada en construcción en el Anexo 5 de las Bases del Estudio. Este proyecto permite conectar a la central CTM3 desde Mejillones al SIC en la S/E Nueva Cardones, a través de una línea HVAC energizada en 500 kV. El Consultor propone que la interconexión entre ambos sistemas se realice aprovechando dichas instalaciones, lo que se detallará en los siguientes capítulos de este informe.

El plan de obras de generación del Escenario Base contempla generación con distintos tipos de tecnología. El resumen del plan de obras de generación al final del período de estudio se puede ver en la Tabla 15, en términos de la participación por tecnología incorporada al sistema a partir de 2014.

Tabla 15. Participación por tecnología del plan de obras en el Escenario Base de Interconexión al final del período de estudio

Tipo	MW	Participación
ERNC	7542	37%
GNL	8539	42%
Hidro	3580	18%
Carbón	624	3%

Los costos marginales que se presentan para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la siguiente figura, como promedio anual del sistema. Se observa que

en el largo plazo este valor tiende a 100 [US\$/MWh]. Dichos costos marginales surgen al valorizar todos los retiros por cada año, y dividirlos por la energía anual correspondiente.

El valor de 100 [US\$/MWh] en el largo plazo está alineado con la propuesta de la Agenda Energética del Ministerio de Energía de Chile. Con el supuesto de esa cifra se financia una central de ciclo combinado a gas natural, con precio de combustible 11 [US\$/MMBtu] y rendimiento térmico de 6.9 [MMBtu/MWh], operando a un factor de planta de un 70% y apalancada al 70%.

El detalle de costos marginales mensuales por barra se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

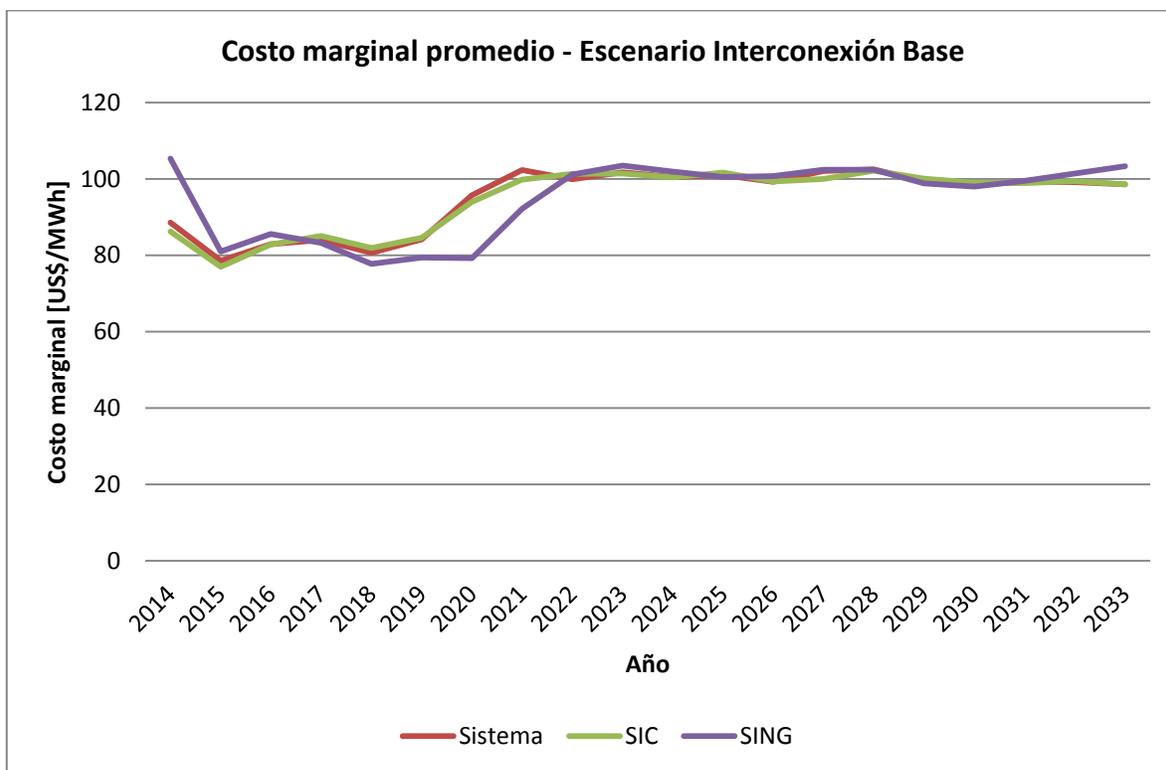


Figura 1. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Base

Tabla 16. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Base

Año	Costo marginal promedio SIC [US\$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US\$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US\$/MWh]
2014	86.2	105.3	88.6
2015	77.0	81.0	78.6
2016	82.8	85.6	82.9
2017	85.1	83.2	84.0
2018	81.9	77.8	80.6
2019	84.6	79.4	84.1
2020	94.0	79.3	95.7
2021	99.8	92.1	102.3
2022	101.3	101.1	99.9
2023	101.4	103.5	101.7
2024	100.4	101.9	100.5
2025	101.6	100.5	101.0
2026	99.3	100.7	99.2
2027	99.9	102.4	102.0
2028	102.1	102.4	102.5
2029	100.1	98.8	99.3
2030	99.0	98.0	98.6
2031	98.9	99.4	99.2
2032	99.4	101.4	99.1
2033	98.6	103.3	98.6

Además, en la tabla siguiente se presentan los ingresos tarifarios totales esperados (en millones de dólares), las pérdidas de energía y la energía no suministrada para todo el sistema en cada año del período de estudio.

Tabla 17. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Base

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada esperada [GWh]
2014	780	1344	0
2015	642	1393	0
2016	522	1327	0
2017	512	1318	0.0
2018	307	1315	2.6
2019	147	1370	0.0
2020	152	1401	0.2
2021	154	1562	0.1
2022	158	1584	0.2
2023	175	1640	0.3
2024	175	1601	0
2025	199	1682	0.3
2026	199	1835	0.7
2027	234	1908	0.4
2028	251	1960	0.9
2029	252	2079	0.2
2030	284	2443	0.6
2031	295	2605	0.2
2032	277	2569	0.2
2033	279	2799	0

Los valores de energía no suministrada observados se deben a racionamiento por escenarios hidrológicos extremos, y no tienen relación con la expansión del sistema de transmisión troncal. Para eliminar dichos racionamientos se debe incorporar instalaciones generadoras de centrales diesel, las cuales se deben ubicar en forma óptima en relación a los puntos de racionamiento del sistema. Esta decisión normalmente no afecta la expansión del sistema de transmisión troncal, debido a que este tipo de centrales se ubica en barras de consumo, alejadas de los centros de generación, reduciendo los flujos transferidos en los sistemas troncales y subtransmisión.

A modo de ejemplo, se muestran los flujos promedio de potencia activa, los niveles de utilización, las pérdidas de energía y los ingresos tarifarios anuales de las líneas de 500 [kV] que operarán en el sistema a lo largo del período de estudio. El detalle mensual de los ingresos tarifarios y el resto de la información anual para todas las líneas se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

Tabla 18. Flujo promedio de potencia activa [MW] por circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				119	96	87	87	152	165	178	165	176	166	168	169	163	150	148	149	159
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				119	96	87	87	152	165	178	165	176	166	168	169	163	150	148	149	159
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				112	106	116	125	186	191	193	189	207	222	208	215	215	208	193	187	149
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				112	106	116	125	186	191	193	189	207	222	208	215	215	208	193	187	149
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				172	133	114	108	164	180	196	189	204	185	185	189	185	170	167	167	175
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				172	133	114	108	164	180	196	189	204	185	185	189	185	170	167	167	175
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				140	136	147	157	215	222	221	228	258	261	260	269	273	272	252	240	190
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				140	136	147	157	215	222	221	228	258	261	260	269	273	272	252	240	190
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	164	116																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	164	203	260	249																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		396	386	383	400	418	346	355	323	319	314	336	401	393	400	439	499	432	552	655
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					400	418	346	355	323	319	314	336	401	393	400	439	499	432	552	655
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		170	168	127	274	285	214	243	246	249	253	285	292	302	308	310	341	268	261	231
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			135	127	274	285	214	243	246	249	253	285	292	302	308	310	341	268	261	231
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	631	564	355	362	391	406	411	416	388	391	392	406	451	450	464	514	582	588	558	657
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	635	567	357	364	393	408	413	418	390	394	394	408	454	453	466	522	594	600	570	671
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		414	357	364	393	408	413	418	390	394	394	408	454	453	466	522	594	600	570	671
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		311	357	364	393	408	413	418	390	394	394	408	454	453	466	522	594	600	570	671
Charrua 500->Ancoa 500 I	565	590	620	592																
Charrua 500->Ancoa 500 II	530	553	582	555																
Charrua 500->Ancoa 500 III				307	525	554	548	560	526	381	383	389	433	441	437	481	542	556	532	619
Charrua 500->Ancoa 500 IV										358	360	365	407	414	410	452	509	522	499	581
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					137	145	143	147	138	82	82	83	89	89	63	44	43	90	91	152
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					129	136	135	138	129	77	77	78	83	83	59	41	40	84	86	142
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					388	409	405	414	388	299	302	306	345	352	376	459	571	643	621	769
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					364	384	380	388	364	281	283	288	324	330	353	430	536	604	583	721
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							247	253	231	231	231	246	291	287	295	362	418	399	471	556
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							154	171	170	172	174	194	199	203	205	212	222	183	178	153
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															149	284	493	494	486	473
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															149	284	493	494	486	473
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															62	196	392	387	382	371
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															62	196	392	387	382	371
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				57	72	82	90	173	186	152	144	161	141	139	156	169	160	132	115	74
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				57	72	82	90	173	186	152	144	161	141	139	156	169	160	132	115	74
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				57	72	81	90	172	184	151	143	160	141	139	155	168	159	131	114	74
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				57	72	81	90	172	184	151	143	160	141	139	155	168	159	131	114	74

Tabla 19. Nivel de utilización de los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	11%	12%	13%	12%	13%	13%	12%	11%	11%	9%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	11%	12%	13%	12%	13%	13%	12%	11%	11%	9%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				10%	8%	7%	6%	10%	11%	12%	11%	12%	11%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				10%	8%	7%	6%	10%	11%	12%	11%	12%	11%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	13%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	14%	11%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	13%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	14%	11%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	9%	6%																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	9%	11%	14%	14%																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		22%	21%	21%	22%	23%	19%	20%	18%	18%	17%	19%	22%	22%	22%	24%	28%	24%	31%	36%
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					22%	23%	19%	20%	18%	18%	17%	19%	22%	22%	22%	24%	28%	24%	31%	36%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		9%	9%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	16%	17%	17%	17%	19%	15%	14%	13%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			8%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	16%	17%	17%	17%	19%	15%	14%	13%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	44%	40%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	32%	36%	36%	35%	41%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	45%	40%	25%	26%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	31%	35%	35%	34%	39%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		29%	25%	26%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	31%	35%	35%	34%	39%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		22%	25%	26%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	29%	32%	32%	33%	31%	35%	35%	34%	39%
Charrua 500->Ancoa 500 I	41%	43%	45%	43%																
Charrua 500->Ancoa 500 II	39%	40%	43%	41%																
Charrua 500->Ancoa 500 III				22%	38%	41%	40%	41%	38%	28%	28%	28%	32%	32%	32%	28%	32%	33%	31%	36%
Charrua 500->Ancoa 500 IV										26%	26%	27%	30%	30%	30%	27%	30%	31%	29%	34%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					10%	11%	10%	11%	10%	6%	6%	6%	6%	7%	5%	3%	3%	5%	5%	9%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					9%	10%	10%	10%	9%	6%	6%	6%	6%	6%	4%	2%	2%	5%	5%	8%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					28%	30%	30%	30%	28%	22%	22%	22%	25%	26%	27%	27%	34%	38%	37%	45%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					27%	28%	28%	28%	27%	21%	21%	21%	24%	24%	26%	25%	32%	36%	34%	42%
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							14%	14%	13%	13%	13%	14%	16%	16%	16%	20%	23%	22%	26%	31%
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							9%	10%	9%	10%	10%	11%	11%	11%	11%	12%	12%	10%	10%	9%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															12%	23%	39%	39%	39%	38%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															12%	23%	39%	39%	39%	38%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															8%	26%	52%	52%	51%	50%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															8%	26%	52%	52%	51%	50%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	23%	21%	18%	15%	10%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	23%	21%	18%	15%	10%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	22%	21%	18%	15%	10%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	19%	21%	19%	19%	21%	22%	21%	18%	15%	10%

Tabla 20. Pérdidas anuales de energía [GWh] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	2	1	1	5	5	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4	4
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	2	1	1	5	5	6	6	6	5	5	6	5	5	4	4	4
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	1	2	2	5	5	5	5	6	7	7	7	7	7	6	5	4
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	1	2	2	5	5	5	5	6	7	7	7	7	7	6	5	4
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	2	2	2	4	5	6	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	2	2	2	4	5	6	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				2	9	10	12	25	26	27	29	38	37	40	42	43	43	38	34	23
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				2	9	10	12	25	26	27	29	38	37	40	42	43	43	38	34	23
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	2	1																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	2	4	6	5																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		4	7	7	8	8	6	6	5	5	5	6	8	8	8	9	12	9	13	16
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					8	8	6	6	5	5	5	6	8	8	8	9	12	9	13	16
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		1	1	1	3	3	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	3	3	2
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	1	3	3	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	3	3	2
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	100	84	34	36	44	47	48	50	45	46	46	52	64	65	69	79	100	96	86	110
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	91	76	31	32	40	43	43	46	41	42	42	47	58	58	62	73	93	89	80	102
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		14	31	32	40	43	43	46	41	42	42	47	58	58	62	73	93	89	80	102
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		4	31	32	40	43	43	46	41	42	42	47	58	58	62	73	93	89	80	102
Charrua 500->Ancoa 500 I	65	70	78	73																
Charrua 500->Ancoa 500 II	54	58	65	61																
Charrua 500->Ancoa 500 III				2	63	70	68	73	66	35	34	39	48	50	49	56	70	68	62	78
Charrua 500->Ancoa 500 IV										29	29	32	40	41	41	46	58	57	52	64
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					4	5	5	5	5	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	6
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					4	4	4	4	4	1	1	1	2	2	1	0	0	2	2	5
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					34	38	37	40	36	21	21	24	31	32	37	50	75	87	81	118
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					28	32	31	33	30	18	18	20	25	26	31	41	62	72	67	98
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							3	4	3	3	3	4	5	5	5	7	9	8	10	13
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	3	3	2
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															7	22	58	59	57	55
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															7	22	58	59	57	55
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															1	14	42	41	40	38
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															1	14	42	41	40	38
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				2	3	3	3	16	17	12	11	14	11	11	14	17	15	11	8	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				2	3	3	3	16	17	12	11	14	11	11	14	17	15	11	8	3
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	1	2	8	9	6	6	7	5	5	7	8	7	5	4	2
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	1	2	8	9	6	6	7	5	5	7	8	7	5	4	2

Tabla 21. Ingresos tarifarios esperados [MMUS\$] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Base

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0	0																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0	0	-1	-1																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		-1	-4	-4	-2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					-2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-4	-2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5	6	8	8	7	10
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	-3	-1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	9	9	8	11
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	9	9	8	11
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		0	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	9	9	8	11
Charrua 500->Ancoa 500 I	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 II	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 III				0	4	4	5	6	5	3	3	3	4	4	4	5	5	6	5	7
Charrua 500->Ancoa 500 IV										3	3	3	4	4	4	5	6	6	5	7
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					2	2	3	3	3	1	1	2	2	2	2	3	6	7	7	9
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					2	2	3	3	3	1	2	2	2	2	3	4	6	7	7	10
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															1	2	5	5	5	5
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															1	2	5	5	5	5
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															0	1	4	4	3	3
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															0	1	4	4	3	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				0	0	0	0	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	0
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				0	0	0	0	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	0
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

2.3.2. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ALTERNATIVO

El Escenario Alternativo de Interconexión del Estudio de Transmisión Troncal corresponde a la implementación de un plan de obras de generación en donde ingresan un grupo distinto de centrales en ambos sistemas, en comparación con el Escenario Base. El detalle de dicho plan de obras de generación junto con las obras de transmisión modeladas se presenta en el Anexo IV.

Además, el proyecto de interconexión considerado en este caso Alternativo corresponde al mismo utilizado en el Escenario Base.

El plan de obras de generación del Escenario Interconexión Alternativo contempla generación con distintos tipos de tecnología. Este plan de obras de generación por tipo de tecnología incorporada al sistema a partir de 2014, al final de período de estudio, se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 22. Participación por tecnología del plan de obras en el Escenario Interconexión Alternativo al final del período de estudio

Tipo	MW	Participación
ERNC	7542	39%
GNL	5639	30%
Hidro	3580	19%
Carbón	2351	12%

De la tabla anterior se observa que este escenario tiene una mayor participación de centrales a carbón, sustituyendo a centrales que operan con GNL, respecto al Escenario Base.

Los costos marginales promedio de cada sistema que resultan para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la siguiente figura. Se observa que el valor promedio en el largo plazo es de 100 [US\$/MWh].

El detalle de costos marginales mensuales por barra se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

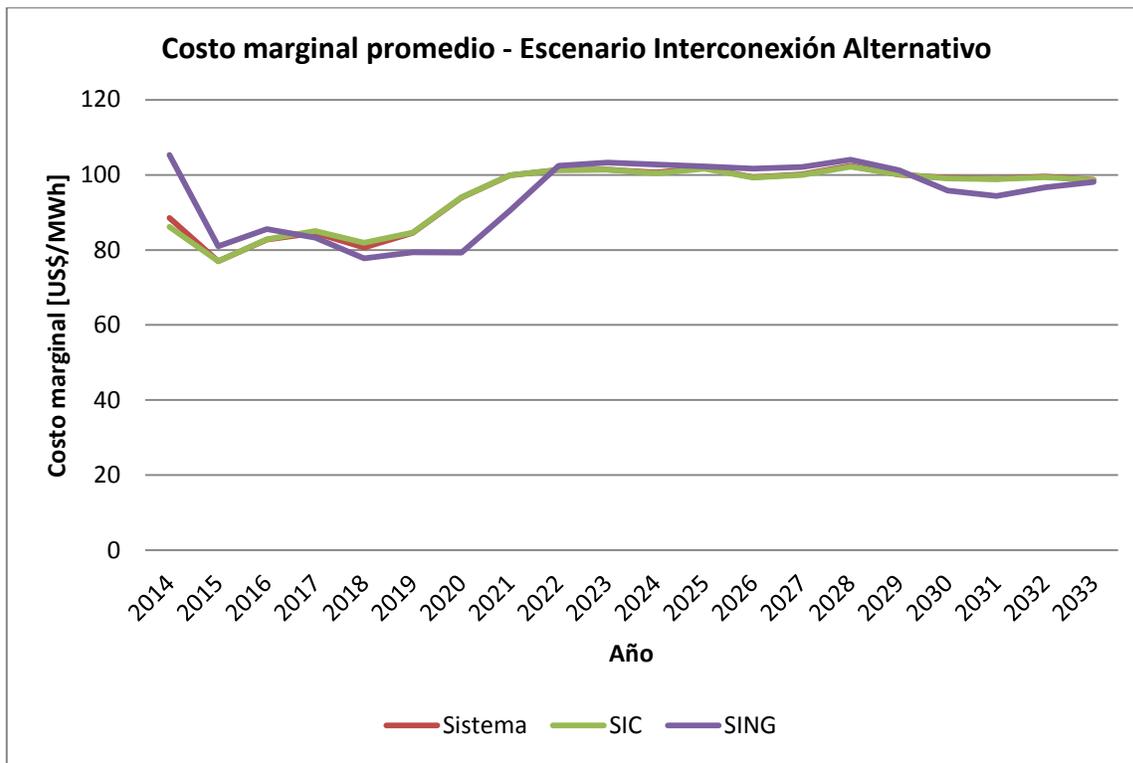


Figura 2. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Alternativo

Tabla 23. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Alternativo

Año	Costo marginal promedio SIC [US\$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US\$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US\$/MWh]
2014	86.1	105.3	88.5
2015	77.0	81.0	77.0
2016	82.8	85.6	82.8
2017	85.1	83.2	84.6
2018	81.9	77.8	80.6
2019	84.6	79.4	84.5
2020	94.0	79.3	93.9
2021	99.8	90.5	99.9
2022	101.3	102.4	101.3
2023	101.4	103.3	101.4
2024	100.4	102.7	100.6
2025	101.6	102.2	101.9
2026	99.3	101.7	99.4
2027	99.9	102.1	100.1
2028	102.1	104.0	102.4
2029	100.1	101.2	100.1
2030	99.0	95.8	99.2
2031	98.9	94.3	98.9
2032	99.4	96.7	99.5
2033	98.6	98.1	98.7

Además, en la tabla siguiente se presentan los ingresos tarifarios totales esperados (en millones de dólares), las pérdidas de energía y la energía no suministrada para todo el sistema en cada año del período de estudio.

Tabla 24. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada esperada [GWh]
2014	770	1346	0
2015	637	1391	0
2016	526	1329	0
2017	495	1317	0.0
2018	290	1322	2.3
2019	138	1358	0.0
2020	150	1404	0.1
2021	148	1542	0.0
2022	160	1594	0.5
2023	167	1628	0.3
2024	178	1719	0
2025	201	1846	0.2
2026	208	2008	0.5
2027	224	2081	0.1
2028	239	2127	0.6
2029	260	2312	0.2
2030	303	2417	0.8
2031	354	2688	1.4
2032	340	2692	0.5
2033	316	2778	0.4

Los valores de energía no suministrada observados se deben a racionamiento por escenarios hidrológicos extremos, y no tienen relación con la expansión del sistema de transmisión troncal. Para eliminar dichos racionamientos se debe incorporar instalaciones generadoras de centrales diesel, las cuales se deben ubicar en forma óptima en relación a los puntos de racionamiento del sistema. Esta decisión normalmente no afecta la expansión del sistema de transmisión troncal, debido a que este tipo de centrales se ubica en barras de consumo, alejadas de los centros de generación, aliviando los flujos transferidos.

A modo de ejemplo, se muestran los flujos promedio de potencia activa, los niveles de utilización, las pérdidas de energía y los ingresos tarifarios anuales de las líneas de 500 [kV] que operarán en el sistema a lo largo del período de estudio. El detalle mensual de los ingresos tarifarios y el resto de la información anual para todas las líneas se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

Tabla 25. Flujo promedio de potencia activa [MW] por circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				119	96	88	87	148	170	176	174	191	177	195	188	192	199	230	230	235
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				119	96	88	87	148	170	176	174	191	177	195	188	192	199	230	230	235
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				112	106	116	125	182	195	190	199	219	232	218	216	227	245	308	314	328
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				112	106	116	125	182	195	190	199	219	232	218	216	227	245	308	314	328
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				172	133	115	108	161	186	194	195	214	205	223	230	242	289	356	357	343
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				172	133	115	108	161	186	194	195	214	205	223	230	242	289	356	357	343
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				140	136	147	158	210	226	218	238	263	279	264	264	277	283	337	344	347
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				140	136	147	158	210	226	218	238	263	279	264	264	277	283	337	344	347
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	165	113																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	165	200	259	248																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		395	389	380	403	408	348	343	328	319	354	398	465	459	470	528	487	394	471	494
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					403	408	348	343	328	319	354	398	465	459	470	528	487	394	471	494
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		165	163	129	277	281	214	235	245	247	254	288	307	307	307	330	320	301	302	280
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			133	129	277	281	214	235	245	247	254	288	307	307	307	330	320	301	302	280
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	631	565	357	359	393	400	414	406	395	391	436	476	514	521	538	597	584	555	538	554
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	635	568	359	361	395	402	416	408	397	393	438	479	517	524	541	609	597	567	549	566
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		412	359	361	395	402	416	408	397	393	438	479	517	524	541	609	597	567	549	566
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		312	359	361	395	402	416	408	397	393	438	479	517	524	541	609	597	567	549	566
Charrua 500->Ancoa 500 I	564	588	623	585																
Charrua 500->Ancoa 500 II	530	552	585	549																
Charrua 500->Ancoa 500 III				296	532	545	550	545	537	379	443	479	517	527	529	586	573	552	541	557
Charrua 500->Ancoa 500 IV										356	416	449	485	495	496	550	537	518	508	523
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					139	143	144	143	141	82	95	102	107	108	77	43	38	39	41	54
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					131	134	135	134	132	77	89	96	100	101	72	40	36	36	38	51
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					393	402	406	403	397	298	348	376	410	419	453	551	554	572	568	602
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					369	378	381	378	372	279	327	353	385	393	425	518	519	537	533	565
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							249	246	236	231	259	292	335	335	345	432	415	369	413	447
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							154	164	171	171	179	199	213	210	211	218	212	215	209	198
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															160	318	358	469	484	477
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															160	318	358	469	484	477
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															73	230	278	387	379	375
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															73	230	278	387	379	375
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				57	72	83	90	173	192	150	151	182	157	165	164	162	228	214	190	180
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				57	72	83	90	173	192	150	151	182	157	165	164	162	228	214	190	180
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				56	72	83	89	171	191	149	150	181	157	165	163	161	226	213	189	180
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				56	72	83	89	171	191	149	150	181	157	165	163	161	226	213	189	180

Tabla 26. Nivel de utilización de los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	10%	11%	11%	11%	12%	14%	14%	14%
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	10%	11%	11%	11%	12%	14%	14%	14%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	13%	13%	13%	14%	18%	18%	19%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	13%	13%	13%	14%	18%	18%	19%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				10%	8%	7%	6%	9%	11%	11%	11%	13%	12%	13%	14%	14%	17%	21%	21%	20%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				10%	8%	7%	6%	9%	11%	11%	11%	13%	12%	13%	14%	14%	17%	21%	21%	20%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				8%	8%	9%	9%	12%	13%	13%	14%	15%	16%	16%	16%	16%	17%	20%	20%	20%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				8%	8%	9%	9%	12%	13%	13%	14%	15%	16%	16%	16%	16%	17%	20%	20%	20%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	9%	6%																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	9%	11%	14%	14%																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		22%	22%	21%	22%	23%	19%	19%	18%	18%	20%	22%	26%	26%	26%	29%	27%	22%	26%	27%
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					22%	23%	19%	19%	18%	18%	20%	22%	26%	26%	26%	29%	27%	22%	26%	27%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		9%	9%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	17%	17%	16%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			7%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	14%	14%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	17%	17%	16%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	44%	40%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	27%	31%	33%	36%	37%	33%	37%	36%	34%	33%	34%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	45%	40%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	28%	31%	34%	36%	37%	32%	36%	35%	33%	32%	33%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		29%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	28%	31%	34%	36%	37%	32%	36%	35%	33%	32%	33%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		22%	25%	25%	28%	28%	29%	29%	28%	28%	31%	34%	36%	37%	32%	36%	35%	33%	32%	33%
Charrua 500->Ancoa 500 I	41%	43%	46%	43%																
Charrua 500->Ancoa 500 II	39%	40%	43%	40%																
Charrua 500->Ancoa 500 III				22%	39%	40%	40%	40%	39%	28%	32%	35%	38%	39%	39%	34%	34%	32%	32%	33%
Charrua 500->Ancoa 500 IV										26%	30%	33%	35%	36%	36%	32%	32%	30%	30%	31%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					10%	10%	11%	10%	10%	6%	7%	7%	8%	8%	6%	3%	2%	2%	2%	3%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					10%	10%	10%	10%	10%	6%	6%	7%	7%	7%	5%	2%	2%	2%	2%	3%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					29%	29%	30%	29%	29%	22%	25%	28%	30%	31%	33%	32%	33%	34%	33%	35%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					27%	28%	28%	28%	27%	20%	24%	26%	28%	29%	31%	30%	31%	32%	31%	33%
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							14%	14%	13%	13%	14%	16%	19%	19%	19%	24%	23%	21%	23%	25%
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							9%	9%	10%	9%	10%	11%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	11%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															13%	25%	29%	38%	39%	38%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															13%	25%	29%	38%	39%	38%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															10%	31%	37%	52%	51%	50%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															10%	31%	37%	52%	51%	50%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	26%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	29%	25%	24%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	26%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	29%	25%	24%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	28%	25%	24%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	21%	22%	22%	22%	30%	28%	25%	24%

Tabla 27. Pérdidas anuales de energía [GWh] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	2	1	1	5	6	6	6	7	6	7	7	7	7	9	9	9
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	2	1	1	5	6	6	6	7	6	7	7	7	7	9	9	9
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	7	7	7	8	13	13	14
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	7	7	7	8	13	13	14
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	8	8	8	11	16	17	16
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	8	8	8	11	16	17	16
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				2	9	10	12	24	27	26	30	37	41	37	37	40	42	61	61	63
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				2	9	10	12	24	27	26	30	37	41	37	37	40	42	61	61	63
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	3	1																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	3	4	6	5																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		4	7	7	8	8	6	6	5	5	6	8	10	10	10	13	11	8	11	11
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					8	8	6	6	5	5	6	8	10	10	10	13	11	8	11	11
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		1	1	1	3	3	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	1	3	3	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	101	84	34	35	45	46	49	48	47	46	55	67	79	81	85	102	98	89	84	86
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	91	76	31	32	40	42	44	44	42	42	50	61	71	73	77	95	91	83	79	80
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		14	31	32	40	42	44	44	42	42	50	61	71	73	77	95	91	83	79	80
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		4	31	32	40	42	44	44	42	42	50	61	71	73	77	95	91	83	79	80
Charrua 500->Ancoa 500 I	65	70	79	72																
Charrua 500->Ancoa 500 II	53	58	65	60																
Charrua 500->Ancoa 500 III				2	64	68	69	70	68	34	44	54	64	66	65	78	74	69	66	68
Charrua 500->Ancoa 500 IV										28	36	44	53	55	54	64	62	57	55	56
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I				4	5	5	5	5	5	2	2	2	3	3	1	1	0	0	0	1
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II				4	4	4	4	4	4	1	2	2	2	2	1	0	0	0	0	1
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					35	37	38	38	37	21	27	33	40	42	49	69	68	72	72	77
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					29	31	31	32	31	17	23	28	33	35	40	57	57	60	59	64
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							3	3	3	3	4	5	6	6	6	9	9	7	9	9
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	3
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															8	27	31	53	57	56
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															8	27	31	53	57	56
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															2	16	22	41	39	39
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															2	16	22	41	39	39
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				2	3	3	3	15	19	12	12	17	13	15	15	15	24	22	18	16
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				2	3	3	3	15	19	12	12	17	13	15	15	15	24	22	18	16
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	1	2	8	9	6	6	9	7	7	8	8	12	11	9	8
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	1	2	8	9	6	6	9	7	7	8	8	12	11	9	8

Tabla 28. Ingresos tarifarios esperados [MMUS\$] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Alternativo

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				0	0	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	5
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0	0																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0	0	-1	-1																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		-1	-4	-4	-2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					-2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-3	-2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	5	6	6	6	8	7	7	6	7
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	-2	-1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	7	7	8
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	7	7	8
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		0	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	8	7	7	8
Charrua 500->Ancoa 500 I	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 II	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 III				0	4	4	5	5	5	3	4	4	5	5	5	6	6	5	5	5
Charrua 500->Ancoa 500 IV										3	4	4	5	5	6	7	6	6	6	6
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					2	2	3	3	3	1	2	2	3	3	3	5	5	5	5	6
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					2	2	3	3	3	1	2	2	3	3	3	5	5	6	6	6
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															1	2	3	5	5	5
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															1	2	3	5	5	5
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															0	1	2	4	3	3
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															0	1	2	4	3	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				0	0	0	0	2	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				0	0	0	0	2	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

2.3.3. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ANDINO

El Escenario Interconexión Andino del Estudio de Transmisión Troncal corresponde un escenario de expansión en donde ingresa un proyecto de interconexión internacional con Perú, en el año 2024, además de la interconexión SING-SIC considerada en el Escenario Interconexión Base. El detalle de dicho plan de obras se presenta en el Anexo IV.

El plan de obras de este escenario contempla un consumo y una central ubicada en la S/E Montalvo, cerca de Tacna, Perú. Estos se conectan mediante una línea HVDC 500 kV a la S/E Polpaico del SIC. El resumen de este plan de obras de generación por tecnología se puede ver en la siguiente tabla, considerando solo a las centrales del SIC y el SING.

Tabla 29. Participación por tecnología del plan de obras en el Escenario Interconexión Andino al final del período de estudio

Tipo	MW	Participación
ERNC	7542	42%
GNL	5734	35%
Hidro	3580	20%
Carbón	624	3%

A continuación se muestra la representación utilizada para la demanda y generación ubicada en la S/E Montalvo 500 [kV].

Tabla 30. Centrales generadoras ubicadas en la S/E Montalvo 500 [kV] - Escenario Interconexión Andino

Nombre	Potencia [MW]	Fecha entrada	Costo variable [US\$/MWh]
Andino 01	400	Abr-24	60
Andino 02	400	Abr-25	60
Andino 03	400	Abr-26	60
Andino 04	400	Abr-27	60
Andino 05	400	Abr-28	60
Andino 06	400	Abr-30	60

Tabla 31. Demanda ubicada en la S/E Montalvo 500 [kV] - Escenario Interconexión Andino

Año	Demanda [MW]
2024	200
2025	400
2026	600
2027	800
2028	1000
2029	1000
2030	1200

Los valores de diseño de la línea de interconexión en corriente continua están en concordancia con los estudios realizados en relación a la interconexión del mercado andino (Chile, Perú, Bolivia, Ecuador y Colombia). Se asume que las transferencias deberían ir aumentando progresivamente en los años, teniendo en consideración el desarrollo de los sistemas de generación y transmisión que incorpora las transferencias internacionales.

Adicionalmente, para el sistema de transmisión multiterminal se aumentaron las capacidades de forma que es posible recoger en un modo más óptimo las transferencias entre los distintos centros de generación y consumo relevantes al norte de Polpaico.

Los costos marginales promedio de cada sistema que se presentan para este escenario en los diferentes años de estudio se ven en la siguiente figura. Se observa que el valor de largo plazo en promedio es 100 [US\$/MWh], para el sistema en conjunto.

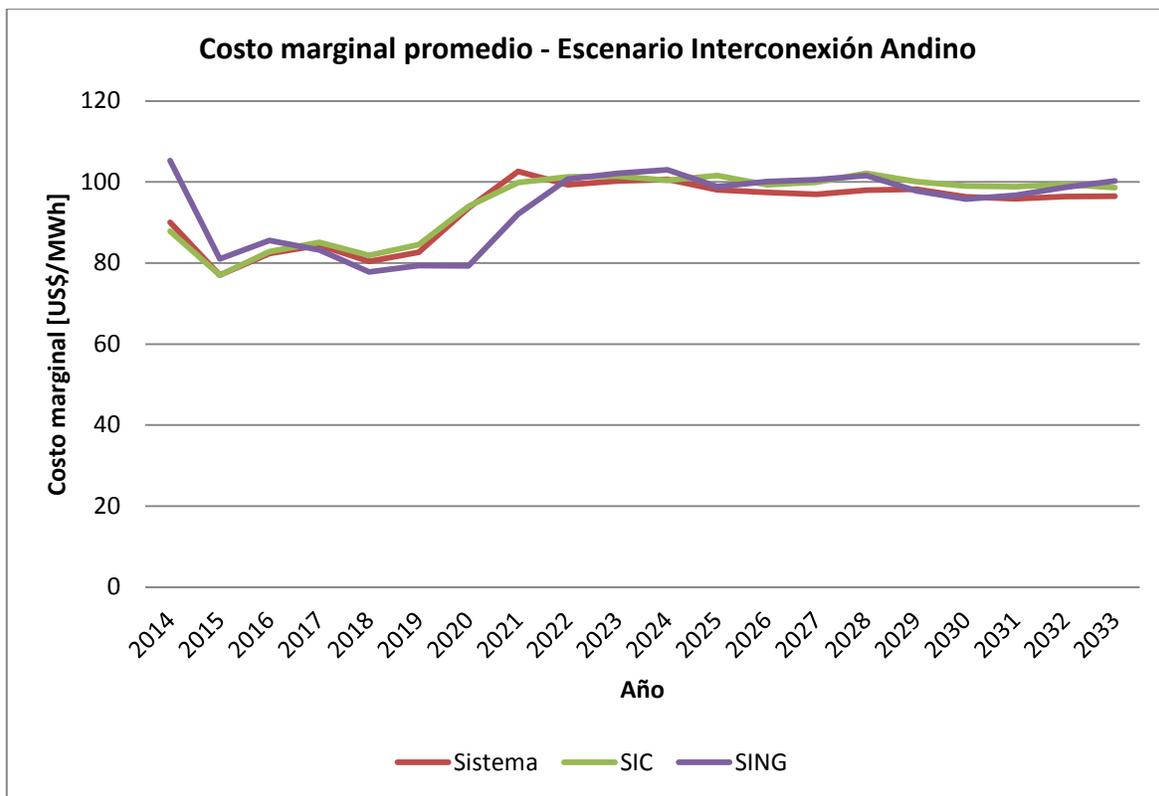


Figura 3. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Andino

Tabla 32. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Andino

Año	Costo marginal promedio SIC [US\$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US\$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US\$/MWh]
2014	87.8	105.3	90.0
2015	77.0	81.0	77.1
2016	82.8	85.6	82.4
2017	85.1	83.2	84.4
2018	81.9	77.8	80.4
2019	84.6	79.4	82.7
2020	94.0	79.3	93.6
2021	99.8	92.1	102.6
2022	101.3	100.7	99.3
2023	101.4	102.2	100.3
2024	100.4	103.0	100.7
2025	101.6	98.8	98.1
2026	99.3	100.1	97.5
2027	99.9	100.6	97.0
2028	102.1	101.6	98.0
2029	100.1	97.8	98.2
2030	99.0	95.8	96.4
2031	98.9	96.7	95.8
2032	99.4	98.7	96.4
2033	98.6	100.3	96.5

Además, en la tabla siguiente se presentan los ingresos tarifarios totales esperados, las pérdidas y la energía no suministrada por año.

Tabla 33. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Andino

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada esperada [GWh]
2014	776	1344	0
2015	637	1392	0
2016	532	1326	0
2017	518	1316	0.0
2018	306	1318	2.5
2019	137	1369	0.0
2020	148	1405	0.0
2021	151	1549	0.1
2022	158	1587	0.2
2023	164	1620	0.3
2024	171	1658	0
2025	193	1750	0.7
2026	210	1983	0.3
2027	232	2137	0.3
2028	243	2282	0.8
2029	544	2112	0.1
2030	633	2387	0.6
2031	328	2846	0.0
2032	325	2834	0.2
2033	337	3058	0.2

Los valores de energía no suministrada observados se deben a racionamiento por escenarios hidrológicos extremos, y no tienen relación con la expansión del sistema de transmisión troncal. Para eliminar dichos racionamientos se debe incorporar instalaciones generadoras de centrales diesel, las cuales se deben ubicar en forma óptima en relación a los puntos de racionamiento del sistema. Esta decisión normalmente no afecta la expansión del sistema de transmisión troncal, debido a que este tipo de centrales se ubica en barras de consumo, alejadas de los centros de generación, reduciendo los flujos transferidos.

A modo de ejemplo, se muestran los flujos promedio de potencia activa, los niveles de utilización, las pérdidas de energía y los ingresos tarifarios anuales de las líneas de 500 [kV] que operarán en el sistema a lo largo del período de estudio. El detalle mensual de los ingresos tarifarios y el resto de la información anual para todas las líneas se encuentra disponible en el Anexo III, en su versión digital.

Tabla 34. Flujo promedio de potencia activa [MW] por circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				120	96	87	87	152	166	173	173	186	189	191	190	194	188	187	183	183
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				120	96	87	87	152	166	173	173	186	189	191	190	194	188	187	183	183
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				112	106	116	125	185	191	187	200	217	240	249	250	231	231	228	239	228
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				112	106	116	125	185	191	187	200	217	240	249	250	231	231	228	239	228
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				173	133	114	108	165	181	191	194	209	206	206	208	215	209	209	203	202
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				173	133	114	108	165	181	191	194	209	206	206	208	215	209	209	203	202
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				141	136	147	158	213	222	216	238	262	285	287	293	283	286	281	290	288
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				141	136	147	158	213	222	216	238	262	285	287	293	283	286	281	290	288
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	164	117																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	164	203	258	246																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		399	386	377	402	422	349	346	328	315	317	334	366	355	346	340	359	313	350	364
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					402	422	349	346	328	315	317	334	366	355	346	340	359	313	350	364
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		163	164	128	276	285	215	238	248	242	253	291	315	334	345	347	379	384	381	363
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			134	128	276	285	215	238	248	242	253	291	315	334	345	347	379	384	381	363
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	628	566	355	357	392	409	414	409	389	391	397	405	437	426	419	413	432	421	394	441
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	631	569	357	359	394	412	417	411	392	393	399	407	440	429	421	415	436	430	402	450
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		416	357	359	394	412	417	411	392	393	399	407	440	429	421	415	436	430	402	450
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		318	357	359	394	412	417	411	392	393	399	407	440	429	421	415	436	430	402	450
Charrua 500->Ancoa 500 I	564	588	620	584																
Charrua 500->Ancoa 500 II	529	552	582	548																
Charrua 500->Ancoa 500 III				301	528	555	555	551	528	383	391	389	431	424	407	404	418	414	390	438
Charrua 500->Ancoa 500 IV										360	367	365	404	398	382	379	393	388	366	411
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					138	145	145	144	138	83	83	83	88	87	77	67	47	32	33	53
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					130	136	136	135	130	78	78	78	83	81	72	63	44	30	31	50
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					390	410	410	407	390	301	308	306	343	337	332	339	381	422	402	485
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					366	385	385	382	366	282	289	287	322	316	312	318	358	396	377	455
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							250	247	234	229	233	246	271	263	258	283	298	281	313	344
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							154	168	173	168	174	197	211	222	229	245	269	290	266	258
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															104	123	195	334	328	476
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															104	123	195	334	328	476
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															61	65	84	222	219	373
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															61	65	84	222	219	373
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				57	72	81	90	176	187	147	150	177	165	163	164	196	193	171	150	124
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				57	72	81	90	176	187	147	150	177	165	163	164	196	193	171	150	124
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				57	72	81	90	175	185	146	149	176	165	162	164	194	192	170	149	124
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				57	72	81	90	175	185	146	149	176	165	162	164	194	192	170	149	124
Montalvo 500->Polpaico 500											178	351	518	690	861	863	1027	1021	1032	1028

Tabla 35. Nivel de utilización de los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				7%	6%	5%	5%	9%	10%	10%	10%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	15%	15%	14%	14%	13%	14%	13%
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				7%	6%	7%	7%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	15%	15%	14%	14%	13%	14%	13%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				10%	8%	7%	6%	10%	11%	11%	11%	12%	12%	12%	12%	13%	12%	12%	12%	12%
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				10%	8%	7%	6%	10%	11%	11%	11%	12%	12%	12%	12%	13%	12%	12%	12%	12%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	14%	15%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				8%	8%	9%	9%	13%	13%	13%	14%	15%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	9%	6%																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	9%	11%	14%	14%																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		22%	21%	21%	22%	23%	19%	19%	18%	18%	18%	19%	20%	20%	19%	19%	20%	17%	19%	20%
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					22%	23%	19%	19%	18%	18%	18%	19%	20%	20%	19%	19%	20%	17%	19%	20%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		9%	9%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	13%	14%	16%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%	20%
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			7%	7%	15%	16%	12%	13%	14%	13%	14%	16%	18%	19%	19%	19%	21%	21%	21%	20%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	44%	40%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	28%	28%	31%	30%	29%	29%	27%	26%	24%	27%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	44%	40%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	26%	25%	24%	26%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		29%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	26%	25%	24%	26%
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		22%	25%	25%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	29%	31%	30%	30%	29%	26%	25%	24%	26%
Charrua 500->Ancoa 500 I	41%	43%	45%	43%																
Charrua 500->Ancoa 500 II	39%	40%	43%	40%																
Charrua 500->Ancoa 500 III				22%	39%	41%	41%	40%	39%	28%	29%	28%	32%	31%	30%	24%	25%	24%	23%	26%
Charrua 500->Ancoa 500 IV										26%	27%	27%	30%	29%	28%	22%	23%	23%	22%	24%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					10%	11%	11%	11%	10%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	4%	3%	2%	2%	3%
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					9%	10%	10%	10%	9%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	4%	3%	2%	2%	3%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					29%	30%	30%	30%	29%	22%	22%	22%	25%	25%	24%	20%	22%	25%	24%	29%
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					27%	28%	28%	28%	27%	21%	21%	21%	24%	23%	23%	19%	21%	23%	22%	27%
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							14%	14%	13%	13%	13%	14%	15%	15%	14%	16%	17%	16%	17%	19%
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							9%	9%	10%	9%	10%	11%	12%	12%	13%	14%	15%	16%	15%	14%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															8%	10%	16%	27%	26%	38%
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															8%	10%	16%	27%	26%	38%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															8%	9%	11%	30%	29%	50%
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															8%	9%	11%	30%	29%	50%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	20%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				8%	10%	11%	12%	23%	25%	19%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				8%	10%	11%	12%	23%	25%	19%	20%	24%	22%	22%	22%	26%	26%	23%	20%	17%
Montalvo 500->Polpaico 500											12%	23%	35%	46%	57%	58%	68%	68%	69%	69%

Tabla 36. Pérdidas anuales de energía [GWh] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	2	1	1	5	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	2	1	1	5	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	9	9	8	8	8	8	8
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	1	2	2	5	5	5	6	7	8	9	9	8	8	8	8	8
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	6	6	7	7	7	6	6
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	2	2	2	4	5	6	6	7	6	6	6	7	7	7	6	6
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				2	9	10	12	25	26	25	30	37	43	45	46	44	46	44	46	45
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				2	9	10	12	25	26	25	30	37	43	45	46	44	46	44	46	45
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	2	1																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	2	4	6	5																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		4	7	7	8	8	6	6	5	5	5	6	7	7	6	6	7	5	6	7
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					8	8	6	6	5	5	5	6	7	7	6	6	7	5	6	7
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		1	1	1	3	3	2	2	3	2	3	4	4	5	5	5	6	6	6	5
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	1	3	3	2	2	3	2	3	4	4	5	5	5	6	6	6	5
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	100	85	34	35	44	48	49	49	46	46	47	52	62	59	58	57	61	58	52	61
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	90	76	31	32	40	43	44	44	41	41	43	47	56	54	52	51	55	54	48	57
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		14	31	32	40	43	44	44	41	41	43	47	56	54	52	51	55	54	48	57
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		4	31	32	40	43	44	44	41	41	43	47	56	54	52	51	55	54	48	57
Charrua 500->Ancoa 500 I	65	70	79	72																
Charrua 500->Ancoa 500 II	53	58	65	60																
Charrua 500->Ancoa 500 III				2	63	70	70	71	66	34	36	38	48	47	43	42	45	44	39	46
Charrua 500->Ancoa 500 IV										28	30	32	40	39	36	35	37	36	32	38
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I				4	5	5	5	5	5	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0	1
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II				4	4	4	4	4	4	1	1	1	2	2	1	1	1	0	0	1
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I				35	38	38	39	36	21	22	24	31	30	30	31	37	45	41	54	
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II				29	32	32	32	30	17	18	20	25	25	25	26	31	37	34	45	
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	6	6
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							2	3	3	2	3	3	4	4	4	5	6	7	6	6
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															3	5	11	30	29	55
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															3	5	11	30	29	55
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															1	2	3	15	14	38
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															1	2	3	15	14	38
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				2	3	3	3	16	18	12	12	16	14	14	15	22	21	17	13	9
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				2	3	3	3	16	18	12	12	16	14	14	15	22	21	17	13	9
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	1	2	8	9	6	6	8	7	7	8	11	11	8	7	5
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	1	2	8	9	6	6	8	7	7	8	11	11	8	7	5
Montalvo 500->Polpaico 500											16	61	134	237	368	370	524	520	528	525

Tabla 37. Ingresos tarifarios esperados [MMUS\$] en los circuitos de 500 [kV] – Escenario Interconexión Andino

Circuito	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Maitencillo 500->Nueva Cardones 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 I				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Punta Colorada 500 II				0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 I				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Punta Colorada 500->Nueva Maitencillo 500 II				1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 I				0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	3	3	3	4	4
Nueva Pan de Azucar 500->Polpaico 500 II				0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	3	3	3	4	4
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 I	0	0																		
Alto Jahuel 500->Polpaico 500 II	0	0	-1	-1																
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 I		-1	-4	-4	-2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
Alto Jahuel 500->Lo Aguirre 500 II					-2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 I		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Lo Aguirre 500->Polpaico 500 II			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 I	-4	-2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	4	5
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 II	-3	-1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 III		1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV		0	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
Charrua 500->Ancoa 500 I	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 II	3	3	4	4																
Charrua 500->Ancoa 500 III				0	4	4	5	5	5	3	3	3	4	3	3	4	4	4	3	4
Charrua 500->Ancoa 500 IV										3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	4
Charrua 500->Nueva Charrua 500 I					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrua 500->Nueva Charrua 500 II					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 I					2	2	3	3	3	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	4
Nueva Charrua 500->Ancoa 500 II					2	2	3	3	3	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	5
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 I															0	0	1	3	3	5
Loncoche 500->Nueva Charrua 500 II															0	0	1	3	3	5
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 I															0	0	0	1	1	3
Nueva Puerto Montt 500->Loncoche 500 II															0	0	0	1	1	3
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 I				0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	1
Cerro Fortuna 500->Cumbre 500 II				0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	1
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 I				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cumbre 500->Nueva Cardones 500 II				0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Montalvo 500->Polpaico 500											1	9	9	26	25	26	50	50	50	50

3. FORMULACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN POR ESCENARIO

3.1. GENERALIDADES

En este capítulo se presentan los planes de expansión del sistema de transmisión troncal, en los tres escenarios evaluados en el estudio. Para definir las obras necesarias a construir en el período de estudio, se ajustó simultáneamente el plan de obras de generación junto con el sistema de transmisión que se requiere para satisfacer adecuadamente la demanda, manteniendo siempre activas las limitaciones de las líneas y componentes de transmisión del sistema. Además, se incorporan las normalizaciones de tap-off y seccionamientos de tramos troncales que se especifican en el capítulo 7 de este informe, conforme a la última revisión de la NTSyCS. El conjunto propuesto se detalla a continuación.

a. SIC

1. Normalización corredor Pan de Azúcar – Las Palmas
2. Normalización corredor Los Maquis – Polpaico
3. Normalización corredor Cerro Navia – Polpaico
4. Normalización corredor Chena – Alto Jahuel
5. Normalización corredor Valdivia – Rahue
6. Normalización corredor Charrúa – Temuco
7. Normalización S/E Cardones
8. Normalización S/E Pan de Azúcar
9. Normalización S/E Polpaico
10. Normalización S/E Los Maquis
11. Normalización S/E Chena

b. SING

1. Normalización corredor Atacama – Domeyko
2. Normalización corredor Atacama – Encuentro
3. Normalización corredor Crucero – Lagunas

En el Anexo VI se presentan las curvas de duración de los flujos por año, para cada una de las líneas del sistema expandido, en los tres escenarios estudiados.

3.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN EL SING

Para el escenario de interconexión se analizaron distintos puntos mediante simulaciones en el modelo OSE2000, para la puesta en servicio de la línea de 500 [kV] que conectaría en el SIC con S/E Nueva Cardones. Los puntos analizados en estos casos fueron S/E Cerro Fortuna (su definición se explica con detalle en el punto 3.3 y en el Anexo VII de este informe), S/E Río Loa, S/E O'Higgins y S/E Laberinto.

Con el fin de definir cuál de las alternativas anteriores presenta menor nivel de costos de operación y necesita la menor cantidad de inversiones en transmisión, se simularon casos de operación determinísticos del SING (simulación 1) en escenarios de demanda y generación de 1000 [MW] en los puntos de conexión indicados. La frecuencia de ocurrencia de flujos mayores a 1000 [MW] es muy baja, y en el análisis se consideró que esta condición de inyección y retiro era para todos los bloques de demanda en todos los meses. Con la operación de ambos sistemas en conjunto, se verificaron que las transferencias cumplieran con los criterios vigentes en la norma técnica.

Independiente del punto de conexión estudiado, se incluyeron obras de transmisión en estos casos, las que se detallan en el Anexo X. En el anexo digital se encuentran las bases y salidas de la simulación en el modelo OSE2000 de los cuatro casos enunciados.

Para cada caso se simularon diversas contingencias de líneas, en el escenario de inyección y retiro de 1000 [MW] desde el SIC, debido al enmallamiento que presenta el sistema SING. En la siguiente tabla se presenta el listado de contingencias estudiadas en el SING, en el que se incluyen las obras del Anexo X.

Tabla 38: Listado de contingencias estudiadas en el SING

Nº Contingencia	Apertura de Línea
1	O'higgins 220->Domeyko 220 II
2	O'higgins 220->Palestina 220 III
3	Atacama 220->O'higgins 220 II
4	Palestina 220->Domeyko 220 III
5	Domeyko 220->Sulfuros 220 I
6	Domeyko 220->OGP1 220

N° Contingencia	Apertura de Línea
7	Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220
8	Domeyko 220->Escondida 220 I
9	Nueva Zaldivar 220->Zaldivar 220 I
10	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II
11	Crucero 220->Laberinto 220 II
12	Enlace 220->Laberinto 220 II
13	Cerro Fortuna 220->Capricornio 220 II
14	Capricornio 220->El Cobre 220 I
15	Angamos 220->Enlace 220 II
16	Angamos 220->Encuentro 220 II
17	O'higgins 220->Laberinto 220 II
18	Chacaya 220->Capricornio 220
19	Capricornio 220->Mantos Blancos 220
20	Laberinto 220->Mantos Blancos 220
21	Crucero 220->Laberinto 220 II
22	Encuentro 220->El Tesoro 220
23	Esperanza SING 220->El Tesoro 220
24	El Cobre 220->Esperanza SING 220 II
25	Chacaya 220->Crucero 220
26	Chacaya 220->Crucero 220
27	Atacama 220->Miraje 220 II
28	Miraje 220->Encuentro 220 II
29	Laberinto 220->El Cobre 220 I
29	Laberinto 220->El Cobre 220 III
30	Tarapaca 220->Lagunas 220 II

A continuación se detallan los valores presentes de los costos de operación observados en el período de estudio y el nivel de inversión necesario (en valor presente) en cada caso analizado, con el sistema ampliado en el SING:

- Caso S/E Río Loa

Tabla 39. Costos de operación caso S/E Río Loa

Valor de inversión actualizado (MMUS\$)	Costo de operación actualizado (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
439.39	11,457.2	11,896.6

Esta alternativa requiere el seccionamiento de la línea 2x220 [kV] Chacaya – El Cobre en la S/E Cerro Fortuna, para el año 2021. Además, se requiere seccionar en 2032 el tramo Cerro Fortuna – El Cobre 2x220 [kV] en la S/E Capricornio y abrir las líneas Chacaya – Capricornio 220 [kV] y Mantos Blancos – Laberinto 220 [kV], alimentando los consumos de Mantos Blancos desde la S/E Capricornio.

- Caso S/E O'Higgins

Tabla 40. Costos de operación caso S/E O'Higgins

Valor de inversión actualizado (MMUS\$)	Costo de operación actualizado (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
360.8	11,879.1	12,239.9

Esta alternativa a pesar de generar mayores costos de operación, permite acortar el largo de la línea necesaria para realizar la interconexión. Además, se requeriría un tercer circuito Enlace – O'Higgins 220 [kV] en 2021.

- Caso S/E Cerro Fortuna

Tabla 41. Costos de operación caso S/E Cerro Fortuna

Valor de inversión actualizado (MMUS\$)	Costo de operación actualizado (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
382.6	11,398.4	11,781.0

Esta alternativa requiere una línea de interconexión más larga, pero entrega menores costos de operación en comparación a los otros escenarios.

- Caso S/E Laberinto

Tabla 42. Costos de operación caso S/E Laberinto

Valor de inversión actualizado (MMUS\$)	Costo de operación actualizado (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
426.3	11,522.6	11,948.9

Esta alternativa requiere el seccionamiento de la línea 2x220 [kV] Chacaya – El Cobre en la S/E Cerro Fortuna, para el año 2021. Además, se requiere seccionar en 2023 el tramo

Cerro Fortuna – El Cobre 2x220 [kV] en la S/E Capricornio y abrir las líneas Chacaya – Capricornio 220 [kV] y Mantos Blancos – Laberinto 220 [kV], alimentando los consumos de Mantos Blancos desde la S/E Capricornio.

Dados los niveles de inversión necesarios en el sistema de transmisión, y considerando los costos de operación del sistema, se definió que el punto de interconexión fuera en S/E Cerro Fortuna, con el fin de disponer de dos subestaciones con generación a carbón y gas natural en el SING, distribuyendo la corriente de cortocircuito y aumentando la confiabilidad del sistema. El detalle de esa subestación se encuentra en los siguientes apartados y en el Anexo VII.

3.3. PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES PROPUESTOS POR ESCENARIO

Para solucionar las diversas congestiones que se presentan a lo largo del período de estudio, se propusieron obras de transmisión que son necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, para escenario de expansión.

En los siguientes apartados se presenta el listado de proyectos de transmisión que se concluye que son necesarios para ampliar el sistema de transmisión troncal, separados por sistema y por escenario de expansión.

Una descripción detallada de cada proyecto propuesto, junto con el análisis de la factibilidad técnica y revisiones ambientales, se presenta en los Anexos V y VII.

La decisión final acerca de los proyectos recomendados para su puesta en servicio o inicio de construcción en el cuatrienio 2015-2018 se define en el capítulo 5.2 de este informe (Análisis de alternativas de los planes de expansión).

3.3.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE

3.3.1.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 43. Proyectos de transmisión propuestos para el SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal		Fecha aproximada de conexión al sistema
Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones a 260 [MVA]		Abr-16
	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto – San Andrés 290 [MVA]	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]	Abr-22
	Alternativa 2	Nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre 1500 [MVA]	Abr-22
		Banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Nueva Cumbre	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Abr-22
Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ene-18
	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ene-18
Maitencillo – Nogales 220 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]	Ene-19
	Alternativa 2	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ene-19
Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20
		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Los Almendros	Abr-29
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto	Abr-20

	Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	
	Seccionamiento segundo circuito línea 2x220 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-32
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]	Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]	Abr-23
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Ancoa a 1612 [MVA]	Sep-29
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Ancoa - Charrúa a 1700 [MVA]	Sep-29
Ancoa – Itahue 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Ancoa – Itahue 470 [MVA], tendido de un circuito	Abr-28
Sistema Colbún 220 [kV]	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Abr-24
Sistema 500 [kV] SIC Sur	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Abr-20
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-21
	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-23
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-26
	Nueva subestación Loncoche 500/220 [kV]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Loncoche 2500 [MVA]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Loncoche – Nueva Puerto Montt 1500 [MVA]	Abr-28

3.3.1.2. Obras propuestas para el SING

Tabla 44. Proyectos de transmisión propuestos para el SING - Escenario Interconexión Base

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Laberinto – El Cobre 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
Domeyko – Sulfuros 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Sulfuros 293 [MVA], tendido de un circuito	Abr-29
Domeyko – Escondida 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida	Abr-28
Lagunas – Pozo Almonte 220	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Abr-20

[kV]		
Tarapacá – Lagunas 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas 254 [MVA], tendido de un circuito	Abr-24
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas	Abr-30
Cochrane – Encuentro 220 [kV]	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Angamos	May-16
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Enlace	Jul-21

3.3.1.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 45. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Tramo	Descripción Obra	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Cerro Fortuna	Construcción de la S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – O'Higgins en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – Laberinto en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 1x220 [kV] Atacama – Esmeralda en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Desconexión línea 1x220 [kV] Mejillones – O'Higgins de la S/E Mejillones y conexión en S/E Atacama	Jul-21

3.3.2. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ALTERNATIVO

La descripción de los proyectos que se consideran en este escenario es análoga a la realizada para el caso anterior.

3.3.2.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 46. Proyectos de transmisión propuestos para el SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal		Fecha aproximada de conexión al sistema
Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones a 260 [MVA]		Abr-16
	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], tendido de un circuito seccionado en Carrera Pinto	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]	Abr-22
	Alternativa 2	Nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre 1500 [MVA]	Abr-22
		Banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Nueva Cumbre	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Abr-22
Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ene-18
	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ene-18
Maitencillo – Nogales 220 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]	Ene-19
	Alternativa 2	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ene-19
Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20

		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Los Almendros	Abr-29
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20
		Seccionamiento segundo circuito línea 2x220 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Abr-18
		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-18
		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-32
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]		Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]	Abr-23
		Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Ancoa a 1612 [MVA]	Mar-29
		Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Ancoa - Charrúa a 1700 [MVA]	Mar-29
Ancoa – Itahue 220 [kV]		Nueva línea 2x220 [kV] Ancoa – Itahue 470 [MVA], tendido de un circuito	Abr-28
Sistema Colbún 220 [kV]		Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Abr-24
		Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Abr-24
		Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Abr-24
Sistema 500 [kV] SIC Sur		Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Abr-20
		Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-21
		Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-23
		Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-26
		Nueva subestación Loncoche 500/220 [kV]	Abr-28
		Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Loncoche 2500 [MVA]	Abr-28
		Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Loncoche – Nueva Puerto Montt 1500 [MVA]	Abr-28

3.3.2.2. Obras propuestas para el SING

Tabla 47. Proyectos de transmisión propuestos para el SING - Escenario Interconexión Base

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Laberinto – El Cobre 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
Domeyko – Sulfuros 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Sulfuros 293 [MVA], tendido de un circuito	Abr-29
Domeyko – Escondida 220	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA],	Abr-18

[kV]	tendido de un circuito	
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida	Abr-28
Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Abr-20
Tarapacá – Lagunas 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas 254 [MVA], tendido de un circuito	Abr-24
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas	Abr-30
Cochrane – Encuentro 220 [kV]	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Angamos	May-16
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Enlace	Jul-21

3.3.2.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 48. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Tramo	Descripción Obra	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Cerro Fortuna	Construcción de la S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – O'Higgins en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – Laberinto en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 1x220 [kV] Atacama – Esmeralda en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Desconexión línea 1x220 [kV] Mejillones – O'Higgins de la S/E Mejillones y conexión en S/E Atacama	Jul-21

3.3.3. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ANDINO

3.3.3.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 49. Proyectos de transmisión propuestos para el SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal		Fecha aproximada de conexión al sistema
Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones a 260 [MVA]		Abr-16
	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], tendido de un circuito seccionado en Carrera Pinto	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]	Abr-22
	Alternativa 2	Nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre 1500 [MVA]	Abr-22
		Banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Nueva Cumbre	Abr-22
		Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Abr-22
Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV]	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ene-18
	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ene-18
Maitencillo – Nogales 220 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]	Ene-19
	Alternativa 2	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 520 [MVA]	Ene-19
Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20
		Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Los Almendros	Abr-29
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Abr-20

	Seccionamiento segundo circuito línea 2x220 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-18
	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Abr-32
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]	Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]	Abr-23
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Alto Jahuel – Ancoa a 1612 [MVA]	Ene-31
	Aumento de capacidad línea 2x500 [kV] Ancoa - Charrúa a 1700 [MVA]	Ene-31
Ancoa – Itahue 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Ancoa – Itahue 470 [MVA], tendido de un circuito	Abr-28
Sistema Colbún 220 [kV]	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Abr-24
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Abr-24
Sistema 500 [kV] SIC Sur	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Abr-20
	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-21
	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-23
	Nueva línea 2x500 [kV] Mulchén - Cautín 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Abr-26
	Nueva subestación Loncoche 500/220 [kV]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Loncoche 2500 [MVA]	Abr-28
	Tendido de segundos circuitos y energización en 500 [kV] línea 2x500 [kV] Loncoche – Nueva Puerto Montt 1500 [MVA]	Abr-28

3.3.3.2. Obras propuestas para el SING

Tabla 50. Proyectos de transmisión propuestos para el SING - Escenario Interconexión Base

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Laberinto – El Cobre 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
Domeyko – Sulfuros 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Sulfuros 293 [MVA], tendido de un circuito	Abr-29
Domeyko – Escondida 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Abr-18
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida	Abr-28
Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Abr-20
Tarapacá – Lagunas 220 [kV]	Nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas 254 [MVA],	Abr-24

	tendido de un circuito	
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas	Abr-30
Cochrane – Encuentro 220 [kV]	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Angamos	May-16
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Cochrane – Encuentro en S/E Enlace	Jul-21

3.3.3.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 51. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Obra	Descripción Obra	Fecha aproximada de conexión al sistema
S/E Cerro Fortuna	Construcción de la S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – O'Higgins en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Enlace – Laberinto en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Seccionamiento línea 1x220 [kV] Atacama – Esmeralda en S/E Cerro Fortuna	Jul-21
	Desconexión línea 1x220 [kV] Mejillones – O'Higgins de la S/E Mejillones y conexión en S/E Atacama	Jul-21

3.3.3.4. Obras consideradas para la interconexión internacional

Tabla 52. Proyecto de transmisión propuesto para la interconexión internacional con Perú

Tramo	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de conexión al sistema
Montalvo – Polpaico 500 [kV]	Nueva línea 500 [kV] Montalvo – Polpaico 1500 [MW] HVDC	Abr-24

La obra de interconexión internacional considerada consiste en una línea en HVDC 500 [kV] de 1500 [MW] de capacidad, que une la S/E Polpaico con la S/E Montalvo, ubicada al norte de Tacna, Perú. En el Anexo VII se encuentra disponible mayor información acerca de las características técnicas de esta línea.

Se optó por incluir una conexión directa en S/E Polpaico, teniendo en cuenta que conectar en otros puntos más al norte como S/E Río Loa, S/E Nueva Cardones o S/E Nueva Pan de Azúcar implica ampliar el sistema de transmisión de 500 [kV] de forma similar a como

ocurre en el caso propuesto, ya sea en corriente alterna o en corriente continue. Esto ocurre ya que los sistemas de 500 [kV] existentes en la fecha propuesta no serían suficientes para soportar las transferencias que se proponen en la interconexión con Perú.

3.4. FLUJOS POR TRAMOS TRONCALES

A continuación se presentan los histogramas de flujos de potencia por cada tramo troncal del SING y del SIC, obtenidos de la simulación de la operación en el software OSE2000. En el caso de un tramo que requirió una expansión, se muestra el histograma para el año previo a la puesta en servicio del proyecto y el histograma para el año de entrada en operación del mismo.

En el eje horizontal de cada gráfico se presenta el nivel de flujo de potencia a través de la línea, y en el eje vertical se muestra la probabilidad de ocurrencia de dicho flujo, entre todos los escenarios hidrológicos y de bloques de demanda dentro del año en cuestión. Un tramo se encuentra congestionado cuando se observa una alta probabilidad de ocurrencia de un flujo de potencia igual a la capacidad máxima.

Estos gráficos se complementan con la información contenida en las curvas de duración de los flujos por tramo, que se presentan en el Anexo VI. En dicho anexo se incluye la información para las líneas sobre las que no se propuso un proyecto de expansión.

En los casos en que hay varios circuitos por tramo, se incluyó una modelación con líneas auxiliares. Estas líneas no consideran pérdidas, pero permiten limitar las capacidades de cada tramo, utilizando el criterio N-1. De este modo, se limitan las transferencias en los auxiliares y no en cada circuito del tramo en cuestión. La ubicación de la barra auxiliar (Norte, Sur, Este, Oeste), depende del tramo que está limitando y permite identificar el sentido en el que se realizan las transferencias.

Por ejemplo, la línea Cardones 220->Cardones Sur 220 Aux muestra las transferencias desde Cardones hacia Maitencillo, por los tres circuitos existentes y considerando el criterio N-1 del tramo completo.

Los proyectos propuestos para expandir el sistema de transmisión troncal son similares para los distintos escenarios analizados, por lo que el diagnóstico es igualmente válido para cada uno de ellos.

- SING

- Lagunas – Pozo Almonte 220 [kV]

En este tramo se propuso una nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte. En las siguientes imágenes se muestran los flujos por las líneas de interés antes y después del cambio. La línea Lagunas – Pozo Almonte 220 I sale de operación en 2019 y en 2020 entran en operación las líneas Lagunas – Pozo Almonte 220 II y III.

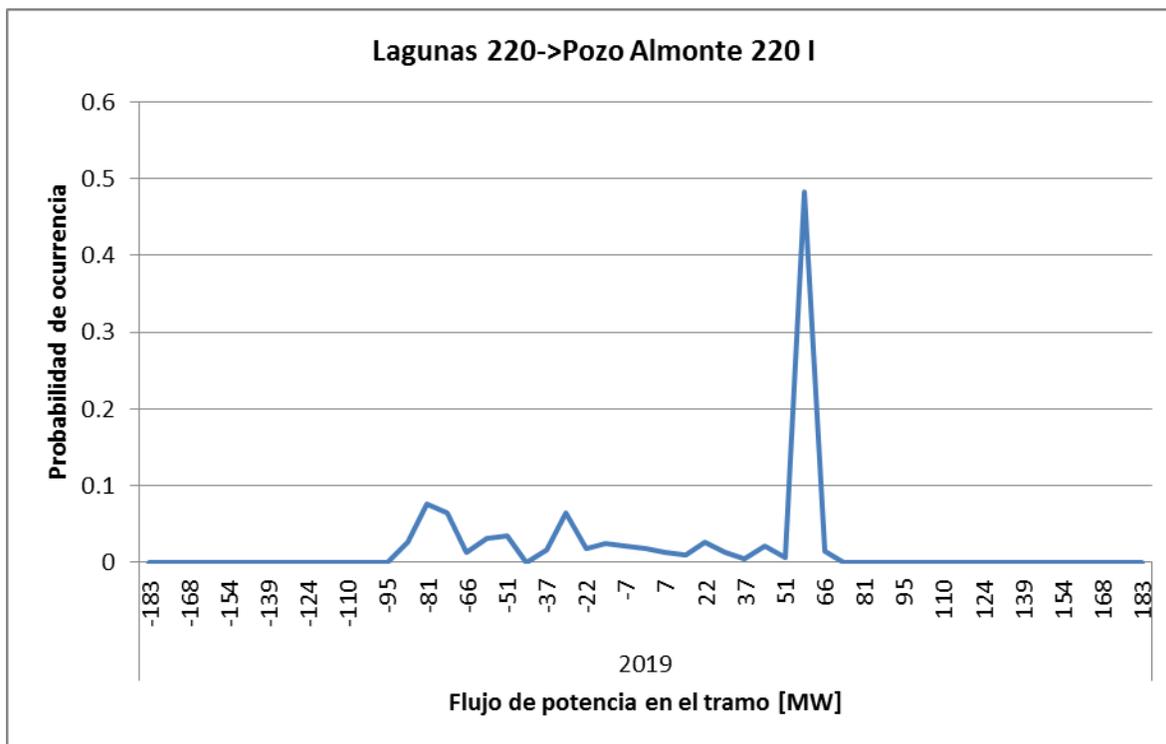


Figura 4: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte I

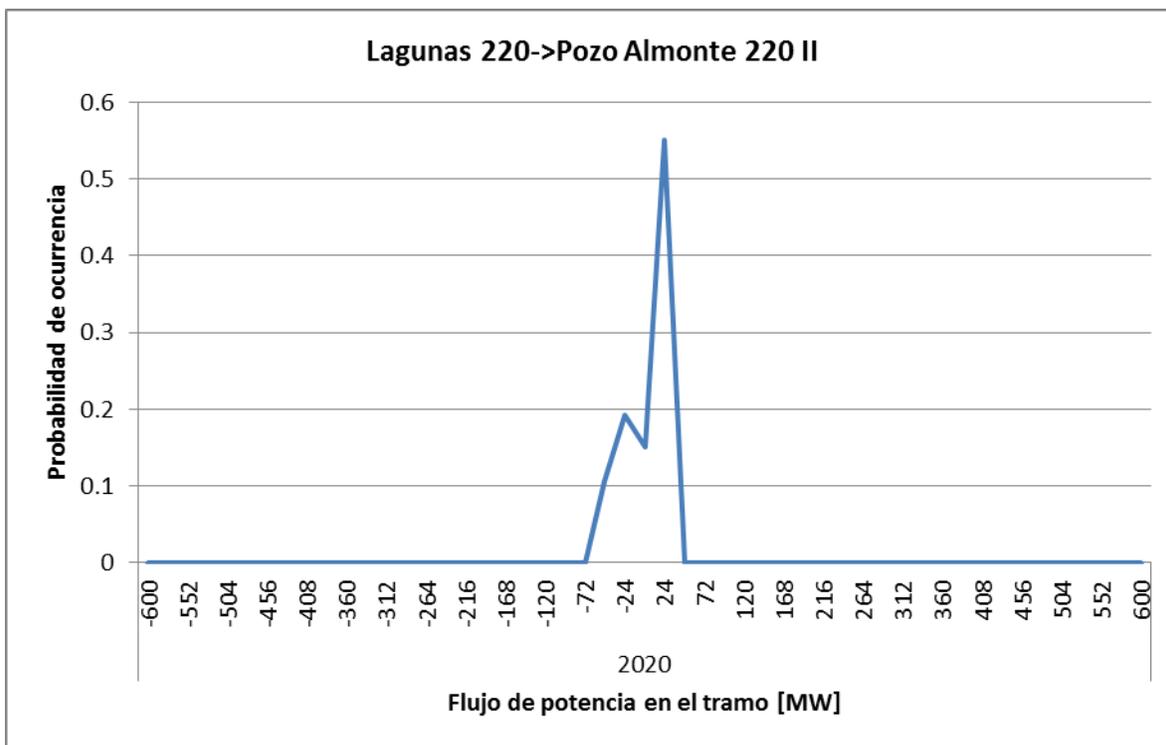


Figura 5: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte II

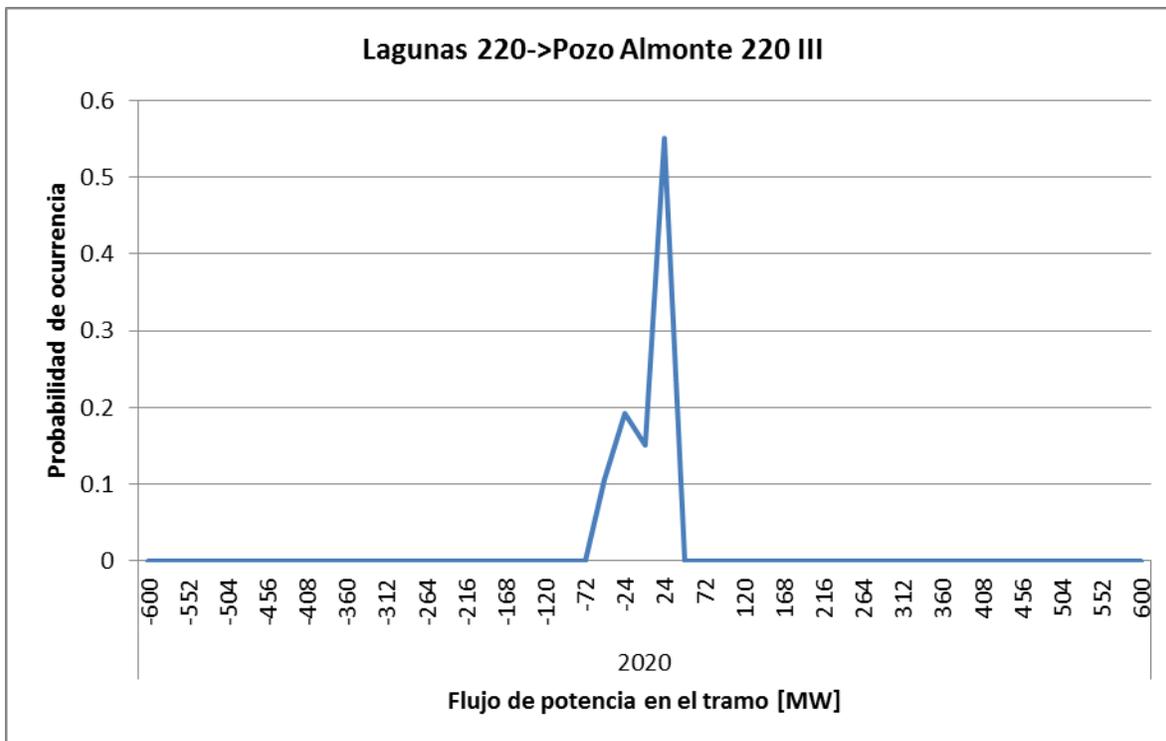


Figura 6: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte III

- Tarapacá – Lagunas 220 [kV]

En este tramo se propuso una nueva línea 2x220 [kV] Tarapacá – Lagunas, con el tendido del primer circuito en 2024 y del segundo circuito en 2030. A continuación se presentan los gráficos para 2023, 2024 y 2030, por el tramo completo, considerando el criterio N-1.

Se observa un aumento en la transferencia para el año 2024, que supera el criterio de seguridad en caso de mantenerse el sistema actual, lo que se repite para el año 2030.

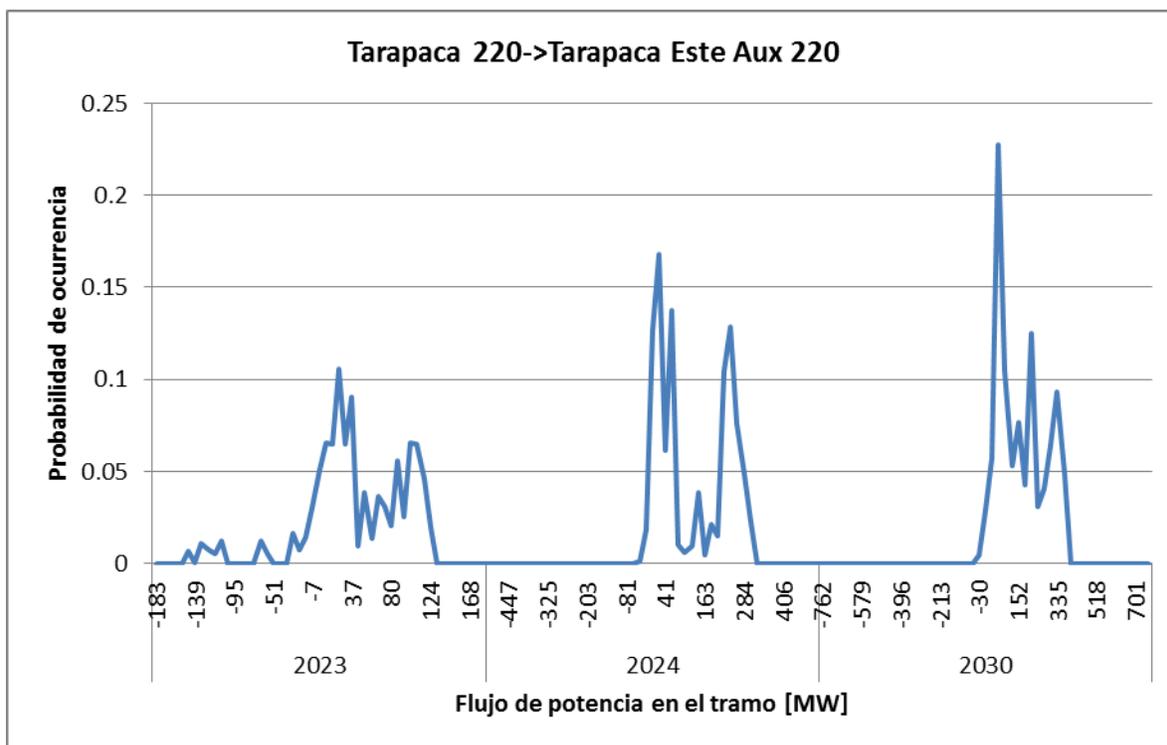


Figura 7: Histograma de Flujos por línea Tarapacá – Tarapacá Este Aux

- Lagunas – Crucero 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Crucero – Encuentro 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Encuentro – Atacama 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Atacama – Domeyko 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Domeyko – Sulfuros 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado. Sin embargo, del análisis de contingencias en el SING se observa que en caso de falla en otras líneas del sistema, se producen saturaciones en el tramo. De este modo, por seguridad se requiere ampliar el sistema de transmisión en esta línea. Para mayor información referirse al Anexo IX.

- Domeyko – Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado. Sin embargo, del análisis de contingencias en el SING se observa que en caso de falla en otras líneas del sistema, se producen saturaciones en el tramo. De este modo, por seguridad se requiere ampliar el sistema de transmisión en esta línea. . Para mayor información referirse al Anexo IX.

- Nueva Zaldívar - Escondida 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Laberinto – Nueva Zaldívar 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Laberinto – El Cobre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado. Sin embargo, del análisis de contingencias en el SING se observa que en caso de falla en otras líneas del sistema, se producen saturaciones en el tramo. De este modo, por seguridad se requiere ampliar el sistema de transmisión en esta línea.

- Crucero – Laberinto 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- Encuentro – Lagunas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio considerado.

- SIC
 - Diego de Almagro – Cardones 220 [kV]

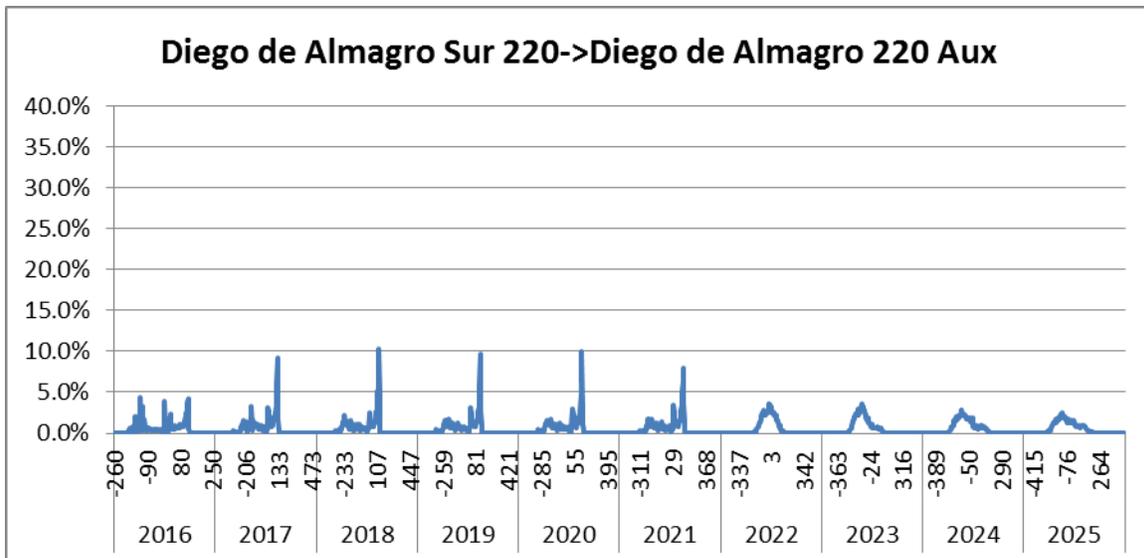


Figura 8. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

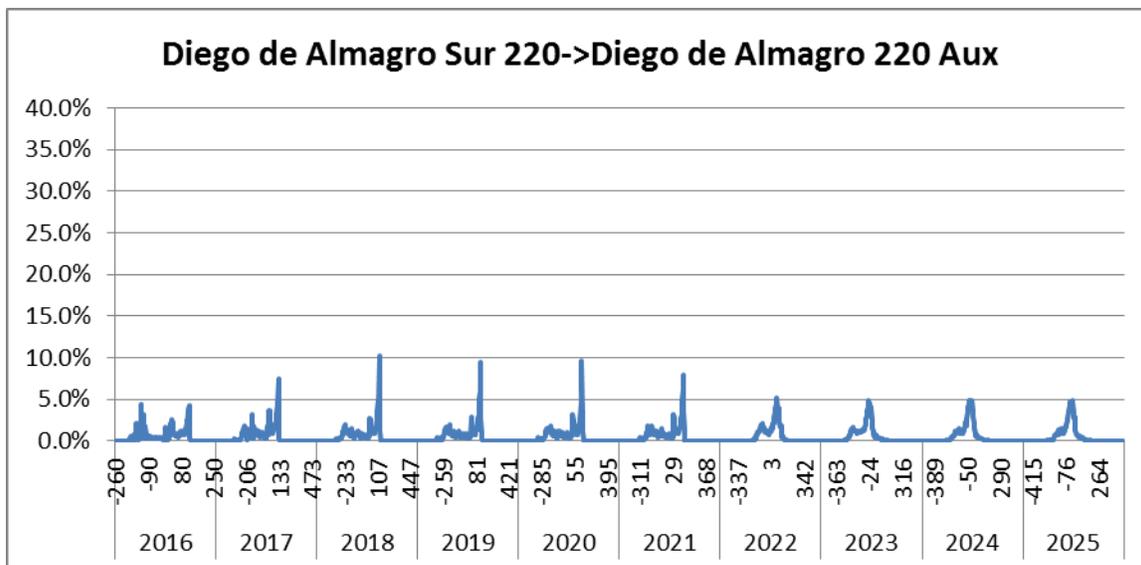


Figura 9. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

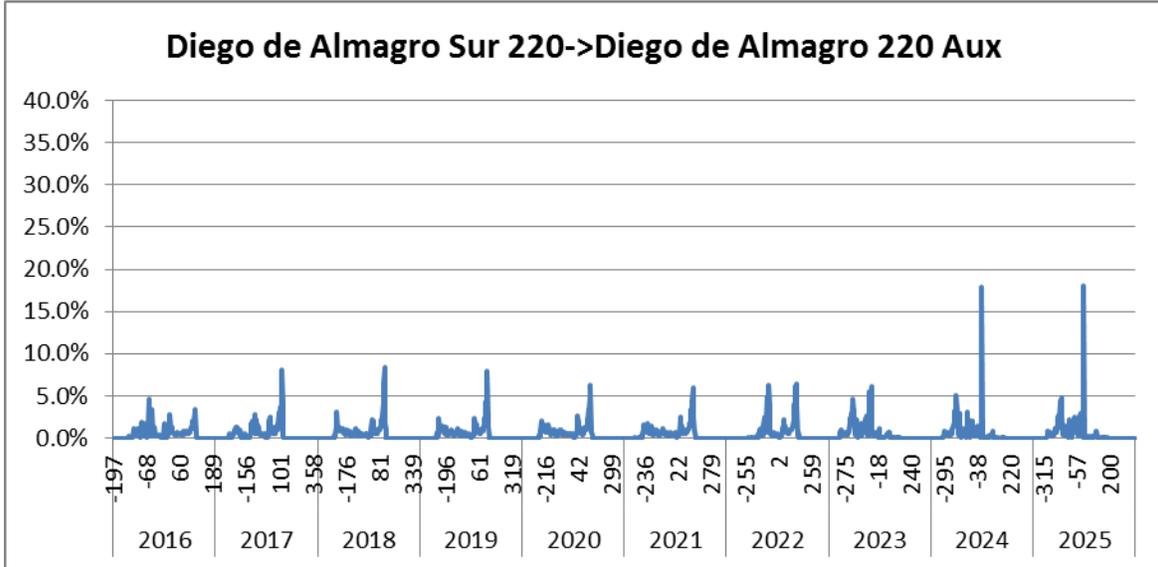


Figura 10. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro - Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

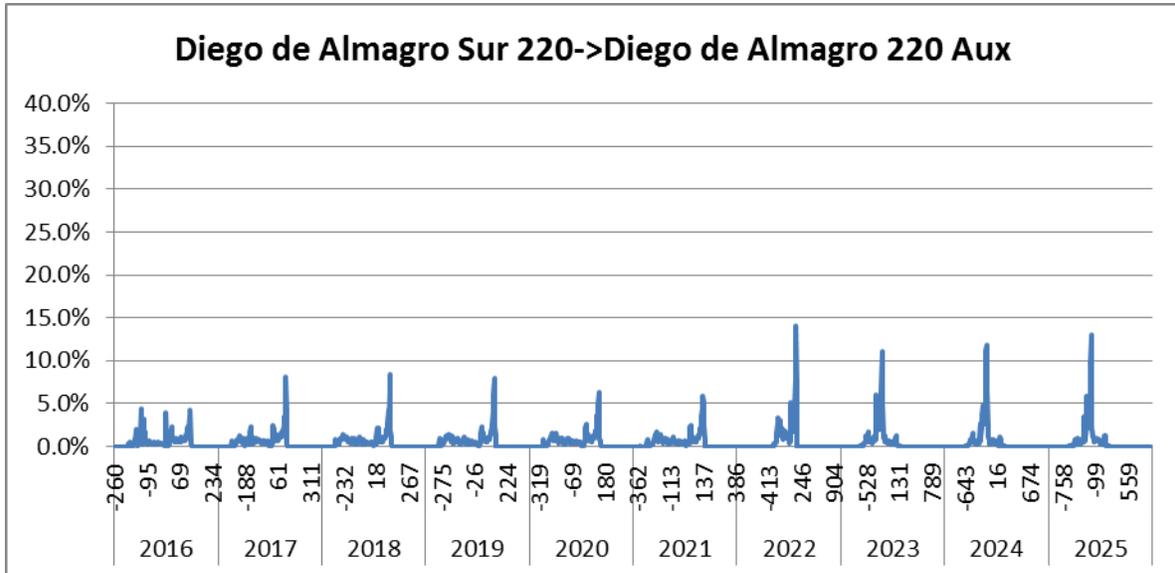


Figura 11. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro - Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro - Carrera Pinto - San Andrés - Cardones)

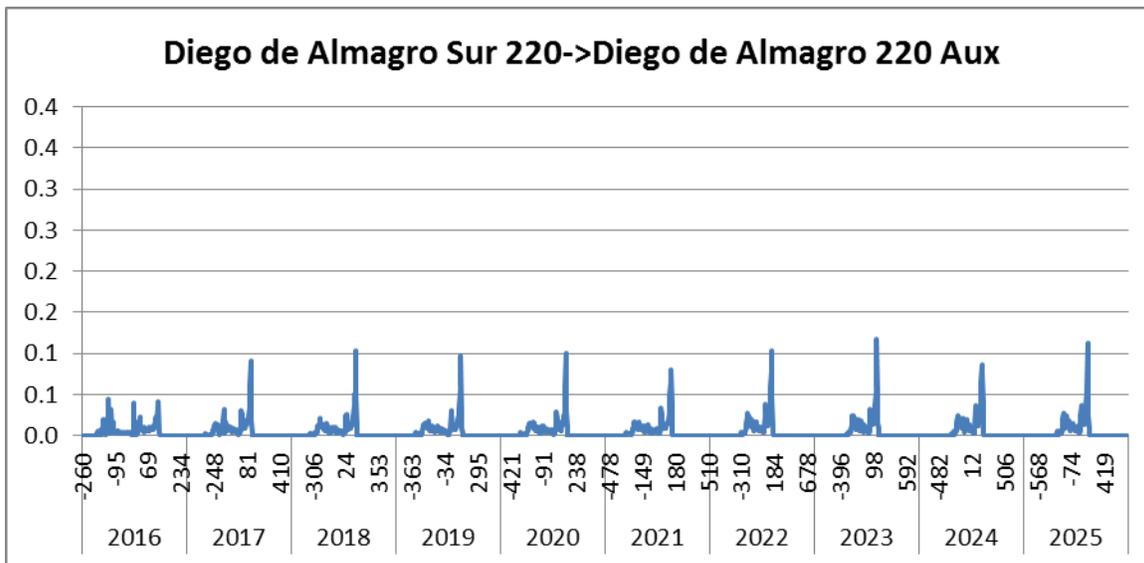


Figura 12. Histograma Diego de Almagro Sur 220->Diego de Almagro 220 Aux (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

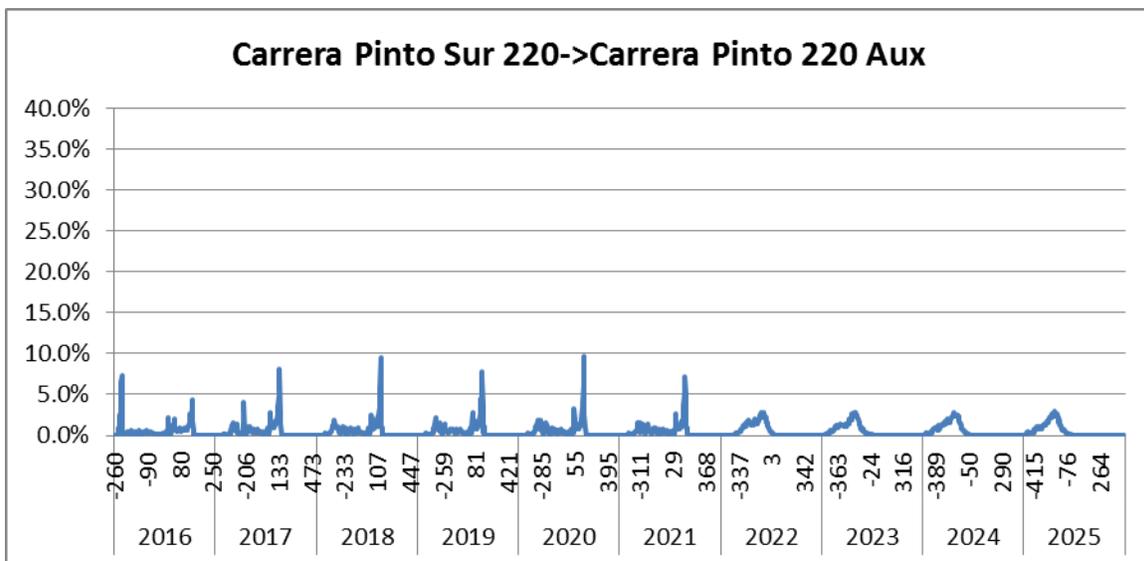


Figura 13. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

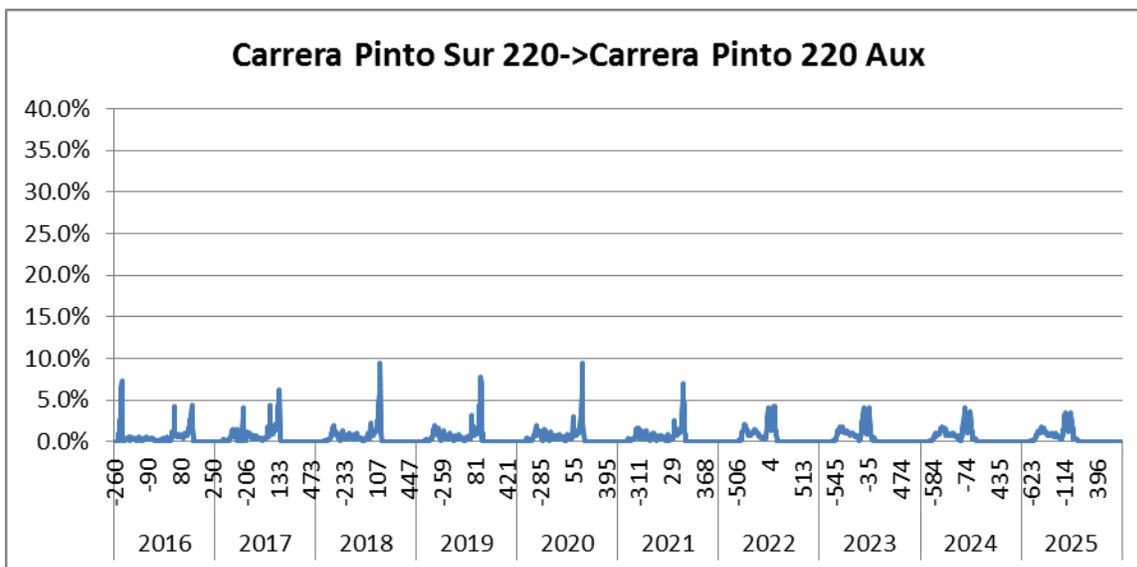


Figura 14. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

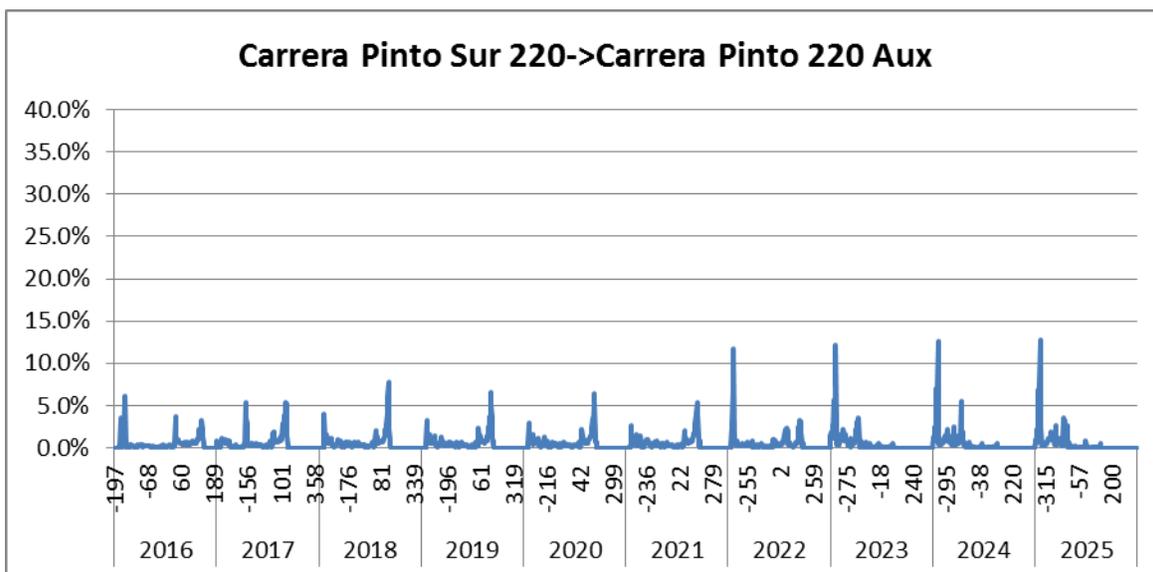


Figura 15. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

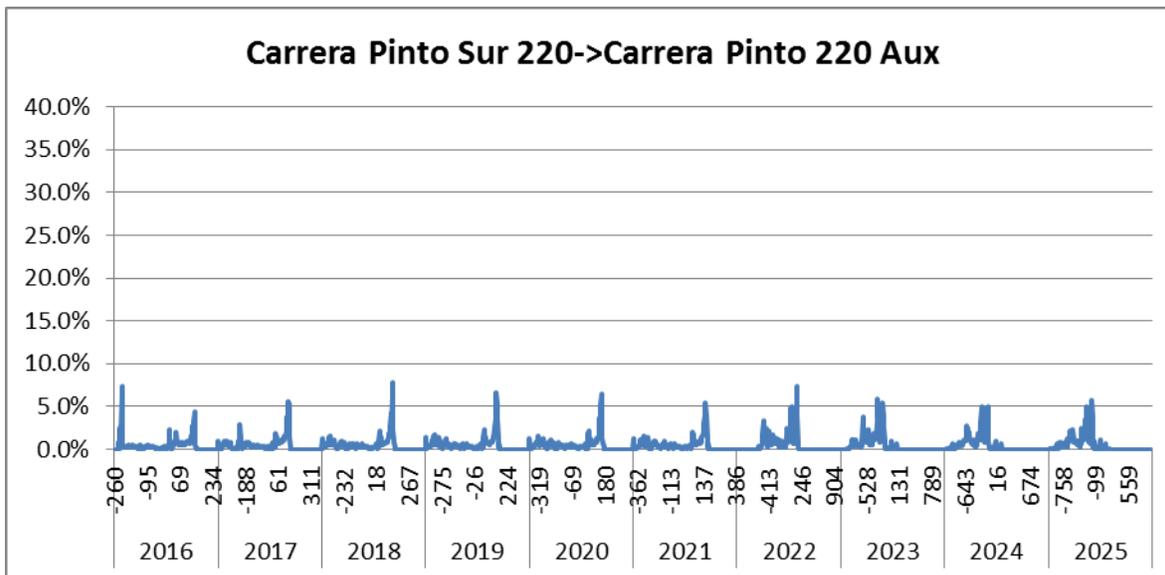


Figura 16. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

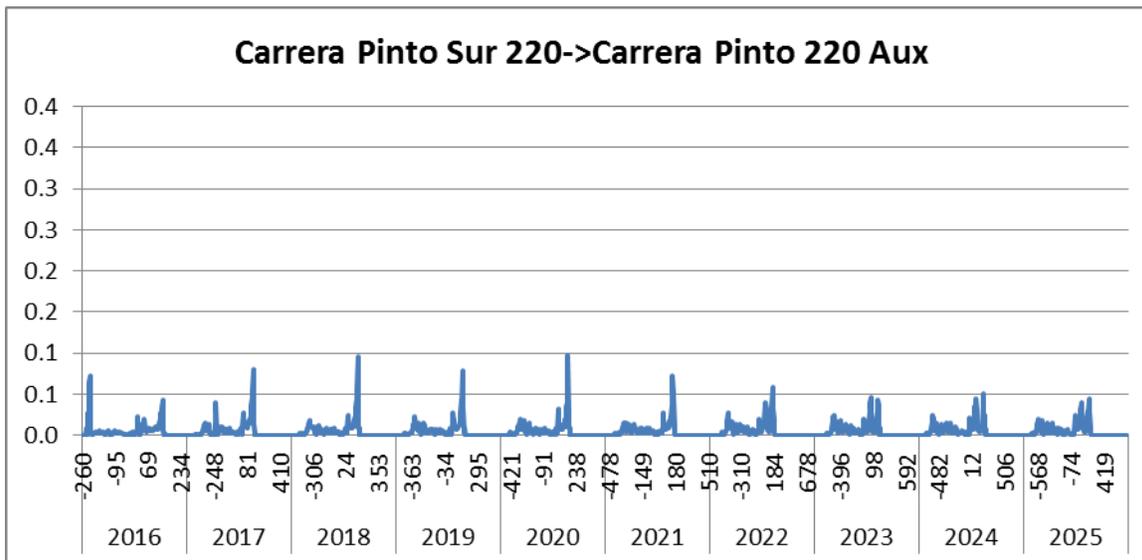


Figura 17. Histograma Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

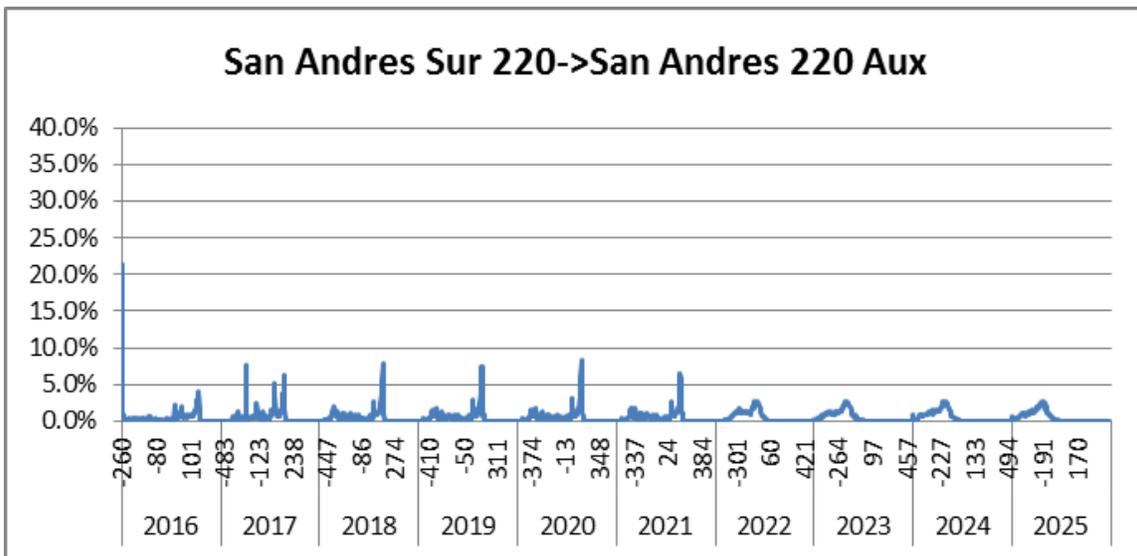


Figura 18. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

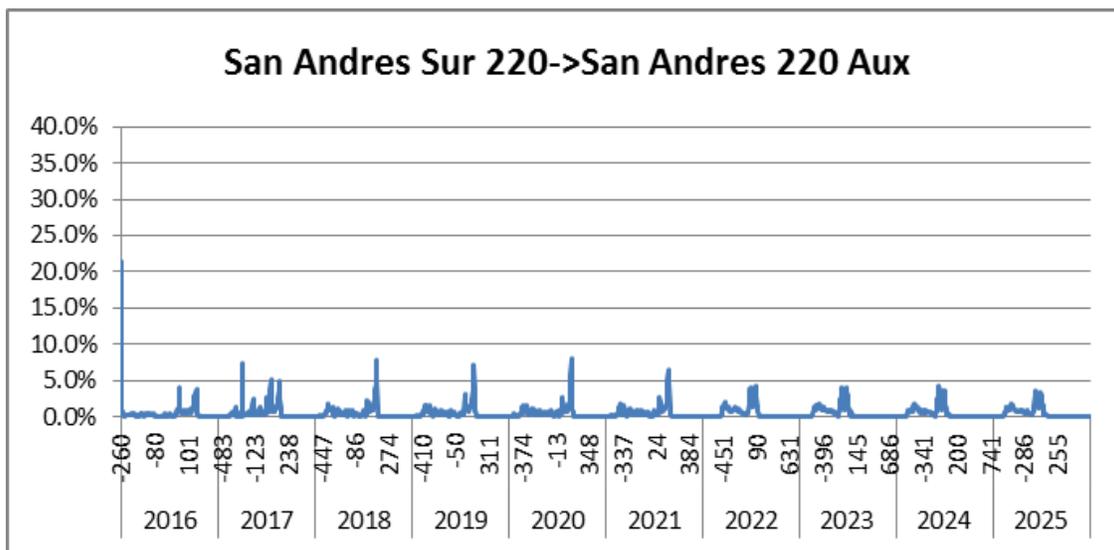


Figura 19. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

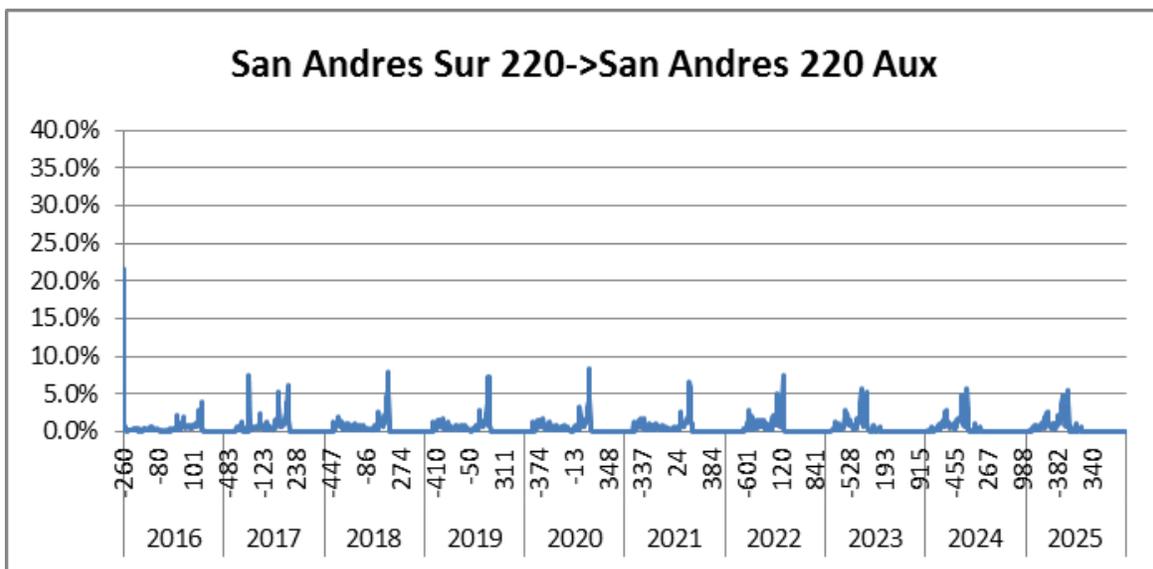


Figura 20. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

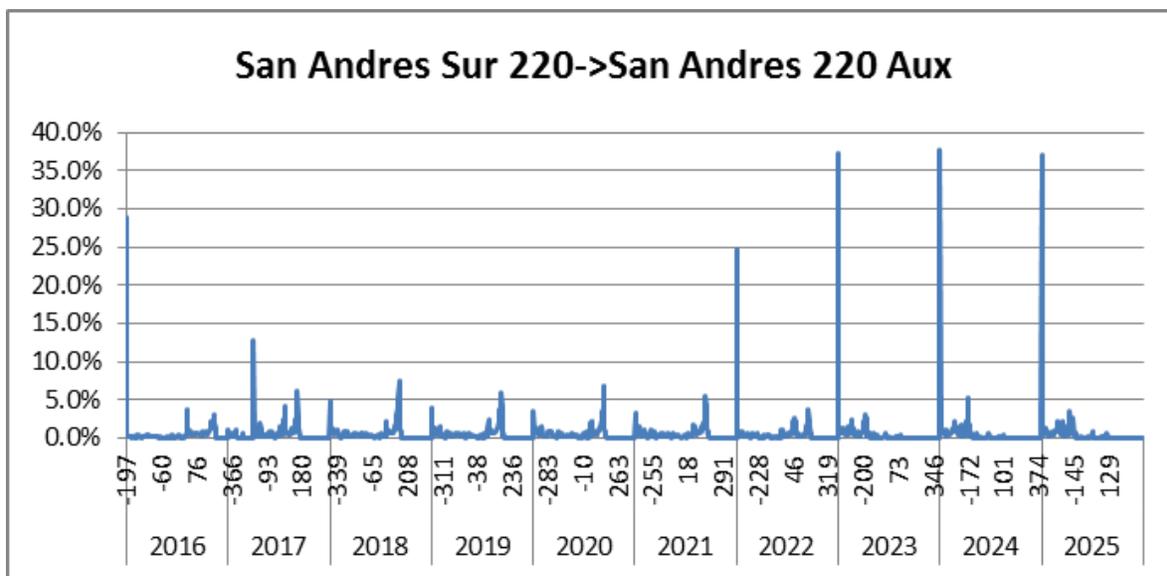


Figura 21. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

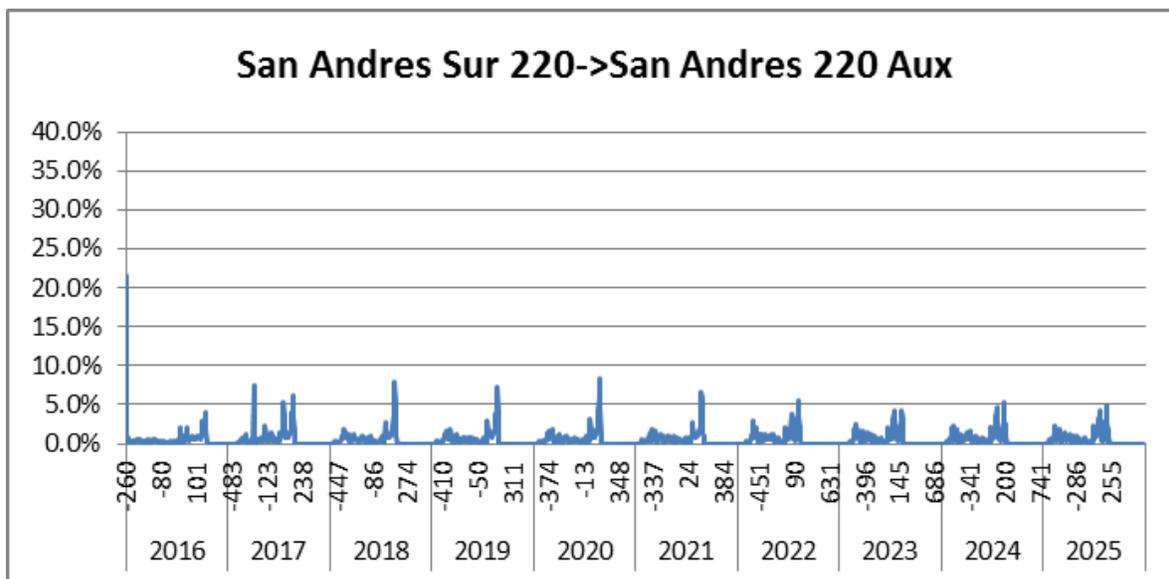


Figura 22. Histograma San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

Los histogramas anteriores muestran lo que ocurre desde San Andrés al sur desde el año 2016 en adelante, tanto para el caso en que no se amplía el tramo como para aquellos en que se propone alguna alternativa de expansión. Los resultados muestran que entre el año 2016 y el 2022 se presentan saturaciones en torno al 5% si no se aumenta la capacidad del circuito existente. La situación empeora desde el año 2022 en adelante con el aumento de la generación ERNC y el posterior cierre de ciclo de la central Taltal, alcanzándose el máximo de la capacidad un 37% de las veces en el caso en que no se modifica el tramo actual, en contraste a lo que ocurre con las distintas alternativas de expansión en que nunca se alcanza el límite de la línea.

En cuanto al caso en que no se considera el cierre de ciclo de la central Taltal, el histograma muestra que no se dan saturaciones y que por tanto no se hace necesario tender dos circuitos nuevos entre Diego de Almagro y Cardones, sino que solo uno, sin embargo se verifica la necesidad de instalar un segundo banco de transformadores en Nueva Cardones debido a que la central Taltal genera con diesel.

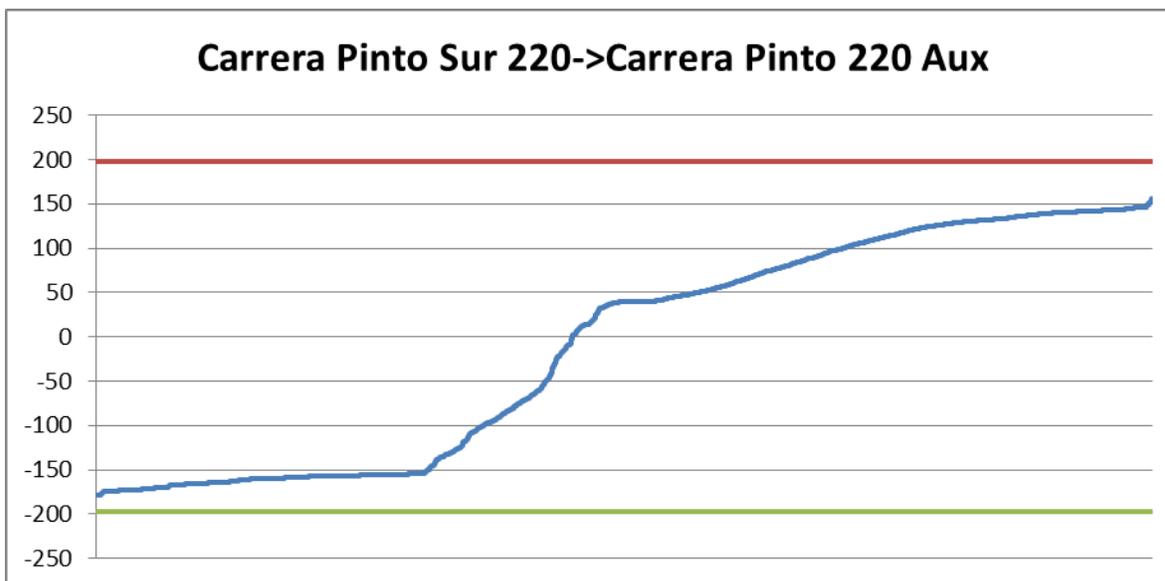


Figura 23. Curva de duración de flujos en Carrera Pinto Sur 220->Carrera Pinto 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales) – Año 2016

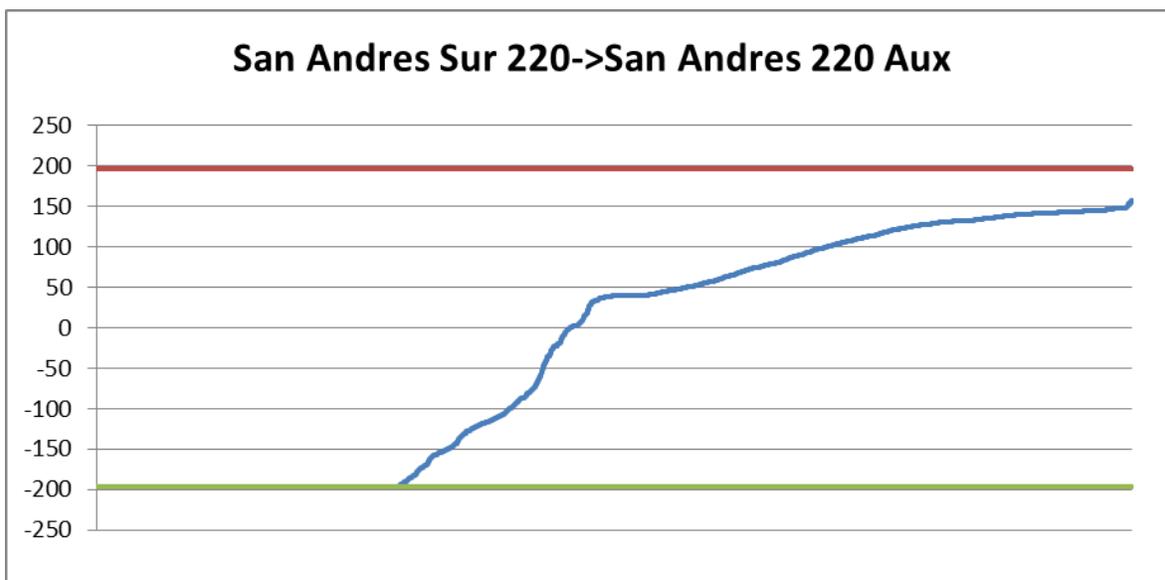


Figura 24. Curva de duración de flujos en San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales) – Año 2016

Las figuras anteriores corresponden a los flujos para el caso en que no se consideran ampliaciones para el tramo Diego de Almagro – Cardones. En la figura correspondiente a

la auxiliar de San Andrés se verifica la saturación existente en el tramo, del mismo modo que se observa en el histograma correspondiente.

Tabla 53. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cumbre)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	2	5	5

Tabla 54. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Paposo – Nueva Cumbre)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	0	0	0

Tabla 55. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés - Cardones)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	0	0	0

Tabla 56. Ingresos tarifarios en millones de dólares (sin aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] ni obras adicionales)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	75	105	105	102

Tabla 57. Ingresos tarifarios en millones de dólares (sin el cierre de ciclo de la central Taltal, con aumento capacidad tramo Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] y nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Carrera Pinto – San Andrés – Cardones con un circuito tendido)

Línea	2022	2023	2024	2025
San Andres Sur 220->San Andres 220 Aux	0	0	0	0

Las tablas anteriores muestran los ingresos tarifarios acumulados en San Andrés entre los años 2022 y 2025, y que junto a los histogramas evidencian las saturaciones existentes. Para los casos en que se aumenta la capacidad del tramo entre Diego de Almagro y

Cardones, los ingresos tarifarios son muy menores (en torno a 0, excepto para la alternativa 2 en que se conecta Diego de Almagro con Cumbre pero no se tiende un nuevo circuito desde Carrera Pinto a Cardones). En contraste, para el caso en que no se amplía el tramo en cuestión, se registran ingresos tarifarios de hasta 105 millones de dólares en el año 2023 y 2024, lo que junto a la información de los histogramas dan pie a la necesidad de realizar algún proyecto para aumentar la capacidad. Respecto al caso en que no cierra el ciclo la central Taltal, se verifica que basta con tender una nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones con un solo circuito.

- Cardones – Maitencillo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el período de estudio analizado.

- Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV]

En enero de 2018, junto con la entrada en operación del consumo Minera Dominga en Punta Colorada se propone conectar los consumos de esta barra de 220 [kV] a la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500 [kV] por medio de un seccionamiento en la S/E Punta Colorada. Conectando directamente las SSEE Maitencillo – Pan de Azúcar 2x22 [kV] sin seccionar en Punta Colorada 220 [kV].

Si el ingreso del consumo mencionado se atrasa, bastaría con el refuerzo entre Maitencillo – Nogales 2x220 [kV] que se especifica a continuación.

- Maitencillo – Nogales 220 [kV]

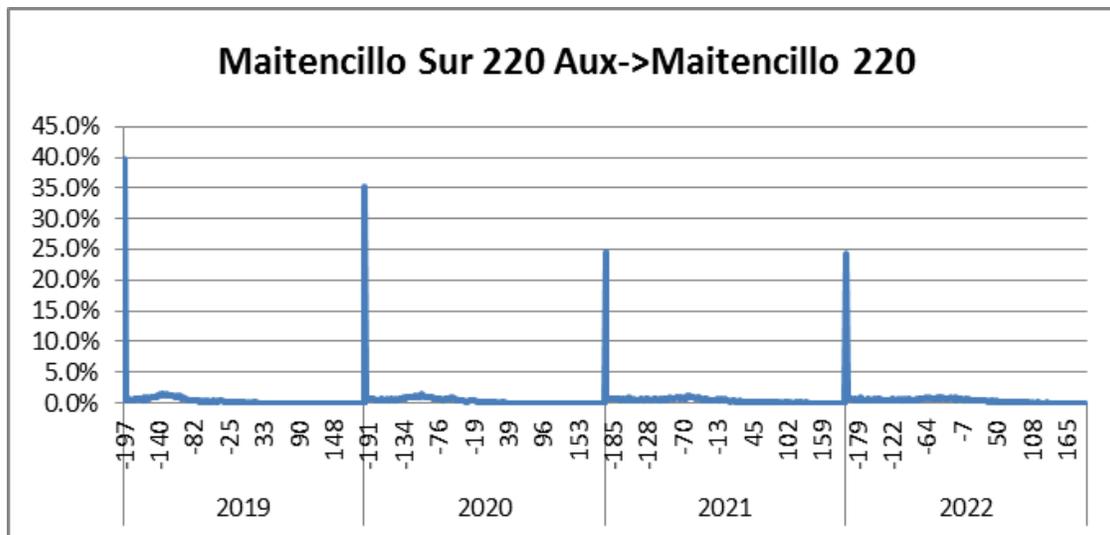


Figura 25. Histograma Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV])

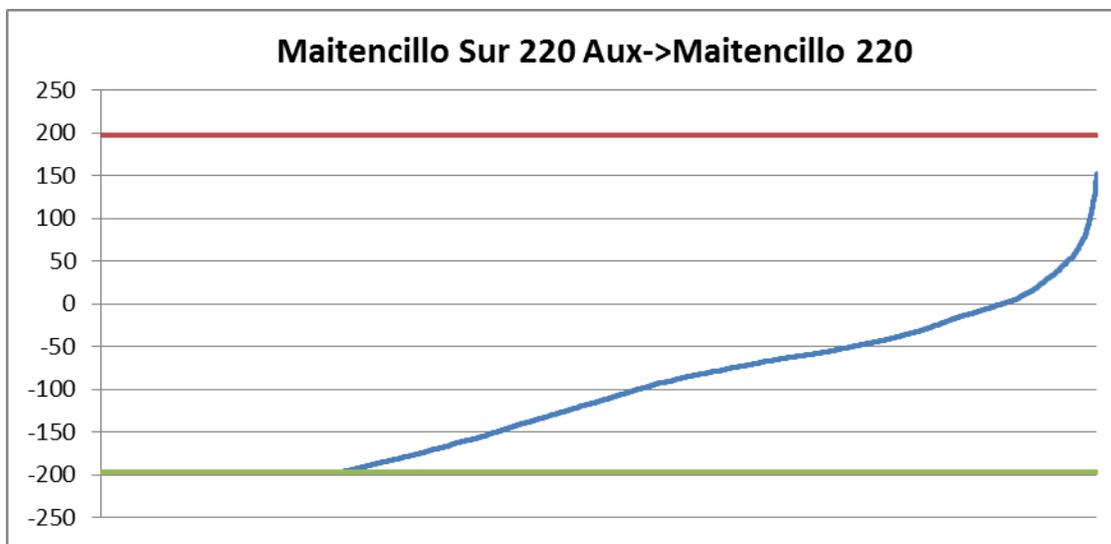


Figura 26. Curva de duración de flujos Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV]) – Año 2021

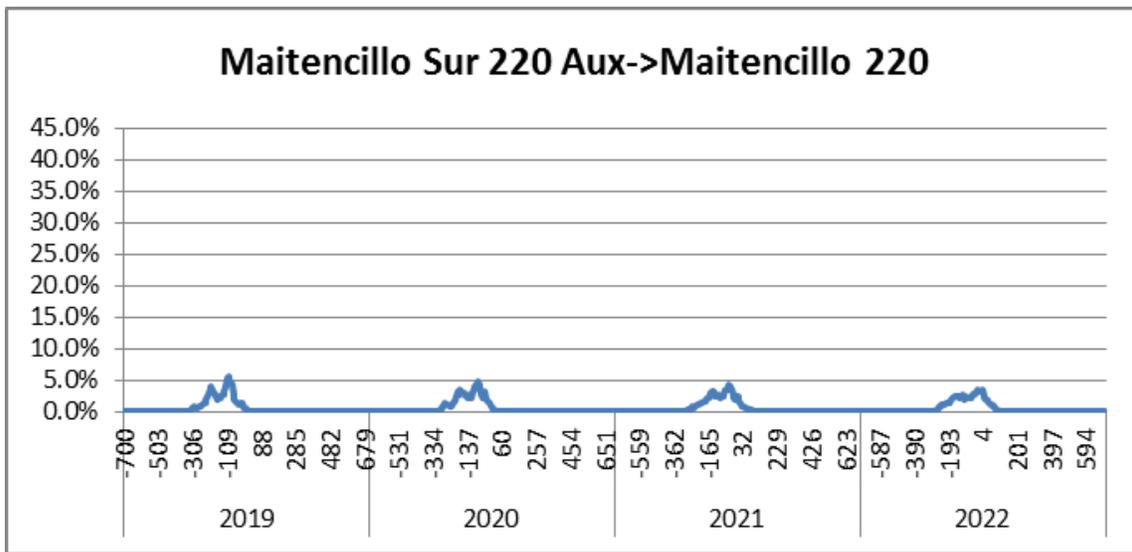


Figura 27. Histograma Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 700 [MVA])

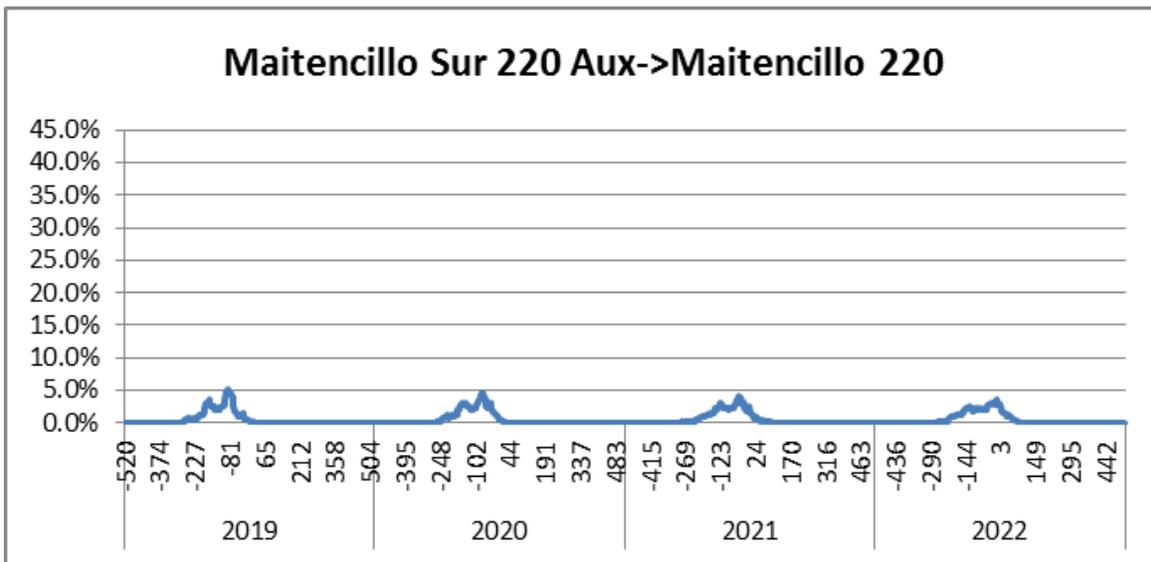


Figura 28. Histograma Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220 (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 520 [MVA])

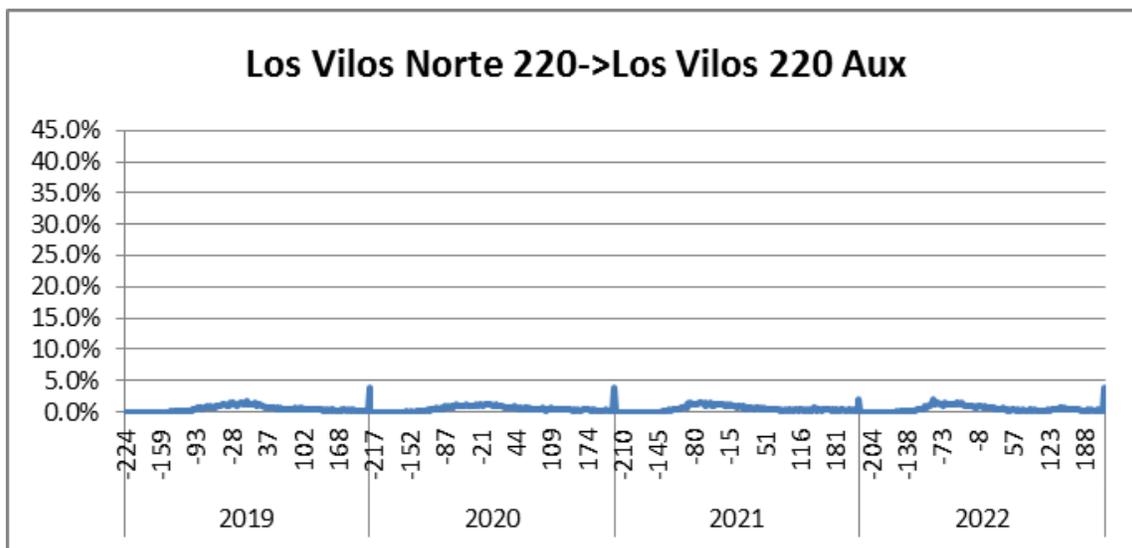


Figura 29. Histograma Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV])

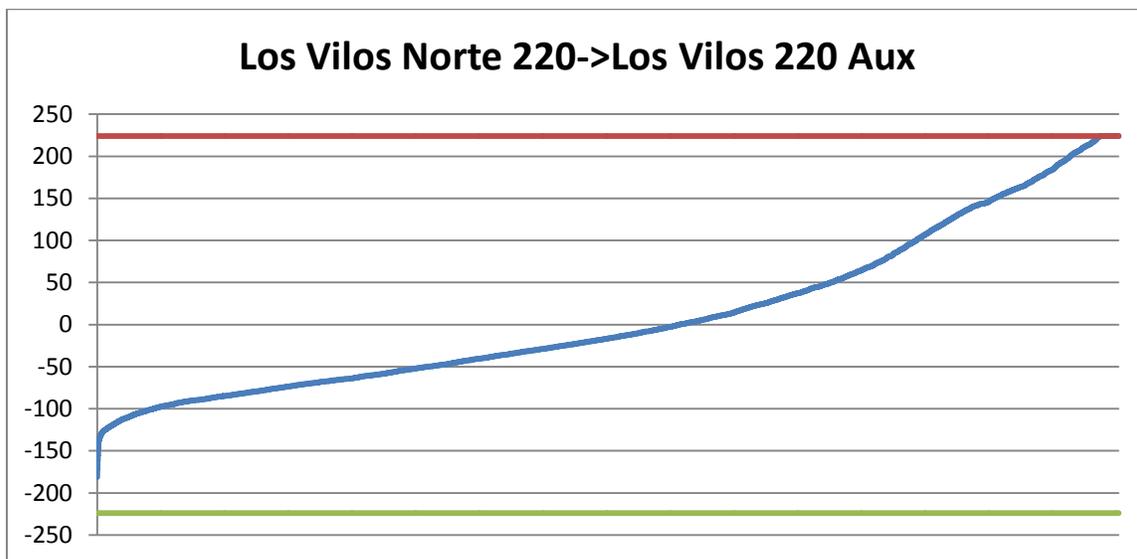


Figura 30. Curva de duración de flujos Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV]) – Año 2021

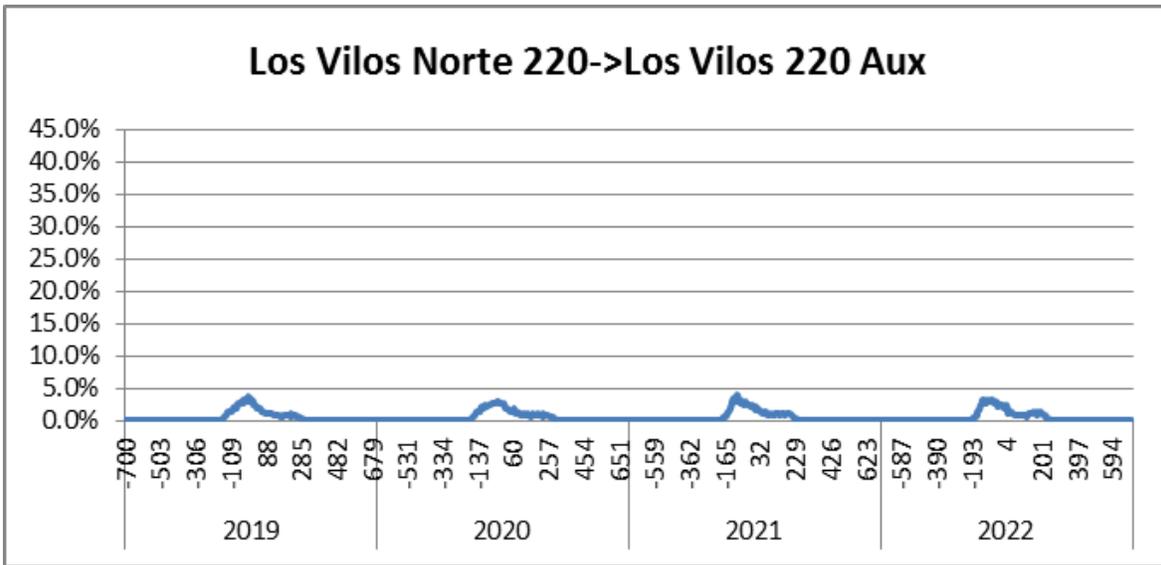


Figura 31. Histograma Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 700 [MVA])

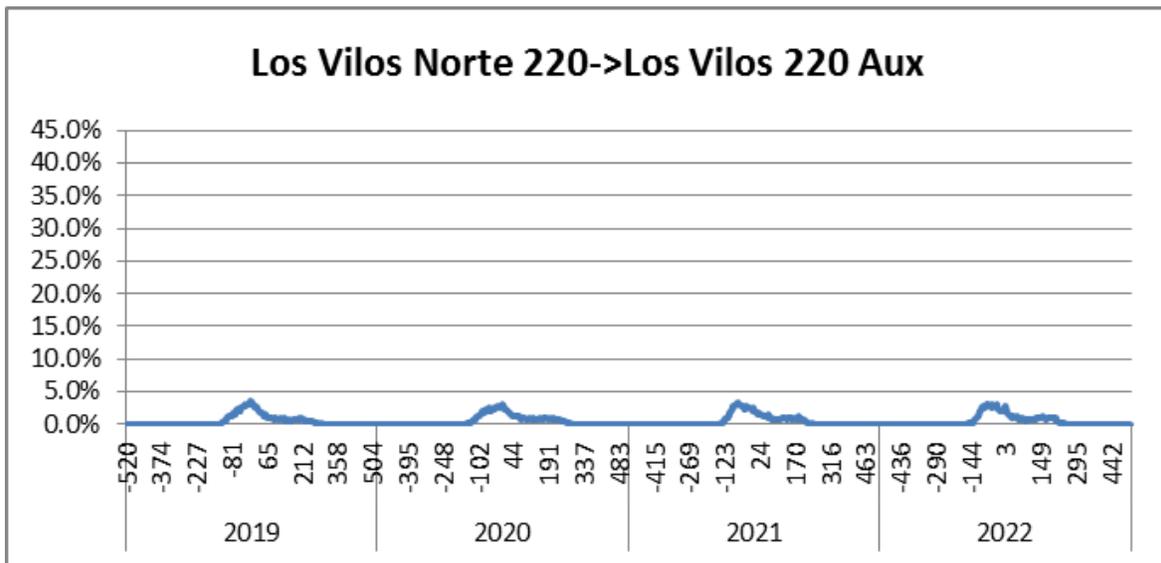


Figura 32. Histograma Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 520 [MVA])

Los histogramas anteriores permiten visualizar la congestión existente en el tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] desde el año 2019 en adelante, lo que queda de manifiesto en Maitencillo y Los Vilos. El caso en que no se amplía el tramo, muestra que se topa el

máximo de las líneas Maitencillo – Pan de Azúcar 220 [kV] un 40% de las veces en el año 2019 versus el caso en que se tiende una nueva línea donde nunca se alcanza la máxima transferencia (tanto si esta es de 700 [MVA] de capacidad como si es de 520 [MVA]). En el caso de Los Vilos se da una situación análoga pero en una menor escala. Las tablas siguientes presentan los ingresos tarifarios y complementan la información de los histogramas.

Tabla 58. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con atraso aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV])

Línea	2019	2020	2021	2022	2023
Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220	74	76	68	65	51
Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux	3	3	1	2	1
TOTAL	77	79	69	67	52

Tabla 59. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 700 [MVA])

Línea	2019	2020	2021	2022	2023
Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220	0	0	0	0	0
Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0

Tabla 60. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento capacidad tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] a 520 [MVA])

Línea	2019	2020	2021	2022	2023
Maitencillo Sur 220 Aux->Maitencillo 220	0	0	0	0	0
Los Vilos Norte 220->Los Vilos 220 Aux	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0

Con las tablas anteriores se reafirma el diagnóstico respecto a la congestión que se daría desde el año 2019 en el tramo Maitencillo – Nogales 220 [kV] si no se amplía, debido a los ingresos tarifarios que se acumulan tanto en Maitencillo como en Los Vilos. Por ejemplo, para el año 2020 se presenta un IT total de 79 millones de dólares frente a 0 millones de dólares que se dan en el caso en que se tiende una nueva línea (tanto si esta es de 700

[MVA] de capacidad como si es de 520 [MVA]. Esta información sumada a los histogramas presentados anteriormente evidencia la necesidad de ampliar el tramo en cuestión.

- Nogales – Quillota 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Nogales – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Quillota – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Lampa – Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Polpaico – Los Maquis 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Cerro Navia - Lampa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Cerro Navia - Polpaico 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Chena - Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Alto Jahuel – El Rodeo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- El Rodeo – Chena 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Chena – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Polpaico – Alto Jahuel 500 [kV]

A continuación se presenta un análisis de los flujos por el tramo Alto Jahuel – Polpaico 500 [kV], retrasando el proyecto propuesto (ya sea por Los Almendros o por Lo Aguirre) en cinco años. También se incluyen los resultados con ambas soluciones estudiadas.

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que salen de Polpaico, atrasando los proyectos propuestos.

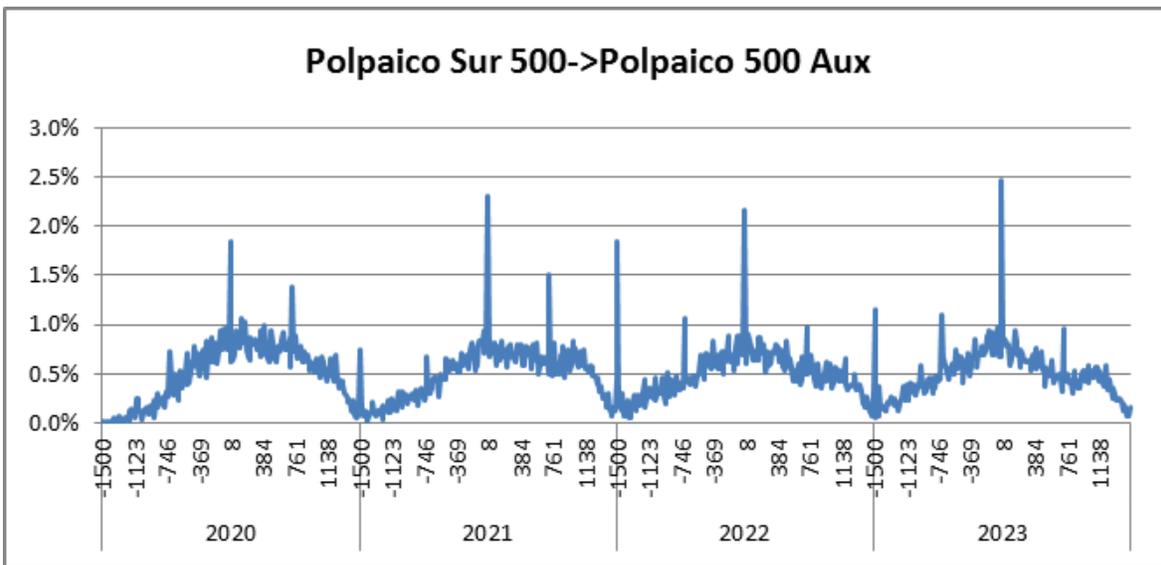


Figura 33. Histograma Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (atraso proyecto)

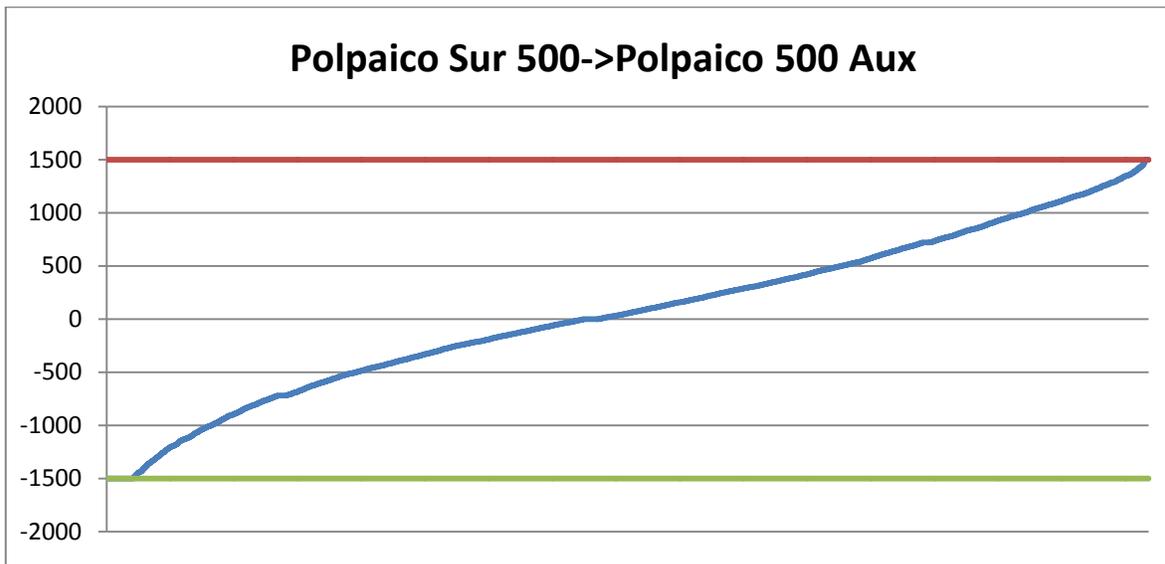


Figura 34. Curva de duración de flujos Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (atraso proyecto) – Año 2022

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que salen de Polpaico, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Lo Aguirre. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

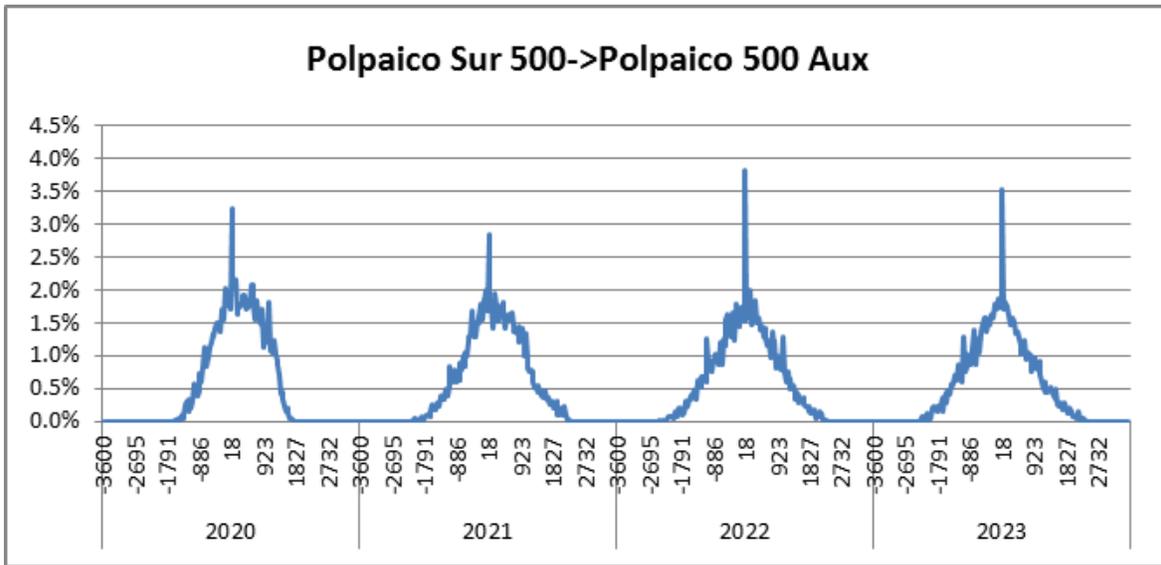


Figura 35. Histograma Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (con proyecto 3er circuito Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel)

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que salen de Polpaico, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Los Almendros. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

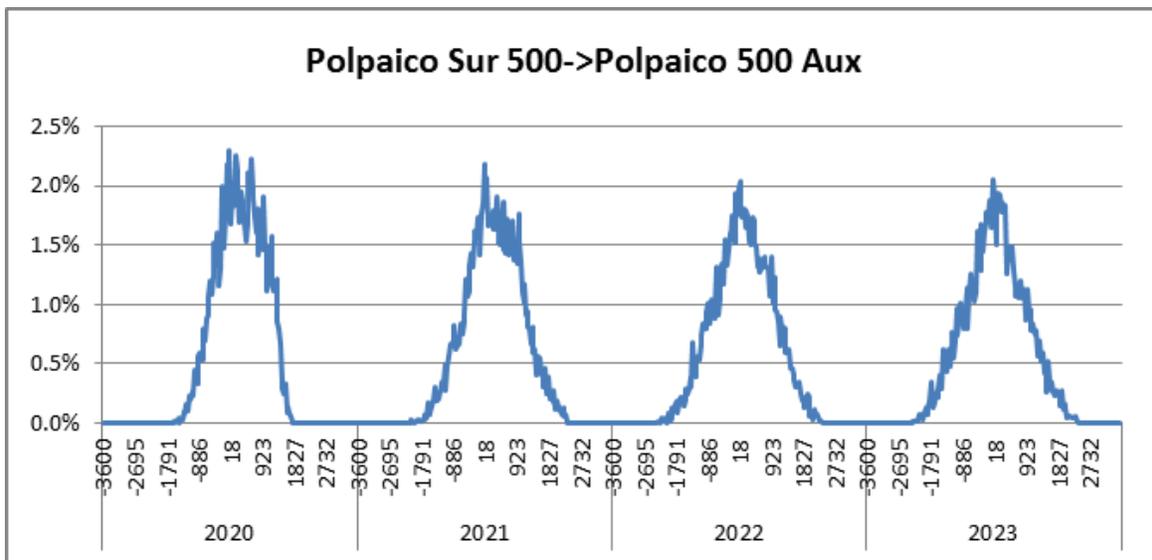


Figura 36. Histograma Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux (con proyecto Los Almendros)

A continuación se muestran los flujos a través de los tramos que llegan a Alto Jahuel, atrasando los proyectos mencionados. Se observan saturaciones en todos los años del gráfico.

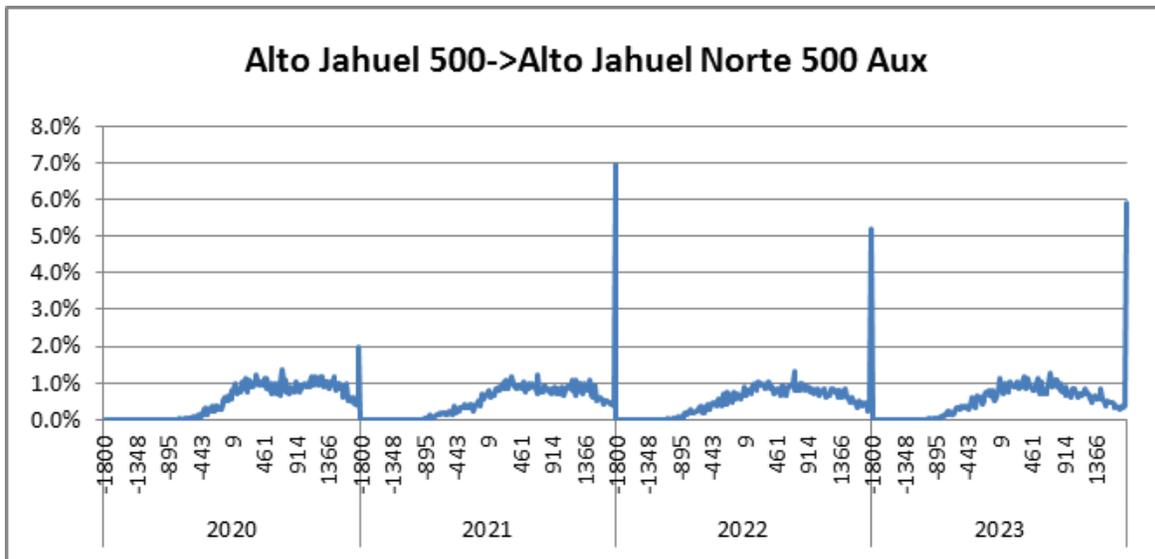


Figura 37. Histograma Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (atraso proyecto)

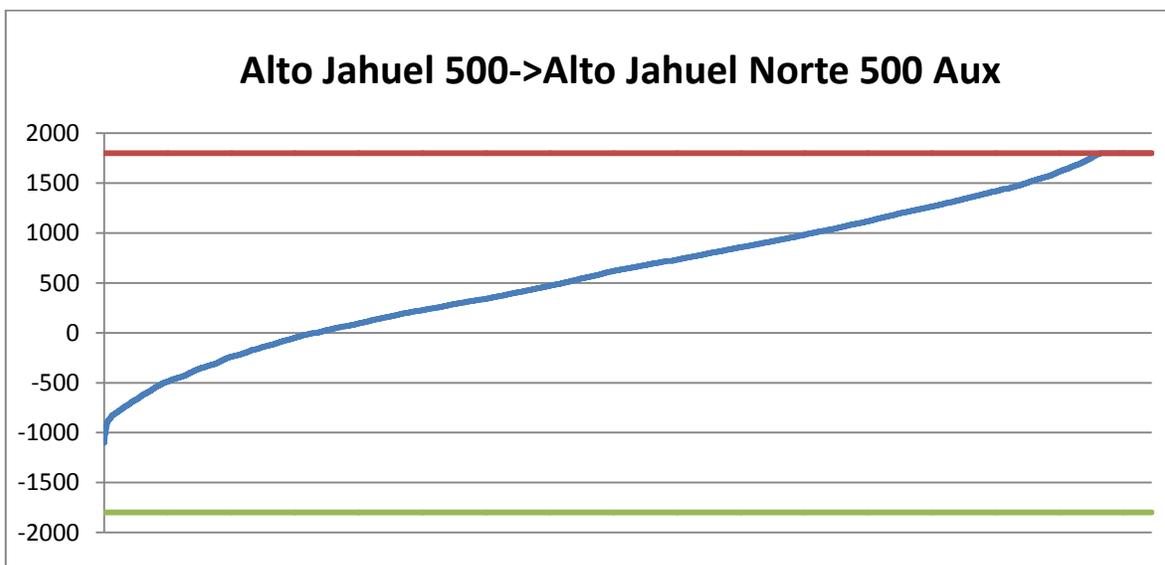


Figura 38. Curva de duración de flujos Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (atraso proyecto) – Año 2022

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que llegan a Alto Jahuel, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Lo Aguirre. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

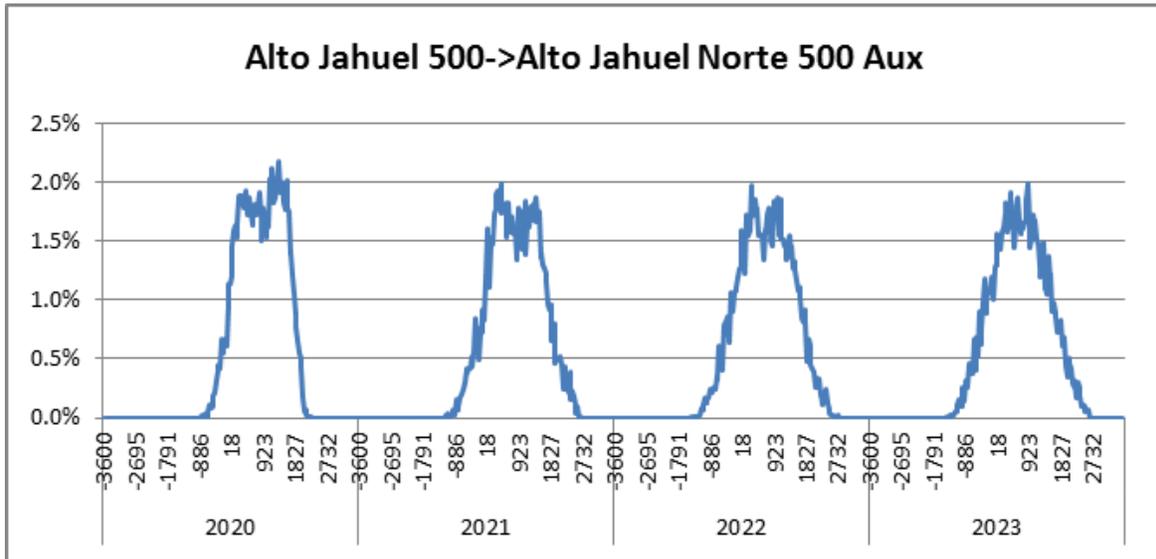


Figura 39. Histograma Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (con proyecto 3er circuito Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel)

En la siguiente figura se muestran los flujos a través de los tramos que llegan a Alto Jahuel, con el tercer circuito entre ambas subestaciones, seccionado en Los Almendros. Se observa que la entrada de dicho circuito soluciona la saturación presentada.

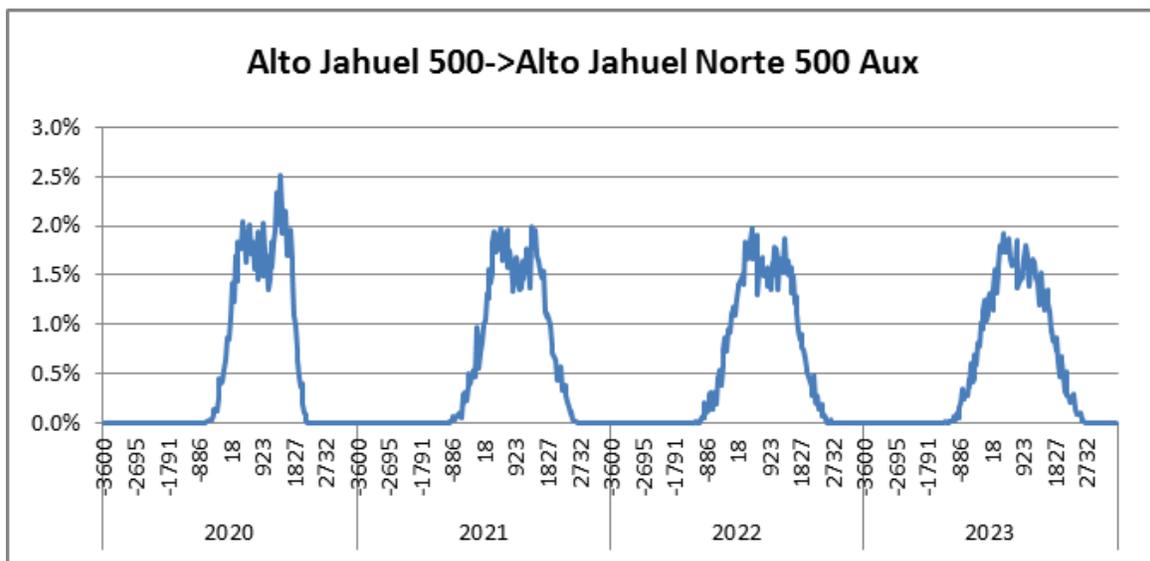


Figura 40. Histograma Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux (con proyecto Los Almendros)

Los histogramas presentados para Polpaico y Alto Jahuel de la sensibilidad 1, dan cuenta de la saturación que se presentaría en el tramo en cuestión desde el año 2020 si no se expande el sistema de transmisión. Las alternativas propuestas descongestionan el tramo mencionado, lo que queda aún más claro en las siguientes tablas, donde se muestran los ingresos tarifarios para Polpaico y Alto Jahuel, en cada uno de los casos.

Tabla 61. Ingresos tarifarios en millones de dólares (atraso proyecto)

Línea	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux	0	0	0	0	1	1	1	11	7	9	7
Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	2	13	17	35
TOTAL	0	0	0	0	1	1	1	13	20	26	42

Tabla 62. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con proyecto 3er circuito Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel)

Línea	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0

Tabla 63. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con proyecto Los Almendros)

Línea	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel Norte 500 Aux	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
Polpaico Sur 500->Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0

Las tablas anteriores muestran que en el caso en que no se expande el sistema de transmisión, los ingresos tarifarios desde el año 2020 van en aumento llegando a totalizar 42 millones de dólares hacia el año 2024, frente a lo que ocurre con los casos en que se amplía el tramo y para el mismo año no se presentan ingresos tarifarios. Este resultado reafirma la necesidad de una alternativa de expansión del tramo en cuestión.

- Ancoa – Charrúa 500 [kV]

Este tramo presenta saturaciones, como se observa en la figura. En el año 2023 se requiere aumentar la capacidad del tramo, para lo cual se propone el tendido del cuarto circuito, aumentando la capacidad con criterio de seguridad N-1 de 2736 [MVA] a 4104 [MVA].

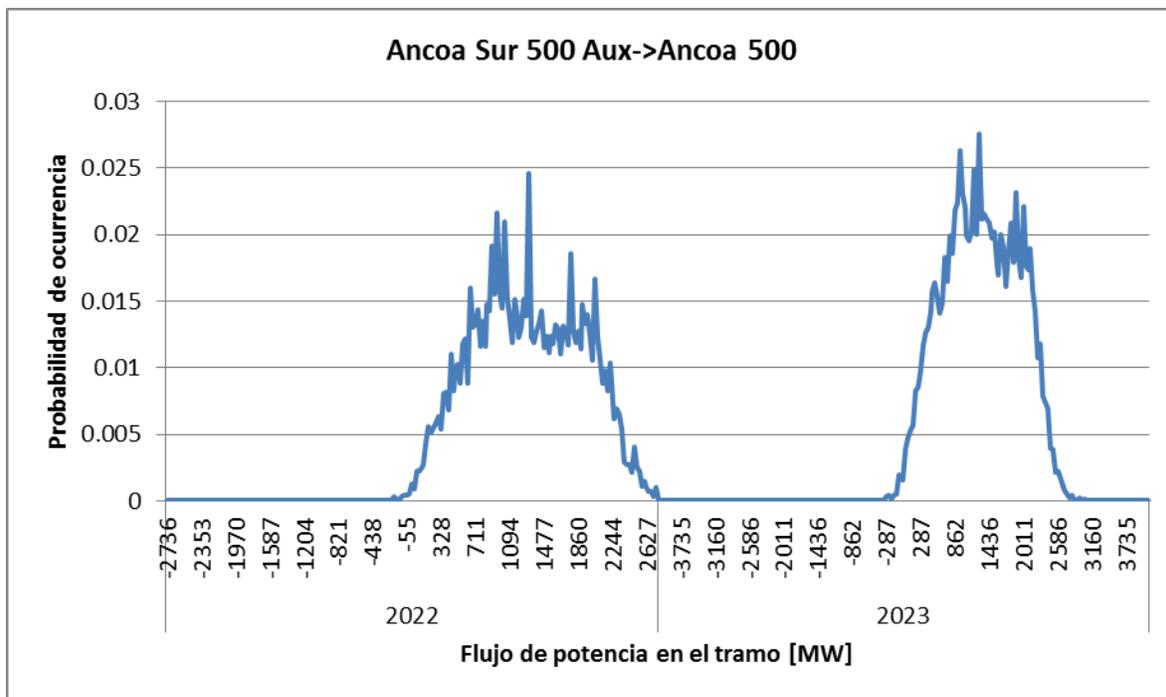


Figura 41: Histograma de Flujos por la línea Ancoa – Ancoa Sur Aux

- Colbún – Candelaria 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Candelaria - Maipo 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Maipo – Alto Jahuel 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Ancoa - Itahue 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado. Sin embargo, del análisis de contingencias presentado para el estudio del sistema de 154 [kV] Alto Jahuel – Itahue se concluye que es necesario reforzar la línea hacia el final del período (2028). Para mayor información referirse al punto 5.2 de este informe.

- Colbún - Ancoa 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado. Sin embargo, del análisis de contingencias presentado para el estudio del sistema de 154 [kV] Alto Jahuel – Itahue se concluye que es necesario reforzar la línea hacia el final del período (2030). Para mayor información referirse al punto 5.2 de este informe.

- Rapel – Alto Melipilla 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Alto Melipilla – Cerro Navia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa - Lagunillas 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Lagunillas - Hualpén 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Charrúa – Mulchén 220 [kV]

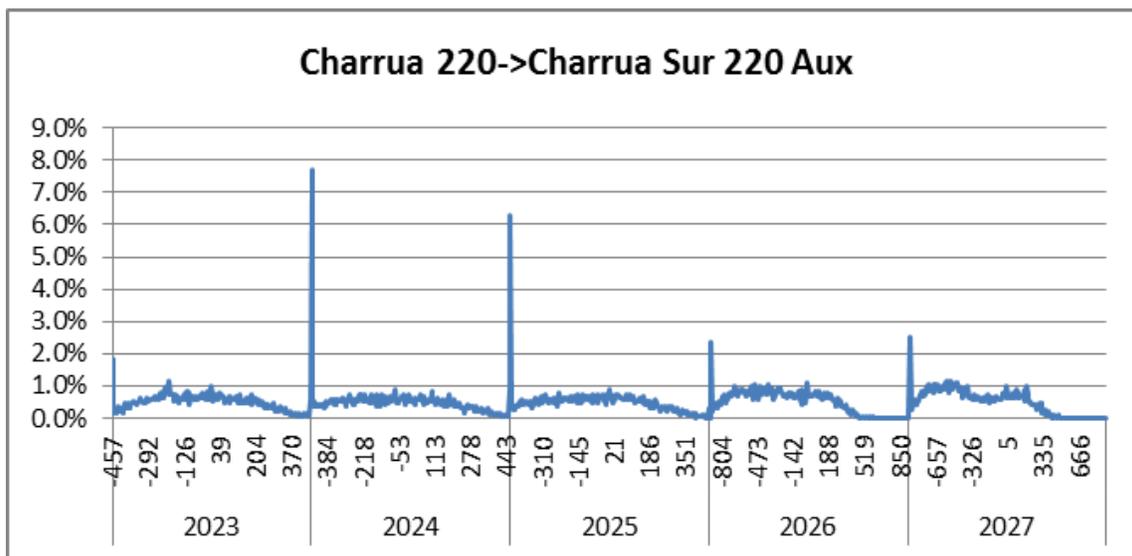


Figura 42. Histograma Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux (atraso nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

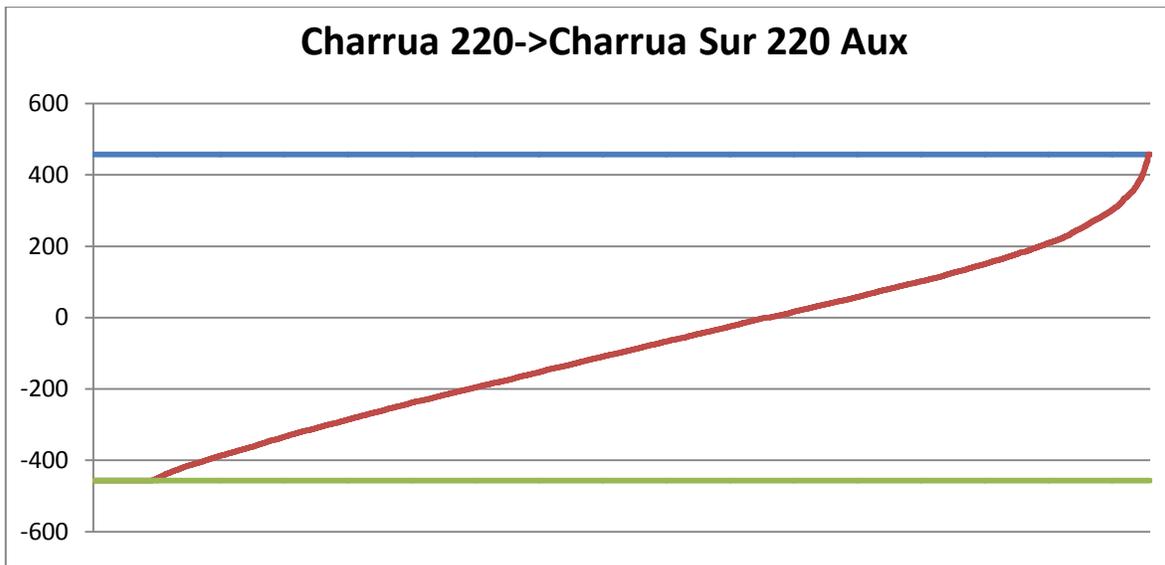


Figura 43. Curva de duración de flujos Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux (con nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén) – Año 2025

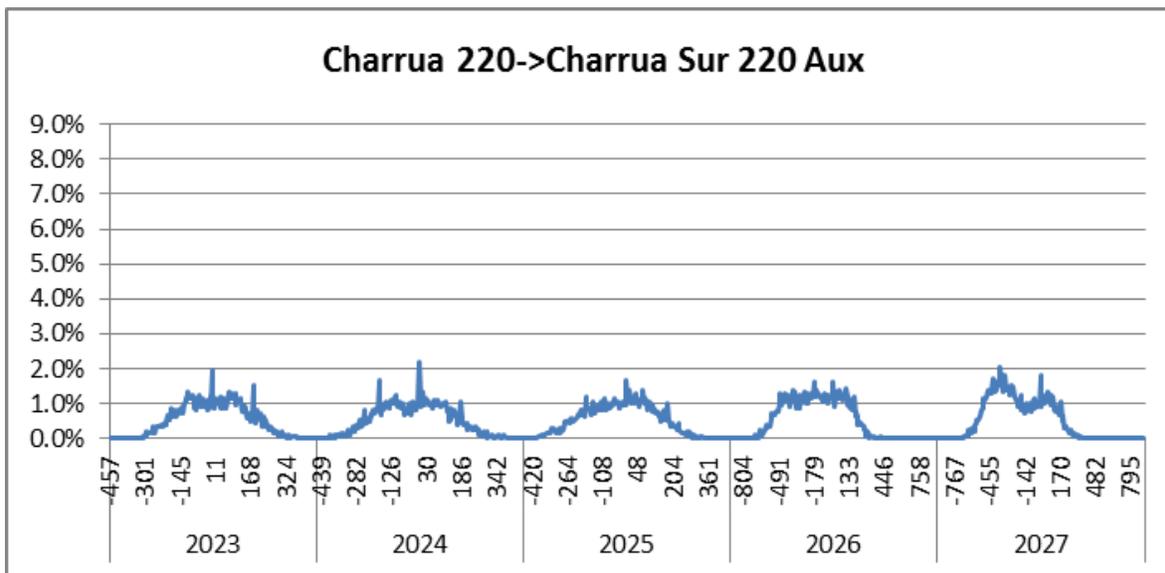


Figura 44. Histograma Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux (con nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

De los histogramas anteriores se desprende la saturación que se daría en el tramo Charrúa – Mulchén 220 [kV] desde el año 2023 en adelante si no se tiende un nuevo circuito. Las líneas llegan a su máximo hasta un 8% de las veces el año 2024, en contraste con lo que sucedería si se amplía el tramo, donde nunca se toparía el límite de transmisión. Esto

queda reforzado en las tablas siguientes donde se comparan los ingresos tarifarios de uno y otro caso.

Tabla 64. Ingresos tarifarios en millones de dólares (atraso nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

Línea	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux	4	16	10	0	0	0
Charrua 220->Mulchen 220 I	1	1	1	5	5	1
Charrua 220->Mulchen 220 II	1	1	1	5	5	1
TOTAL	6	18	12	10	10	2

Tabla 65. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con nueva línea 2x220 [kV] Nueva Charrúa - Mulchén)

Línea	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charrua 220->Charrua Sur 220 Aux	0	0	0	0	0	0
Charrua 220->Mulchen 220 I	0	0	0	1	1	0
Charrua 220->Mulchen 220 II	0	0	0	1	1	0
TOTAL	0	0	0	2	2	0

En las tablas anteriores queda de manifiesto la saturación existente desde el año 2023 en adelante en el tramo Charrúa – Mulchén 220 [kV], a la luz de los ingresos tarifarios que se acumulan en las líneas en cuestión, donde se llegan a totalizar 12 millones de dólares en el año 2025 para el caso en que no se tiende un nuevo circuito, versus 0 millones de dólares para cuando se amplía el tramo. Esto junto a los histogramas da cuenta de la necesidad de ampliar el tramo en cuestión.

- Mulchen – Cautin 220 [kV]

Con la entrada en operación de la central Neltume inyectando en Loncoche 220 [kV], el tramo Mulchen – Cautín 220 [kV] requiere ampliarse. Para lo cual se propone la construcción del primer circuito de la línea Mulchén – Cautín 2x220 [kV] en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV].

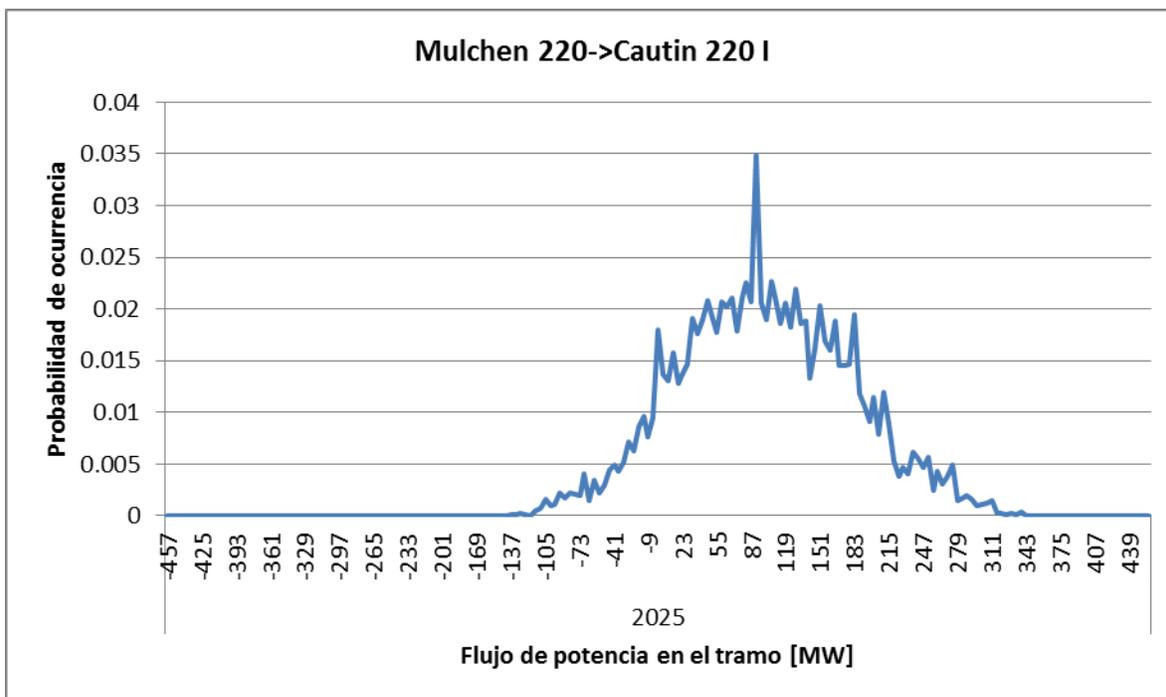


Figura 45: Histograma de Flujos por la línea Mulchén – Cautín I

La capacidad de este tramo el año 2025 es de 250 [MVA] con criterio N-1. Luego al agregar el circuito mencionado, esta capacidad aumenta a 500 [MVA].

- Cautín – Ciruelos 220 [kV]

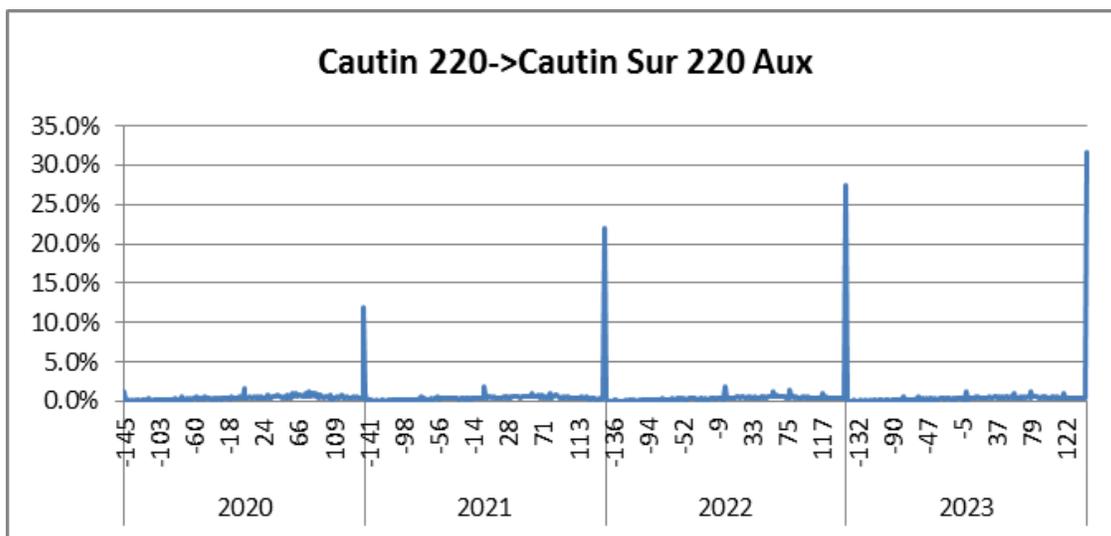


Figura 46. Histograma Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux (atraso nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

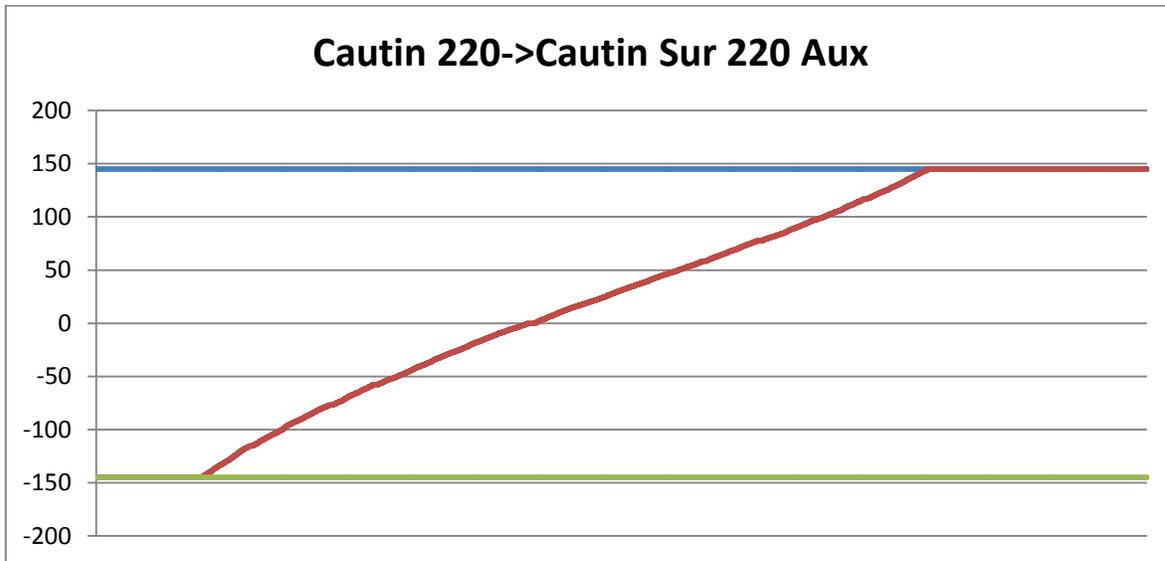


Figura 47. Curva de duración de flujos Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux (atraso nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos) – Año 2025

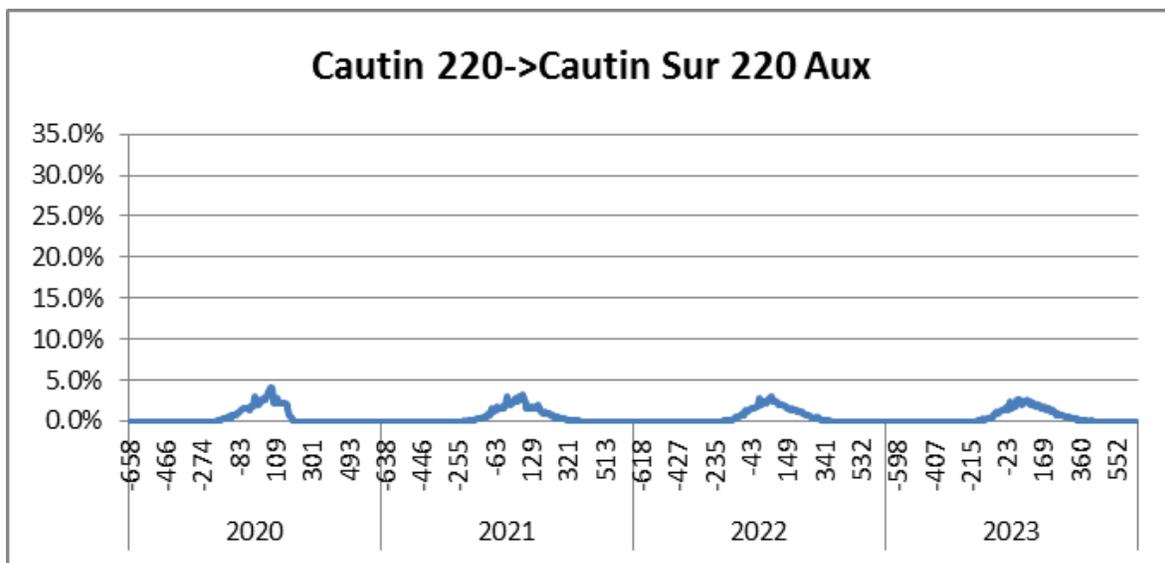


Figura 48. Histograma Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux (con nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

De los histogramas anteriores queda de manifiesto que existiría una saturación desde el año 2020 en adelante desde Cautín al sur, en específico del tramo Cautín – Ciruelos 220

[kV], si es que no se tiende un nuevo circuito. En el año 2023 se alcanza el peak, copando la línea en cuestión más de un 30% de las veces, frente a lo que ocurre en el caso en que se amplía el tramo donde nunca se topa el límite máximo. Lo anterior se ve reforzado por los ingresos tarifarios mostrados en las tablas siguientes.

Tabla 66. Ingresos tarifarios en millones de dólares (atraso nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

Línea	2020	2021	2022	2023
Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux	13	22	31	42

Tabla 67. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con nueva línea 2x220 [kV] Cautín- Ciruelos)

Línea	2020	2021	2022	2023
Cautin 220->Cautin Sur 220 Aux	0	0	0	0

Las tablas anteriores muestran los ingresos tarifarios que se acumulan en Cautín debido a las saturaciones que se presentarían en el tramo Cautín – Ciruelos 220 [kV]. Para el caso en que no se amplía el tramo en cuestión se contabilizan 108 millones de dólares entre los años 2020 y 2023, frente a los 0 millones de dólares que se dan si se tiende un nuevo circuito. Esto junto a lo mostrado en los histogramas anteriores dan cuenta de la necesidad de ampliar el tramo Cautín – Ciruelos 220 [kV].

Con la entrada en operación de la central Neltume la línea Cautín – Ciruelos se secciona en Loncoche 220 [kV] y además el tramo requiere ampliarse. Para lo cual se propone la construcción del primer circuito de la línea Cautín – Loncoche 2x220 [kV] y Loncoche – Ciruelos en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV].

- Temuco – Cautín 220 [kV]

No presenta saturaciones con las propuestas indicadas anteriormente.

- Temuco – Tap Laja 220 [kV]

Este tramo se propone operar abierto a partir del marzo de 2020, de modo de evitar congestiones en el doble circuito Cautín – Temuco de 220 [kV]. En esta condición el sistema Temuco – Cautín opera con criterio de seguridad N-1.

- Valdivia – Cautín 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Cautín – Ciruelos 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Ciruelos – Valdivia 220 [kV]

Este tramo no presenta congestiones en el periodo de estudio analizado.

- Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV]

Para este tramo se propone la construcción del primer circuito de la línea Ciruelos – Pichirropulli 2x220 [kV] en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV]. Aumentando la capacidad con criterio N-1 de 290 [MVA] a 580 [MVA].

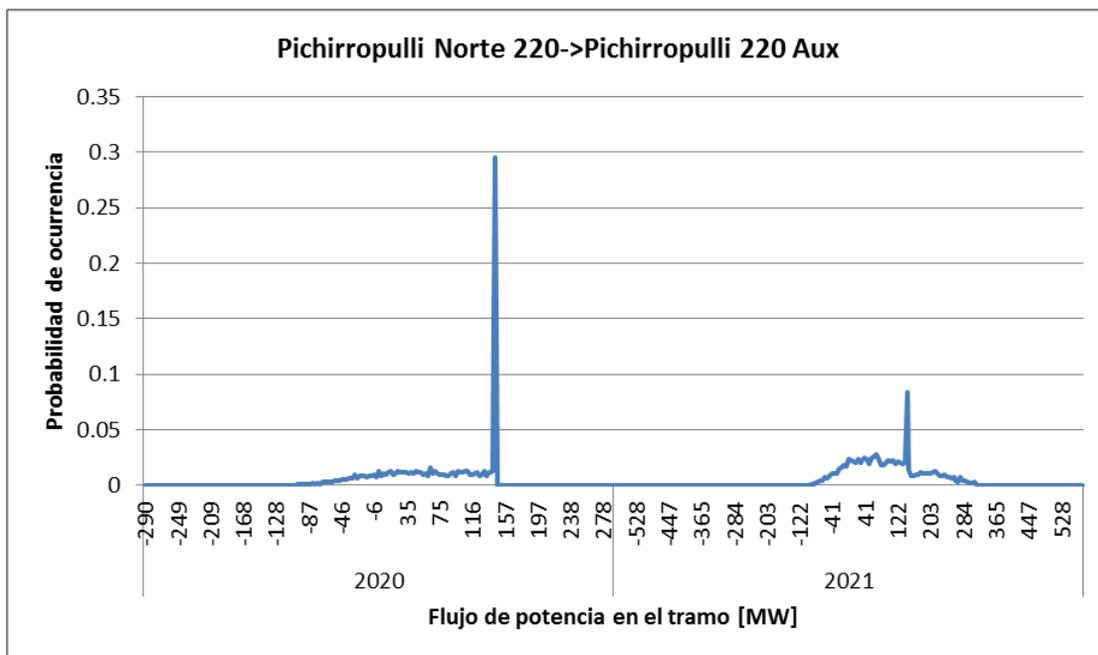


Figura 49: Histograma de Flujos por la línea Pichirropulli – Pichirropulli Aux I

- Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 220 [kV]

Este tramo presenta saturaciones en el año 2020, lo cual se soluciona con la entrada en operación de la actual línea en proceso de licitación pública para su construcción Pichirripulli – Puerto Montt en octubre de 2021. Esto se puede observar en el histograma de flujos de Pichirropullu Auxiliar Sur y Puerto Montt Auxiliar Norte.

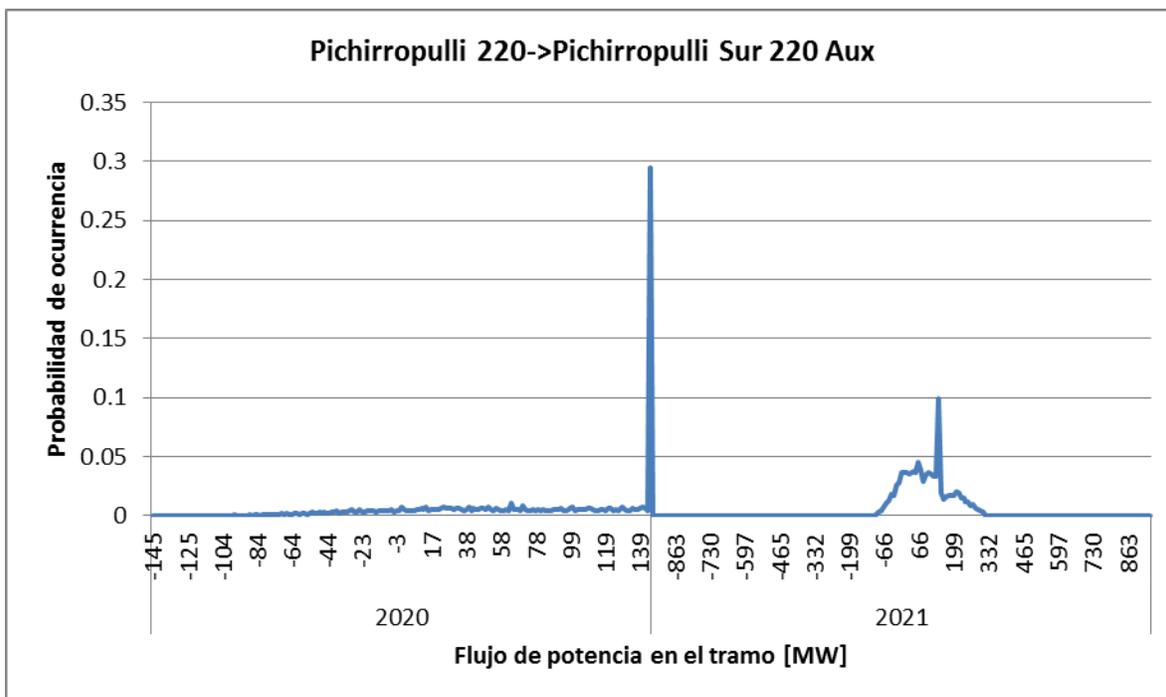


Figura 50: Histograma de Flujos por la línea Pichirropulli – Pichirropulli Aux I

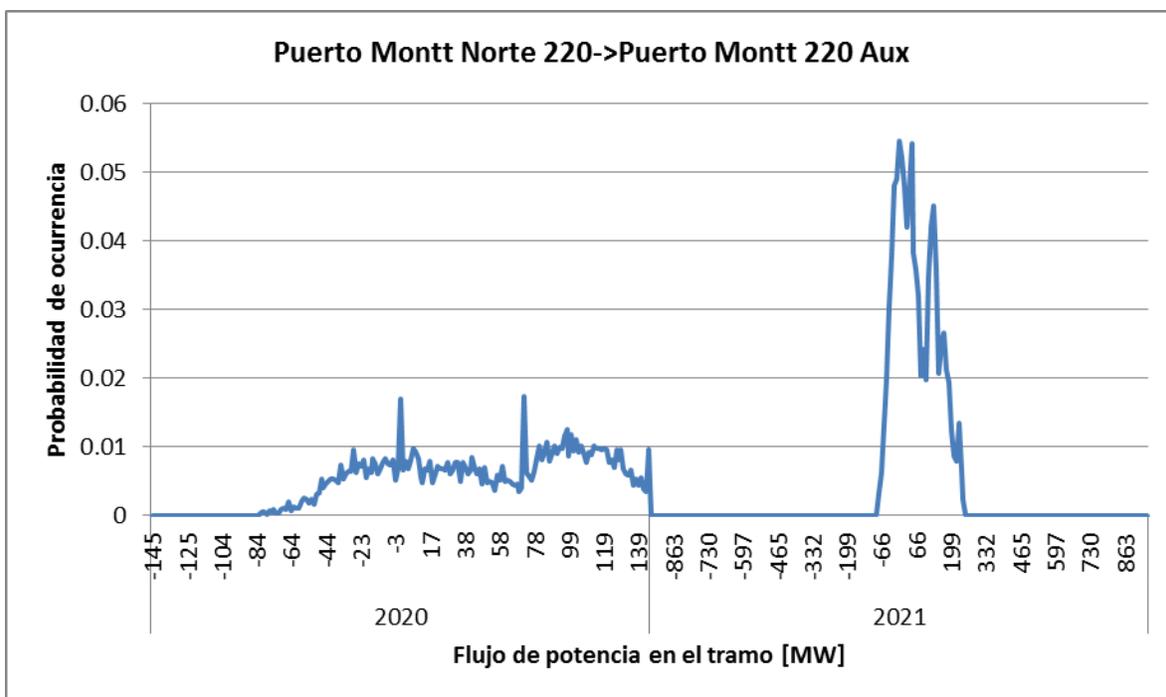


Figura 51: Histograma de Flujos por la línea Puerto Montt – Puerto Montt Aux I

- Nueva Charrúa – Loncoche - Nueva Puerto Montt 500 [kV]

Con la entrada de la central cuervo, las líneas propuestas en estándar de 500 [kV] y energizadas en 220 [kV] pasan a energizarse en 500 [kV] para poder transferir los flujos de esta central. Con lo cual se proponen realizar las siguientes modificaciones complementarias:

- Abrir el tramo Pichirropulli – Rahue 220 [kV] para evitar limitar la transferencia de Ciruelos al sur.
- Conectar directamente Neltume y Choshuenco en Loncoche 220 [kV] y sin seccionar la línea Cautín – Ciruelos en Loncoche 220 [kV].
- La capacidad de la línea Nueva Charrúa– Loncoche en 500 [kV] debe ser de 2500 [MVA] sujeto a la entrada de la central Neltume, de no verificarse la construcción de esta central, la capacidad puede reducirse a 2000 [MVA]
- La capacidad de Loncoche a Pichirropulli debe ser de 1500 [MVA] empalmando con la actual línea en licitación Pichirropulli – Puerto Montt, no verificándose la necesidad de incluir transformación a 220 [kV] en Pichirropulli.

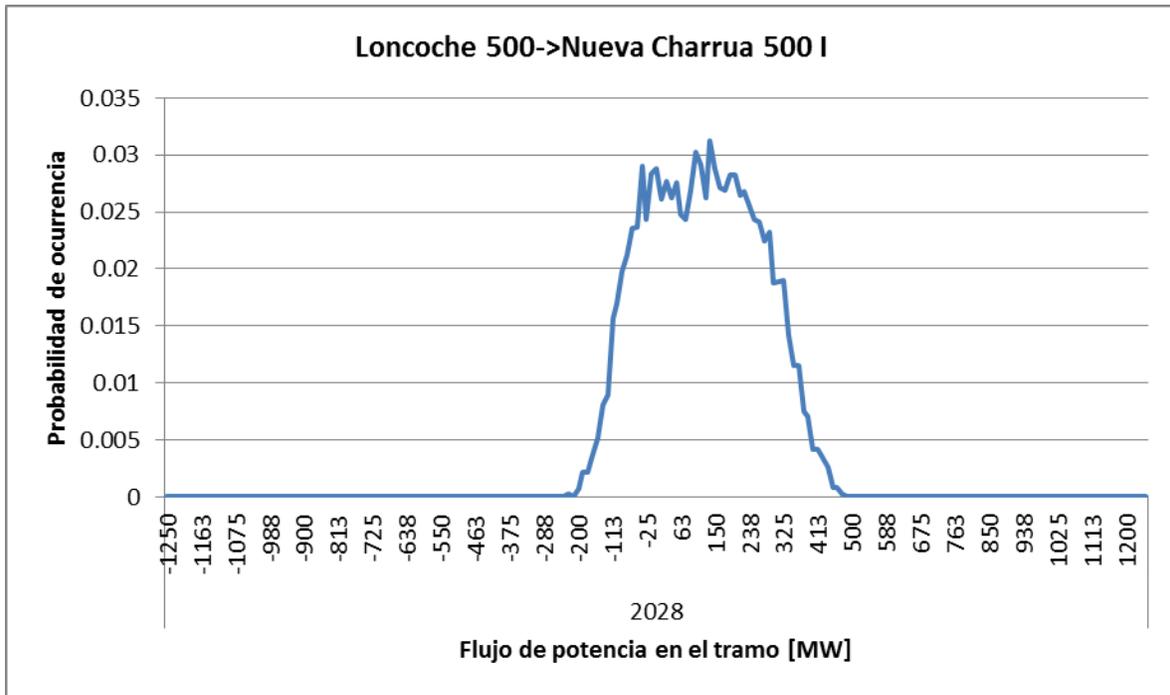


Figura 52: Histograma de Flujos por la línea Loncoche – Nueva Charrúa 500 I

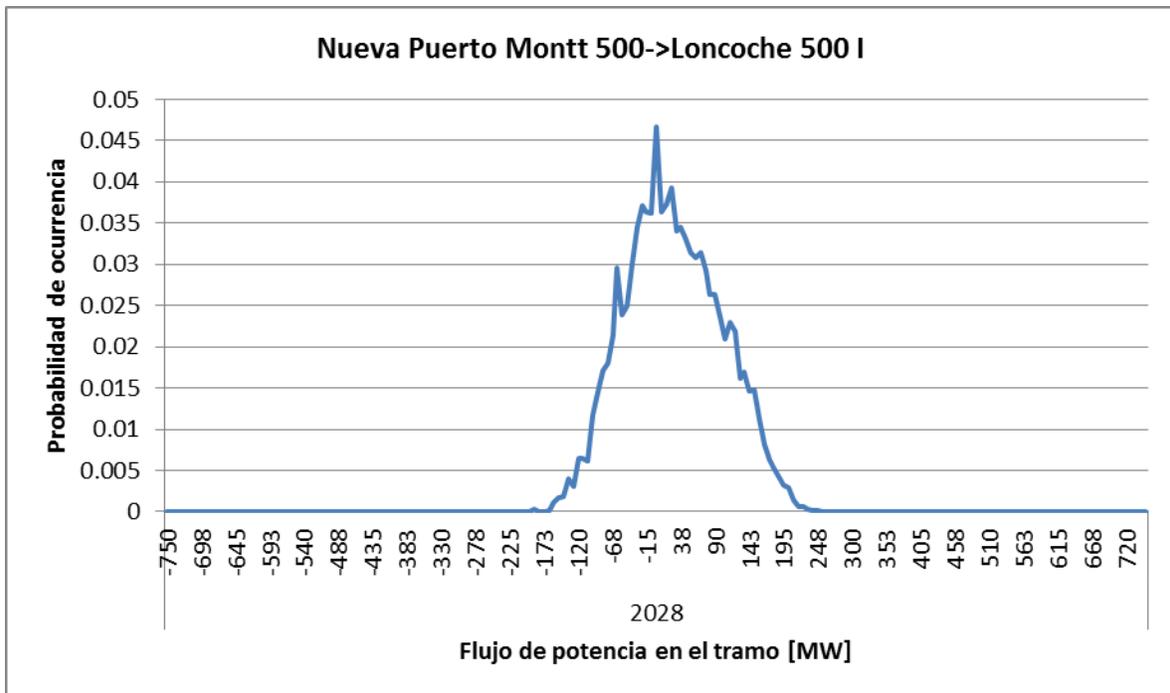


Figura 53: Histograma de Flujos por la línea Nueva Puerto Montt – Loncoche 500

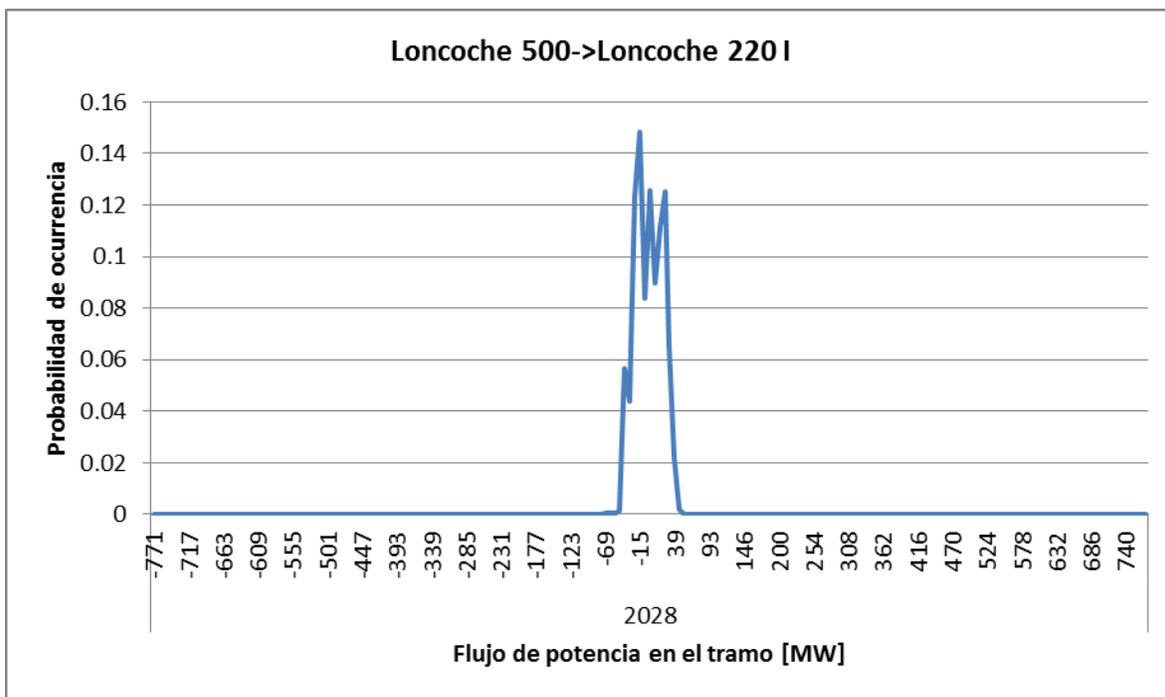


Figura 54: Histograma de Flujos por la línea Loncoche 220 – Loncoche 500

- Línea de interconexión SIC-SING

Se observa que la línea alcanza los límites de transmisión (1500 MVA) durante un tiempo no considerable, por lo que no es candidata a ser ampliada. A continuación se presenta la curva de duración de los flujos a través de uno de los circuitos de la línea de interconexión.

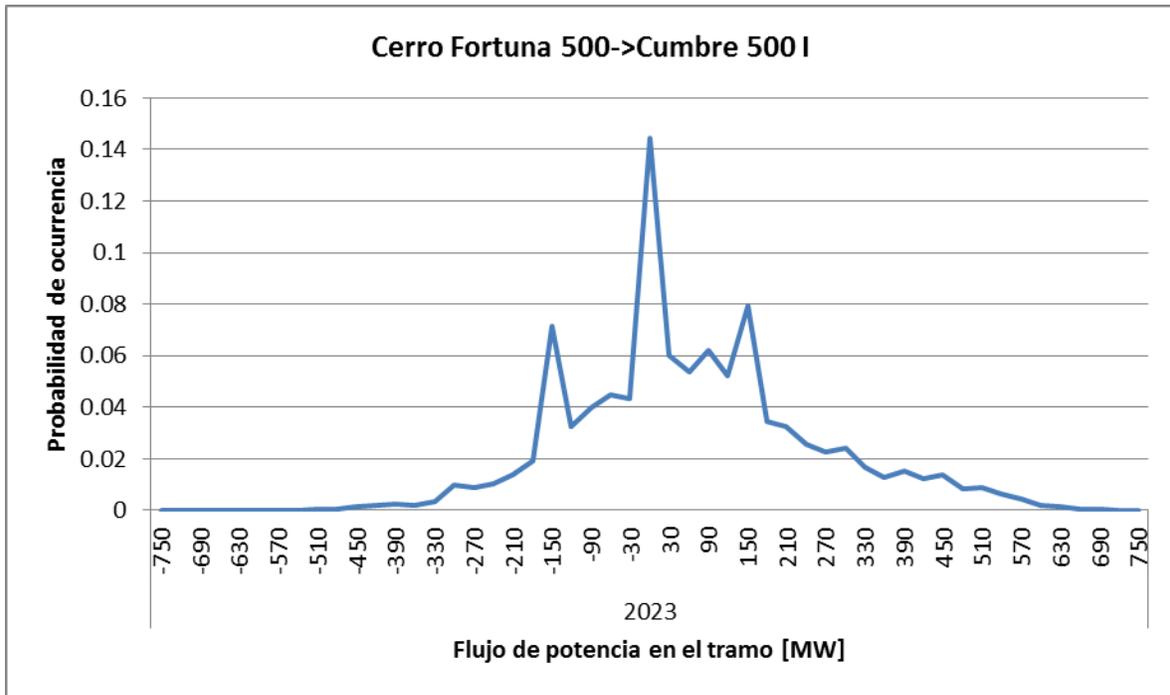


Figura 55: Histograma de Flujos por la línea Cerro Fortuna – Cumbre 500

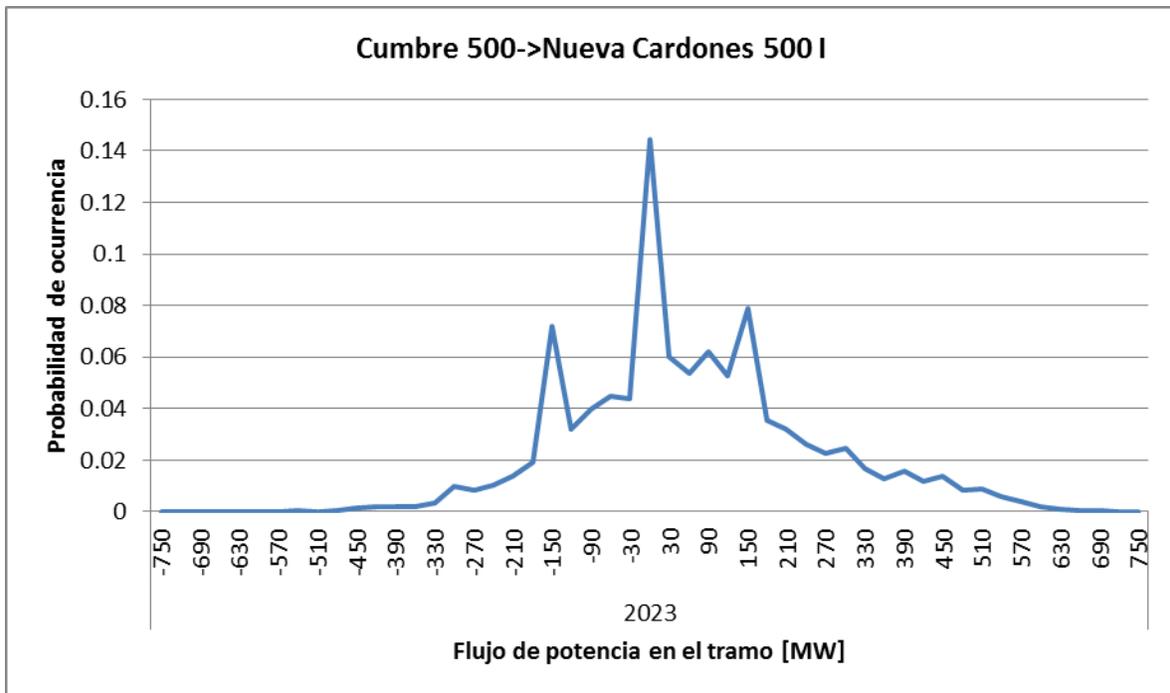


Figura 56: Histograma de Flujos por la línea Cumbre 500 – Nueva Cardones 500

4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

En relación al análisis de la factibilidad técnica de las alternativas de desarrollo de la transmisión propuestas, se efectuó un estudio de cada proyecto considerando un conjunto de variables, el proceso comenzó por recabar los parámetros del sistema, levantar toda la información relevante y determinar el desempeño de la alternativa, luego se diseñó una solución técnica que cubriera todos los aspectos y rendimientos esperados. Esta definición técnica es evaluada en términos técnicos y ambientales. Para cada obra propuesta que debiera comenzarse a contruir y explotarse o bien decretarse durante el cuatrienio del presente estudio, se hizo un análisis técnico el cual es dividido por sistema interconectado. Para mayor detalle ver Anexo VII.

Durante el curso del estudio, las distintas alternativas de desarrollo de la transmisión consideradas por el consultor, fueron analizadas con el modelo de simulación de la operación eléctrica mediante la realización de estudios destinados a determinar los límites de transferencia de potencia por los distintos tramos.

Puesto que las obras recomendadas por el consultor son posteriores al año 2020, los sistemas eléctricos cuentan con la suficiente redundancia o enmallamiento en sus tramos troncales. Esto permite definir a priori un límite según normativa por concepto de N-1. De esta forma, para los escenarios analizados se determinó el límite de transmisión para los distintos tramos en evaluación según su capacidad de mantener la tensión dentro de los estándares de la NTSyCS.

Como este es un proceso iterativo que comprende un sinnúmero de simulaciones, los límites utilizados fueron determinados de manera simplificada y con un criterio más bien conservador que, basado en la experiencia del Consultor, permitiera garantizar la validez de las soluciones comparadas desde el punto de vista de la posibilidad de dar

cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, en caso que la alternativa de expansión en estudio resultara recomendada.

Para estos fines se desarrollaron básicamente estudios de flujos de potencia considerando la topología normal y contingencias simples en el sistema de transmisión, complementados con estudios de estabilidad de tensión, en todos aquellos casos en que este aspecto es crítico.

Para todos los detalles y resultados referirse al Anexo VIII.

4.2. PROSPECTO DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En el Anexo VII se incluyen las obras propuestas por el Consultor, a continuación se presenta una breve descripción de los principales proyectos.

4.2.1. SIC

4.2.1.1. OBRA DE AMPLIACIÓN 1X220 [KV] DIEGO DE ALMAGRO -> CARDONES 260 [MVA]

El proyecto consiste en el cambio de conductor del circuito 1x220 [kV] del tramo Diego de Almagro-Carrera Pinto-San Andrés-Cardones, de una longitud aproximada de 147 [km], con el propósito de aumentar la capacidad de la línea a 260 [MVA].

4.2.1.2. NUEVA OBRA 2X220 [KV] DIEGO DE ALMAGRO -> SAN ANDRÉS -> NUEVA CARDONES 290 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Diego de Almagro -> San Andrés -> Nueva Cardones tendido primer circuito, con una capacidad nominal de 290 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de San Andrés y Diego de Almagro. Por motivo que S/E Cardones no cuenta con espacio para nuevos paños, se ha considerado la llegada de la línea S/E Nueva Cardones que por decreto dispone de paños libres para futuras expansiones, este proyecto postula a ocupar esas bahías.

4.2.1.3. OBRA DE AMPLIACIÓN REDISEÑO COMPENSACIÓN SERIE LTX CARDONES – POLPAICO 2X500 [KV]

El proyecto consiste en rediseñar y posteriormente construir la compensación serie del sistema de transmisión en 500 [kV] licitado, que se extiende desde Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Polpaico, con el fin de aumentar la capacidad de transferencia de la línea desde 1500 [MVA] hasta 1700 [MVA].

El enlace de transmisión se encuentra limitado a la capacidad de la compensación serie de los condensadores que se ha diseñado en 1500 [MVA]. El objetivo de la ampliación es reevaluar y rediseñar el proyecto de compensación, con el fin de aumentar la transferencia, de esta forma la restricción de capacidad del corredor aumentaría hasta 1700 [MV].

4.2.1.4. NUEVA OBRA SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X500 [KV] MAITENCILLO – PAN DE AZÚCAR EN PUNTA COLORADA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 220/500 [kV], ubicada en la vecindad de la actual S/E Punta Colorada, la cual se conecta a ésta mediante una línea 2x220 [kV] de 500 [MVA] de capacidad por circuito, a 35° de temperatura ambiente con sol. El seccionamiento del enlace licitado 2x500 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar se realizará abriendo la línea en una estructura del trazado (“estructura desvío”), para desviarlo en dirección hacia la S/E Nueva Punta Colorada y empalmar en el patio de 500 [kV] en configuración de interruptor y medio. La obra incluye dos tendidos paralelos en estructuras de doble circuito que comparten la misma servidumbre, éstas conservarán las mismas características eléctricas y de diseño del corredor por decreto licitado.

La subestación en 220 [kV] se plantea en GIS, dejando los espacios necesarios para agregar paños futuros para una eventual expansión del sistema. La llegada a Subestación Punta Colorada se hará haciendo uso de la diagonal disponible.

4.2.1.5. NUEVA OBRA 2X220 [KV] MAITENCILLO -> PUNTA COLORADA -> NUEVA PAN DE AZÚCAR -> DON GOYO -> LA CEBADA -> LAS PALMAS -> LOS VILOS -> NOGALES 700 [MVA]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 [kV] que se extiende desde S/E Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos - Nogales, con una capacidad nominal de 700 [MVA]. El proyecto correrá en forma paralela al trazado existente utilizando el costado de la servidumbre, a excepción de la extensión que atraviesa zonas urbanas como se da el caso en la ciudad de Coquimbo. Por tal razón se propone no empalmar a S/E Pan de Azúcar puesto S/E Nueva Pan de Azúcar se encuentra alejada de la ciudad.

La idea es una vez construida la LTx desmantelar y retirar la línea existente otorgándole gran viabilidad al proyecto por cuanto mejora las condiciones ambientales de los habitantes afectados por el trazado existente del tramo Pan de Azúcar – Punta Colorada. La licitación de la construcción de la S/E Nueva Pan de Azúcar establece un enlace de interconexión de 2x220 [kV] de 1500 [MVA] de capacidad. En esta situación proyectada S/E Pan de Azúcar quedaría acoplada de forma radial al sistema interconectado troncal.

Por los motivos explicados en los párrafos anteriores, este proyecto no incluye evaluación en los empalmes a los distintos nudos por tratarse de paños existentes. Sin embargo, deberán adecuarse para soportar el nivel de transferencia adoptado por el enlace de 700 [MVA].

4.2.1.6. NUEVA OBRA 2X500 [KV] ALTO JAHUEL -> LOS ALMENDROS -> POLPAICO 1800 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] tendido primer circuito entre las SS/EE Alto Jahuel y Polpaico seccionado en S/E Los Almendros, con una capacidad de 1800 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Polpaico, Los Almendros y Alto Jahuel.

Se proyecta un nuevo patio de 500 [kV] en S/E Los Almendros acoplado a la GIS existente de 220 [kV] mediante un banco de autotransformadores monofásicos 220/500 [kV] más uno de reserva 4x250 [MVA], la disposición de este patio se diseñó en configuración interruptor y medio y cuenta con el espacio suficiente para albergar todo el equipamiento necesario para componer las diagonales. El desarrollo se plantea en dos etapas:

4. Primera Etapa (Tendido primer circuito)

- Una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir los circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.
- Una diagonal (un paño con dos interruptores) para la salida al primer banco de autotransformadores.

5. Segunda Etapa (Tendido segundo circuito)

- Se agrega una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir el tendido del segundo circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.
- Se agrega media diagonal (un paño con dos interruptores) para la salida al segundo banco de autotransformadores.

Se aprecia que con este desarrollo quedan disponibles dos paños para futuras ampliaciones, bastando con incorporar 1 interruptor para completar las medias diagonales dispuestas para la conexión de los equipos de transformación.

4.2.1.7. NUEVA OBRA 2X500 [KV] ALTO JAHUEL -> LO AGUIRRE -> POLPAICO 1800 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] tendido primer circuito entre las SS/EE Alto Jahuel y Polpaico seccionado en S/E Lo Aguirre, con una capacidad de 1800 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel.

Se proyecta una expansión de la GIS acoplada a la existente de 500 [kV] en S/E Lo Aguirre, la disposición de este patio se diseñó en configuración interruptor y medio. El desarrollo se plantea en dos etapas:

1. Primera Etapa (Tendido primer circuito)
 - Una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir los circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.
2. Segunda Etapa (Tendido segundo circuito)
 - Se agrega una diagonal (dos paños de interruptor y medio) para recibir el tendido del segundo circuitos desde Polpaico y Alto Jahuel.

4.2.1.8. NUEVA OBRA 2X500 [KV] NUEVA CHARRÚA -> LONCOCHE 2500 [MVA] ENERGIZADO EN 220 [KV]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] energizada en 220 [kV] con una capacidad de 2500 [MVA]. El proyecto cobra sentido al describirlo en dos etapas, la primera energizada en 220 [kV] y posteriormente al elevarse a 500 [kV].

El desarrollo se plantea como sigue:

1. Primera Etapa (Energización en 220 [kV])
 - Tramo S/E Nueva Charrúa – S/E Mulchén. Se consideran los espacios disponibles en Nueva Charrúa y ampliación de patio 220 [kV] en Mulchén.
 - Tramo S/E Mulchén – S/E Cautín. Se consideran ampliación en Mulchén y Cautín.

- Tramo S/E Cautín – Estructura Loncoche. Se considera ampliación en Cautín y rematar en la estructura de Loncoche (futura S/E Loncoche 220/500 [kV]).
2. Segunda Etapa (Energización en 500 [kV])
 - Tramo S/E Nueva Charrúa – S/E Mulchén. Se conecta al paño 500 [kV] en S/E Nueva Charrúa y se desconecta de S/E Mulchén 220 [kV] para continuar con el trazado hacia el sur.
 - Tramo S/E Mulchén – S/E Cautín. Se desconecta de ambas S/E los terminales en 220 [kV], (se genera un desvío por estructuras sin empalmar tanto en Mulchén como Cautín).
 - Tramo S/E Cautín – Estructura Loncoche. A la altura de la estructura de remate de Loncoche se genera la nueva S/E Loncoche 220/500 [kV]. El patio de 220 [kV] de esta subestación tendrá 4 paños de línea para el seccionamiento del doble circuito de la línea 2x220 [kV] Cautín – Ciruelos.

4.2.1.9. NUEVA OBRA 2X500 [KV] LONCOCHE -> PICHIRROPULLI 1500 [MVA] ENERGIZADO EN 220 [KV]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 [kV] energizada en 220 [kV] con una capacidad de 2500 [MVA]. El proyecto cobra sentido al describirlo en dos etapas, la primera energizada en 220 [kV] y posteriormente al elevarse a 500 [kV].

El desarrollo se plantea como sigue:

1. Primera Etapa (Energización en 220 [kV])
 - Tramo S/E Estructura Loncoche – S/E Ciruelos. Se considera ampliación de patio 220 [kV] en Ciruelos. Por su parte, la torre Loncoche está vinculado al proyecto descrito en 4.2.1.8 y en esta primera etapa se entiende como un cambio de conductor en esta estructura de anclaje.
 - Tramo S/E Ciruelos – S/E Pichirropulli. Se considera ampliación sólo en S/E Ciruelos. El empalme a S/E Pichirropulli está garantizado por decreto.
2. Segunda Etapa (Energización en 500 [kV])
 - Tramo S/E Estructura Loncoche – S/E Ciruelos. A la altura de la estructura de remate de Loncoche se genera la nueva S/E Loncoche 220/500 [kV]. El patio de 220 [kV] de esta subestación tendrá 4 paños de línea para el seccionamiento del doble circuito de la línea 2x220 [kV] Cautín – Ciruelos. En S/E Ciruelos se desconecta de la barra de 220 [kV] y se genera el desvío para continuar el tendido hasta Pichirropulli.
 - Tramo S/E Ciruelos – S/E Pichirropulli. Desde la torre del desvío en Ciruelos hasta la última torre de S/E Pichirropulli se continua el trazado hasta S/E Puerto

Montt, por el circuito 2x500 [kV] licitado. No se considera bajada a 220 [kV] en Pichirropulli.

Como se puede apreciar este proyecto con el anterior están vinculados y conforman un sistema de transmisión de 500 [kV] desde S/E Nueva Charrúa hasta S/E Nueva Puerto Montt, S/E Loncoche sirve como seccionadora para proporcionar la compensación serie y shunt del sistema por efecto de la extensión del sistema, adicionalmente se acopla al sistema de 220 [kV] al seccionar los circuitos 2x220 [kV] Cautín – Ciruelos mediante el primer y segundo banco de autotransformadores 3x250 [MVA] (son en total 7 autotransformadores monofásicos contando el de reserva).

4.2.1.10. LÍNEA INTERCONEXIÓN ANDINA HVDC 500 [KV] 1500 [MW]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de alta tensión en corriente continua 500 [kV] con una capacidad de 1500 [MW] que interconecta las SS/EE Montalvo en Perú con Polpaico en Chile.

4.2.2. SING

4.2.2.1. NUEVA OBRA 2X220 [KV] LABERINTO -> EL COBRE 360 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Laberinto -> El Cobre tendido primer circuito, con una capacidad nominal de 360 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Laberinto y El Cobre.

4.2.2.2. NUEVA OBRA 2X220 [KV] DOMEYKO -> ESCONDIDA 245 [MVA] TENDIDO PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Domeyko -> Escondida tendido primer circuito, con una capacidad nominal de 245 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Domeyko y Escondida.

4.2.2.3. NUEVA OBRA 2X220 [KV] LAGUNAS -> POZO ALMONTE 600 [MVA]

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x220 [kV] Lagunas -> Pozo Almonte, con una capacidad nominal de 600 [MVA].

El proyecto incluye las expansiones necesarias para recibir la línea en las subestaciones terminales de Laberinto y Pozo Almonte.

4.2.2.4. OBRA NUEVA SUBESTACIÓN CERRO FORTUNA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación de 220/500 [kV], ubicada dentro de un radio aproximado de 3 kilómetros de la intersección de la autopista 1 con la ruta B-272, la cual se conecta mediante el seccionamiento de los tramos de los circuitos que trazados en este punto.

El desarrollo de la subestación se propone en 2 etapas, la primera con ocasión de la llegada de la LTx en 2x500 [kV] desde el SIC, considera la bajada a 220 [kV] y la construcción de una LTx 2x220 [kV] Nueva Chacaya – Cerro Fortuna. El diseño eléctrico de este terminal, en la segunda etapa, contempla seccionamientos relevantes en el punto donde los circuitos nombrados corren confinados en una faja, ver Figura 57.

La situación para la primera etapa de la S/E Cerro Fortuna considera los siguientes paños en 220 [kV], en configuración de doble barra con transferencia.

- Un paño autotransformador 1 220 [kV].
- Un paño autotransformador 2 220 [kV].
- Un paño 220 [kV] acoplador de barras.
- Un paño 220 [kV] seccionador de barras.

Adicionalmente, el proyecto incluye el espacio para un patio de 500 [kV], espacio para dos equipos autotransformadores 500/220 [kV], junto con el espacio para los equipos de compensación y filtros. Se considera espacio para las casetas y equipos de control, comando y servicios para el patio de 500 [kV]. Se consideran dos diagonales con los siguientes paños en configuración de interruptor y medio.

- Autotransformador 1.
- Autotransformador 2.
- Un paño de línea 500 [kV] circuito 1 Nueva Cardones.
- Un paño de línea 500 [kV] circuito 2 Nueva Cardones.

La etapa II, incorpora al patio de 220 [kV] los siguientes paños.

- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 1 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 2 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] O'Higgins circuito 1 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] O'Higgins circuito 2 (Enlace – O'Higgins).
- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 1 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Enlace circuito 2 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Laberinto circuito 1 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Laberinto circuito 2 (Enlace – Laberinto).
- Un paño de línea 220 [kV] Nueva Chacaya circuito 1.
- Un paño de línea 220 [kV] Nueva Chacaya circuito 2.
- Un paño de línea 220 [kV] Esmeralda (Atacama – Esmeralda).

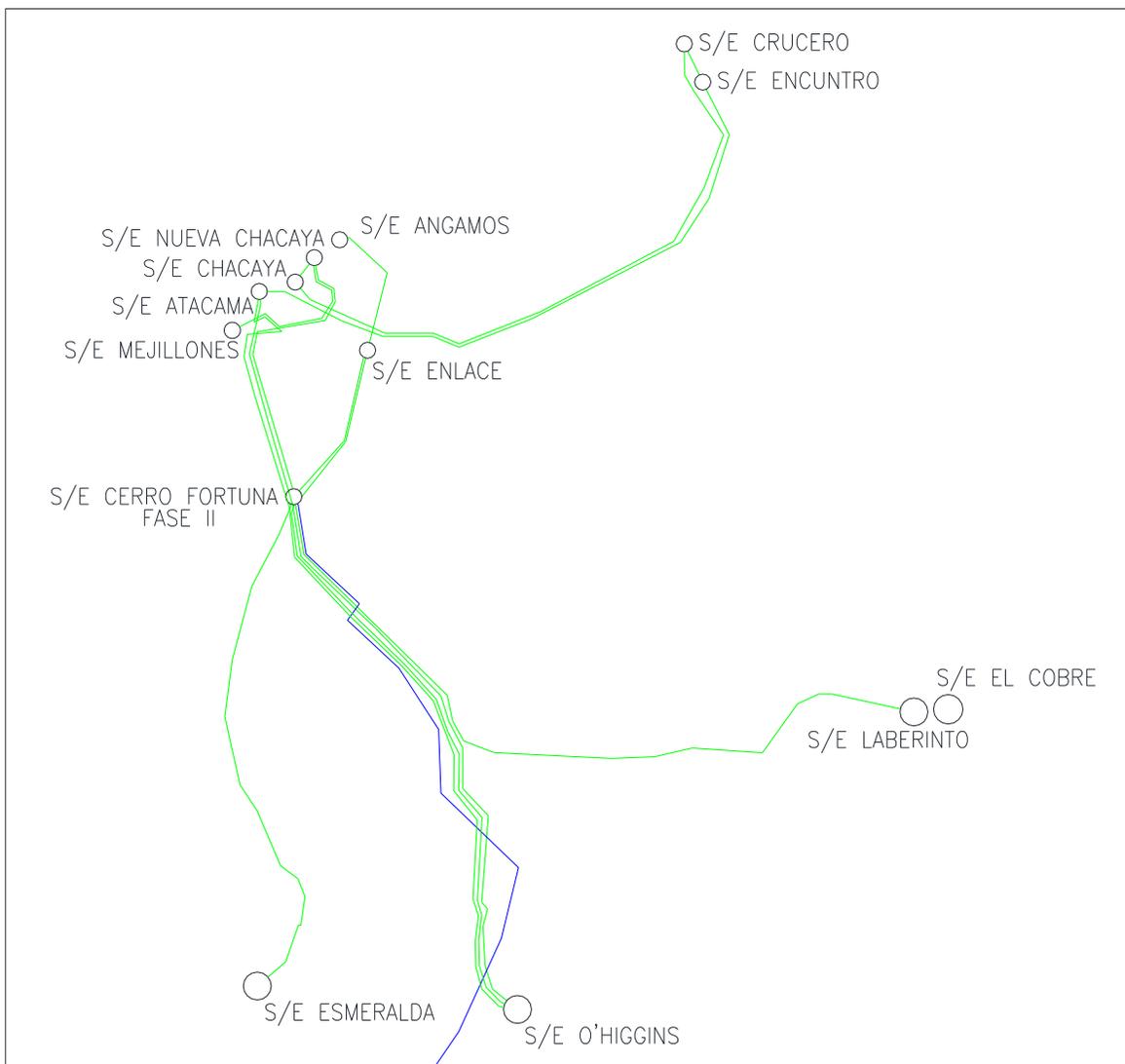


Figura 57: Diagrama georeferenciado para S/E Cerro Fortuna Etapa II.

El dimensionamiento de las barras en 220/500 [kV], de los SS/AA en CA y CC y de la malla a tierra de la subestación, deberá realizarse considerando el escenario de máxima exigencia, considerando la expansión proyectada con interconexión SIC-SING, adicionalmente debe contar con márgenes adicionales de a lo menos 25% de la capacidad, destinado a futuras ampliaciones de la subestación.

4.3. CRITERIOS BÁSICOS PARA LA DEFINICIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN.

Los despachos de generación y demanda utilizados en la determinación de los límites operacionales se seleccionaron en general, a partir de los resultados de los flujos por tramo obtenidos con el modelo OSE2000. Sin perjuicio de lo anterior, en varias ocasiones, durante el proceso de análisis de alternativas de desarrollo para un mismo escenario, a partir de un mismo caso inicial se realizaron variaciones de demanda o generación orientadas a definir límites máximos de transmisión para dichas alternativas. Estos análisis se realizaron para distintas etapas en las que los cambios topológicos que experimenta el sistema podían dar origen a la modificación de los límites a aplicar.

Un criterio básico para la definición de límites lo constituye la definición contenida en los primeros incisos del Artículo 5-5 de la Norma Técnica: El Consultor ha aplicado estrictamente el criterio anterior, no considerando en el estudio de planificación medidas operacionales, como EDAC, EDAG y ERAG ante contingencias simples, que no correspondan a la desconexión por subfrecuencia o subtensión.

- Límites para líneas de transmisión

En el caso de líneas de transmisión, los niveles máximos de transmisión aceptables en condiciones normales de operación por los distintos tramos del sistema troncal se determinaron de modo tal que ante la ocurrencia de una contingencia simple de circuitos o de unidades generadoras mayores, la transferencia post-falla resultante por el tramo no excediera las capacidades de conducción permanente para una temperatura ambiente de 25°C con sol en el periodo marzo-noviembre y 30°C con sol en el periodo diciembre-febrero.

En los casos en que la estabilidad de tensión es un factor crítico, el límite se determinó a partir de un análisis de curva P-V incluyendo la contingencia.

Al respecto, es necesario señalar que el artículo 5-55 de la Norma Técnica no es claro en la definición del margen de estabilidad de tensión. El consultor no logró darle una

interpretación razonable a este artículo para su aplicación, por lo cual se adoptó el siguiente criterio.

Dada la configuración longitudinal con redundancia N-1 en la mayoría de los tramos troncales, así como la operación de los distintos SVC, CER, y CCEE en las zonas norte, centro y sur del SIC, y sur del SING, los límites de transmisión están principalmente condicionados a la capacidad N-1 de los tramos, lo que establece una fuerte interdependencia entre las capacidades y ampliaciones de los distintos tramos, así como del plan de obras de generación.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

5.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

5.1.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Para la evaluación económica de los escenarios de expansión se han considerado las inversiones en generación y transmisión, sumados a los costos de operación y falla de los sistemas separados e interconectados, de modo que es posible comparar cada escenario en forma integral.

Los costos de operación y falla anuales se calcularon para el periodo 2014 al 2033 utilizando el modelo de despacho OSE2000, que se describe en el Anexo I.

Los costos de falla de corta duración no se incorporan en la evaluación de las alternativas debido a que el despacho de generación determinado con el modelo OSE2000 para cada alternativa se ha condicionado para respetar los límites de transferencia en cada uno de los tramos ubicados al interior de esta zona. Estos límites fueron determinados a partir del criterio de N-1 para las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El modelo de simulación de la operación subdivide cada año en etapas mensuales. Cuando es necesario retirar obras de servicio para proceder a su modificación o refuerzo, ello está explícitamente simulado con las limitaciones de transmisión correspondientes a ese periodo y por lo tanto reflejado en sus costos de operación y falla.

Los costos de operación en cada caso se calculan simulando la operación del sistema para el periodo 2014 – 2033 utilizando una misma política de operación de embalses determinada por el modelo de despacho.

En resumen la metodología de evaluación consistió en evaluar para cada una de las alternativas en estudio el costo total actualizado de:

1. Inversión en las instalaciones de transmisión.

2. COMA de las instalaciones de transmisión.
3. Inversión en las obras de generación.
4. Costo de operación y falla del sistema correspondiente en el período 2014 – 2033.

En el Anexo V se muestran los presupuestos que se determinaron para los proyectos propuestos, que fueron considerados para valorizar los escenarios de expansión. El AVI se ha calculado considerando una tasa de descuento de 10%, vida útil de 50 años para las líneas y 40 años para las subestaciones, y un costo de operación y mantenimiento de 1.92% del valor de inversión. Este último dato se obtiene de dividir el COMA de las instalaciones troncales sobre el VI de las mismas, utilizando los valores presentados en el Informe de Avance N°2 de este estudio.

5.1.2. RESULTADOS POR ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

En la siguiente tabla se presentan los resúmenes de la evaluación económica para cada uno de los tres escenarios de expansión estudiados, en millones de dólares [MMUS\$]. Los valores están actualizados al 31 de diciembre de 2013 con una tasa del 10%, y los costos de operación y falla del sistema corresponden al total esperado del período 2014-2033.

Inversión	Escenario Interconexión Base	Escenario Interconexión Alternativo	Escenario Interconexión Andino
Inversión en Transmisión – SIC [MMUS\$]	467.85	468.53	466.20
Inversión en Transmisión – SING [MMUS\$]	30.97	30.97	30.97
Inversión en Generación – SIC [MMUS\$]	16,957.13	17,633.17	16,114.83
Inversión en Generación – SING [MMUS\$]	12,114.87	12,559.17	12,588.70
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS\$]	33,559.92	32,421.35	35,177.02
TOTAL [MMUS\$]	63,130.74	63,113.19	64,377.72

Se observa una diferencia a favor del Escenario Alternativo con respecto al Escenario Base, explicado principalmente por la diferencia en inversión en generación en ambos sistemas. Sin considerar la inversión en la línea de interconexión Andina, se observa un beneficio en dicho escenario explicado por la menor inversión en generación en el SIC, y pese a que el costo de operación y falla es mucho mayor.

El detalle mensual de los costos de operación y falla para cada escenario se encuentran disponibles en el Anexo III.

5.2. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

5.2.1. DEFINICIONES DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

Se realizaron diversas alternativas en los escenarios de expansión, con el fin de analizar los efectos sobre las inversiones en transmisión que se requieren en el sistema. Además, se estudiaron casos en que se modifica el proyecto de interconexión SING-SIC, comparando los costos de operación que se presentan incorporando dichas modificaciones.

Las alternativas analizadas se simularon en el modelo OSE2000, y se detallan a continuación en los siguientes apartados.

5.2.1.1. SISTEMAS SIN INTERCONEXIÓN

Se realizaron simulaciones de escenarios SIC y SING operando por separado en todo el período de estudio, sin interconectar los sistemas en la S/E Cerro Fortuna como ocurre en los Escenarios Interconexión Base y Alternativo, pero con la central CTM3 inyectando en el SIC mediante la línea declarada en construcción por TEN.

5.2.1.2. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO LOS ALMENDROS

Se estudió para todos los escenarios de expansión una alternativa al proyecto nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], con el tendido de un circuito. Ésta corresponde a una nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], con el tendido de un circuito.

5.2.1.3. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO DIEGO DE ALMAGRO – CARDONES 220 [KV]

Se estudió una alternativa al proyecto nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones. Se reemplaza por

5.2.1.4. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO MAITENCILLO – NOGALES 220 [KV]

Se estudió una alternativa al proyecto nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nogales 700 [MVA]. Ésta corresponde a un aumento de capacidad del tramo a 520 [MVA], cambiando el conductor existente por uno de alta temperatura (ACCC-TW Dove).

5.2.1.5. ADELANTO S/E PUENTE NEGRO Y SISTEMA ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA – ITAHUE 220 [KV]

Se estudió el adelanto del proyecto S/E Puente Negro, que secciona la línea 2x220 [kV] Colbún – Candelaria, y la línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca, que pasa a energizarse en 220 [kV]. Además, se incluye un análisis sobre el sistema de 154 [kV] existente entre Alto Jahuel e Itahue, y su cambio a 220 [kV].

5.2.1.6. CAMBIOS EN LA CAPACIDAD DEL TRAMO NUEVA CARDONES – POLPAICO 500 [KV]

Se estudió el efecto de incorporar un aumento de capacidad en la línea Nueva Cardones – Polpaico 2x500 [kV], llevándola a una capacidad (con criterio N-1) de 1700 [MVA] y otro caso en que es de 2200 [MVA].

5.2.1.7. SENSIBILIDADES DE DEMANDA

Se realizaron simulaciones para todos los escenarios de expansión, considerando retrasos en la entrada de proyectos mineros. En particular, se consideró un aplazamiento en la entrada del proyecto Dominga, y un cambio en la proyección de demanda del consumo informado para Quebrada Blanca en el SING.

De acuerdo a lo propuesto en los escenarios de expansión, la entrada en operación de la minera Dominga en 2018 va ligada al seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. En el escenario de sensibilidad propuesto, se posterga la entrada en operación de la mina hasta 2023, y se cancela la realización del seccionamiento en la subestación mencionada. Además, se secciona la nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar para abastecer el consumo.

Por otra parte, se realizó una segunda sensibilidad en que se modifica la proyección de demanda para Quebrada Blanca, definida en el Anexo 7 de las Bases Técnicas del estudio. En la siguiente tabla se presenta la demanda considerada para ambos casos.

Tabla 68. Demanda para Quebrada Blanca en el escenario de sensibilidad

Año	Demanda original [GWh]	Demanda modificada [GWh]
2014	95	95
2015	122	122
2016	187	187
2017	245	245
2018	343	340
2019	491	340
2020	644	340
2021	797	340
2022	973	343
2023	1172	491
2024	1277	644
2025	1404	797
2026	1542	973
2027	1691	1172
2028	1851	1277
2029	2021	1404
2030	2206	1542
2031	2407	1691
2032	2625	1851
2033	2851	2021

5.2.1.8. INTERCONEXIÓN EN DISTINTOS PUNTOS DEL SING CON CTM3 EN CHACAYA

Se realizaron dos sensibilidades sobre la interconexión SING-SIC, para los Escenarios Base y Alternativo. En ambas se consideró que la central CTM3 no se conecta al SIC a

través del sistema de 500 [kV] en S/E Cerro Fortuna, sino que continúa inyectando en S/E Chacaya, perteneciente al SING, por todo el período de estudio.

La primera sensibilidad considera el proyecto de interconexión, uniendo las subestaciones Cerro Fortuna y Nueva Cardones mediante una línea en 500 [kV], entrando en operación en julio de 2021.

La segunda sensibilidad considera un proyecto de interconexión entre las subestaciones Río Loa y Nueva Cardones, mediante un trazado en 500 [kV]. En este caso se incorpora la S/E Cerro Fortuna y las conexiones en 220 [kV], pero sin sistemas de 500 [kV].

En términos de la simulación de la operación en el modelo OSE2000, las líneas de interconexión se definen en corriente alterna, aunque los resultados para una línea en corriente continua son análogos.

5.2.1.9. INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL CON SUBESTACIONES CONVERSoras INTERMEDIAS

Se realizó una sensibilidad sobre la interconexión internacional en que se incorporan subestaciones conversoras intermedias para la línea Montalvo – Polpaico, en S/E Río Loa, S/E Nueva Cardones y S/E Nueva Pan de Azúcar.

Para el sistema de transmisión multiterminal se aumentaron las capacidades de forma que es posible recoger en un modo más óptimo las transferencias entre los distintos centros de generación y consumo relevantes al norte de Polpaico. Así, es posible aumentar los grados de libertad para la ubicación geográfica de las futuras centrales generadoras, sin introducir restricciones de transmisión relevantes.

5.2.1.10. ESCENARIO SIN REALIZAR EL PROYECTO LA LOMA

Se analizó un escenario sin realizar el proyecto La Loma, dejando el consumo de OGP1 alimentado desde Domeyko y Nueva Zaldívar.

5.2.2. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

5.2.2.1. SISTEMAS SIN INTERCONEXIÓN

Para la operación de los sistemas SIC y SING en forma independiente, se presentan los siguientes costos marginales promedio anuales. Las simulaciones se realizaron para un Escenario Base y un Escenario Alternativo, cuyos planes de obra de generación se encuentran detallados en el Anexo IV.

En las siguientes figuras se presentan los costos marginales para ambos sistemas en cada escenario simulado.

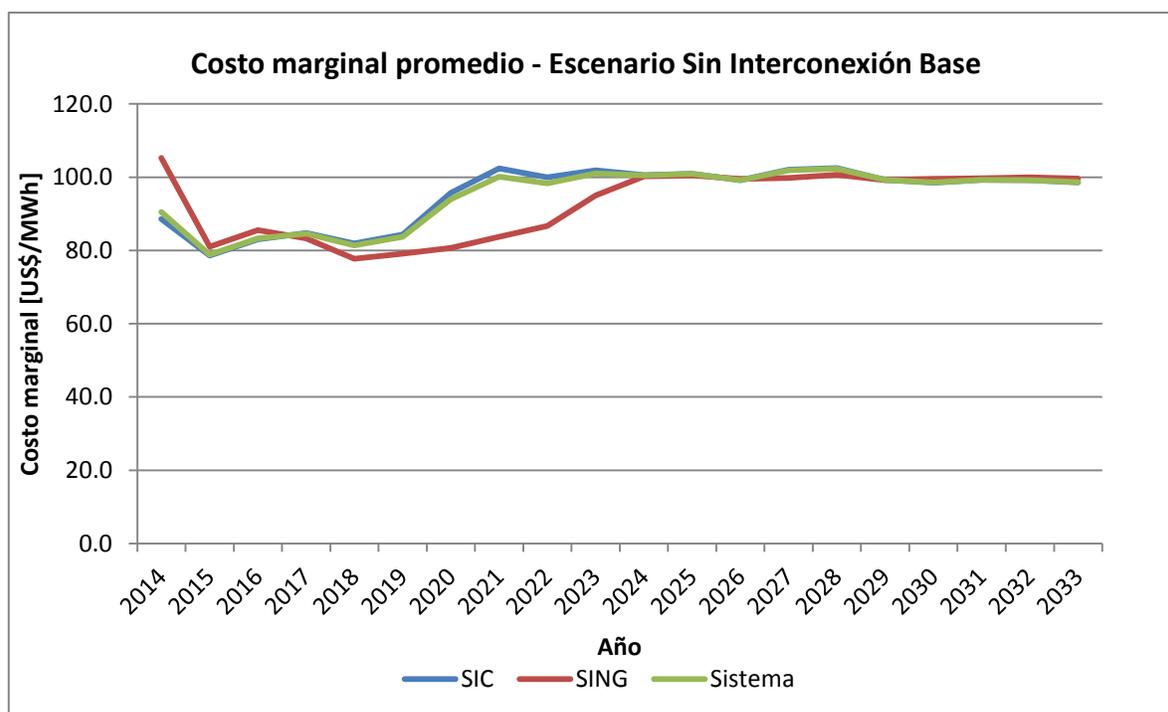


Figura 58. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Base

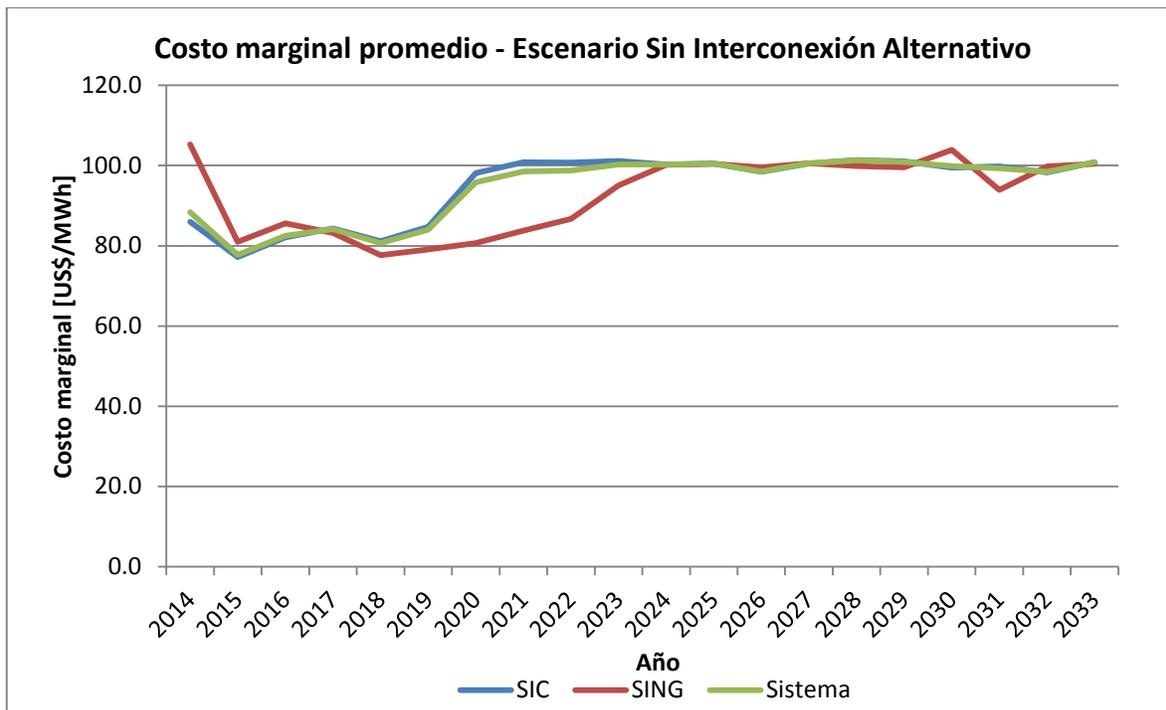


Figura 59. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Alternativo

Tabla 69. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Base

Año	Costo marginal promedio SIC [US\$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US\$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US\$/MWh]
2014	88.6	105.3	90.5
2015	78.6	81.0	78.8
2016	83.0	85.6	83.3
2017	84.7	83.2	84.6
2018	81.9	77.7	81.4
2019	84.3	79.1	83.7
2020	95.7	80.7	93.9
2021	102.4	83.8	100.1
2022	99.9	86.7	98.3
2023	101.8	95.0	101.0
2024	100.5	100.2	100.5
2025	101.0	100.5	100.9
2026	99.2	99.6	99.2
2027	102.0	99.8	101.9
2028	102.5	100.6	102.3
2029	99.2	99.2	99.2
2030	98.5	99.6	98.6
2031	99.3	99.7	99.3
2032	99.2	100.0	99.2
2033	98.6	99.6	98.7

Tabla 70. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Alternativo

Año	Costo marginal promedio SIC [US\$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US\$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US\$/MWh]
2014	86.0	105.3	88.4
2015	77.2	81.0	77.7
2016	82.1	85.6	82.5
2017	84.3	83.2	84.2
2018	81.2	77.7	80.7
2019	84.7	79.1	84.0
2020	98.2	80.7	95.8
2021	100.9	83.8	98.5
2022	100.8	86.7	98.8
2023	101.2	95.0	100.2
2024	100.3	100.2	100.2
2025	100.5	100.5	100.5
2026	98.4	99.6	98.5
2027	100.6	100.6	100.6
2028	101.4	99.9	101.3
2029	101.1	99.5	100.9
2030	99.5	103.9	99.9
2031	99.8	93.9	99.3
2032	98.3	99.8	98.4
2033	100.9	100.4	100.8

En las siguientes tablas se presentan las pérdidas esperadas, ingresos tarifarios y energía no suministrada para los sistemas operando sin interconexión.

Tabla 71. Ingresos tarifarios, pérdidas totales y energía no suministrada - Escenario SIC Base

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	615	919	0
2015	578	946	0
2016	496	919	0
2017	467	900	0.6
2018	266	848	5.8
2019	100	872	0.4
2020	109	901	1.0
2021	89	904	0.5
2022	86	895	1.0
2023	96	882	1.8
2024	103	890	1.1
2025	108	959	5.6
2026	117	1067	9.2
2027	110	1062	11.1
2028	106	1026	11.7
2029	125	1194	12.0
2030	146	1462	12.6
2031	161	1586	10.8
2032	172	1702	12.9
2033	177	1824	0.9

Tabla 72. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada - Escenario SIC Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	610	919	0
2015	578	948	0
2016	488	915	0
2017	470	896	0.5
2018	265	850	6.5
2019	93	871	0.0
2020	111	902	0.4
2021	87	904	0.0
2022	87	926	0.8
2023	97	886	1.2
2024	108	953	0.7
2025	118	1080	3.2
2026	123	1189	8.2
2027	122	1201	13.7
2028	133	1333	14.8
2029	144	1430	15.1
2030	138	1433	13.9
2031	172	1635	13.0
2032	176	1737	13.6
2033	188	1750	12.8

Tabla 73. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada - Escenario SING Base

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	163	425	0
2015	65	445	0
2016	34	410	0
2017	34	417	0
2018	37	472	0
2019	41	502	0
2020	45	546	0
2021	45	565	0
2022	48	603	0
2023	60	676	0
2024	61	665	0
2025	71	727	0
2026	74	746	0
2027	77	776	0
2028	78	793	0
2029	75	774	0
2030	77	794	0
2031	78	787	0
2032	83	838	0
2033	93	974	0

Tabla 74. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada - Escenario SING Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	163	425	0
2015	65	445	0
2016	34	410	0
2017	34	417	0
2018	37	472	0
2019	41	502	0
2020	45	546	0
2021	45	565	0
2022	48	603	0
2023	60	676	0
2024	61	664	0
2025	71	727	0
2026	74	745	0
2027	72	726	0
2028	71	727	0
2029	68	698	0
2030	76	727	0
2031	76	779	0
2032	87	829	0
2033	90	871	0

Se observa que el nivel de energía no suministrada es mayor cuando los sistemas operan en forma independiente, para cada uno de los escenarios que fueron estudiados. Esto ocurre a pesar de que en el SING no se producen fallas de abastecimiento durante ningún año del período de estudio, y bajo los dos escenarios analizados.

Finalmente, se presentan los costos de operación total del sistema, comparando la operación SIC y SING en forma independiente con el caso de interconexión correspondiente (base o alternativo).

Tabla 75. Costo de operación e inversiones - Escenarios con y sin Interconexión SING-SIC Línea TEN Hundida

Costos de inversión, operación y falla	Base			Alternativo		
	Interconexión		Dif.	Interconexión		Dif.
	Con	Sin		Con	Sin	
Inversión en Transmisión - SING-SIC [MMUS\$]	489	468	21	487	466	21
Inversión en generación - SIC [MMUS\$]	16957	17343	-386	17633	17979	-346
Inversión en generación - SING [MMUS\$]	12115	13775	-1660	12559	16346	-3787
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS\$]	33560	34591	-1031	32421	33238	-817
TOTAL [MMUS\$]	65681	68156	-2475	65538	69955	-4417

Se observa que la interconexión SING-SIC económicamente es recomendable tanto para el caso base como para el alternativo, bajo los supuestos planteados, es decir, incorporando la línea de TEN como línea de interconexión. La mayor diferencia se debe al ahorro en inversión en generación al producirse la interconexión, ello en consideración de que el sistema obtiene mayor beneficio de una operación con mayor grado de flexibilidad.

Tabla 76. Costo de operación e inversiones - Escenarios con y sin Interconexión SING-SIC Línea TEN No Hundida

Costos de inversión, operación y falla	Base			Alternativo			Base - Sin CTM3 en SIC en 2017		
	Interconexión		Dif.	Interconexión		Dif.	Interconexión		Dif.
	Con	Sin		Con	Sin		Con	Sin	
Inversión en Transmisión - SING-SIC [MMUS\$]	827	468	359	825	466	359	827	468	359
Inversión en generación - SIC [MMUS\$]	16957	17343	-386	17633	17979	-346	16957	17343	-386
Inversión en generación - SING [MMUS\$]	12115	13775	-1660	12559	16346	-3787	12115	13775	-1660
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS\$]	33560	34591	-1031	32421	33238	-817	34141	34591	-450
TOTAL [MMUS\$]	65681	68156	-2475	65538	69955	-4417	66668	68941	-2273

En la tabla anterior, se puede apreciar que económicamente es recomendable la interconexión, incluso al incorporar la inversión en la línea de TEN en el año 2021. Por otra parte, si se interconectan ambos sistemas, mediante una línea de transmisión entre la S/E Cerro Fortuna y la S/E Nueva Cardones distinta a la de TEN, sin incluir el proyecto de TEN de conectar la central CTM3 en 2017 al SIC, el beneficio aumenta. Finalmente, se observa

un beneficio de conectar la central CTM3 al SIC, al comparar los casos base con interconexión y sin interconexión.

5.2.2.2. PROPUESTA ALTERNATIVA LOS ALMENDROS

Se evaluó como alternativa al proyecto de Los Almendros 500 [KV], una nueva línea Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 2x500 [KV], tendido un circuito y se obtuvo la diferencia en los costos de operación e inversión. En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos (en millones de dólares) considerando todo el período de estudio.

Tabla 77. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación y Falla actualizado [MMUS\$]	Inversión acutalizada [MMUS\$]
Los Almendros	33,560.0	83.0
Lo Aguirre	33,578.0	50.0
Diferencia parcial	-18	33.0
Diferencia total		15

A pesar de las diferencias favorables al caso Los Almendros en términos de costos de operación, estas no cubren las diferencias de inversión entre ambos proyectos. De acuerdo a ello sería conveniente construir la alternativa de Lo Aguirre. Sin embargo, es necesario ahondar en un mayor análisis tanto ambiental para este proyecto, debido a los inconvenientes que podría presentar una nueva línea de transmisión paralela a la existente dado el uso alternativo del suelo del posible trazado, como a nivel eléctrico pues cobra relevancia para este tramo el efecto en la operación de las redes de subtransmisión asociadas a la zona de Santiago, en opinión del consultor, en forma preliminar se puede estimar que la subestación Los Almendros favorecerá un menor nivel de inversión en las redes de subtransmisión en relación a seguir reforzando la inyección en Lo Aguirre. Lo indicado debe ser ratificado del análisis más detallado de las redes de subtransmisión.

En base a esto, el consultor recomienda la realización del proyecto de Los Almendros.

5.2.2.3. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO DIEGO DE ALMAGRO – CARDONES 220 [KV]

Para este tramo se propuso un proyecto que consiste en: tender una nueva línea de doble circuito en 220 [kV] entre Diego de Almagro y Cardones, seccionando en Carrera Pinto y San Andrés; y una nueva línea de simple circuito de 220 [kV] para el tramo Paposo – Diego de Almagro. Asimismo se planteó una alternativa que considera: tender un doble circuito de 220 [kV] entre la subestación Paposo y la futura subestación Nueva Cumbre; y tender un simple circuito de 220 [kV] entre Carrera Pinto y Cardones, seccionando en San Andrés. En la tabla siguiente se presentan los costos de operación e inversión de uno y otro caso.

Tabla 78. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación y Falla actualizado [MMUS\$]	Inversión actualizada [MMUS\$]
Diego de Almagro – Cardones	33,560.0	50.0
Paposo – Cumbre	33,570.0	29.0
Diferencia parcial	-10.0	21.0
Diferencia total	11.0	

A pesar de las diferencias favorables al caso Diego de Almagro - Cardones en términos de costos de operación, éstas no cubren las diferencias de inversión entre ambos proyectos, dado lo largo del trazado entre ambas subestaciones y por el refuerzo requerido entre Paposo y Diego de Almagro. A la luz de estos resultados, la alternativa que se recomienda es la de tender una línea entre Paposo y Cumbre. El diagrama de dicha solución se presenta en el Anexo V.

5.2.2.4. PROPUESTA ALTERNATIVA AL PROYECTO MAITENCILLO – NOGALES 220 [KV]

Para este tramo se propuso un proyecto que consiste en tender una nueva línea de doble circuito en 220 [kV] entre Maitencillo y Nogales, seccionando en Pan de Azúcar, Don Goyo, La Cebada, Las Palmas y Los Vilos, con una capacidad de 700 [MVA] por circuito. Cabe mencionar que esta alternativa supone el desmantelamiento de la línea de 220 [kV] existente en el mismo tramo y utilizar la misma servidumbre para el nuevo tendido. Como alternativa se consideró el cambio de conductor de la línea existente, por uno de alta temperatura de 520 [MVA] de capacidad por circuito. Es importante apuntar que ambos proyectos proponen cambiar el trazado entre Maitencillo y Pan de Azúcar, para llevarlo a la subestación Nueva Pan de Azúcar y evitar pasar por la ciudad de Coquimbo. En la tabla siguiente se presentan los costos de operación e inversión de uno y otro caso.

Tabla 79. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación	Inversión
Nueva línea Maitencillo – Nogales	33,560.0	126.0
Cambio de conductor Maitencillo – Nogales	33,621.0	66.0
Diferencia parcial	-61.0	60.0
Diferencia total	-1.0	

Las diferencias son favorables al caso en que se tiende una nueva línea en términos de costos de operación, y éstas alcanzan a cubrir las diferencias de inversión entre ambos proyectos. Sin embargo, si se toma en cuenta el costo de desmantelar la línea existente, el cual se ha estimado en un 30% del valor del tendido de la nueva línea, resulta más económico el cambio de conductor. Este costo podría ser aún menor, dado que la diferencia a favor de tender la nueva línea es de 1 millón de dólares, valo que está dentro del error.

En base a esto, el consultor recomienda la realización del proyecto de cambio de conductor.

5.2.2.5. ADELANTO S/E PUENTE NEGRO Y SISTEMA ALTO JAHUEL – TINGUIRIRICA – ITAHUE 220 [KV]

El análisis realizado en el sistema de 154 [kV] muestra que se requiere adelantar el sistema de S/E Puente Negro al año 2018, o antes en caso de que sea posible. Además, el consultor recomienda la transformación del sistema de 154 [kV] a 220 [kV] entre Alto Jahuel y Tinguiririca para el año 2020, o antes de ser posible, y entre Tinguiririca e Itahue para el año 2028. También se requiere un tercer circuito en 220 [kV] Ancoa – Itahue en 2028, un tercer circuito en 220 [kV] Puente Negro – Tinguiririca en 2030 y un segundo circuito en 220 [kV] Colbún – Ancoa en el año 2030. Además, se requiere tender un tercer circuito en el tramo Malloa – Tinguiririca en 220 [kV] y una nueva línea 2x220 [kV] Candelaria – Tuniche, tendido solo un circuito en 2030.

Por lo indicado en el párrafo anterior, se descartó la posibilidad de ubicar el transformador 220/154 [kV] en S/E Puente Negro, en vez de S/E Tinguiririca. Adicionalmente, la falla en una de las líneas Tinguiririca – Puente Negro no permite la transferencia con criterio de seguridad N-1 entre las subestaciones mencionadas.

Se ha realizado una simplificación suponiendo que con la entrada en operación del sistema en 220 [kV], se seccionan las todas las líneas en los puntos en que se ubican actualmente los taps. Sin embargo, lo más probable para el desarrollo del sistema de subtransmisión Alto Jahuel – Itahue en 220 [kV] es la realización de una subestación seccionadora de todos los circuitos en Tuniche o Punta Cortés, como también se debiera seccionar todos los circuitos en Teno, Paine y Malloa. El tap-off Tilcoco se debería llevar a la nueva S/E seccionadora en Punta Cortés o Tinguiririca en 154 [kV]. Rancagua debería quedar alimentada en 154 [kV] desde la nueva S/E Tuniche o Punta Cortés 220 [kV]. Lo indicado anteriormente debe ser complementado con los estudios de Subtransmisión, que deben incluir las redes de 66 [kV].

Debido al alto nivel de enmallamiento de los sistemas entre Alto Jahuel y Ancoa en 154, 220 y 500 [kV], se aplicaron las siguientes contingencias simples en líneas del sistema, con el fin de analizar sus efectos en otros tramos contiguos y para planificar en forma óptima el desarrollo de este sistema. La modelación utilizada en este análisis ya incorpora las transformaciones a 220 [kV] en las fechas indicadas, y el adelanto del sistema de S/E

Puente Negro. Por ende, al realizar una contingencia en un circuito del tramo, se realiza en las líneas de 154 [kV] antes del año en que entran en operación, y en las líneas de 220 [kV] a partir de dicho año.

Tabla 80. Listado de contingencias realizadas para el estudio del Sistema Alto Jahuel – Tinguiririca – Itahue 154 [kV]

N° Contingencia	Tramo
1	Caso Base
2	Alto Jahuel – Paine 154 kV/ Alto Jahuel – Paine 220 kV
3	Paine – Tuniche 154 kV/ Paine – Tuniche 220 kV
4	Tuniche – Punta Cortés 154 kV/ Tuniche – Punta Cortés 220 kV
5	Tilcoco – Malloa 154 kV/ Tilcoco – Malloa 220 kV
6	Malloa – Tinguiririca 154 kV/ Malloa – Tinguiririca 220 kV
7	Tinguiririca – Teno 154 kV/ Tinguiririca – Teno 220 kV
8	Teno – Itahue 154 kV/ Teno – Itahue 220 kV
9	Colbún – Candelaria 220 kV/ Colbún – Puente Negro 220 kV
10	Colbún – Candelaria 220 kV/ Puente Negro – Candelaria 220 kV
11	Candelaria – Maipo 220 kV
12	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV
13	Colbún – Ancoa 220 kV
14	La Higuera – Tinguiririca 154 kV/ Puente Negro – Tinguiririca 220 kV
15	Ancoa – Itahue 220 kV
16	Candelaria – Tuniche 220 kV

Cabe destacar que el adelanto del seccionamiento en la nueva S/E Puente Negro trae consigo el beneficio de poder evacuar adecuadamente las centrales ubicadas en la zona cordillerana, al este de la subestación mencionada, incluso en situaciones de contingencia. Además, permite aliviar el sistema de subtransmisión en 154 [kV], los que ante contingencias actualmente deben ser operados con desprendimiento de generación relevante.

A continuación se presentan los resultados obtenidos mediante las simulaciones en el modelo OSE2000, a través de gráficos de histogramas de flujo. Las planillas con los resultados de histogramas para todas las líneas en los 16 casos estudiados se presentan en el Anexo III, en su versión digital.

En la siguiente figura se muestra el histograma para el tramo Tap Malloa – Tinguiririca 154 [kV]. Se observa que en caso de falla en varios tramos se alcanzan transferencias que no permiten operar con criterio N-1. Esto se soluciona con la entrada en operación en 2018 de la subestación seccionadora Puente Negro.

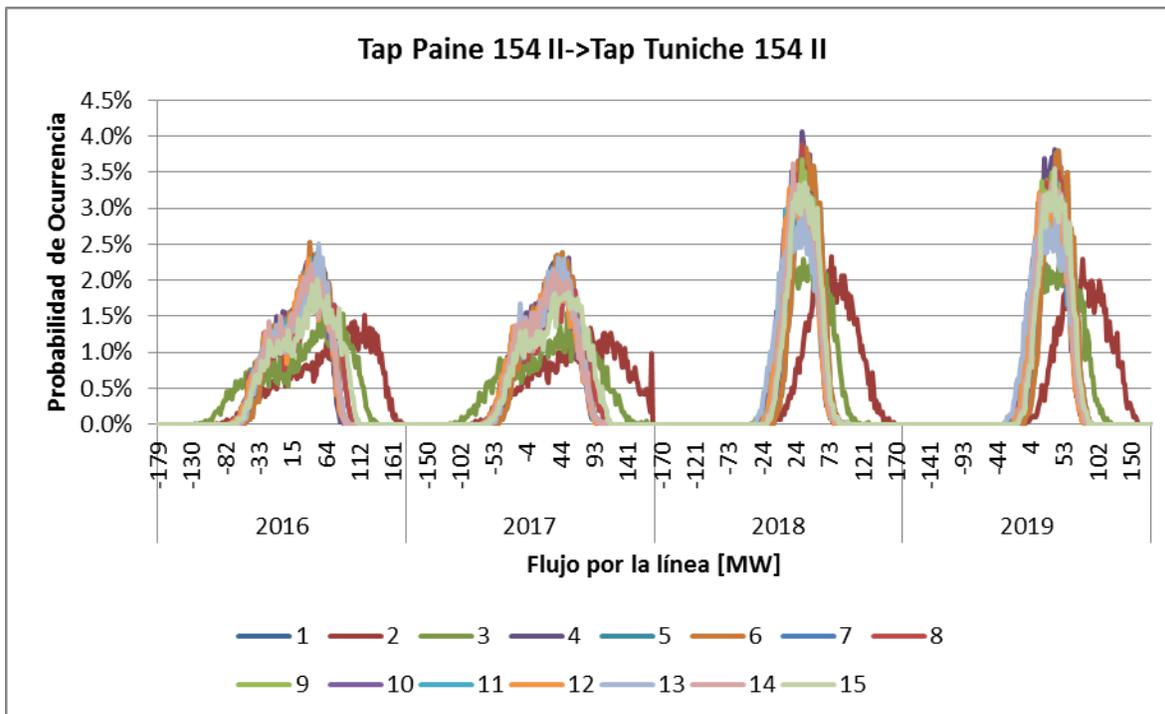


Figura 62. Histograma de flujo Tap Paine - Tap Tuniche 154 [kV]

De las figuras anteriores se aprecia que en caso de falla en el tramo Alto Jahuel – Tap Paine 154 [kV] y en el tramo Tap Paine – Tap Tuniche 154 [kV] se producen saturaciones, y ante otras contingencias el sistema no puede operar con criterio de seguridad N-1. Con la entrada en 2018 del proyecto Puente Negro se logra revertir esta situación.

En la siguiente figura se presentan los flujos del tramo La Higuera – Tinguiririca 154 [kV] en 2017, y el cambio que se presenta en 2018 con la entrada en operación en 220 [kV] de Puente Negro – Tinguiririca. Se observa que en caso de falla en una de las líneas del tramo en 154 [kV], no es posible evacuar la generación de las centrales ubicadas en la zona, lo que se remedia con el seccionamiento y energización en 220 [kV] asociados al proyecto Puente Negro.

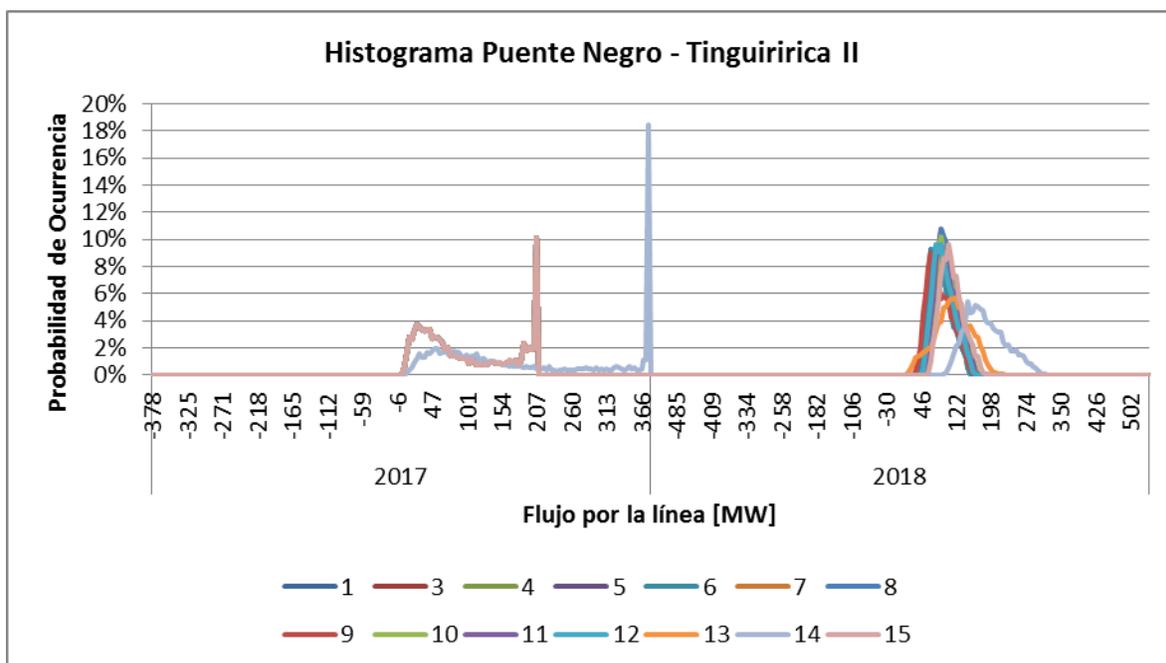


Figura 63. Histograma de flujo La Higuera – Tinguiririca 154 [kV] (2017) y Puente Negro – Tinguiririca 220 [kV] (2018)

En la siguiente figura se observa que el tramo Tap Malloa – Tinguiririca en el año 2020 no soportaría las transferencias presentadas en 154 [kV], por lo que se amplió sistema a 220 [kV]. Se puede apreciar que a partir de ese año con el sistema ampliado en 220 [kV] las transferencias alcanzan 274 [MW] aproximadamente, para la contingencia más severa.

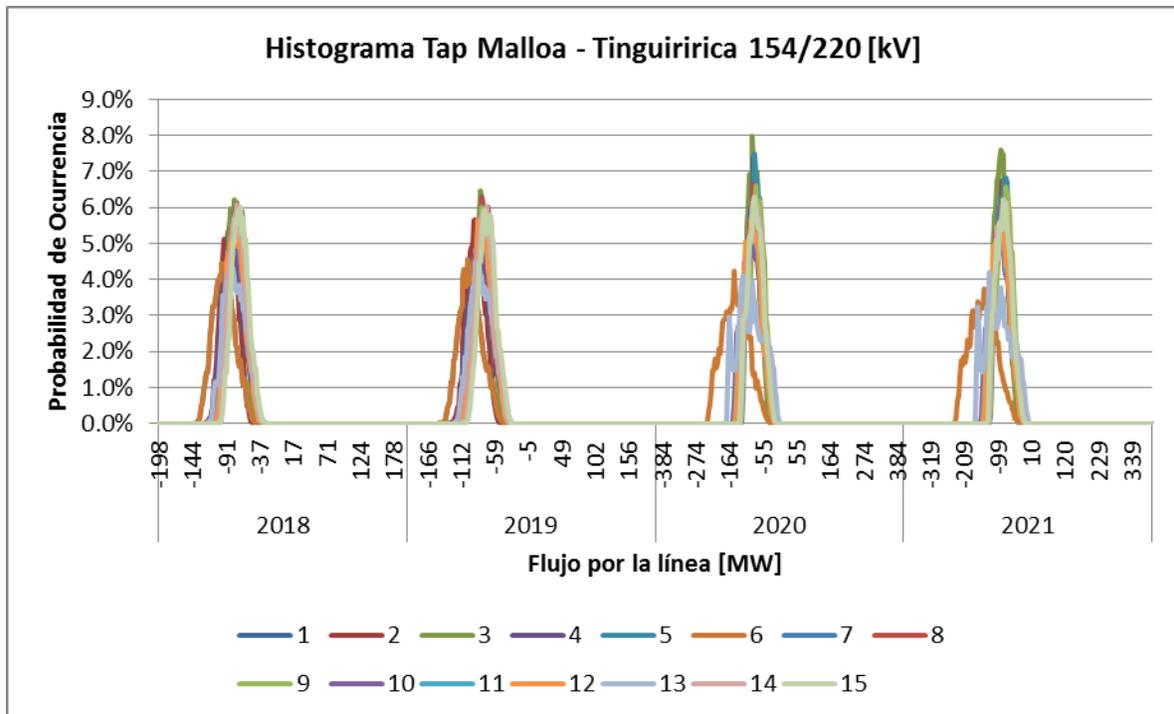


Figura 64. Histograma de flujos Tap Malloa - Tinguiririca 154 [kV] (2018-2019) y Tap Malloa - Tinguiririca 220 [kV] (2020-2021)

A partir del año 2030, se presentan saturaciones en el tramo Puente Negro – Tinguiririca 220 [kV], lo que se muestra en el siguiente gráfico. Es por esto que en esa fecha se hace necesario incluir un tercer circuito en 220 [kV], lo que permitirá que el sistema siga funcionando adecuadamente, incluso bajo contingencias.

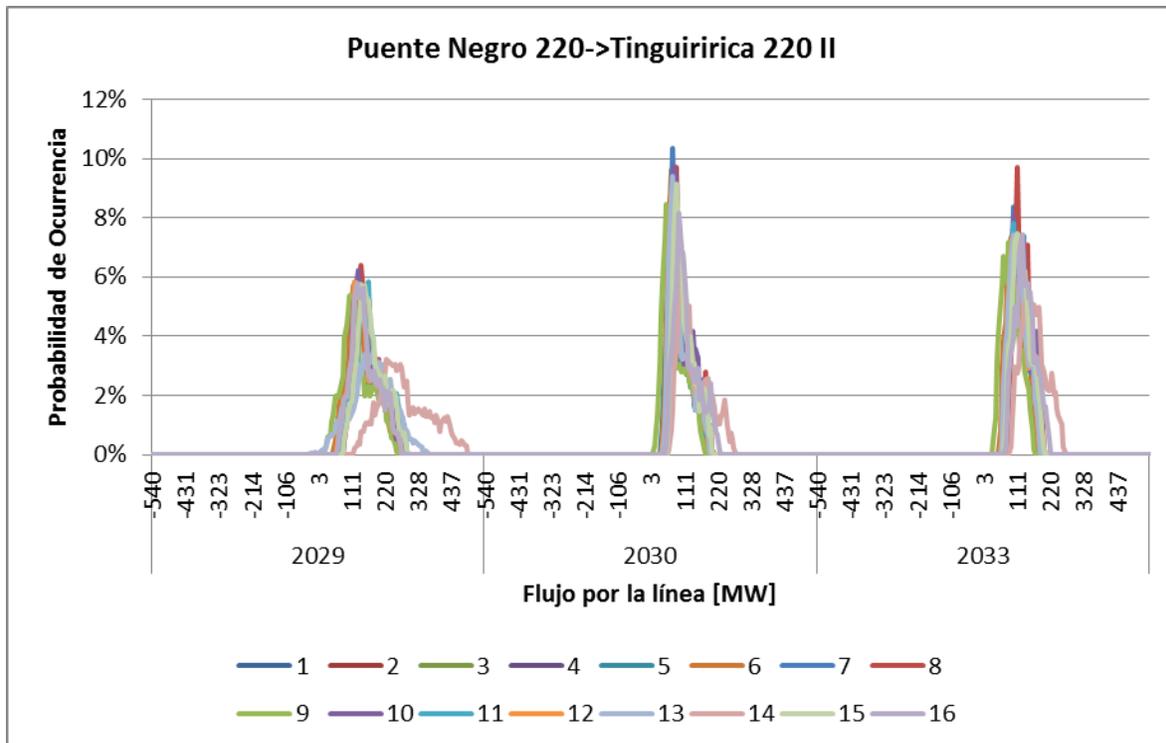


Figura 65. Histograma de flujo Puente Negro - Tinguiririca 220 [kV]

En la siguiente figura se observa que el tramo Tap Teno – Itahue en el año 2028 no soportaría las transferencias presentadas en 154 [kV], por lo que se amplió sistema a 220 [kV]. Se puede apreciar que a partir de ese año con el sistema ampliado en 220 [kV] las transferencias alcanzan 298 [MW] aproximadamente, para la contingencia más severa.

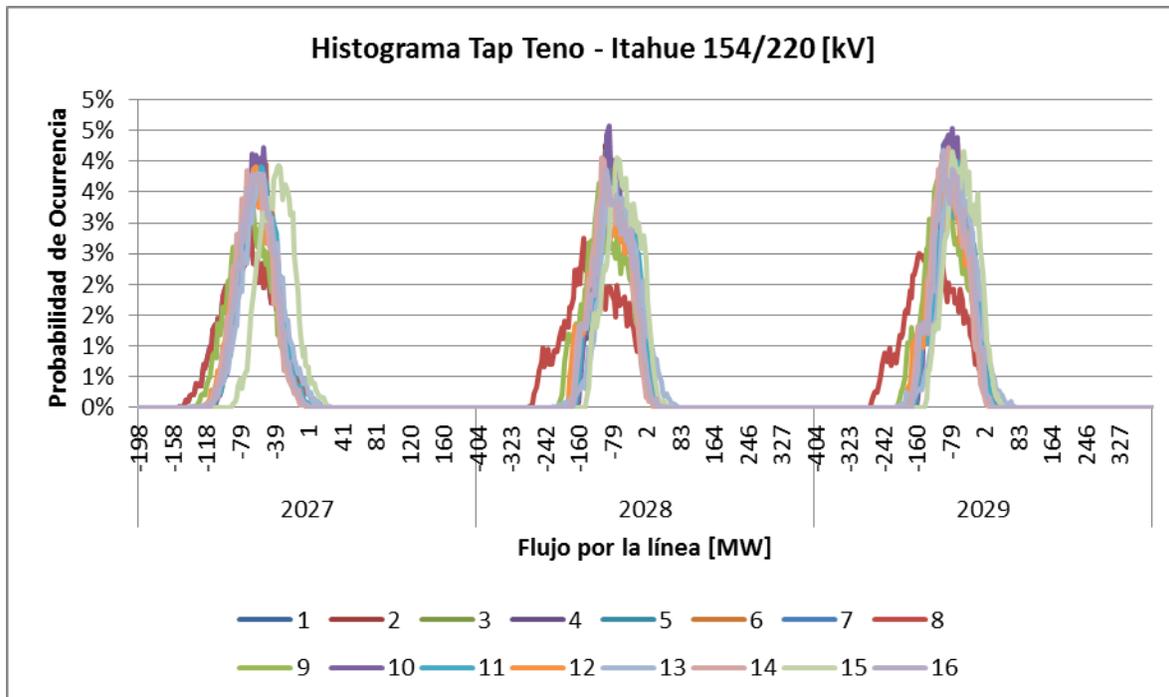


Figura 66. Histograma de flujo Tap Teno - Itahue 154 [kV] (2027) y 220 [kV] (2028-2029)

En la siguiente figura se observa que el tramo Tap Malloa – Tinguiririca en el año 2030 no soportaría las transferencias presentadas, por lo que se amplió sistema añadiendo un tercer circuito en 220 [kV]. Se puede apreciar que a partir de ese año con el sistema ampliado las transferencias alcanzan 500 [MW] aproximadamente (2 circuitos con 250 [MW] aproximadamente), superando el criterio N-1 para la contingencia más severa.

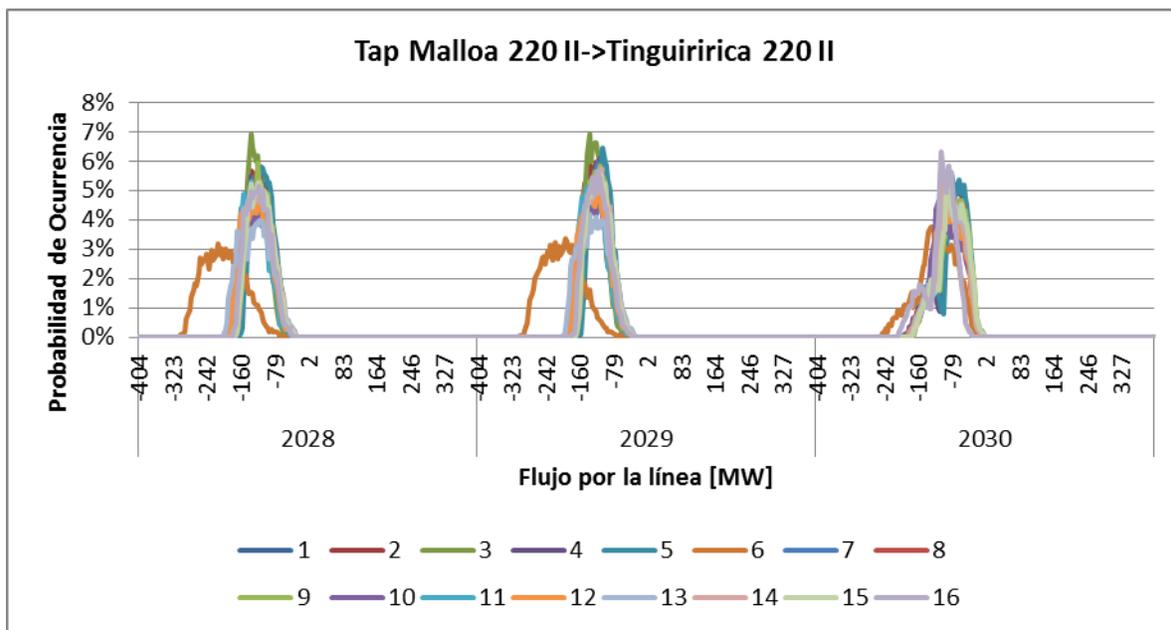


Figura 67. Histograma de flujo Tap Malloa - Tinguiririca 220 [kV]

En las siguientes figuras se observa que la incorporación de la línea Candelaria – Tap Tuniche 220 [kV] permitiendo mantener el criterio de seguridad en el tramo Alto Jahuel – Tap Paine 220 [kV], para la contingencia más severa.

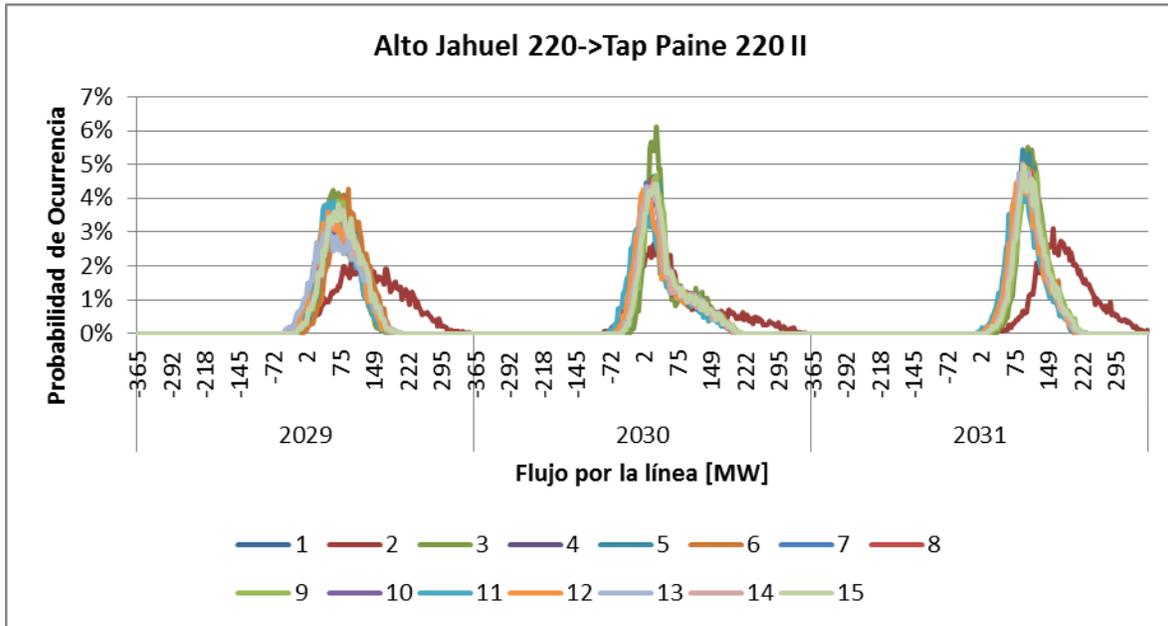


Figura 68. Histograma de flujo Alto Jahuel - Tap Paine 220 [kV]

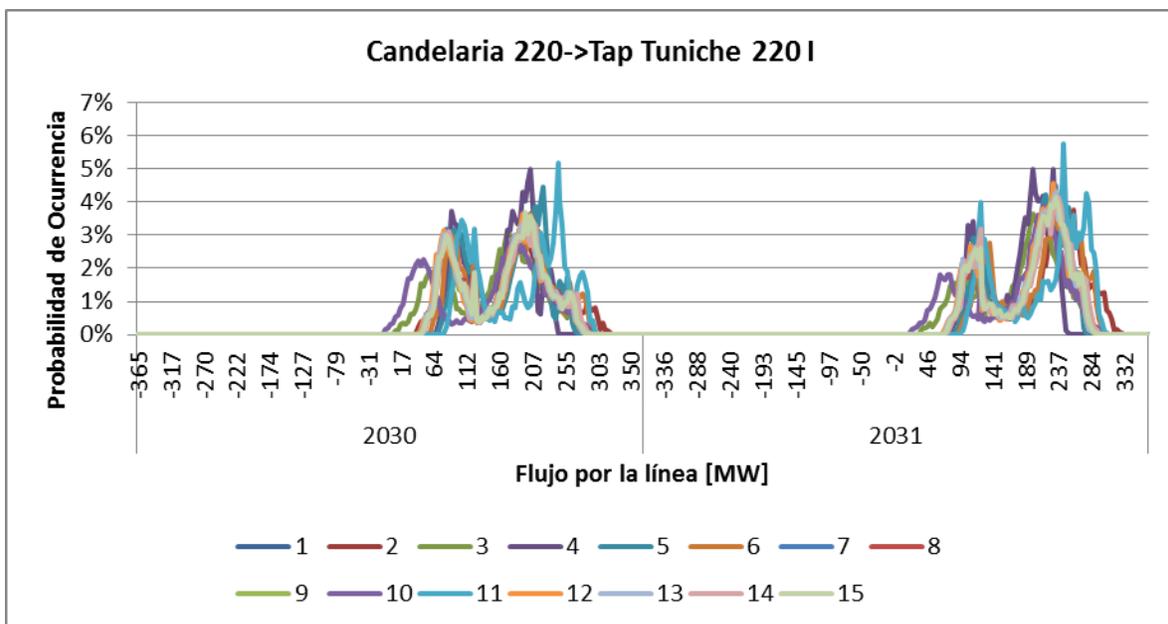


Figura 69. Histograma de flujo Candelaria - Tap Tuniche 220 [kV]

En la siguiente figura se observa que a partir del año 2030 se hace necesario un segundo circuito en el tramo Colbún – Ancoa 220 [kV], para no producir congestiones en la línea Itahue – Tap Teno 220 [kV], ante la contingencia de la línea simple circuito mencionada.

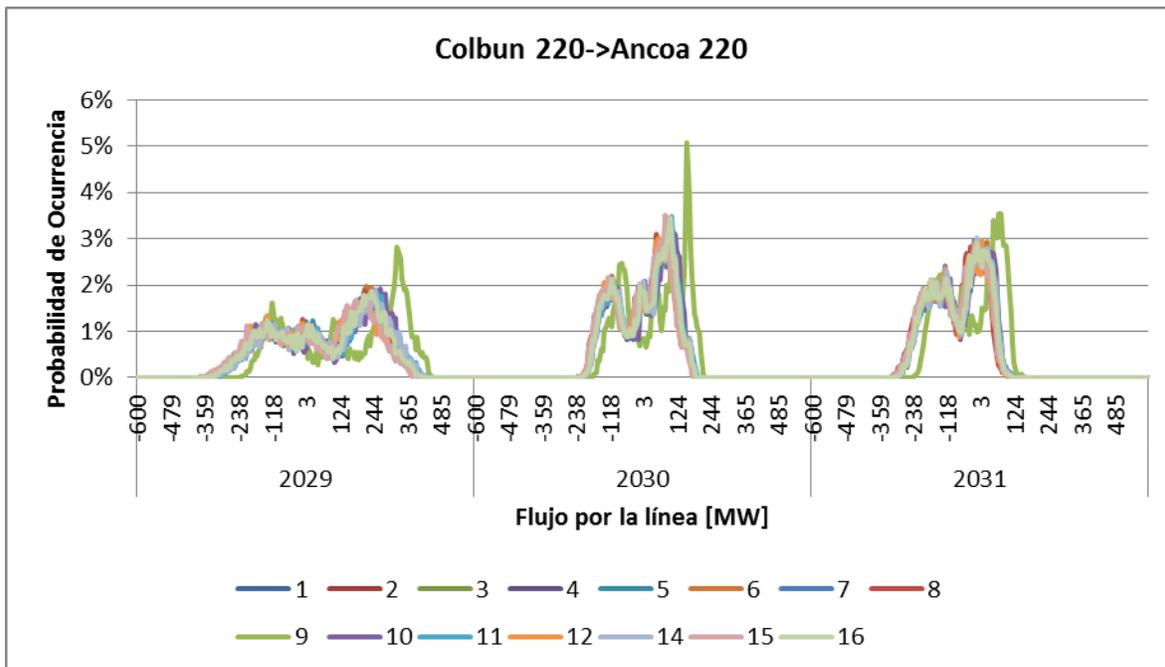


Figura 70. Histograma de flujo Colbún - Ancoa 220 [kV]

En la siguiente figura se puede apreciar que a partir de 2028 es necesario incorporar un tercer circuito en el tramo Ancoa – Itahue 220 [kV]. Esto se debe a los niveles de transferencia alcanzados en la línea ante la contingencia más severa, en la cual no se cumpliría el criterio N-1 (2 circuitos con 286 [MW]).

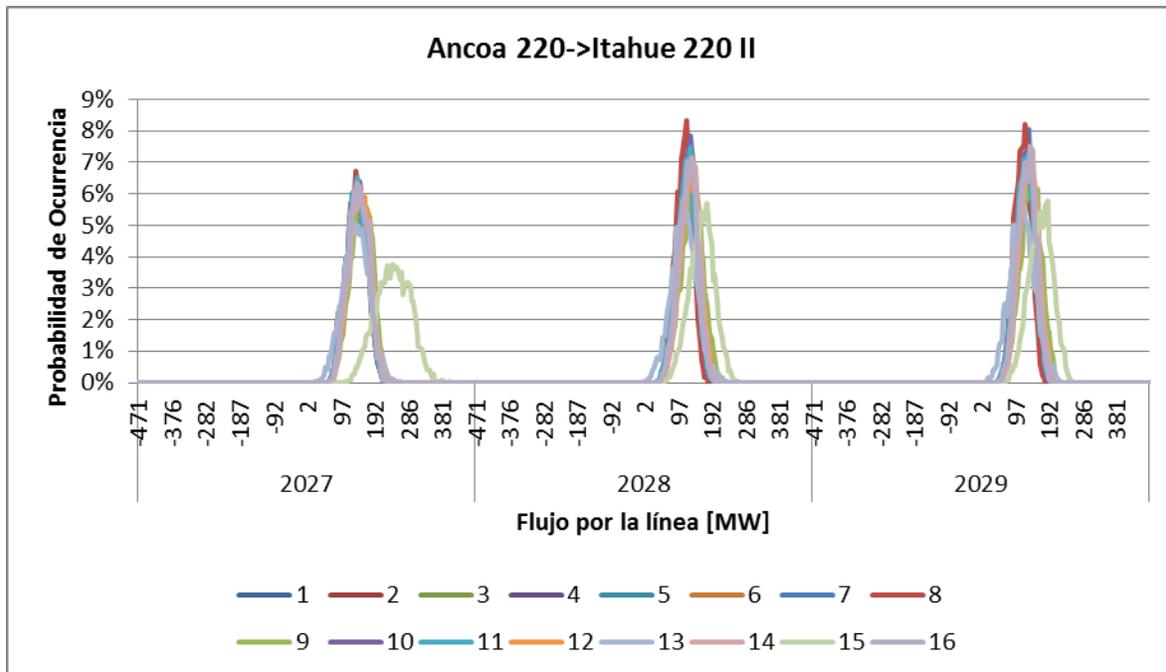


Figura 71. Histograma de flujo Ancoa - Itahue 220 [kV]

5.2.2.6. CAMBIOS EN LA CAPACIDAD DEL TRAMO NUEVA CARDONES – POLPAICO 500 [KV]

A continuación se presenta un análisis de los beneficios económicos y en términos de saturaciones sobre la línea Nueva Cardones – Polpaico 2x500 [kV], al cambiar su capacidad a 1700 [MVA] y a 2200 [MVA].

En la siguiente figura se muestran los histogramas de flujos a través de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 [kV], manteniendo la capacidad del tramo en 1500 [MVA] (considerando el criterio N-1). Se observan saturaciones en ambos sentidos a partir de 2024.

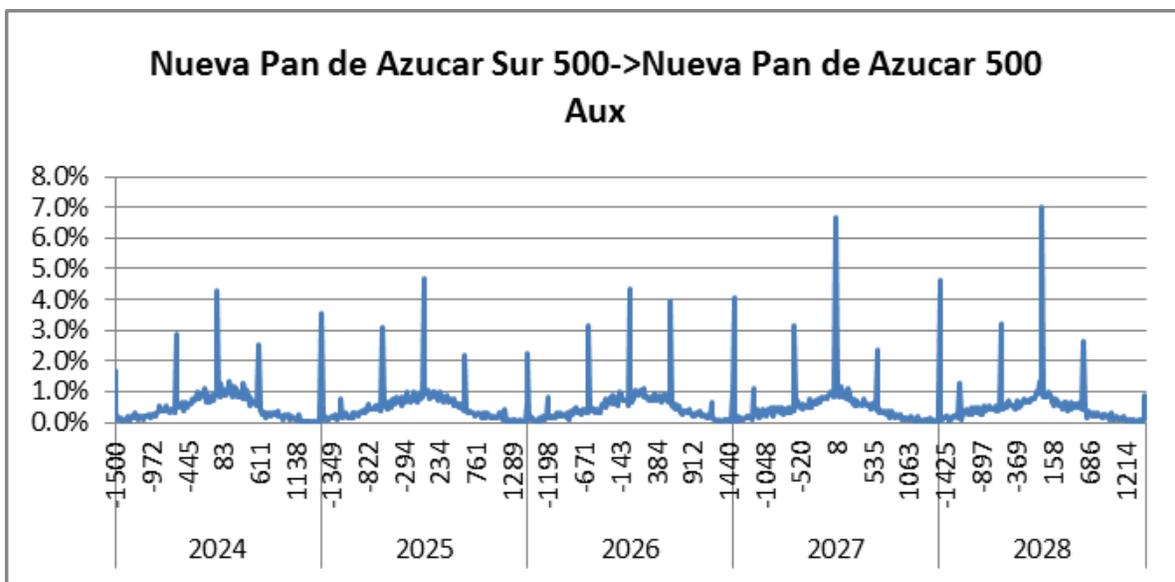


Figura 72. Histograma Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux (sin aumento de capacidad del tramo Cardones – Polpaico 500 [kV])

El siguiente gráfico se muestran los histogramas por la misma línea, considerando un aumento de capacidad a 1700 [MVA].

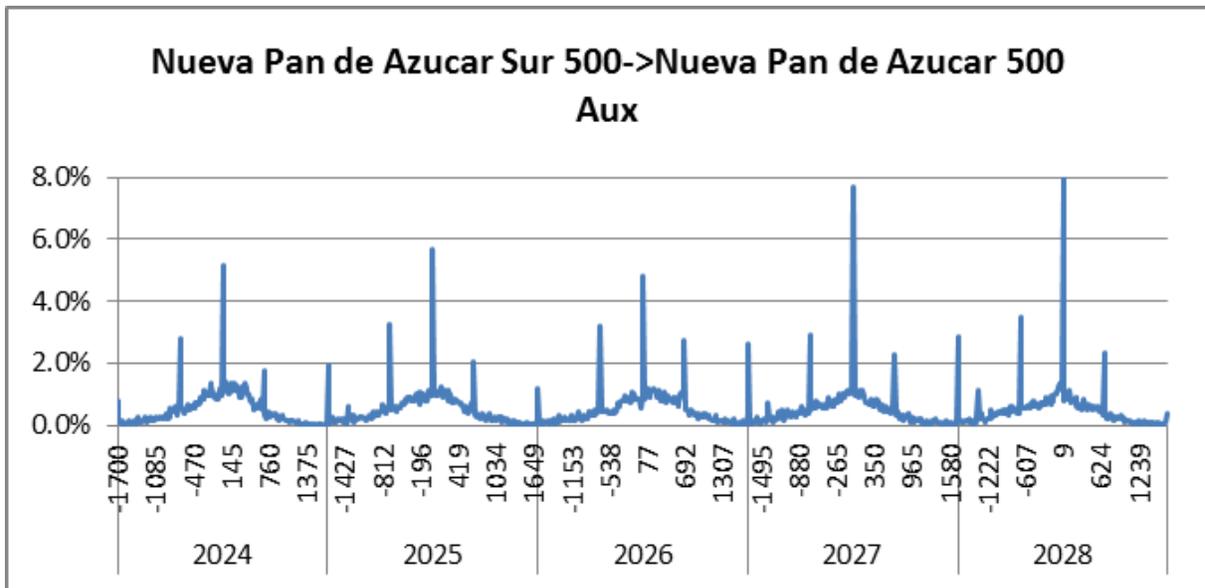


Figura 73. Histograma Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux (con aumento de capacidad del tramo Cardones – Polpaico 500 [kV] a 1700 [MVA])

En la siguiente figura se observan los flujos por el mismo tramo, pero considerando una capacidad de 2200 [MVA]. Las saturaciones desaparecen en todo el período estudiado.

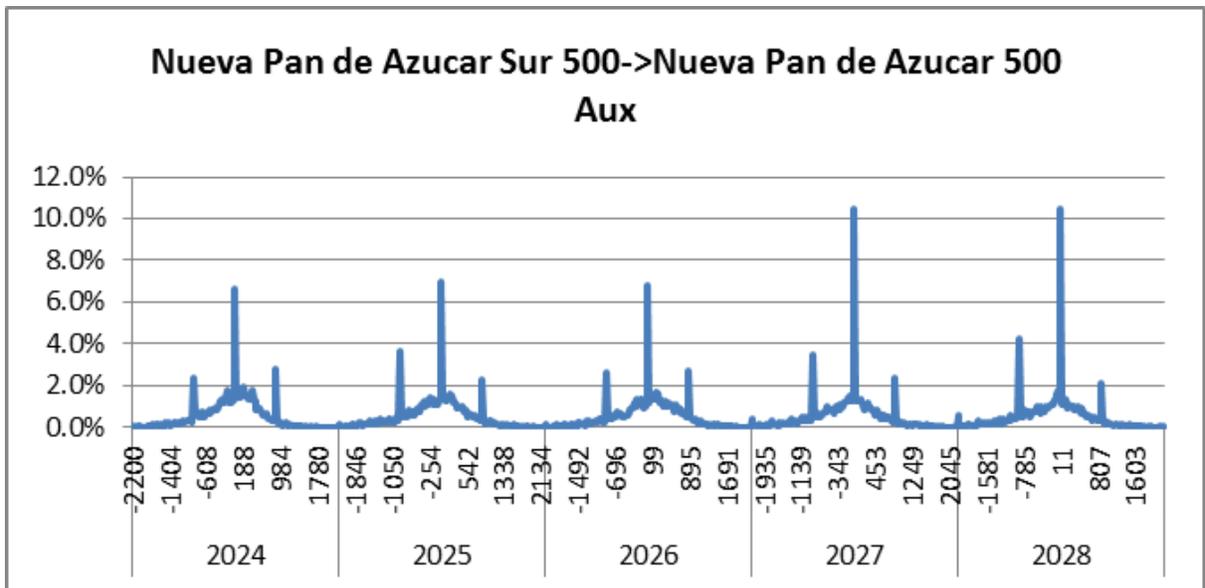


Figura 74. Histograma Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux (con aumento de capacidad del tramo Cardones – Polpaico 500 [kV] a 2200 [MVA])

Los histogramas anteriores muestran que las saturaciones que se presentarían en el sistema de 500 [kV] entre Nueva Cardones y Polpaico, concentradas en Nueva Pan de Azúcar. Si bien en el caso en que las líneas se rediseñan para llevarlas a una capacidad de 2200 y 1700 [MVA] por circuito se presenta congestión, ésta es siempre menor a lo que ocurre si el límite fuese de 1500 [MVA], dado que por ejemplo para el año 2028 el máximo se topa un 4.5% de las veces en el caso sin ampliación, frente a un 2.5% que se da con el límite de 1700 [MVA] y un 0.5% con el límite de 2200 [MVA] . Lo anterior queda de manifiesto con el nivel de ingresos tarifarios presentado en las tablas siguientes.

Tabla 81. Ingresos tarifarios en millones de dólares (sin aumento de capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV])

Línea	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux	16	45	31	67	70	59	47	36	23

Tabla 82. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento de capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV] a 1700 [MVA])

Línea	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux	8	25	20	44	52	38	33	23	13

Tabla 83. Ingresos tarifarios en millones de dólares (con aumento de capacidad del tramo Nueva Cardones – Polpaico 500 [kV] a 2200 [MVA])

Línea	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nueva Pan de Azucar Sur 500->Nueva Pan de Azucar 500 Aux	1	1	3	5	12	10	9	8	3

Las tablas anteriores muestran los ingresos tarifarios acumulados en el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 [kV] para cada año, y que dan cuenta de las saturaciones existentes en el tramo mencionado. La comparación entre diseñarlo con una capacidad de 1500, 1700 y 2200 [MVA] muestra que los ITs son siempre superiores cuando el límite es menor, mostrando una diferencia de 343 millones de dólares entre los casos extremos para el periodo entre los años 2024 y 2032, lo que junto a los histogramas mostrados antes confirma que es necesario contar con una mayor capacidad.

En términos económicos, es decir en cuanto a costos de operación e inversión se refiere, en la tabla siguiente se presentan las diferencias entre considerar el proyecto tal como está diseñado actualmente con una capacidad de 1500 [MVA] y si se rediseñara con una capacidad de 1700 [MVA].

Tabla 84. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación	Inversión
Capacidad de 1500 [MVA]	33562	0
Capacidad de 1700 [MVA]	33560	6
Diferencia parcial	2	-6
Diferencia total		-4

Si bien en términos de operación resulta más económico aumentar la capacidad a 1700 [MVA], la diferencia no alcanza a pagar la inversión requerida por concepto de considerar una mayor compensación serie del tramo. Para probar la robustez de la solución propuesta se realizó una sensibilidad que consistió en cambiar el punto de conexión de la central Pan de Azúcar CC desde Pan de Azúcar a Cardones. A continuación se presentan los costos de operación obtenidos para cada caso.

Tabla 85. Diferencia de costos de operación al cambiar la central de barra de conexión

	Central en Pan de Azúcar	Central en Cardones	Diferencia
Capacidad de 1500 [MVA]	33562	33583	-21.0
Capacidad de 1700 [MVA]	33560	33568	-7.4
Capacidad de 2200 [MVA]	33547	33554	-7.1

Las diferencias expuestas en la tabla anterior dan cuenta de que si la línea se construye con una capacidad de 1500 [MVA], el impacto en la operación debido a una sensibilidad en el plan de obras de generación es mayor a que si la capacidad es de 1700 [MVA]. A modo de referencia se probó un caso en que el tramo se aumenta a 2200 [MVA], en cuyo caso el impacto en los costos de operación debido al cambio en el punto de conexión de la central es aún menor. Sin embargo, esta diferencia no es significativa respecto al caso de 1700 [MVA].

Para el escenario Andino se realizó la misma sensibilidad antes descrita, considerando el caso en que la línea tiene una capacidad de 1500 [MVA]. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

	Central en Pan de Azúcar	Central en Cardones	Diferencia
Capacidad de 1500 [MVA]	36672	36688	-16.1
Capacidad de 1700 [MVA]	35174	35181	-6.6

De la tabla anterior, y al igual que en el caso base, se observa que el impacto ante una modificación en el plan de obras de generación produce una diferencia en el costo de operación que justifica el aumento de capacidad a 1700 [MVA]. Por lo tanto, se recomienda construir el sistema de 500 [kV] con dicha capacidad.

5.2.2.7. SENSIBILIDADES DE DEMANDA

a) Proyecto Minero Dominga

- Escenario Interconexión Base

Para el escenario de retraso del proyecto Dominga, se observan los siguientes flujos en el tramo Maitencillo – Punta Colorada 2x220 [kV], con el proyecto nuevo de 700 [MVA].

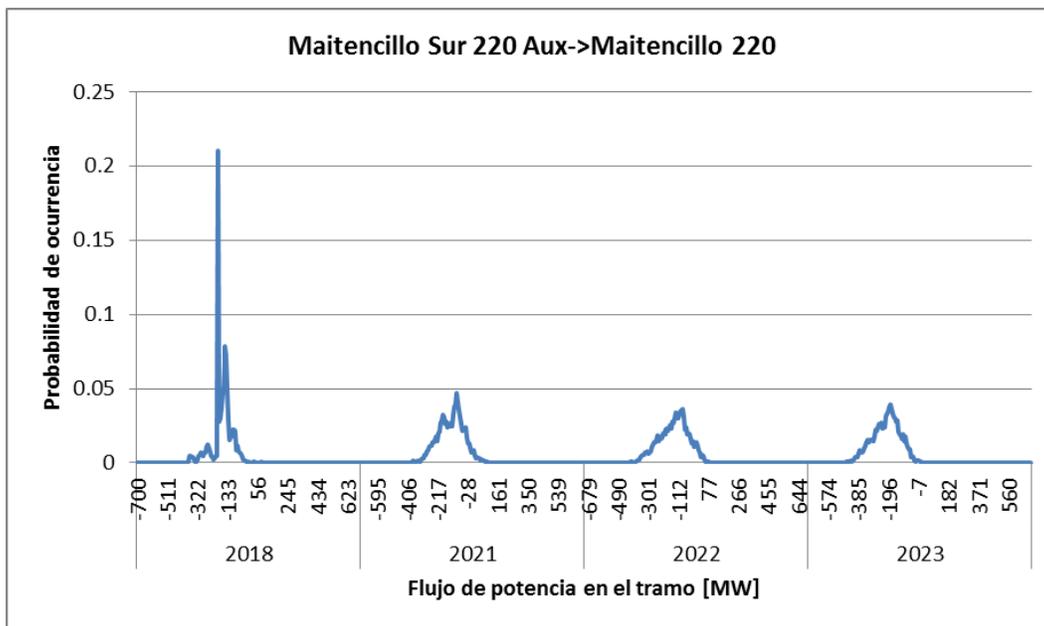


Figura 75. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Base

Además, se presentan los siguientes flujos por uno de los circuitos Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220 [kV] (el gráfico es idéntico para el segundo circuito).

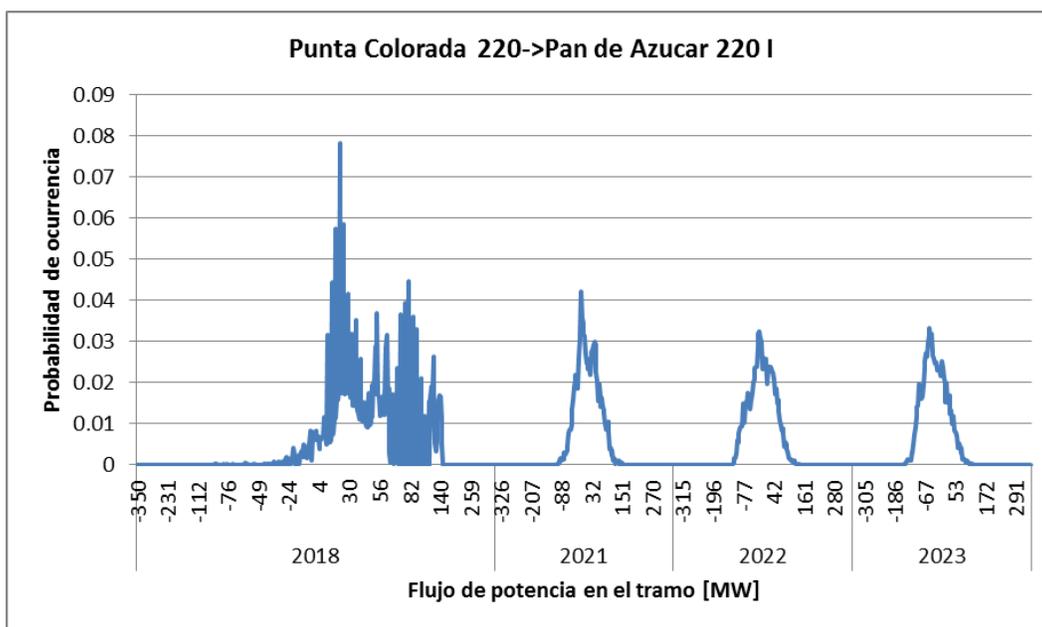


Figura 76. Histograma de flujos Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Base

Se observa que, en caso de postergarse la entrada en operación del proyecto minero Dominga, no es necesaria la realización del seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. Esto ocurre ya que con la entrada en operación de la nueva línea Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x220 [kV] en 2019, el sistema de 220 [kV] es capaz de transmitir lo necesario para abastecer correctamente la demanda del proyecto minero.

Por el contrario, si el proyecto entra en la fecha estimada (enero 2018), se hace necesario seccionar el sistema de 500 [kV] para no saturar los circuitos de 220 [kV] y abastecer correctamente la demanda.

- Escenario Interconexión Alternativo

A continuación se presentan los histogramas de flujos para los tramos Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV] y Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] para el Escenario Interconexión Alternativo.

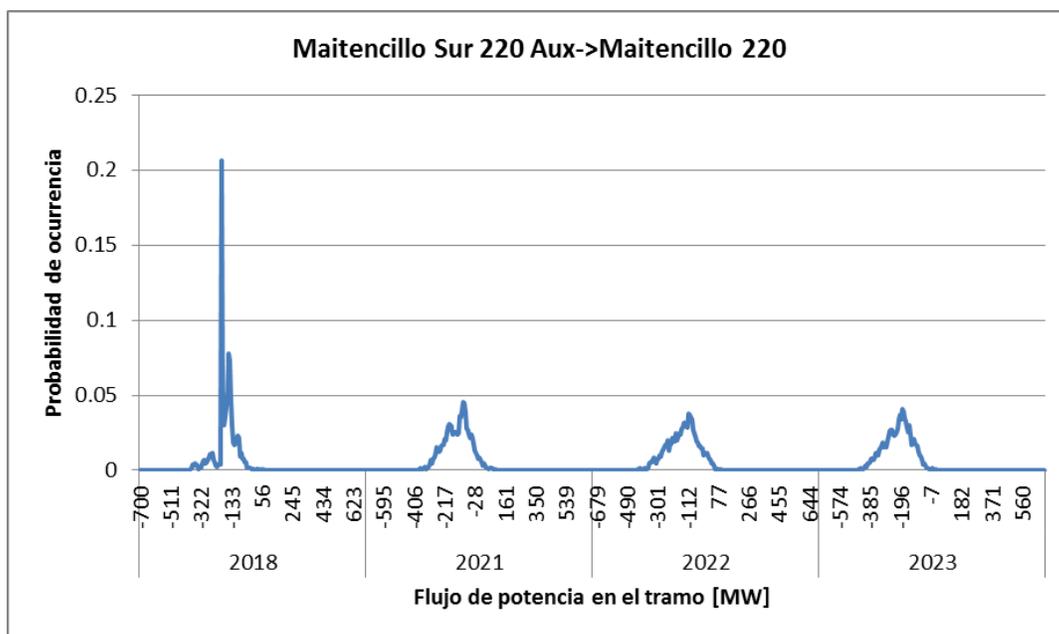


Figura 77. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Domingo Escenario Alternativo

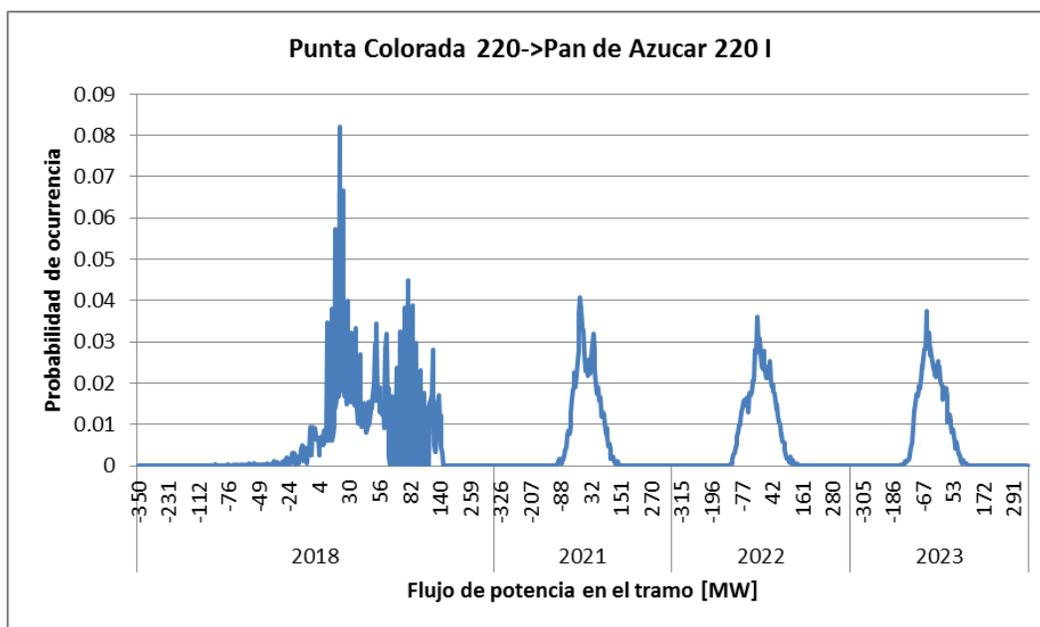


Figura 78. Histograma de flujos Punta Colorada – Pan de Azucar 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Alternativo

Del mismo modo que para el Escenario Base, se observa que en caso de postergarse la entrada en operación del proyecto minero Dominga, no es necesaria la realización del seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. Esto ocurre ya que con la entrada en operación de la nueva línea Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x220 [kV] en 2019, el sistema de 220 [kV] es capaz de transmitir lo necesario para abastecer correctamente la demanda del proyecto minero.

Por el contrario, si el proyecto entra en la fecha estimada (enero 2018), se hace necesario seccionar el sistema de 500 [kV] para no saturar los circuitos de 220 [kV] y abastecer correctamente la demanda.

- Escenario Interconexión Andino

A continuación se presentan los histogramas de flujos para los tramos Maitencillo – Punta Colorada 220 [kV] y Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] para el Escenario Interconexión Andino.

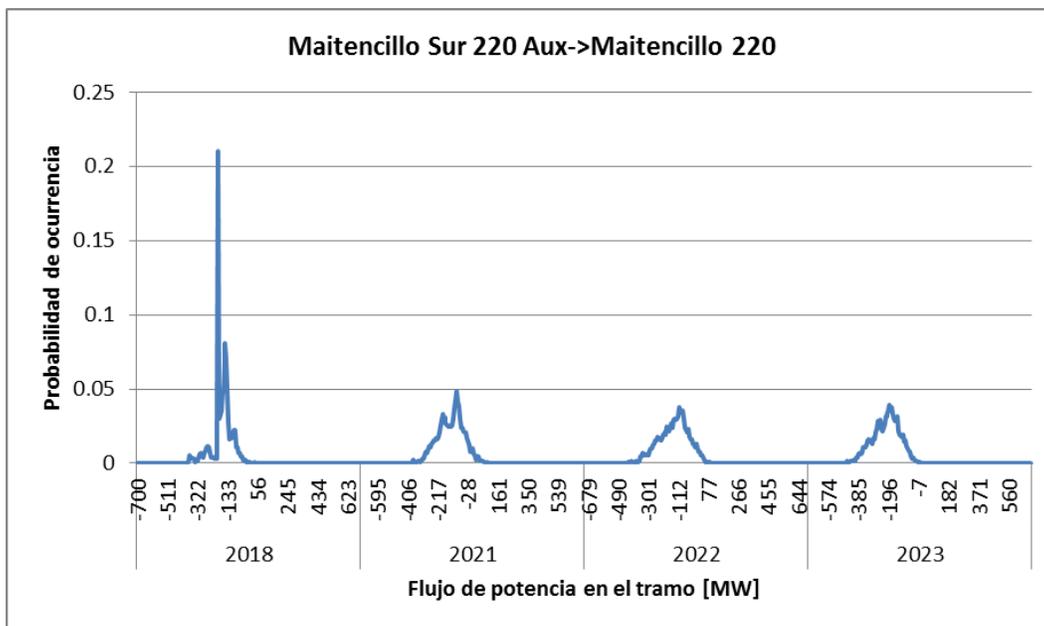


Figura 79. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Andino

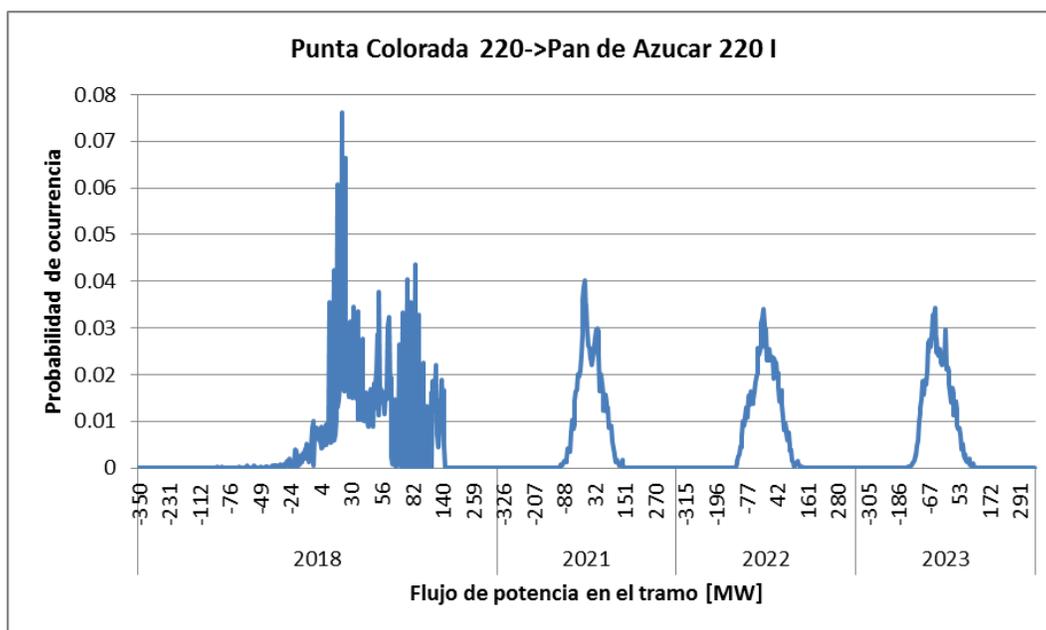


Figura 80. Histograma de flujos Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Andino

Del mismo modo que para el Escenario Base, se observa que en caso de postergarse la entrada en operación del proyecto minero Dominga, no es necesaria la realización del seccionamiento de la nueva línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar en la S/E Punta Colorada. Esto ocurre ya que con la entrada en operación de la nueva línea Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x220 [kV] en 2019, el sistema de 220 [kV] es capaz de transmitir lo necesario para abastecer correctamente la demanda del proyecto minero.

Por el contrario, si el proyecto entra en la fecha estimada (enero 2018), se hace necesario seccionar el sistema de 500 [kV] para no saturar los circuitos de 220 [kV] y abastecer correctamente la demanda.

b) Consumo en Quebrada Blanca

Se simuló en los tres escenarios de expansión la postergación del aumento de demanda de Quebrada Blanca en el SING. Se observa que la presencia del consumo en Quebrada Blanca no provoca alteraciones en el sistema de transmisión troncal.

Se muestran en las siguientes figuras los histogramas de las líneas Encuentro – Lagunas 2x220 [kV] (solo un circuito) y Tarapacá – Lagunas 2x220 [kV] (solo un circuito). Los gráficos son similares para los tres casos.

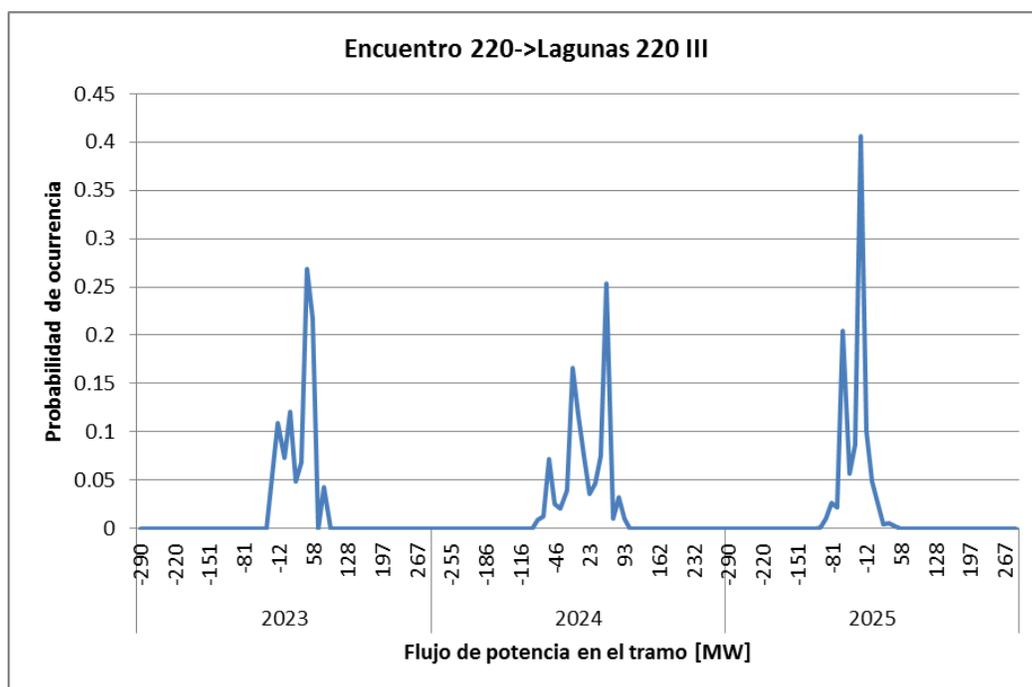


Figura 81. Histograma de flujos por la línea Encuentro – Lagunas

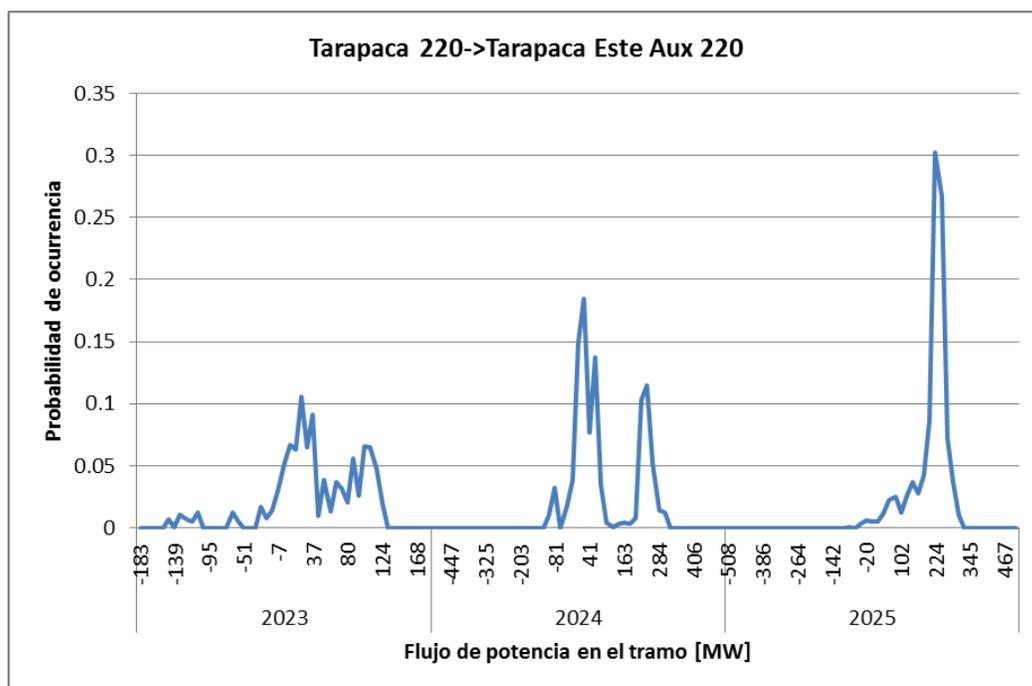


Figura 82. Histograma de los flujos por la línea Tarapacá - Lagunas

5.2.2.8. INTERCONEXIÓN EN DISTINTOS PUNTOS DEL SING CON CTM3 EN CHACAYA

A continuación se presentan los valores de inversión y los costos de operación y falla de los escenarios sensibilizados en cada punto de interconexión (Cerro Fortuna y Río Loa)

Tabla 86. Comparación de inversión y operación Interconexión Río Loa y Cerro Fortuna (Escenario Base)

	Río Loa Base	Cerro Fortuna Base	Diferencia
Costo total de operación actualizado [MMUS\$]	36,274	36,182	92
Inversión en la línea [MMUS\$]	805.11	724.75	80.36

Tabla 87. Comparación de inversión y operación Interconexión Río Loa y Cerro Fortuna (Escenario Alternativo)

	Río Loa Alternativo	Cerro Fortuna Alternativo	Diferencia
Costo total de operación actualizado [MMUS\$]	34986	34851	135
Inversión en la línea [MMUS\$]	805.11	724.75	80.36

Se observa de las tablas anteriores que la diferencia tanto en operación como en inversión es favorable para la interconexión en S/E Cerro Fortuna en comparación con S/E Río Loa. Es por esto que económicamente, en caso de realizarse la interconexión, debiese considerarse la S/E Cerro Fortuna.

5.2.2.9. INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL CON SUBESTACIONES CONVERSoras INTERMEDIAS

A continuación se presentan los ingresos tarifarios esperados para el sistema en el Escenario Interconexión Andino y en el Escenario de sensibilidad.

Año	Ingreso tarifario esperado Sensibilidad [MUS\$]	Pérdidas esperadas Sensibilidad [GWh]	Ingreso tarifario esperado Andino [MUS\$]	Pérdidas esperadas Andino [GWh]
2014	776	1344	776	1344
2015	637	1392	637	1392
2016	532	1326	532	1326
2017	518	1316	518	1316
2018	306	1318	306	1318
2019	137	1369	137	1369
2020	148	1405	148	1405
2021	151	1549	151	1549
2022	158	1587	158	1587
2023	164	1620	164	1620
2024	160	1572	171	1658
2025	165	1637	193	1750
2026	178	1800	210	1983
2027	192	1890	232	2137
2028	204	1967	243	2282
2029	506	1916	544	2112
2030	575	2116	633	2387
2031	264	2507	328	2846
2032	286	2484	325	2834
2033	306	2713	337	3058

Se observa un mayor nivel de pérdidas en el caso Andino sin las bajadas en Río Loa y Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar. Esto se explica por el mayor nivel de pérdidas que se dan en la línea de interconexión Andina, al realizar transferencias en un tramo con más de 2000 km de largo.

5.2.2.10. ESCENARIO SIN REALIZAR EL PROYECTO LA LOMA

Para este tramo se propuso un proyecto que consiste en construir una nueva subestación seccionadora entre Nueva Zaldívar y Escondida, y entre OGP1 y Nueva Zaldívar. Dicha alternativa se comparó con el caso en que no se construye dicha subestación y el proyecto OGP1 de la empresa BHP se mantiene inalterado, en que OGP1 conecta con Nueva Zaldívar. En la tabla siguiente se presentan los costos de operación e inversión de uno y otro caso.

Tabla 88. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

	Costo de Operación y Falla [MMUS\$]	Inversión actualizada [MMUS\$]
Caso Base (con SE La Loma)	33,560.0	10.0
Sin SE La Loma	33,546.0	0
Diferencia parcial	14.0	10.0
Diferencia total	24.0	

De la tabla anterior queda de manifiesto que económicamente es conveniente dejar el proyecto de BHP inalterado ya que con la subestación La Loma aumentan los costos de operación y se requiere una inversión adicional al caso sin el proyecto.

6. OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO

6.1. GENERALIDADES

Las bases técnicas del ETT disponen que al definir el resultado del estudio de expansión, el consultor debe establecer las obras de transmisión recomendadas para iniciar su construcción en el curso del cuatrienio 2015 – 2018. Además, el consultor debe clasificar

cada obra como obra nueva o como ampliación de obra existente, según los criterios establecidos en la ley y en las bases técnicas.

En este capítulo se presenta en primer lugar el criterio que el Consultor ha seguido para clasificar cada obra del plan de expansión y luego presenta las obras recomendadas para iniciar su construcción en el periodo 2015 – 2018 y su clasificación como obra nueva o como ampliación.

Cada recomendación de obras que debieran emprenderse en los próximos cuatro años debería quedar condicionada a los aumentos de demanda o nuevas centrales generadoras que las motiva, de acuerdo con los escenarios que fueron evaluados.

En general es la fecha de inicio de las obras más que la característica de la obra a desarrollar la que queda condicionada. En este sentido la decisión última de inicio de la obra debería incorporar la última información que se disponga respecto del factor causante de la inversión. Ello no reviste problemas en el caso que la obra inicie su construcción después del 2015, pues en ese caso habrá tiempo de ajustar la fecha de inicio en las revisiones anuales que realizan los CDEC.

6.2. CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS

6.2.1. ANTECEDENTES

Las bases Técnicas establecen que:

“Se considerará como Obra nueva a todo proyecto de transmisión que, en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal respectivo, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales, presentan condiciones técnicas y económicas que permiten considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley”. Consecuentemente con lo anterior, las bases señalan que “los proyectos no calificados como Obras Nuevas se calificarán como Ampliaciones”.

Para la calificación de Obra nueva o ampliación se tomó en cuenta el Dictamen del Honorable Panel de Expertos que resolvió una controversia planteada por Transelec señalando que las características de obra nueva o ampliación no se deben considerar en forma copulativa.

6.2.2. CRITERIOS ADOPTADOS

Sobre la base de los antecedentes señalados en el punto anterior, el consultor adoptó como criterio de clasificación el siguiente:

1. Clasificar como obra nueva:

1.1. A todas las líneas de transmisión nuevas, incluyendo sus paños terminales. En todos los casos de nuevas líneas que se recomiendan en este estudio se trata de obras de gran envergadura que se construyen de manera independiente de las instalaciones existentes, y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

1.2. A todas las subestaciones nuevas, incluyendo en ellas las subestaciones nuevas que seccionan líneas existentes o bien conectándose a barras de subestaciones existentes. En todos los casos en que se aplica este criterio se trata de obras de gran envergadura que pueden ser construidas con independencia de las instalaciones troncales existentes y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.

1.3. A todas las ampliaciones de gran envergadura en subestaciones o líneas existentes, tales que justifiquen la realización de una licitación competitiva.

2. Clasificar como ampliación de instalaciones existentes:

2.1. A todas las obras consistentes en el tendido de un segundo circuito en estructuras existentes.

2.2. A todas las obras de ampliación o modificación de subestaciones existentes, cuya ejecución interfiere con sus instalaciones.

2.3. A todas las obras que no tienen la magnitud suficiente como para presentar condiciones técnicas y económicas que permitan considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la ley.

6.3. OBRAS A EJECUTAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018

La siguiente tabla presenta las obras recomendadas para ser iniciadas en el cuatrienio 2015 – 2018. En cada obra recomendadas se menciona el elemento principal del tramo (línea, transformador o equipo de compensación). Sin embargo, el proyecto incluye los paños de conexión y las demás obras necesarias en las subestaciones terminales según la descripción que de ellas se hace en el presente informe.

En los tres casos de estudio considerados las obras a desarrollar son iguales, ya que las principales variaciones entre los escenarios de expansión se dan fuera del plazo en que sería necesario a construir las obras que difieren entre cada plan de expansión.

Tabla 89. Obras a ejecutar o iniciar ejecución en el cuatrienio 2015-2018 en el SIC

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite decreto de expansión	Responsable	Causante de la inversión y comentarios	Plazo constructivo
2016	Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones a 260 [MVA]	Ampliación	2015	Transec S.A.	Generación	15 meses
2022	Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	Obra Nueva	2017	-	Generación	48 meses
2018	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]	Ampliación	2016	InterChile	Demanda	24 meses
2018	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada	Obra Nueva	2016	-	Demanda/Minera a Dominga	24 meses
2019	Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	Ampliación	2015	Transec S.A.	Generación	36 meses
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda	60 meses
2018	Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	Ampliación	2016	Transec S.A.	Demanda	24 meses
2018	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	Obra Nueva	2016	-	Demanda	24 meses
2020	Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	Obra nueva	2015	-	Generación Neltume y Cuervo (para el tramo en 2500 [MVA], sino debe ser en 1500 [MVA])	60 meses
2021	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva	2016	-		60 meses
2023	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	Obra nueva	2017	-		72 meses
2024	Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses

2018	Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses
2018	Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	Obra Nueva	2015	-	Generación/Demanda/Seguridad	42 meses

Tabla 90. Obras a ejecutar o iniciar ejecución en el cuatrienio 2015-2018 en el SING

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite decreto de expansión	Causante de la inversión y comentarios	Plazo constructivo
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad	36 meses
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad	36 meses
2020	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Obra nueva	2015	Generación/Seguridad	60 meses

En el caso de la obra de seccionar la línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en S/E Puente Negro y su energización en 220 [kV], el consultor considera necesaria la consideración de ubicar el transformador 220/154 [kV] en la S/E Tinguiririca. Lo indicado debe ser ratificado por el análisis detallado de la subtransmisión del sistema afectado. Para mayor detalle, referirse al apartado 5.2.2.5 del informe.

6.4. VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS

La siguiente tabla presenta el VI, AVI y COMA de las obras recomendadas para iniciarse en el cuatrienio 2015 – 2018 en el SIC y en el SING, en miles de dólares (MUS\$).

Tabla 91. VI, AVI y COMA de las expansiones recomendadas en el sistema de transmisión troncal del SIC

Descripción Obra Troncal	VI [MUS\$]	AVI [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Factores de indexación				
				$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Aumento de capacidad 1x220 [kV] Diego de Almagro – Cardones a 260 [MVA]	15,347	1,481	294.66	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Carrera Pinto – San Andrés – Cardones 290 [MVA], tendido de un circuito	16,460	1,611	316.03	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]	8,276	809.85	158.91	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada	65,083	6,368	1,249.59	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12

Cambio de conductor línea 2x220 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales para aumentar capacidad a 520 [MVA]	102,637	9,905	1,970.63	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	126,241	12,353	2,423	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre	13,380	1,309.19	256.90	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre	25,290	2,440	485.57	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Cautín - Ciruelos 2500/1500 [MVA], tendido de dos circuitos energizados en 220 [kV]	115,044	11,257	2,208.84	0.37	-0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	80,404	7,760	1,543.76	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]	85,744	8,390	1,646	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva subestación Puente Negro 220 [kV]	8,868	868	170.27	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Seccionamiento línea 2x154 [kV] La Higuera – Tinguiririca en Puente Negro y energización en 220 [kV]	6,424	629	123.34	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Seccionamiento línea 2x220 [kV] Colbún - Candelaria en Puente Negro	6,424	629	123.34	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06

Tabla 92. VI, AVI y COMA de las expansiones recomendadas en el sistema de transmisión troncal del SING

Descripción Obra Troncal	VI [MUS\$]	AVI [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Factores de indexación				
				$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	2,904	246.63	4.69	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	5,804	526.43	10.01	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	26,307	2,070.55	39.70	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06

La fórmula de indexación es la siguiente:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,o} \left(\alpha_n \times \frac{IPC_k}{IPC_o} \times \frac{DOL_o}{DOL_k} + \left(\beta_{1,n} \times \frac{CPI_k}{CPI_o} + \beta_{2,n} \times \frac{PFe_k}{PFe_o} + \beta_{3,n} \times \frac{PCu_k}{PCu_o} + \beta_{4,n} \times \frac{PAI_k}{PAI_o} \right) \right)$$

Dónde:

$AVI_{n,k}$: Valor de AVI del tramo n a regir en 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) en base anual 2009 = 100.

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

PAI_k : Promedio del precio del aluminio, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k , cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

PCu_k : Promedio del precio del cobre, del segundo, tercer y cuarto mes anterior al mes k , cotizado en la Bolsa de Metales de Londres (London Metal Exchange, LME), correspondiente al valor Cash Seller & Settlement mensual, publicado por el Boletín Mensual de la Comisión Chilena del Cobre, en US\$/Lb.

$PF_{e,k}$: Valor del índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index – Commodities, grupo Metals and Metal Products, en el sexto mes anterior al mes k , publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

CPI_k : Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers, All Items, 1982–1984=100, CUUR0000SA0) en el Segundo mes anterior al mes k , publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EEUU.

Valores Base deben ser considerados a Diciembre de 2013.

Para el COMA la fórmula de indexación considera utilizar solamente la variación del IPC.

7. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

7.1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este capítulo fue verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Plan de Expansión adoptado para el Sistema Troncal, empleando para ello el modelo digital de análisis de la operación eléctrica en el simulador DigSILENT.

Se documentan las hipótesis de Estudio, la Metodología de Desarrollo y los resultados de los estudios destinados a verificar la estabilidad de tensión y la estabilidad transitoria.

Los análisis llevados a cabo comprenden los estados estacionarios y transitorios del sistema. En particular, el último mencionado corresponde a las simulaciones en el tiempo de situaciones transitorias debidas a perturbaciones de severidad significativa en el sistema.

El estudio se efectúa en la etapa final del Plan de Expansión en sus diversas alternativas, con el propósito de verificar las condiciones impuestas por la Norma Técnica, en los tramos que resultan más exigidos en el transcurso del desarrollo del Plan de Expansión.

Se destaca que durante la primera fase del desarrollo del Plan de Expansión, ha sido necesario determinar de manera preliminar algunos límites de transmisión que resultaron del despacho económico contemplando las series hidrológicas en los respectivos escenarios de generación. (Anexo VIII) Si bien estas verificaciones preliminares permitieron avanzar con las fases sucesivas del análisis de la conveniencia de sugerir las ampliaciones necesarias sobre el sistema de transmisión, no toman en cuenta el comportamiento detallado de la estabilidad transitoria ante diversos eventos, a fin de verificar los límites de transmisión postulados en la primera fase.

7.2. METODOLOGÍA DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS

7.2.1. NORMALIZACIÓN DE INSTALACIONES

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), para instalaciones sobre 200 [kV], indica deberán poseer interruptores monoplares para desconectar paños de líneas. Asimismo la configuración de barras de subestaciones deberá poseer redundancia suficiente para efectuar un mantenimiento de interruptor sin afectar la operación de la conexión asociada al interruptor. El esquema de barra empleado para la configuración de la subestación debe ser tal que asegure las condiciones de seguridad y calidad de servicio, luego de una contingencia de severidad 9.

La NTSyCS deja un espacio para que cada coordinado proponga un diseño adecuado que garantice aislar la falla de un elemento y no propagarla a otros elementos sanos, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias.

En ese sentido el párrafo anterior pretende hacer referencia al esquema habitualmente empleado hasta ahora en la mayoría de las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, que contempla esquemas de barra principal y transferencia, sin perjuicio de dejar abierta la adopción de otros esquemas que siendo de menor costo, como son los esquemas en anillo, son de similar confiabilidad. Básicamente, la idea en este caso es exigir esquemas que permitan efectuar mantenimiento de un interruptor sin que ello signifique tener que dejar indisponible el equipamiento principal asociado a dicho interruptor, para lo cual se puede contar con un interruptor de transferencia o un esquema con suficiente redundancia.

Por su parte la conexión en derivación a las líneas del STT, propone cambios respecto a la NT versión 2009, el texto establecía un tap-off por circuito siempre y cuando no pongan en riesgo la estabilidad del sistema y se logre una adecuada coordinación de protecciones, la Versión 2014 es más rigurosa y dispone del seccionamiento de al menos dos circuitos, eximiendo por alguna causa justificada, la factibilidad de seccionar sólo uno de ellos.

Este último párrafo adolece de ser excesivamente exigente y oneroso en el caso de instalaciones, ya sea de inyección o de retiro, que requieran conectarse en derivación a una línea del sistema troncal existente, cuando la alternativa de conectarse a la subestación terminal más próxima resulta antieconómica desde una perspectiva de evaluación conjunta.

Por los motivos anteriormente enunciados y en consideración de los artículos 10-7 y 10-18 respecto a los transitorios para la conexión en derivación a líneas del STT, la DO en un plazo de 18 meses deberá analizar y definir las medidas necesarias para adecuar las instalaciones a las nuevas disposiciones, disponiendo de un plazo a convenir para que los coordinados puedan ejecutarlas.

Al respecto, cabe considerar que el Artículo 77 de la LGSE garantiza el acceso abierto a las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, no pudiéndose negar el acceso por motivos de capacidad técnica, dado que el CDEC deberá coordinar la operación de modo que se respeten las limitaciones de las instalaciones y se mantenga el nivel aceptable de seguridad del suministro, aplicando el despacho económico de la generación sin discriminación entre los usuarios.

Los cambios promovidos fueron motivados teniendo presente que si una línea de doble circuito se encontraba operando al límite de su capacidad segura de transmisión determinada por el CDEC, la inyección en derivación de uno de los circuitos de la línea de un nuevo generador cuyo despacho es económico, en general tendrá como único efecto desplazar del despacho a otro generador existente en el extremo transmisor, aumentando el aporte de transmisión que efectúa la línea al extremo receptor (deficitario), mermando las condiciones de seguridad.

Sin perjuicio de lo anterior, en el presente Estudio de Transmisión Troncal, Anexo IX.1.; se analizó y definió puntos óptimos de conexión y soluciones de normalización de las instalaciones del STT considerando nuevos proyectos de transmisión, generación y consumo sobre la base de criterios de seguridad y calidad de servicio, de forma que las propuestas sean técnica y económicamente las más óptimas para el SI.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.1.

7.2.2. VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE BARRAS

La capacidad de barra de una Subestación corresponde a la máxima corriente que puede circular por los distintos tramos de ésta en forma permanente, de manera que no se sobrepasen tanto los límites térmicos y constructivos propios de las instalaciones como restricciones operativas del sistema.

Dada la información entregada por los coordinados, se realizó un análisis de las capacidades de todas las barras troncales, con el objetivo de dilucidar los posibles refuerzos que pudieran necesitar cada subestación, así como los plazos de ejecución. Todo lo anterior debido a las nuevas obras troncales propuestas en este Informe, que implican aumentos en las transmisiones.

La verificación se realizó para los tres casos bajo estudio, escenario Interconexión Base, escenario Interconexión Alternativo y escenario Interconexión Andino, considerando las transmisiones proyectadas para el periodo 2015 – 2023.

Se realizó un levantamiento de la información recibida (Anexo 2), específicamente con la configuración, tipo de conductor y diseño (número de conductores por fase), de cada barra Troncal.

La metodología empleada se basó en la información de la salida del software OSE2000, en particular los archivos de balance de barras, compuestos por todas las barras implicadas en el estudio. Cada una de estas barras contiene la siguiente información:

- Demanda asociada (BarDem);
- Generación, con el nombre y tipo de tecnología de la Central inyectando (CenPas, CenServ, CenTer, etc.);
- Líneas que inyectan potencia a la barra (LinFluIny);
- Líneas que retiran potencia de la barra (LinFluRet) y

- Las pérdidas asociadas (LinPerEmi, LinPerRec).

Los resultados se basaron en la LCK, donde la suma de las variables anteriores es cero. Entonces, el instante con mayor exigencia para la barra analizada, será cuando el resultado de la suma de todos los flujos que entran o salen de la barra sea máximo.

Por lo tanto, considerando el procedimiento descrito, se determinó el flujo para cada bloque de demanda bajo los escenarios hidrológicos seco, medio y húmedo (39, 12, 21; respectivamente). Luego se toma el dato mayor en todo el periodo analizado (por año), y se compara con la capacidad nominal de la barra a 25 °C.

Dado que el análisis es en primera instancia, el criterio que se utiliza para diagnosticar que la barra se debe reforzar, será cuando esta supere su capacidad en un 150%.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.2.

7.2.3. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITOS

Para la realización del estudio, se consideró los siguientes supuestos:

- Durante el tiempo de duración del cortocircuito no existe cambio en el tipo de cortocircuito, esto es, un cortocircuito trifásico permanece trifásico y un cortocircuito monofásico permanece monofásico durante todo el tiempo del cortocircuito;
- Durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existen cambios topológicos en la red;
- La impedancia de los transformadores es referida a la posición nominal del cambiador de tomas. No obstante, el cálculo de corrientes de cortocircuito debe considerar un factor de corrección que represente a la posición del cambiador de tomas que dé origen a la menor impedancia de cortocircuito;
- Las magnitudes de la resistencia del arco del cortocircuito y de la impedancia de falla se consideran despreciables; y

- No se consideran: las capacitancias de las líneas, las admitancias shunt y las cargas estáticas (no-rotatorias), excepto las correspondientes a la red de secuencia cero del sistema.

La metodología empleada es la que se indica en la normativa vigente (NTSyCS Julio 2014), en su Anexo Técnico N°1.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.3.

7.2.4. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se evaluó el impacto que provoca en el SI, en sus variables de frecuencia, tensión, ángulos, flujos, amortiguamiento, etc., la incorporación de las nuevas instalaciones. Se trata de una evaluación dinámica, de análisis en el tiempo, que analiza como diversas contingencias, incluyendo aquellas aplicadas directamente sobre las nuevas instalaciones impactan el comportamiento dinámico del SI.

Se efectuarán análisis de simulaciones dinámicas para los mismos escenarios desarrollados en el Estudio Estático.

En términos más específicos, y considerando lo establecido en la NTSyCS, las simulaciones involucran:

- I. Para cada contingencia se evalúa el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromagnéticas para el tiempo de despeje que procura el mayor impacto en el sistema tiempo de protecciones más interruptor, según artículo 5-44 y 5-45.
- II. Para cada contingencia, se determina la estabilidad transitoria de las unidades generadoras del SI, a través de la medida del ángulo de rotor respecto de una unidad de referencia. Según artículo 5-50.
- III. En cada simulación se registrarán las tensiones en barras principales del SI y las variaciones que experimenta la frecuencia.

Los estudios consideran como condiciones iniciales las correspondientes al Estado Normal

Puesto que el objetivo es verificar la viabilidad de la operación del sistema que resulta de la aplicación del Plan de Expansión, se evalúa si se cumplen los requisitos especificados en la Norma Técnica para los estados operativos con máxima transmisión en ambos sentidos del flujo en el tramo. No se exploran otros estados operativos para determinar el límite superior del tramo. Los estados operativos citados, comprenden el examen de las condiciones operativas en todo el periodo del estudio.

En caso que las evaluaciones de detalle demuestren límites inferiores al máximo transporte contemplado en los despachos económicos, se calculan dichos límites y se evalúan los recursos de control de emergencia necesarios para operar las líneas hasta el máximo transporte contemplado en los despachos económicos. Estos esquemas de emergencia sólo intervendrían cuando simultáneamente se cumpla que:

- El transporte por el tramo supere el límite calculado, y
- Se detecta la presencia de una falla que demanda la intervención del automatismo;

La evaluación del amortiguamiento en post-falla para la verificación de la NTSyCS se realiza para las oscilaciones del tipo interáreas, descartando la primera oscilación, donde se presentan fuertes no linealidades y las acciones de los estabilizadores no es significativa, y descartando también las frecuencias altas que podrían enmascarar problemas numéricos, activación/desactivación de límites de los componentes de control, etc., y cuyo examen excede al ámbito del estudio. Las oscilaciones interáreas componen la mayor amplitud de las oscilaciones con menos amortiguamiento, y de allí el mayor interés por su análisis.

Se simulan contingencias simples de severidad 4 en cada tramo del sistema de transmisión troncal en que ellas son aplicables. La capacidad máxima que se determina para cada tramo verifica el cumplimiento de los Artículos 5-41, 5-43, 5-44 y 5-47 de la NTSyCS y en particular el Artículo 5. Se tendrá en cuenta que en las simulaciones de perturbaciones de severidad 3 y 4 no intervengan los esquemas de defensa tipo EDAC, EDAG o ERAG. Si es admisible que el EDAC utilizado como recurso para el control de una Contingencia Simple sólo puede ser de subfrecuencia y/o subtensión.

Los análisis y resultados se presentan en Anexo IX.3.

7.2.5. SEVERIDAD 9

La nueva NTSyCS publicada en Julio del 2014, considera nueva contingencias extremas como es la severidad 9. En la misma norma se estipula lo siguiente:

“Severidad 9: Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.”

Ademas:

“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. Lo anterior no es exigible a alimentadores no enmallados o de uso exclusivo de Clientes Libres.

La configuración específica de las nuevas subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, así como 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.

En el caso de ampliación de subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 9 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 previo a la autorización de la conexión.”

La metodología empleada será dejar fuera de servicio la sección de barra que produzca el peor escenario posible, para analizar las variables estáticamente y concluir si la falla se propagó al sistema. Por lo tanto las subestaciones con configuración de interruptor y medio no se realiza la contingencia de severidad 9, ya que automáticamente ante una falla, toma la diagonal.

Teniendo presente lo anterior, se detallan las barras bajo análisis de Severidad 9 del SIC:

- i. S/E Diego de Almagro
- ii. S/E Carrera Pinto
- iii. S/E San Andrés
- iv. S/E Cardones
- v. S/E Maitencillo
- vi. S/E Don Goyo
- vii. S/E La Cebada
- viii. S/E Las Palmas
- ix. S/E Los Vilos
- x. S/E Quillota
- xi. S/E Los Maquis
- xii. S/E Lampa
- xiii. S/E Cerro Navia
- xiv. S/E Chena
- xv. S/E Candelaria
- xvi. S/E Polpaico 220 y 500 [kV]
- xvii. S/E Alto Jahuel 220 y 500 [kV]
- xviii. S/E Charrúa 220 y 500 [kV]
- xix. S/E Ancoa 220 y 500 [kV]
- xx. S/E Mulchén
- xxi. S/E Temuco
- xxii. S/E Cautín
- xxiii. S/E Valdivia

- xxiv. S/E Rahue
- xxv. S/E Puerto Montt

Los análisis de cumplimiento de Severidad 9 para las S/E Troncales del SING:

- i. S/E Lagunas
- ii. S/E Atacama
- iii. S/E Encuentro
- iv. S/E Crucero
- v. S/E Domeyko
- vi. S/E Laberinto

Los análisis y resultados para SIC y SING se presentan en Anexo IX.4.

7.2.6. SEVERIDAD 8

La nueva NTSyCS publicada en Julio del 2014, considera nueva contingencias extremas como es la severidad 8.

En el marco de la revisión de instalaciones de transmisión troncal, se abarcan los tramos de transformación cuya tensión secundaria sea superior a 200 [kV].

En este sentido se entiende como tramos de transformación troncal, los bancos de autotransformadores 220/500 [kV] dispuestos en las SS/EE Polpaico, Alta Jahuel, Ancoa y Charrúa y los próximos a instalarse por decreto en las SS/EE del norte del SIC como son Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), para instalaciones sobre 200 [kV] sean ellas pertenecientes al STT, STx o STA, hace la distinción entre dos categorías de instalaciones: las subestaciones existentes y las que se incorporan al ST o bien son ampliadas y/o modificadas, otorgando más flexibilidad para aquellas existentes que no sean tramos troncales.

En el caso de subestaciones existentes no troncales se admiten el uso de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias para controlar e impedir se propague la falla a otras instalaciones no falladas, otorgando un periodo transitorio de 18 meses para que la DO analice y defina las medidas necesarias para que la falla de Severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas.

Para subestaciones que se incorporan al sistema interconectado o bien son ampliadas y/o modificadas posterior a la publicación de la NT, se admite el uso para el control de la falla, sólo la utilización de Recursos Generales. En ese sentido el Coordinado interesado en incorporar o modificar una instalación deberá realizar un estudio basado en los criterios de requisitos técnicos mínimos de las instalaciones que se conectan al SI, lo mismo aplica si realiza una ampliación o modificación y por tanto deberá normalizar toda la subestación.

Basado en la definición de la NT, existen dos tipos de contingencias, las que pueden ser controladas con Recursos Generales de Control de Contingencia, enmarcadas como Contingencias Simples, y las que no pueden ser controladas con el uso de Recursos Generales, debiendo aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total, entendiendo que la contingencia no puede ser controlada cuando esta se propaga a las restantes instalaciones del SI.

Por su parte las contingencias extremas se consideran como fallas de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o mas instalaciones, especificando para estos efectos fallas de baja probabilidad de ocurrencia "a las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barra (severidades 8 y 9).

Por los motivos descritos en los párrafos anteriores la NT deja un espacio para calificar de Contingencias Extremas la Severidad 8 de transformadores en subestaciones existentes. En caso contrario se establece en el Artículo 5-37 que la DO deberá considerar de tipo Contingencia Simple logrando al final de la falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia.

En resumen, los análisis desarrollados se supondrán admisible para instalaciones existentes o nuevas solo el uso de Recursos Generales para controlar e impedir se propague la falla a otras instalaciones no falladas, en caso que sea necesario utilizar Recursos Adicionales se supondrá como plazo máximo para normalizar las instalaciones hasta el año 2018, a excepción que durante ese periodo el coordinado efectue una modificación u obra de ampliación de los tramos de transformación, se entiende la nueva incorporación trae consigo la normalización de todos los tramos existentes en dicha subestación.

7.3. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

De los resultados obtenidos sobre los escenarios evaluados se concluye que:

1. Las diversas expansiones propuestas cumplen con los requisitos de la Normativa en cuanto a la estabilidad de frente a perturbaciones.
2. El comportamiento del sistema en la fase post-falla es aceptable, las tensiones en las diferentes subestaciones se recuperan sin problemas lo que demuestra una buena disponibilidad de recursos para el control de la potencia reactiva.
3. Asimismo para las oscilaciones de potencia en los principales enlaces del SING se observa que son mitigadas en general con un factor superior a los exigidos por la Normativa
4. En relación a los aspectos mencionados arriba se hace presente que en esta fase de diseño se han deshabilitado u modificado una serie de controladores cuyos parámetros introducen problemas de convergencia. En particular, se han identificado las unidades que presentan inconvenientes en modelación, ya sea entre el regulador de tensión, el dispositivo estabilizante PSS y el generador.

7.4. OBRAS PROPUESTAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE NTSYCS

En virtud de los estudios realizados, nombrados en los párrafos anteriores, el consultor realiza su propuesta de proyectos los cuales aportan a dar cumplimiento a las disposiciones normativas. Se han tenido en cuenta los resultados de las verificaciones, información de las obras y proyectos relacionados y un conjunto de variables y consideraciones: técnicas y de diseño, operativas y ambientales para converger a la solución óptima y viable para la concreción de los proyectos que se indican a continuación:

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
1	SIC	Lateral Norte	Don Goyo	Normalización S/E Don Goyo	Seccionamiento completo del Circuito Don Goyo - Las Palmas más paños para interconectar los proyectos Talinay y Monte Redondo, en tecnología AIS	Ampliación	Arrayán	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
2	SIC	Lateral Norte	La Cebada	Normalización S/E La Cebada	Seccionamiento completo del Circuito Pan de Azúcar - La Cebada más paños para interconectar los proyectos Talinay y Monte Redondo, en tecnología GIS	Ampliación	EPM (PE Los Cururos)	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
3	SIC	Centro	El Llano	Normalización S/E El Llano	Normalización de Tap Off El Llano mediante seccionamiento completo de la línea entre S/E Polpaico y Los Maquis	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
4	SIC	Centro	Lampa	Normalización S/E Lampa	Normalización de Tap Off Lampa mediante construcción de S/E Nueva Lampa con seccionamiento completo de la línea 2x220 [kV] Polpaico - Cerro Navia	Nueva	Licitación	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
5	SIC	Centro	Santa Marta	Normalización Tap Off Santa Marta	Retiro de Tap Off Santa Marta y realizar conexión a S/E Chena	Nueva	Santa Marta	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
6	SIC	Lateral Sur	Pichirrahue	Normalización Tap Off Pichirrahue	Retiro de Tap Off Santa Marta y realizar conexión a S/E Rahue	Nueva	Central Rucatayo	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
7	SIC	Lateral Sur	El Rosal	Normalización S/E El Rosal	Normalización de Tap Off El Rosal mediante seccionamiento de la línea Charrúa - Duqueco	Ampliación	Eólica Monte Redondo	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
8	SIC	Lateral Norte	Cardones	Cambio Interruptor paño J4 S/E Cardones	Reemplazo de 52J4 tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
9	SIC	Lateral Norte	Cardones	Nueva sección de barra S/E Cardones	Construcción de una tercera sección de barra de 220 [kV] acoplada por paño seccionador, para normalizar la conexión de los circuitos provenientes de S/E Maitencillo y a futuro los de Diego de Almagro por decreto	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Severidad 9	IX.4 Severidad 9
10	SIC	Lateral Norte	Maitencillo	Nueva sección de barra S/E Maitencillo	Construcción de una tercera sección de barra de 220 [kV] acoplada por paño seccionador, para normalizar la conexión de los circuitos provenientes de S/E Cardones	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Severidad 9	IX.4 Severidad 9
11	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño JT5 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño del transformador 220-13,2 KV 40 MVA CER N°2 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
12	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño JT6 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño del transformador 220-13,2 KV 40 MVA CER N°1 a la barra de transferencia	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
13	SIC	Lateral Norte	Pan de Azúcar	Conexión a barra de transferencia paño J5 S/E Pan de Azúcar	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J5 CCEE 75 MVAR a la barra de transferencia	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
14	SIC	Centro	Polpaico	Conexión a barra de transferencia paño J12 S/E Polpaico	Incorporar la aparamenta necesaria para conectar el paño Los Maquis a la barra de transferencia	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
15	SIC	Centro	Polpaico	Conexión a barra de transferencia paño JT4 S/E Polpaico	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño CER a la barra de transferencia	Ampliación	Transelect	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
16	SIC	Centro	Los Maquis	Nueva sección de barra S/E Los Maquis	Inserción y realización del seccionamiento de la barra de 220 [kV] S/E Los Maquis	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Severidad 9	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
17	SIC	Centro	Los Maquis	Nueva barra de transferencia S/E Los Maquis	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Obras y Desarrollo S.A. (Colbún)	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
18	SIC	Centro	Chena	Nueva barra de transferencia S/E Chena	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
19	SIC	Lateral Sur	Temuco	Nueva sección de barra S/E Temuco	Realización del seccionamiento de la barra de 220 [kV] S/E Temuco	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Severidad 9	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
20	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño J3 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J3 Maipo circuito N°2 a la barra de transferencia	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
21	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JCE2 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JCE2 CCEE de 50 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
22	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JCE1 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JCE1 CCEE de 65 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
23	SIC	Centro	Alto Jahuel	Conexión a barra de transferencia paño JZ3 S/E Alto Jahuel	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JZ3 reactor 91 [MVAR] a la barra de transferencia	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
24	SIC	Centro	Alto Jahuel	Incorporación de desconectores a la barra de transferencia del autotransformador de reserva S/E Alto Jahuel	Implementación de desconectores para la transferencia del autotransformador de reserva en forma automática	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Severidad 8	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
25	SIC	Centro	Maipo	Nueva barra de transferencia S/E Maipo	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Chilectra	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
26	SIC	Lateral Sur	Temuco	Conexión a barra de transferencia paño JT4 S/E Puerto Montt	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño JT4 CER a la barra de transferencia	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
27	SIC	Centro	Ancoa	Conexión a barra de transferencia paño J9 S/E Ancoa	Implementación de equipos para proveer la conexión del paño J9 LTx 1x220 [kV] Ancoa – Colbún a la barra de transferencia	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
28	SIC	Lateral Norte	Diego de Almagro	Ampliación de barra S/E Diego de Almagro	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 500 [MVA]	Ampliación	Transec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
29	SIC	Lateral Norte	Carrera Pinto	Ampliación de barra S/E Carrera Pinto	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 470 [MVA]	Ampliación	Transec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SIC

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
30	SIC	Lateral Norte	San Andres	Ampliación de barra S/E San Andres	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 480 [MVA]	Ampliación	SunEdison	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
31	SIC	Lateral Norte	Cardones	Ampliación de barra S/E Cardones	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 780 [MVA]	Ampliación	Transec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SIC
32	SIC	Lateral Norte	Maitencillo	Ampliación de barra S/E Maitencillo	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1080 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
33	SIC	Lateral Norte	Pan de Azucar	Ampliación de barra S/E Pan de Azucar	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 550 [MVA]	Ampliación	Transec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
34	SIC	Centro	Quillota	Ampliación de barra S/E Quillota	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1800 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
35	SIC	Centro	Polpaico	Ampliación de barra S/E Polpaico 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 2050 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
36	SIC	Centro	Cerro Navia	Ampliación de barra S/E Cerro Navia	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1400 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
37	SIC	Centro	Chena	Ampliación de barra S/E Chena	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1000 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
38	SIC	Centro	Alto Jahuel	Ampliación de barra S/E Alto Jahuel 500 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3050 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
39	SIC	Centro	Alto Jahuel	Ampliación de barra S/E Alto Jahuel 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1900 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
40	SIC	Centro	Ancoa	Ampliación de barra S/E Ancoa 500 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3100 [MVA]	Ampliación	Transec	2018	Sobrecarga de la barra actual para el año 2018	IX.2 Capacidad de Barra SIC
41	SIC	Centro	Ancoa	Ampliación de barra S/E Ancoa 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 1100 [MVA]	Ampliación	Transec	2017	Sobrecarga de la barra actual para el año 2017	IX.2 Capacidad de Barra SIC
42	SIC	Sur	Itahue	Ampliación de barra S/E Itahue	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 550 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
43	SIC	Sur	Charrúa	Ampliación de barra S/E Charrúa 220 [kV]	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 3100 [MVA]	Ampliación	Transec	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SIC
44	SING	Centro	Antucoya	Normalización Tap Off Antucoya	Retiro de Tap Off Antucoya y realizar conexión a S/E Sierra Gorda	Nueva	Minera Antucoya	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
45	SING	Sur Costa	O'Higgins	Reformulación Proyecto EWS para S/E O'Higgins	Ampliación S/E O'Higgins en GIS configuración doble barra más transferencia y transferencia para el paño Domeyko en barra 220 [kV] existente	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Artículo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
46	SING	Sur	HPPS2	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS2	Nueva S/E HPPS2 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Artículo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
47	SING	Sur Cordillera	HPPS3	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS3	Nueva S/E HPPS3 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Artículo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
48	SING	Sur Cordillera	HPPS4	Reformulación Proyecto EWS para S/E HPPS4	Nueva S/E HPPS4 en GIS configuración doble barra más transferencia	Nueva	MEL	2015	Proyecto propio reformulado por Aplicación Artículo 3-24.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
49	SING	Centro	María Elena	Normalización S/E María Elena	Seccionamiento completo del Circuito 2x220 [kV] Crucero - Lagunas con configuración doble barra más transferencia	Ampliación	SunEdison	2018	Aplicación Artículo 3-24, seccionamiento STT.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
50	SING	Norte	Pozo Almonte	Nueva barra de transferencia S/E Pozo Almonte	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Transec	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
51	SING	Sur Cordillera	Sulfuros	Nueva barra de transferencia S/E Sulfuros	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
52	SING	Sur Cordillera	Escondida	Nueva barra de transferencia S/E Escondida	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
53	SING	Sur Cordillera	Escondida	Cambio Interruptor e incorporación de desconectador al paño J1 S/E Escondida	Normalización paño J1 mediante reemplazo de 52J1 Domeyko tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas e incorporación de desconectador lado barra	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
54	SING	Sur Cordillera	Escondida	Cambio Interruptor paño J2 S/E Escondida	Reemplazo de 52J2 Nueva Zaldívar tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	MEL	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
55	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Cambio Interruptor paño J1 S/E Nueva Zaldívar	Reemplazo de 52J1 Laberinto C1 tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
56	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Cambio Interruptor paño J8 S/E Nueva Zaldívar	Reemplazo de 52J8 Seccionador de barra tripolar por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
57	SING	Sur Cordillera	Nueva Zaldívar	Nueva barra de transferencia S/E Nueva Zaldívar	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
58	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Nueva barra de transferencia S/E Laberinto	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
59	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J1 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J1 Reactor por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
60	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J2 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J2 Crucero 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
61	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J3 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J3 Seccionador por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
62	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J6 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J6 El Cobre por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
63	SING	Sur Cordillera	Laberinto	Cambio Interruptor paño J7 S/E Laberinto	Reemplazo de 52J7 Nueva Zaldívar 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas	Ampliación	Aes Gener	2018	Aplicación Artículo 3-24, apertura monopolar.	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
64	SING	Sur Cordillera	El Cobre	Nueva barra de transferencia S/E El Cobre	Construcción de barra de transferencia y paño acoplador	Ampliación	Edelnor	2018	Aplicación Artículo 3-24, redundancia por mantenimientos	IX.1 Normalización Instalaciones Troncales
65	SING	Centro	Crucero	Ampliación de barra S/E Crucero	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 810 [MVA]	Ampliación	E-CL	2015	Sobrecarga de la barra actual para el año 2015	IX.2 Capacidad de Barra SING
66	SING	Centro	Encuentro	Ampliación de barra S/E Encuentro	Aumento de capacidad de la barra, a una potencia mínima de 650 [MVA]	Ampliación	Transec	2016	Sobrecarga de la barra actual para el año 2016	IX.2 Capacidad de Barra SING
67	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño JT5	Reemplazo de 52JT5 Charrúa TR5 525/230/66 kV - 750 MVA por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
68	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño JT6	Reemplazo de 52JT6 Charrúa TR6 525/230/66 kV - 750 MVA por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
69	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J23	Reemplazo de 52J23 Charrúa - Mulchén 220 kV C1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
70	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J3	Reemplazo de 52J3 Charrúa - Mulchén 220 kV C2 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
71	SIC	Lateral Sur	Charrúa	Cambio Interruptor paño J15	Reemplazo de 52J15 Charrúa - Lagunillas 220 kV por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2023	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
72	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JJ3	Reemplazo de 52J3 Maipo 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
73	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JS	Reemplazo de 52JS Seccionador por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos

N°	Sistema Interconectado	Zona	S/E	Nombre del Proyecto	Descripcion general	Tipo de Obra	Responsable	Fecha	Razon que justifica el proyecto	Anexo Vinculado
74	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J10	Reemplazo de 52J10 Maipo 2 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
75	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JCE1	Reemplazo de 52JCE1 Banco CCEE 1 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
76	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J6	Reemplazo de 52J6 Chena 3 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
77	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño JZ3	Reemplazo de 52JZ3 Reactor 3 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
78	SIC	Centro	Alto Jahuel	Cambio Interruptor paño J7	Reemplazo de 52J7 Chena 4 por interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y capacidad de al menos 63 kA	Ampliación	Transec	2018	Estudio de Cortocircuito, Interruptor Sobrepasado en su capacidad	IX.3 Estudios Electricos
79	SIC	Lateral Norte	Polpaico	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Polpaico - Nva. Pan de Azúcar por efecto Ferranti en S/E Polpaico	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Polpaico a 2x225 [MVar] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
80	SIC	Lateral Norte	Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Polpaico - Nva. Pan de Azúcar por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar a 2x225 [MVar] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
81	SIC	Lateral Norte	Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Pan de Azúcar - Nva. Maitencillo por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Pan de Azúcar a 2x175 [MVar] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
82	SIC	Lateral Norte	Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Pan de Azúcar - Nva. Maitencillo por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo a 2x175 [MVar] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
83	SIC	Lateral Norte	Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Maitencillo - Nva. Cardones por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Maitencillo a 2x75 [MVar] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos
84	SIC	Lateral Norte	Nueva Cardones	Rediseño Compensación Shunt LT 2x500 [kV] Nva. Maitencillo - Nva. Cardones por efecto Ferranti en S/E Nueva Cardones	Rediseño Compensación Shunt por efecto Ferranti en S/E Nueva Cardones a 2x75 [MVar] en cada extremo de línea	Ampliación	ISA	2018	Estudios Electricos determinaron insuficiencia de compensacion shunt	IX.3 Estudios Electricos

7.5. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

En relación a los Índices de Continuidad FMIK y TMIK, se ha encontrado que la existencia de redundancia en casi todos los tramos del Sistema de Transmisión, y en los puntos de alimentación desde el Sistema de Transmisión a redes de subtransmisión, hacen poco probable la ocurrencia de fallas que conduzcan a pérdidas de carga en los nodos, y por tanto no resulta relevante su cálculo a la luz de los índices tolerados en las normas.