
ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL

2015 – 2018

INFORME 3 PRELIMINAR

Revisión 2

Desarrollado por:

CONSORCIO MERCADOS INTERCONECTADOS

1 DE DICIEMBRE DE 2014

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	8
1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS.....	10
1.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN	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. ESCENARIOS.....	22
2.2.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE	22
2.2.2. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ALTERNATIVO.....	25
2.2.3. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ANDINO.....	28
2.3. MODELOS Y REPRESENTACIÓN DE LOS SISTEMAS	31
3. FORMULACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN POR ESCENARIO.....	32
3.1. GENERALIDADES.....	32
3.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN EL SING.....	33
3.3. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES PROPUESTOS ...	37
3.3.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE	38
3.3.2. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ALTERNATIVO.....	41
3.3.3. ESCENARIO INTERCONEXIÓN ANDINO.....	44

3.4. HISTOGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA POR TRAMOS TRONCALES.....	47
4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN	84
4.1. CONSIDERACIONES GENERALES	84
4.2. Prospecto de Proyectos de Transmisión	85
4.2.1. SIC	85
4.2.1.1. Obra de Ampliación 1x220 [kV] Diego de Almagro -> Cardones 260 [MVA] ...	85
4.2.1.2. Nueva Obra 2x220 [kV] Diego de Almagro -> San Andrés -> Nueva Cardones 290 [MVA] Tendido Primer Circuito	85
4.2.1.3. Obra de Ampliación Rediseño Compensación Serie LTx Cardones – Polpaico 2x500 [kV]	86
4.2.1.4. Nueva Obra Seccionamiento línea 2x500 [kV] Maitencillo – Pan de Azúcar en Punta Colorada	86
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] .	87
4.2.1.6. Nueva Obra 2x500 [kV] Alto Jahuel -> Los Almendros -> Polpaico 1800 [MVA] Tendido Primer Circuito	88
4.2.1.7. Nueva Obra 2x500 [kV] Alto Jahuel -> Lo Aguirre -> Polpaico 1800 [MVA] Tendido Primer Circuito	89
4.2.1.8. Nueva Obra 2x500 [kV] Nueva Charrúa -> Loncoche 2500 [MVA] Energizado en 220 [kV]	89
4.2.1.9. Nueva Obra 2x500 [kV] Loncoche -> Pichirropulli 1500 [MVA] Energizado en 220 [kV]	90
4.2.1.10. Línea Interconexión Andina HVDC 500 [kV] 1500 [MW]	91
4.2.2. SING.....	91
4.2.2.1. Nueva Obra 2x220 [kV] Laberinto -> El Cobre 360 [MVA] Tendido Primer Circuito	91

4.2.2.2.	Nueva Obra 2x220 [kV] Domeyko -> Escondida 245 [MVA] Tendido Primer Circuito	92
4.2.2.3.	Nueva Obra 2x220 [kV] Lagunas -> Pozo Almonte 600 [MVA]	92
4.2.2.4.	Obra Nueva Subestación Cerro Fortuna	92
4.3.	CRITERIOS BÁSICOS PARA LA DEFINICIÓN DE LÍMITES OPERACIONALES DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN	95
5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SENSIBILIDADES DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.	97
5.1.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	97
5.1.1.	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	97
5.1.2.	RESULTADOS POR ESCENARIO DE EXPANSIÓN	98
5.2.	SENSIBILIDADES DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN	100
5.2.1.	DEFINICIONES DE LOS ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD	100
5.2.2.	RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD	103
6.	OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO POR ESCENARIO	120
6.1.	GENERALIDADES	120
6.2.	CLASIFICACIÓN DE LAS OBRAS	121
6.2.1.	ANTECEDENTES	121
6.2.2.	CRITERIO ADOPTADO	121
6.3.	OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2015-2018	123
6.4.	VI, AVI Y COMA DE LAS EXPANSIONES RECOMENDADAS	124
7.	VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA Y CALIDAD DE SERVICIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN	127
7.1.	INTRODUCCIÓN	127
7.2.	METODOLOGÍA DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS	128
7.2.1.	Normalización de Instalaciones	128

7.2.2.	Verificación de la Capacidad de Barras	130
7.2.3.	Estudios de Cortocircuitos	131
7.2.4.	Estudios de Estabilidad Transitoria	132
7.3.	CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS	134
7.4.	INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO	135

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 12 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 cinco escenarios evaluados en el estudio. Los primeros tres escenarios involucran la interconexión SING-SIC, incluyendo en uno de los casos una línea de transmisión internacional. Por otra parte, se presentan dos escenarios en que no se realiza la unión de los dos sistemas chilenos. 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 sensibilidades 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
- ANEXO XII: Inversiones en transmisión y generación

1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y PROPUESTOS

1.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN

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
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
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 Crucero Encuentro (secciona línea Crucero – Encuentro 220 [kV])	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

Central	Barra de conexión	MW	Fecha entrada	Tipo
Aurora	8.5 km al oeste de Llanquihue, en línea de 220 kV	78	S/I	Eólica
San Manuel	Los Angeles 154 kV	27	S/I	Eólica
Javiera	Seccionamiento Diego de Almagro - Taltal 110 kV	69	01/12/2014	Solar
Estancia Déano	Seccionamiento Maitencillo - Cardones 220 kV	102	01/04/2015	Solar
Los Aromos	Seccionamiento Las Vegas - Polpaico 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. ESCENARIOS

2.2.1. 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. Se observa que en el largo plazo este valor tiende a 100 [US\$/MWh].

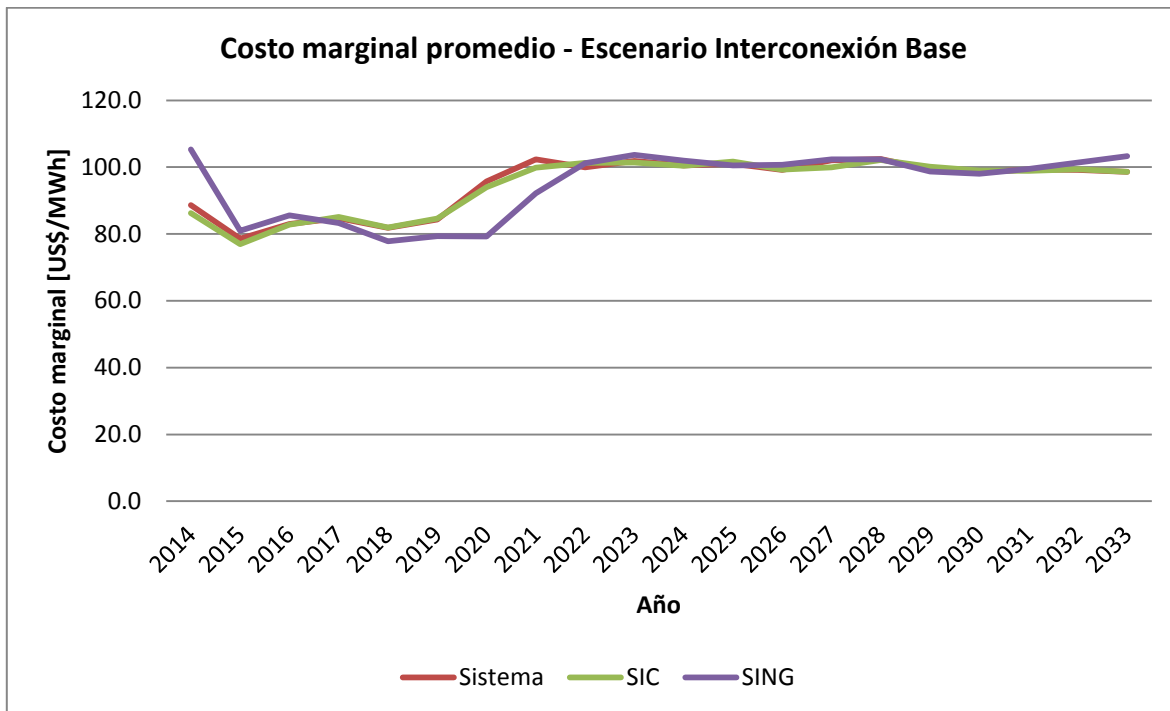


Figura 1. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Base

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	86.3	105.3	88.6
2015	77.0	81.0	78.6
2016	82.8	85.6	83.0
2017	85.1	83.2	84.7
2018	81.9	77.8	81.9
2019	84.6	79.4	84.3
2020	94.0	79.3	95.7
2021	99.8	92.2	102.4
2022	101.3	101.2	99.9
2023	101.4	103.7	101.8
2024	100.4	102.0	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	98.7	99.2

Año	Costo marginal promedio SIC [US\$/MWh]	Costo marginal promedio SING [US\$/MWh]	Costo marginal promedio Sistema [US\$/MWh]
2030	99.0	98.0	98.5
2031	98.9	99.4	99.3
2032	99.4	101.4	99.2
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 por fallas y restricciones de transmisión, 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 [GWh]
2014	780	1344	0
2015	642	1393	0
2016	522	1327	0
2017	512	1318	0.1
2018	307	1315	2.4
2019	147	1370	0.1
2020	152	1401	0.4
2021	154	1562	0
2022	158	1584	0
2023	175	1640	0.3
2024	175	1601	0
2025	199	1682	0.8
2026	199	1835	1.0
2027	234	1908	0.3
2028	251	1960	2.0
2029	252	2079	0.2
2030	284	2443	0.0
2031	295	2605	0.6
2032	277	2569	0.4
2033	279	2799	0

2.2.2. 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 18. 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 en desmedro de centrales que operan con GNL, respecto al Escenario Base.

Los costos marginales 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].

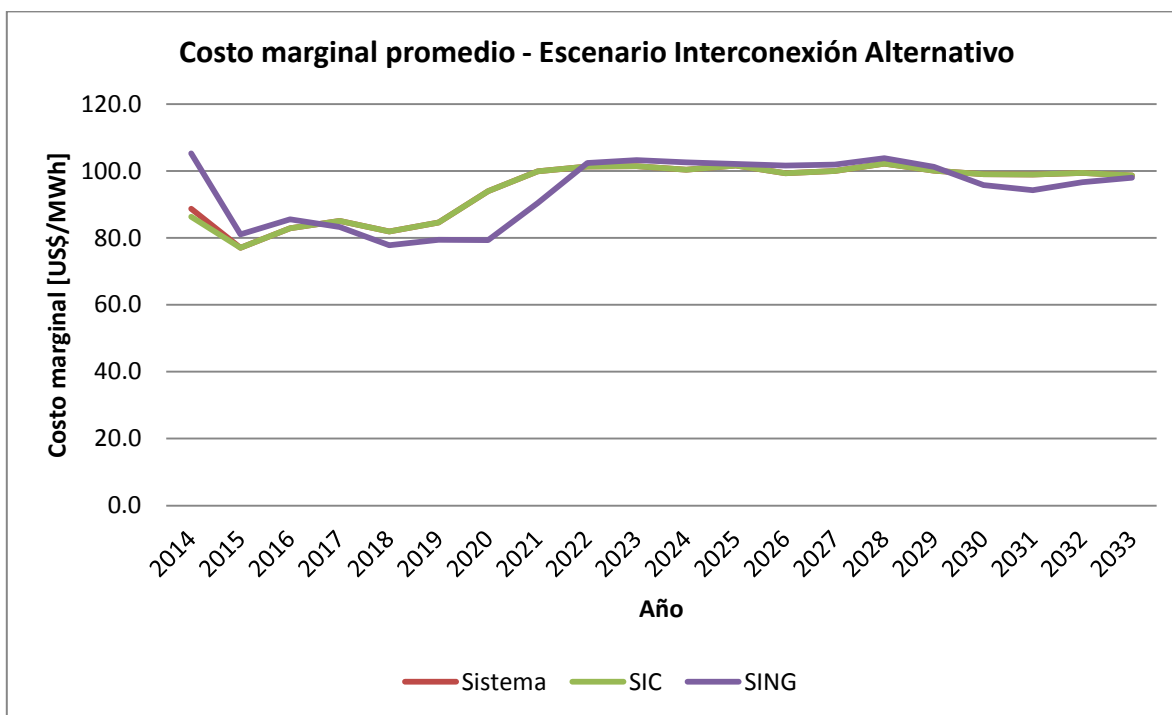


Figura 2. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Alternativo

Tabla 19. 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	86.3	105.3	88.7
2015	77.0	81.0	77.0
2016	82.8	85.6	82.8
2017	85.1	83.2	85.1
2018	81.9	77.8	81.9
2019	84.6	79.4	84.6
2020	94.0	79.3	94.0
2021	99.8	90.4	99.8
2022	101.3	102.4	101.3
2023	101.4	103.3	101.4
2024	100.4	102.5	100.4
2025	101.6	102.1	101.6
2026	99.3	101.6	99.3
2027	99.9	101.9	99.9
2028	102.1	103.8	102.1
2029	100.1	101.2	100.1
2030	99.0	95.7	99.0
2031	98.9	94.2	98.9
2032	99.4	96.6	99.4
2033	98.6	98.0	98.6

Tabla 20. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Alternativo

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	771	1346	0
2015	637	1391	0
2016	524	1329	0
2017	508	1317	0.1
2018	315	1322	2.5
2019	139	1358	0.3
2020	150	1404	0.5
2021	148	1542	0.0
2022	160	1594	1.1
2023	166	1628	0.5
2024	177	1719	0
2025	201	1846	0.4
2026	208	2008	0.7
2027	223	2081	0.4
2028	239	2127	1.2
2029	262	2312	0.5
2030	300	2417	1.6
2031	354	2688	2.7
2032	338	2692	0.9
2033	314	2778	0.4

2.2.3. 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 21. 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 22. 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 23. 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 costos marginales 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.

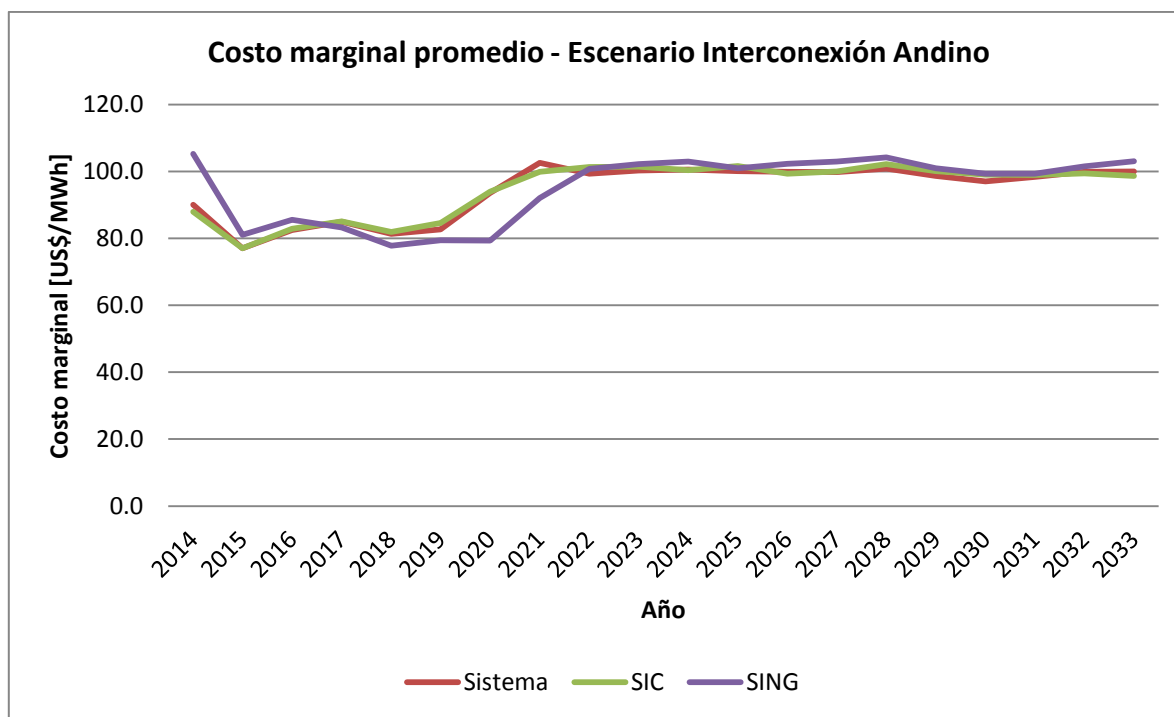


Figura 3. Costo marginal promedio de sistema - Escenario Interconexión Andino

Tabla 24. 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	87.9	105.3	90.1
2015	77.0	81.0	77.0
2016	82.8	85.6	82.5
2017	85.1	83.2	85.0
2018	81.9	77.8	81.3
2019	84.6	79.4	82.7
2020	94.0	79.3	93.6
2021	99.8	92.0	102.5
2022	101.3	100.8	99.3
2023	101.4	102.1	100.2
2024	100.4	102.9	100.6
2025	101.6	100.9	100.1
2026	99.3	102.2	99.9
2027	99.9	103.0	99.8
2028	102.1	104.2	100.9
2029	100.1	100.9	98.6
2030	99.0	99.3	97.0
2031	98.9	99.3	98.4
2032	99.4	101.5	99.9
2033	98.6	103.0	100.0

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

Tabla 25. Ingresos tarifarios, pérdidas y energía no suministrada por año - Escenario Interconexión Andino

Año	Ingreso tarifario esperado [MMUS\$]	Pérdidas esperadas [GWh]	Energía no suministrada [GWh]
2014	776	1344	0
2015	637	1392	0
2016	532	1326	0
2017	518	1316	0.2
2018	306	1318	2.5
2019	137	1369	0.1
2020	148	1405	0.2
2021	151	1549	0.1
2022	158	1587	0.5
2023	164	1620	0.3
2024	171	1658	0.4
2025	193	1750	1.0
2026	210	1983	0.8
2027	232	2137	0.3
2028	243	2282	0.6
2029	544	2112	0.5
2030	633	2387	0.3
2031	328	2846	0.1
2032	325	2834	0.4
2033	337	3058	0.5

2.3. 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 adecuó a dichos bloques.

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.

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 Enlace, 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.

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.

Tabla 26: 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
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

Nº Contingencia	Apertura de Línea
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 27. Costos de operación caso S/E Río Loa

Valor de inversión (MMUS\$)	Costo de operación (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
359.78	11,627.4	11,987.18

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 dismantelar 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 28. Costos de operación caso S/E O'Higgins

Valor de inversión (MMUS\$)	Costo de operación (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
340.65	11,630.4	11,971.05

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 Enlace

Tabla 29. Costos de operación caso S/E Enlace

Valor de inversión (MMUS\$)	Costo de operación (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
328.56	11,599.5	11,928.06

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 30. Costos de operación caso S/E Laberinto

Valor de inversión (MMUS\$)	Costo de operación (MMUS\$)	Total (MMUS\$)
338.18	11,652.4	11,990.58

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 dismantelar 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

Enlace. Sin embargo, se optó por proponer una subestación cercana a esta última, denominada 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. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES PROPUESTOS

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.

3.3.1. ESCENARIO INTERCONEXIÓN BASE

3.3.1.1. Obras propuestas para el SIC

Tabla 31. 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 – Cardones a 260 [MVA]		Abr-22
	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], seccionando un circuito en Carrera Pinto		Abr-22
	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]		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]	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [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]		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]		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 32. 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], 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 33. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal	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 34. 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-22
	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
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]	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [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
	Tendido segundo circuito nueva línea 2x500 [kV] Ancoa – Charrúa 1400 [MVA]		Abr-23
Alto Jahuel – Charrúa 500 [kV]	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]		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 35. 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], 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 36. Proyectos de transmisión propuestos para la interconexión SING-SIC

Tramo	Descripción Obra Troncal	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 37. 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-22
	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
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]	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [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]		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 - Pichiripulli 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 38. 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], 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

3.3.3.3. Obras propuestas necesarias para la interconexión SING-SIC

Tabla 39. 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 40. 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.

3.4. HISTOGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA 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.

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.

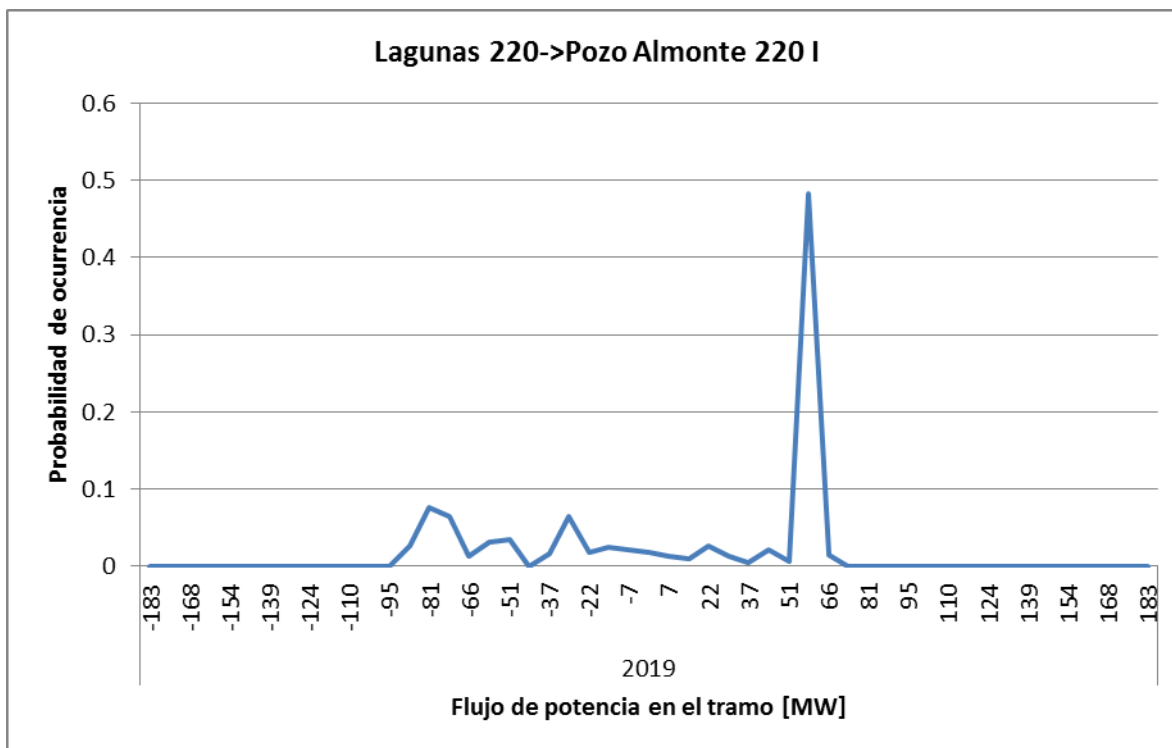


Figura 4: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte I

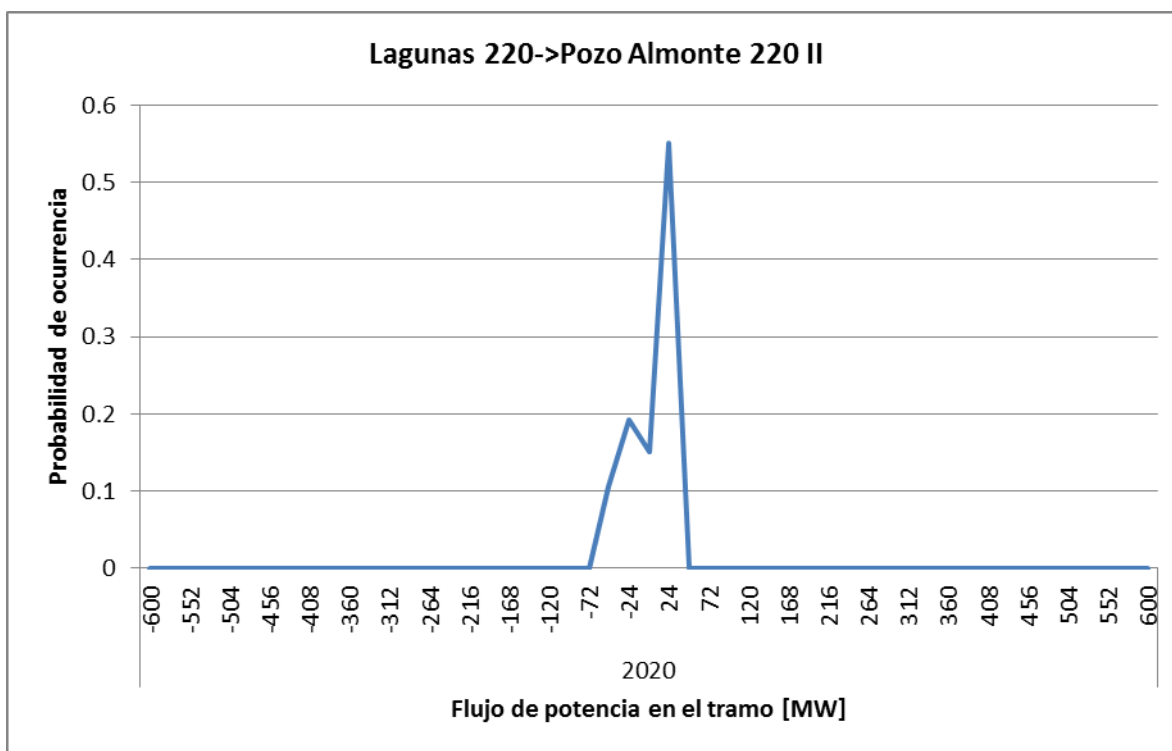


Figura 5: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte II

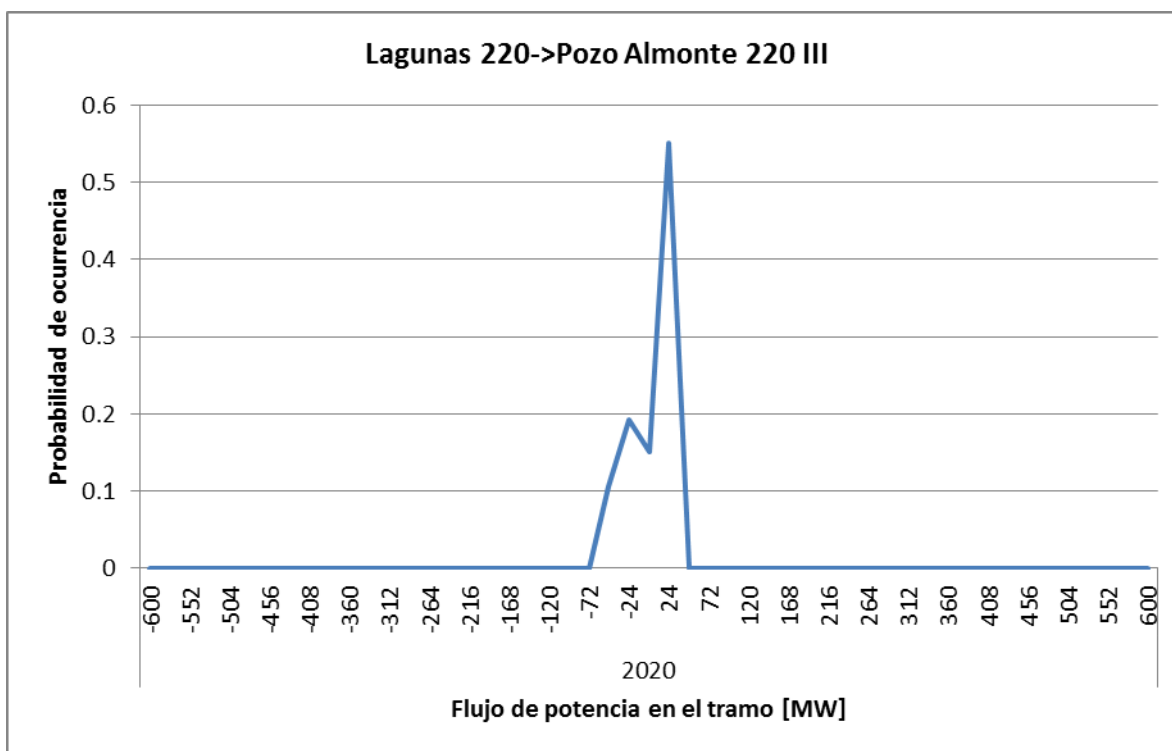


Figura 6: Histograma de Flujos por línea Lagunas – Pozo Almonte III

- 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.

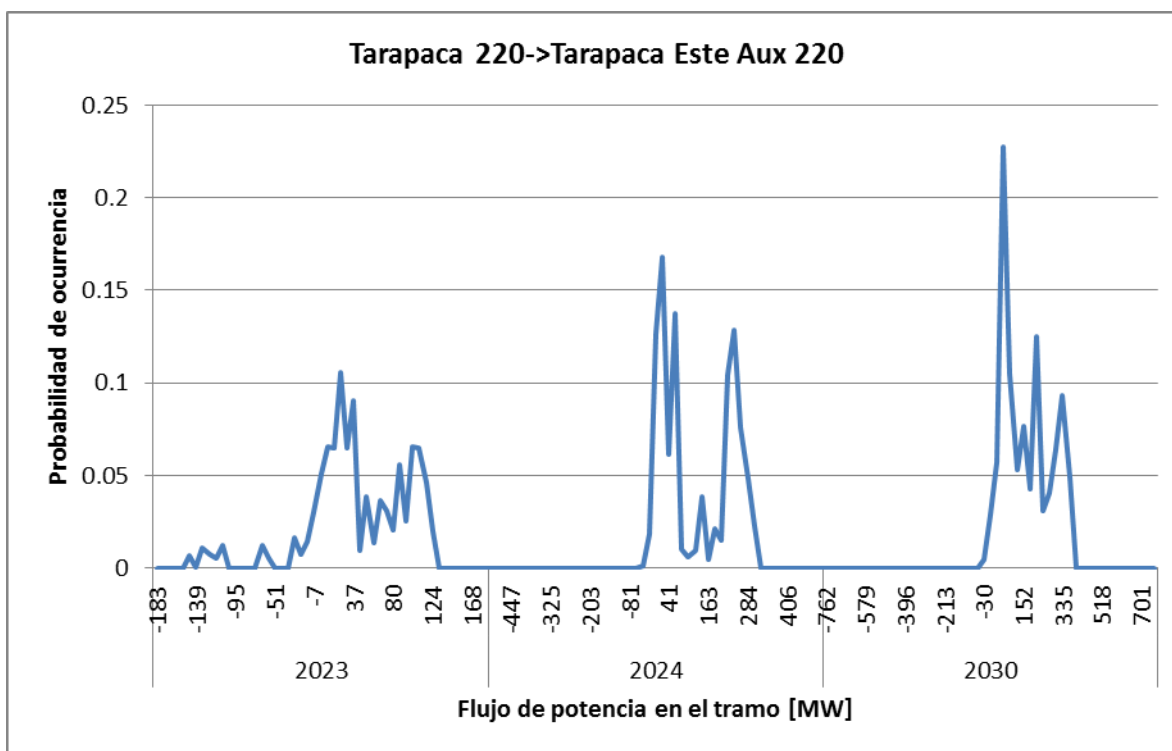


Figura 7: Histograma de Flujos por línea Tarapacá – Tarapacá Este Aux

- 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]

Este tramo presenta congestión en el circuito I de capacidad 197 [MVA] limitando la transmisión por los circuitos II y III de 297 [MVA], en 394 [MVA]. Se propone ampliar la capacidad de este circuito en el año 2022 aumentando la capacidad a 260 [MVA] elevando la distancia del conductor al suelo por medio de la inversión en crucetas, tal como lo propone el CDEC-SIC en el documento “Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC 2014 – 2015” (29 octubre de 2014), permitiendo, de este modo, transmitir 520 [MVA] de Diego de Almagro al sur.

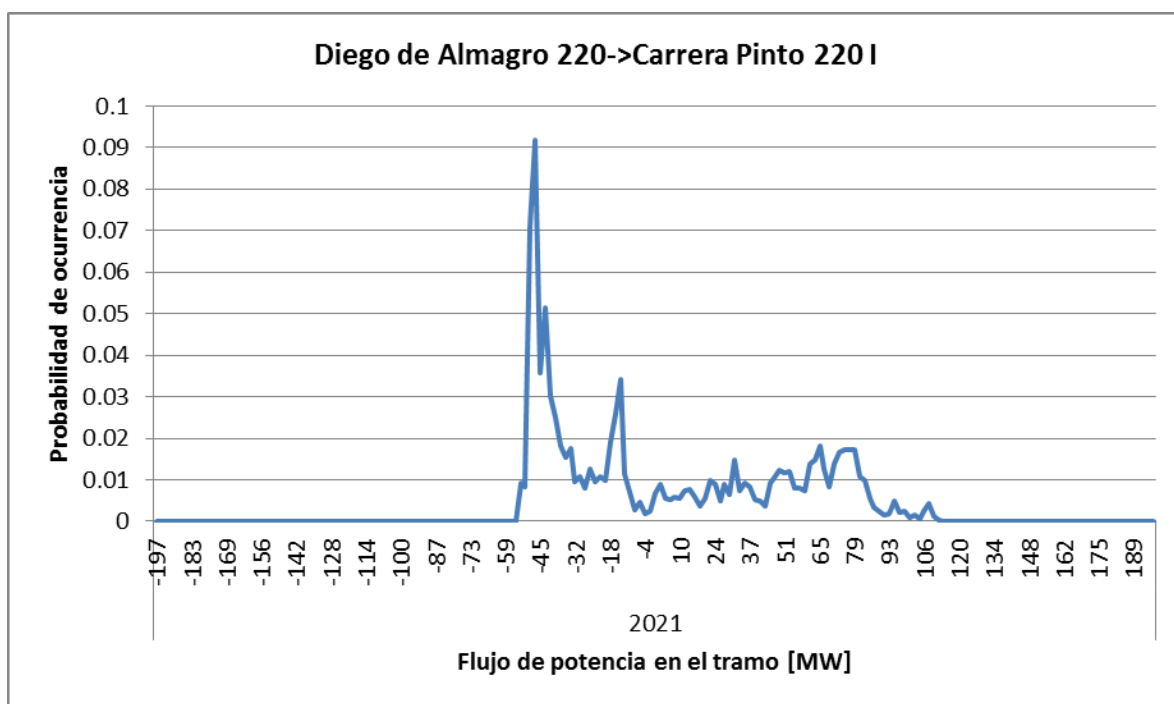


Figura 8: Histograma de Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto

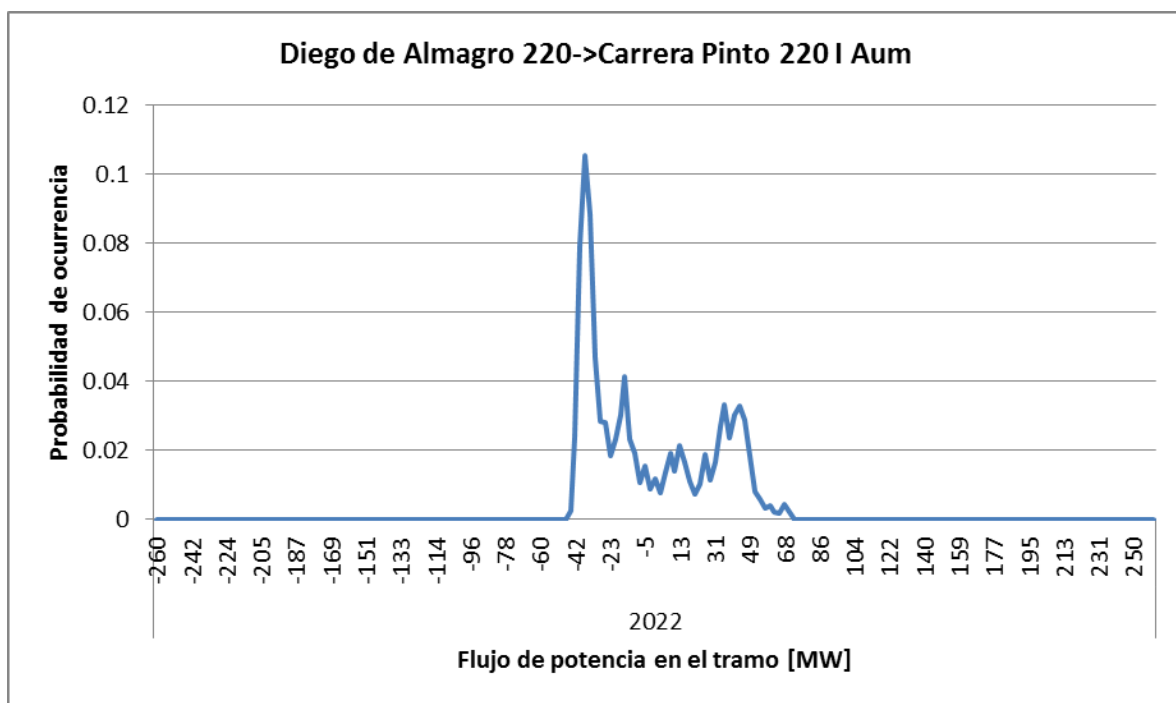


Figura 9 Histograma de Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto I Aum

- Diego de Almagro – Carrera Pinto 220 220 [kV]

Se propone tender una línea Diego de Almagro – Carrera Pinto 2x220 [kV] (circuito IV) de 290 [MVA] en 2022, para transmitir la generación ERNC presente en estas barras.

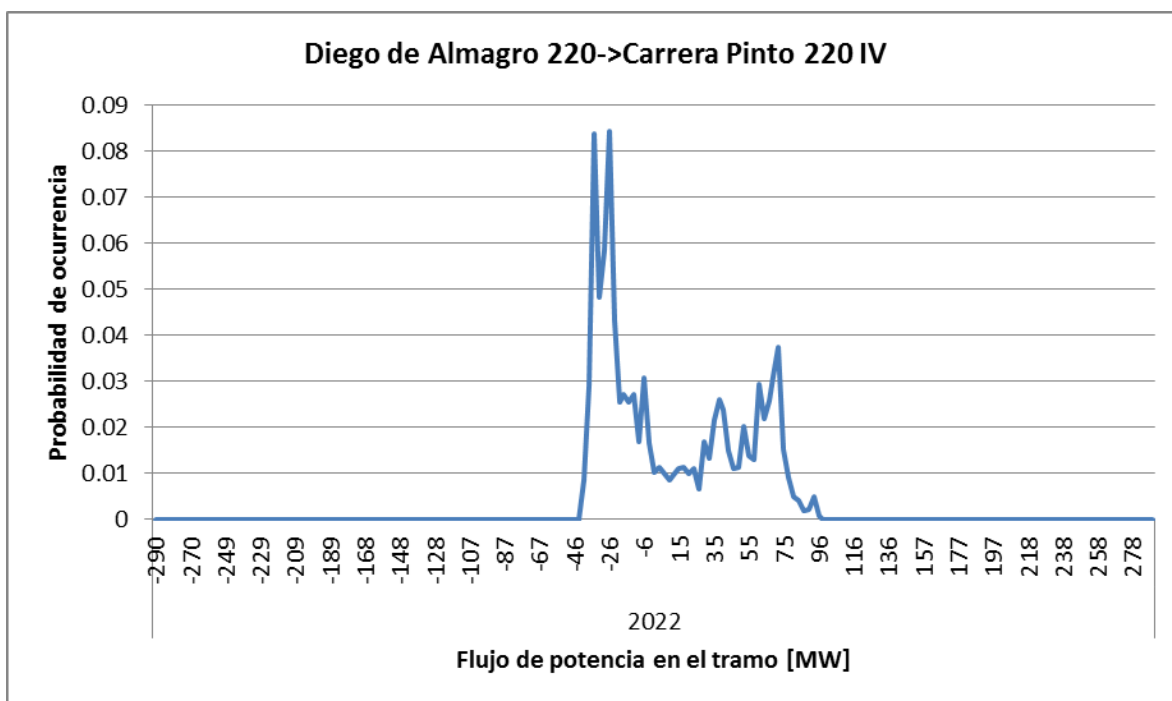


Figura 10: Histograma de Flujos por la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto IV

- San Andrés – Cardones 220 [kV]

Se propone tender las líneas San Andrés – Cardones 2x220 [kV] (circuito IV y V) de 290 [MVA] en 2022 seccionando, para transmitir la generación ERNC presente en Diego de Almagro y Carrera Pinto.

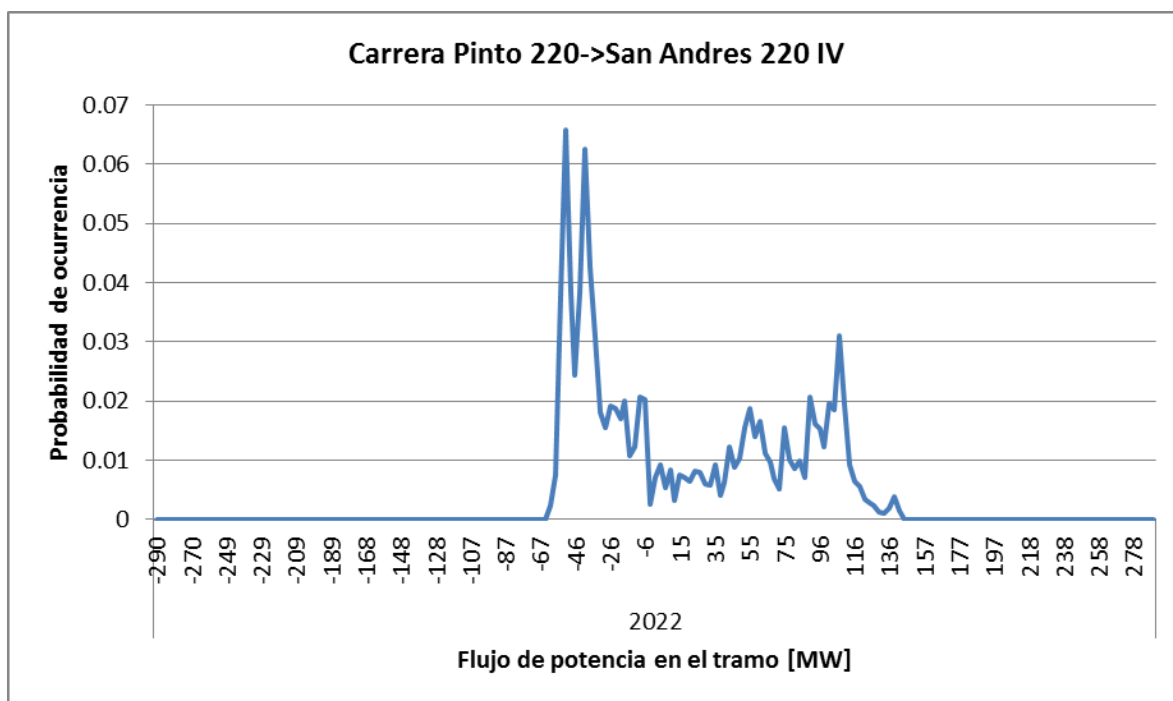


Figura 11: Histograma de Flujos por la línea Carrera Pinto – San Andrés IV

- Diego de Almagro – San Andrés 220 [kV]

Las propuestas anteriormente descritas permiten evacuar la ERNC presente en la zona. Sin embargo, con el cierre de ciclo de TalTal en 2023 se hace necesario tender el V circuito entre Diego de Almagro – San Andrés de 290 [MW].

- 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 Santa 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 – Pan de Azúcar 220 [kV]

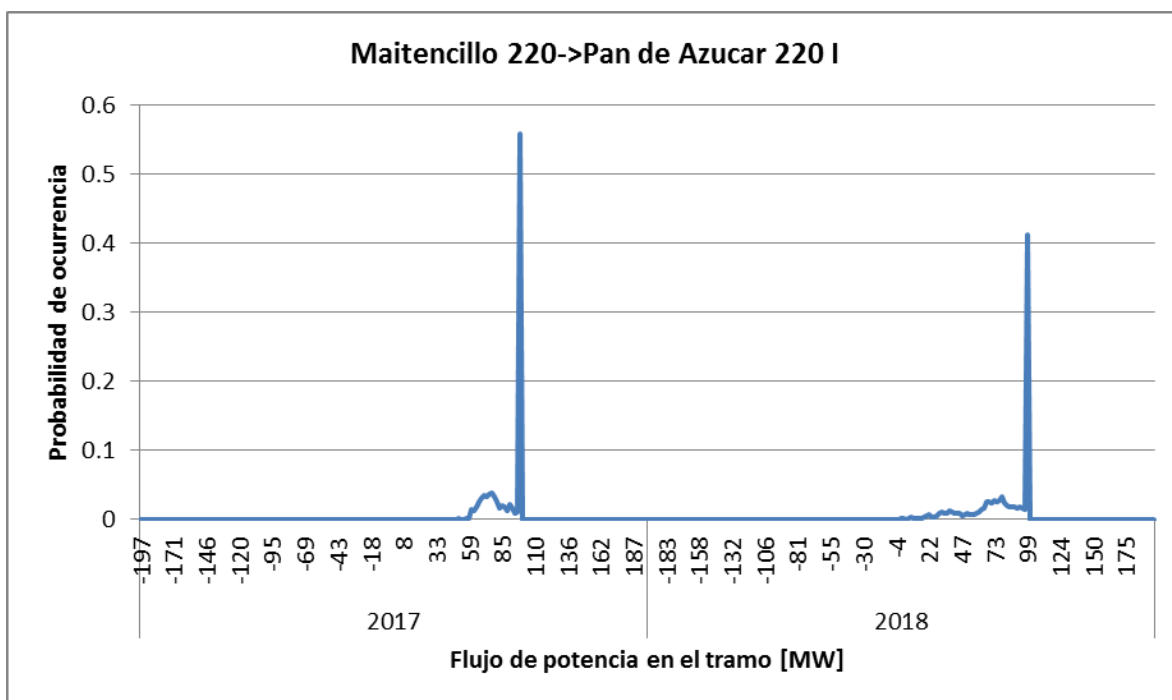


Figura 12: Histograma de Flujos por la línea Maitencillo – Pan de Azúcar I

- Pan de Azúcar – Don Goyo I 220 [kV]

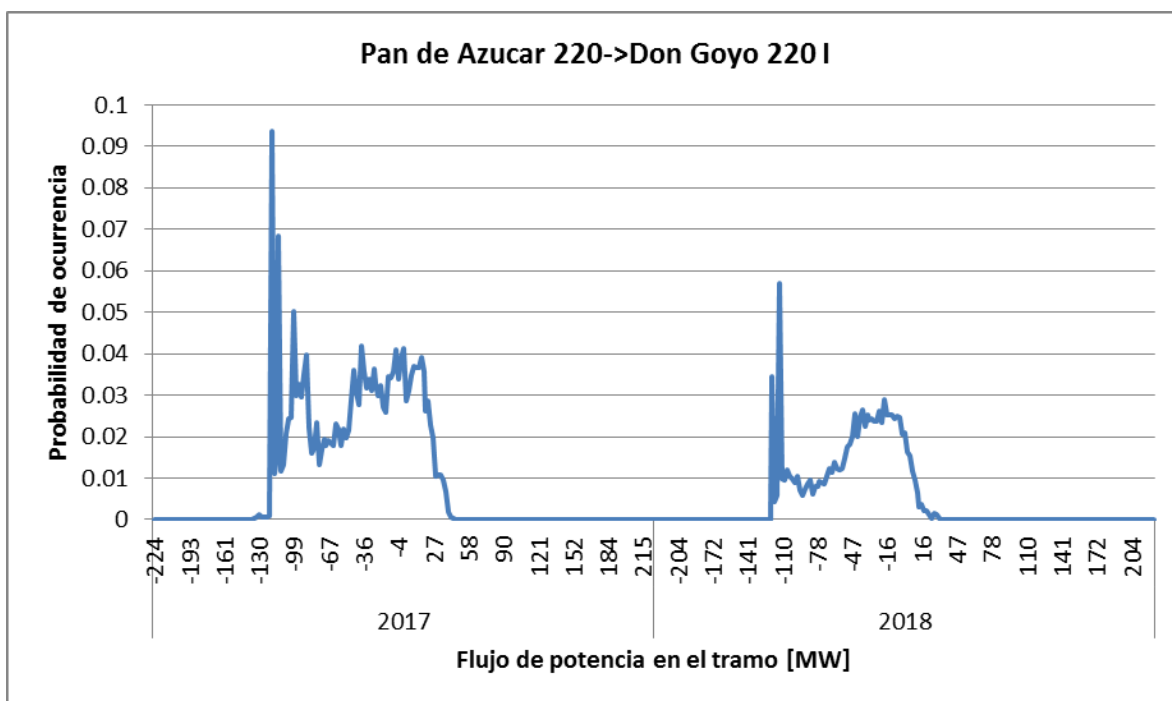


Figura 13: Histograma de Flujos por la línea Pan de Azucar – Don Goyo I

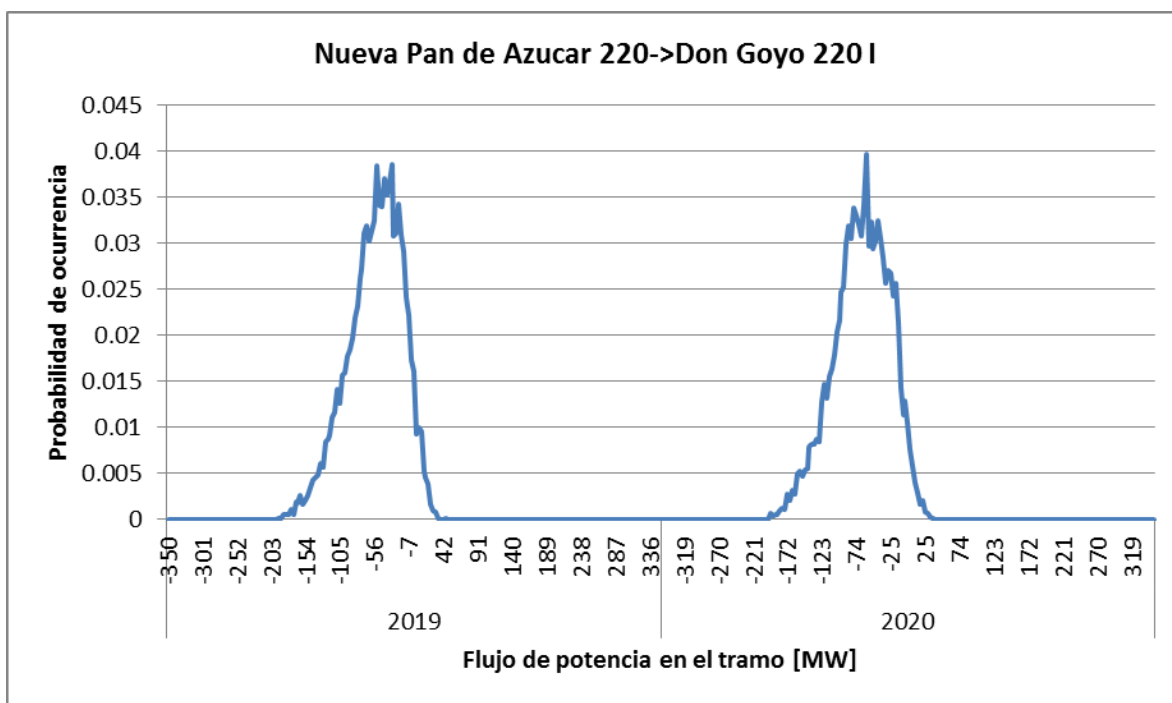


Figura 14: Histograma de Flujos por la línea Pan de Azucar – Don Goyo I

Con la entrada de la línea Maitencillo – Nogales 2x220 [kV] aumenta la capacidad entre Nueva Pan de Azucar y Don Goyo de 112 [MVA] a 700 [MVA] con criterio de seguridad N-1.

- Don Goyo – La Cebada I 220 [kV]

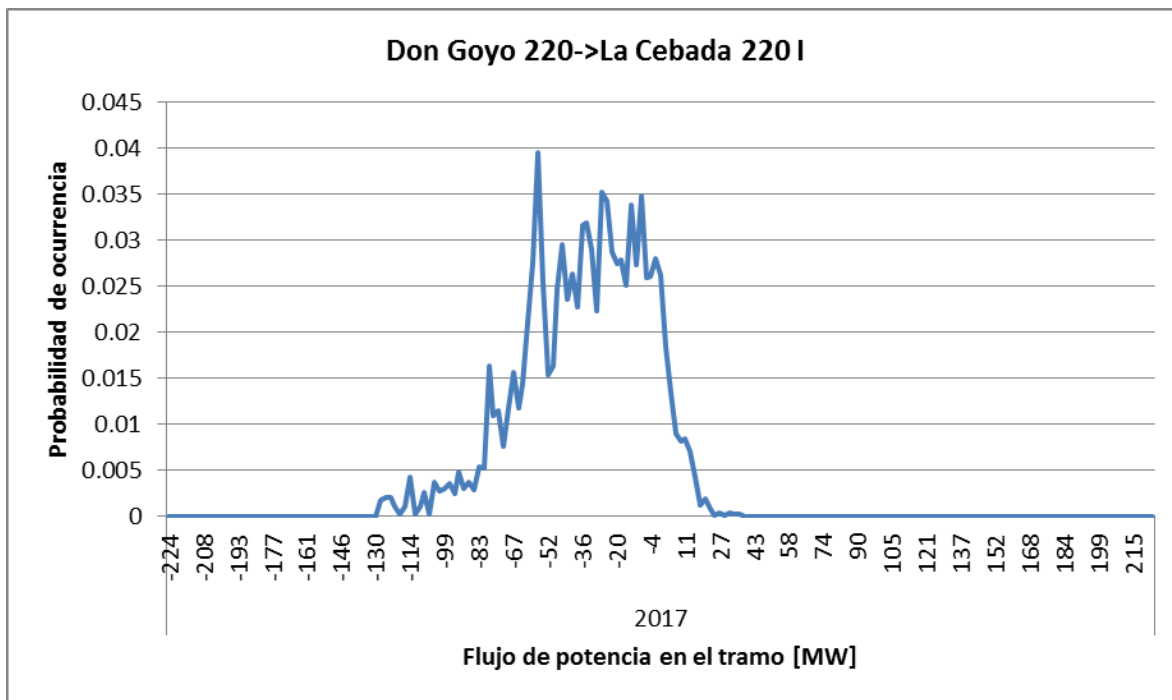


Figura 15: Histograma de Flujos por la línea Don Goyo – La Cebada I

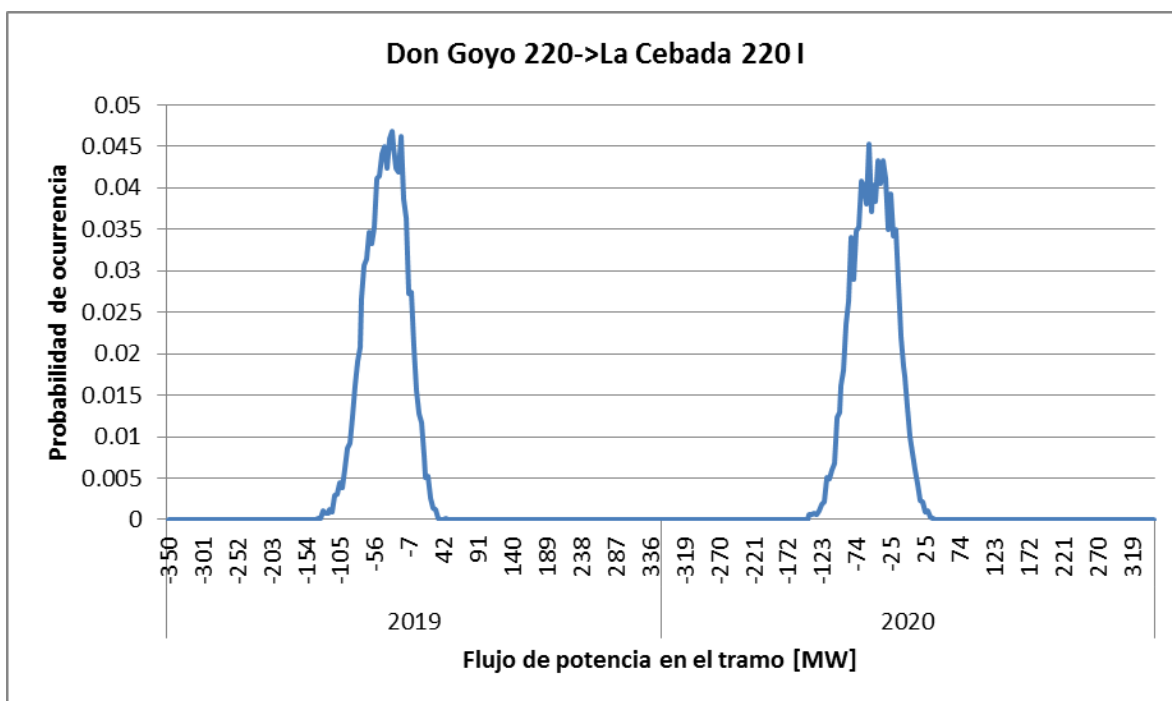


Figura 16: Histograma de Flujos por la línea Don Goyo – La Cebada I

Con la entrada de la línea Maitencillo – Nogales 2x220 [kV] aumenta la capacidad entre Nueva Pan de Azucar y Don Goyo de 112 [MVA] a 700 [MVA] con criterio de seguridad N-1.

- La Cebada – Las Palmas I 220 [kV]

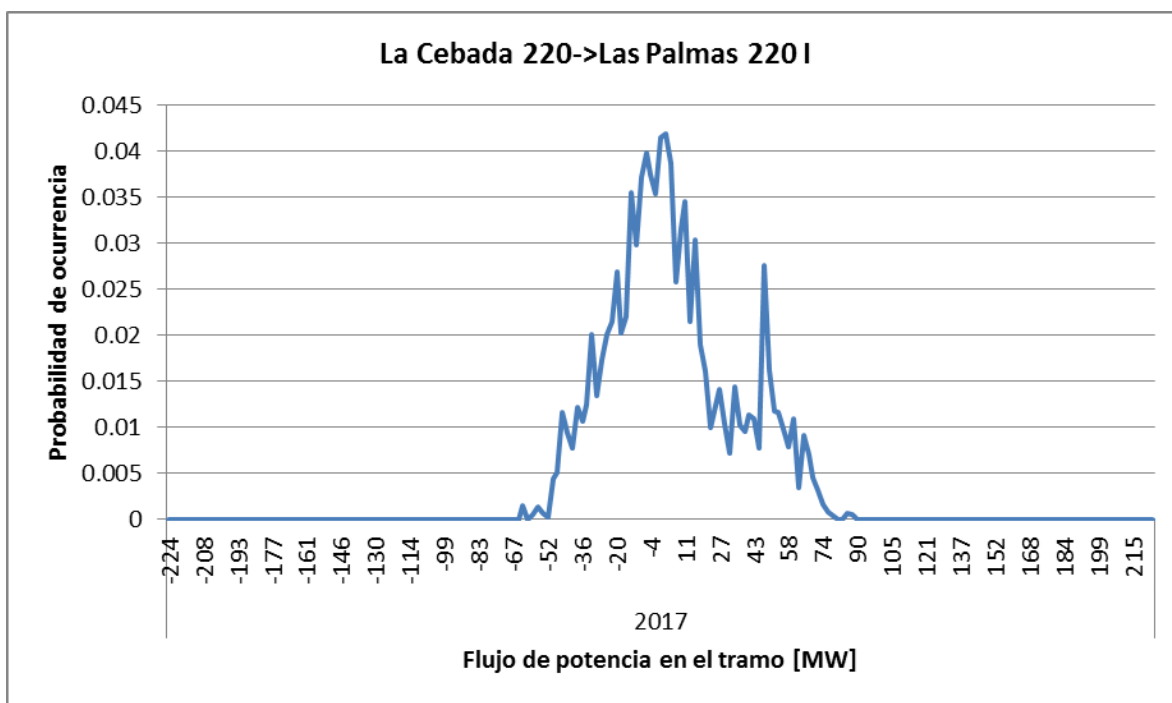


Figura 17: Histograma de Flujos por la línea La Cebada – Las Palmas I

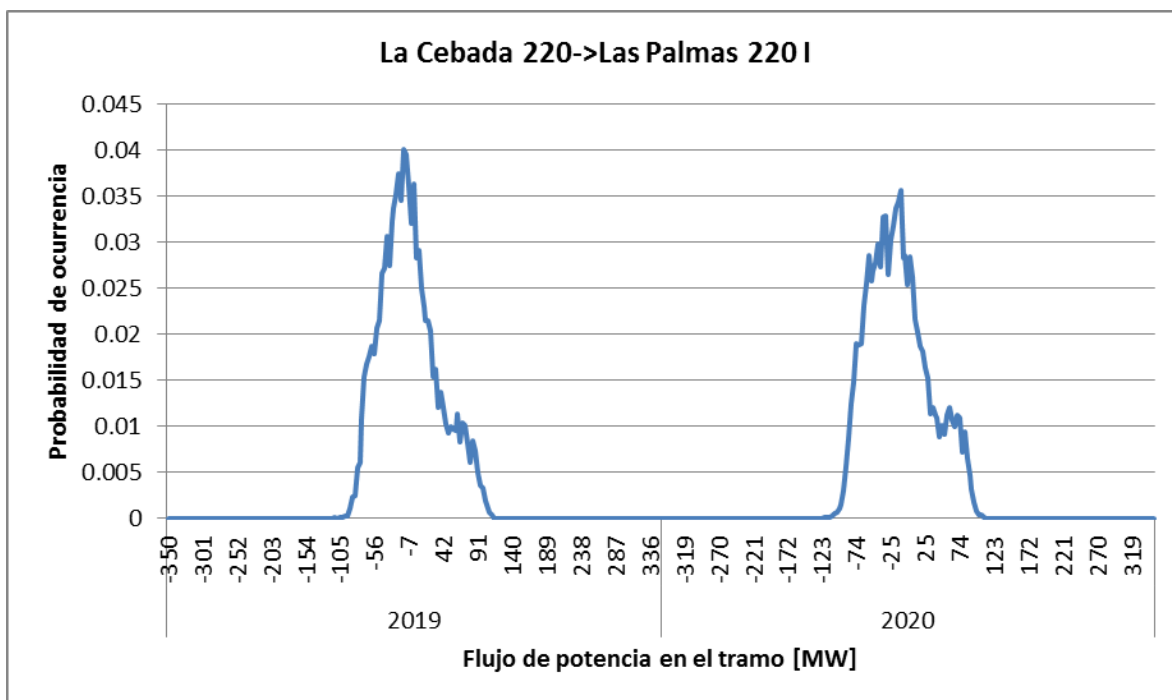


Figura 18: Histograma de Flujos por la línea La Cebada – Las Palmas I

Con la entrada de la línea Maitencillo – Nogales 2x220 [kV] aumenta la capacidad entre La Cebada y Las Palmas. Sin embargo, este tramo no satura cumpliendo con el criterio N-1 pero se amplía ante la eventualidad de la entrada de nuevas centrales en la zona al norte de la S/E Las Palmas 220 [kV].

- Las Palmas – Los Vilos I 220 [kV]

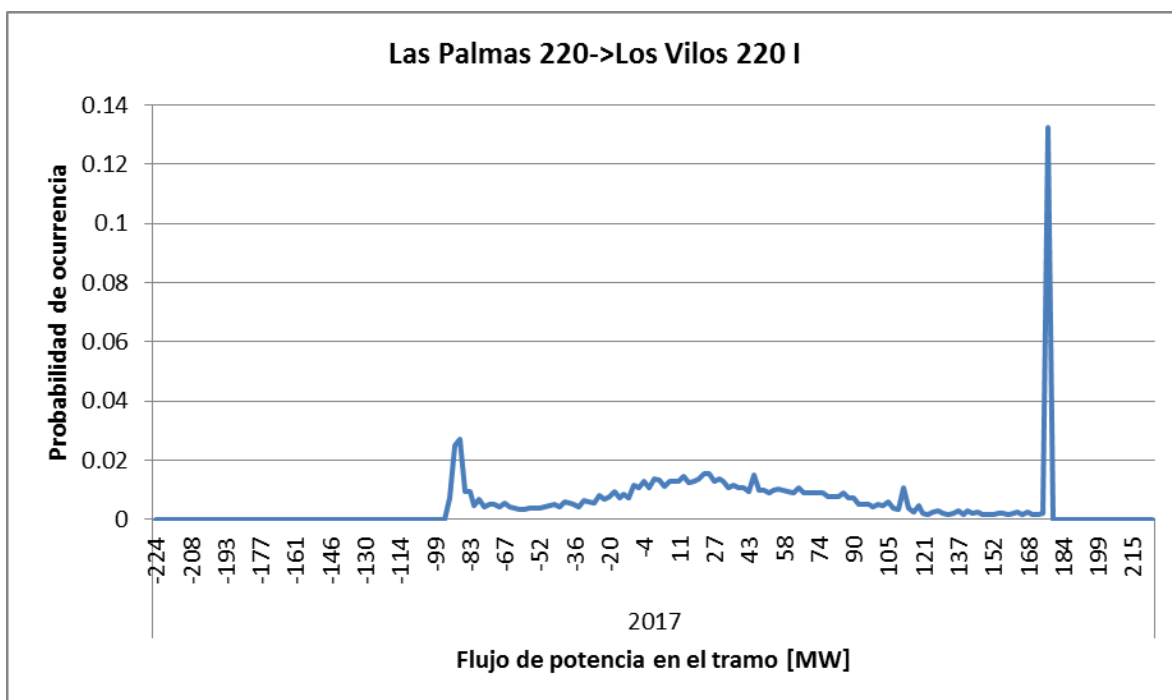


Figura 19: Histograma de Flujos por la línea Las Palmas – Los Vilos I

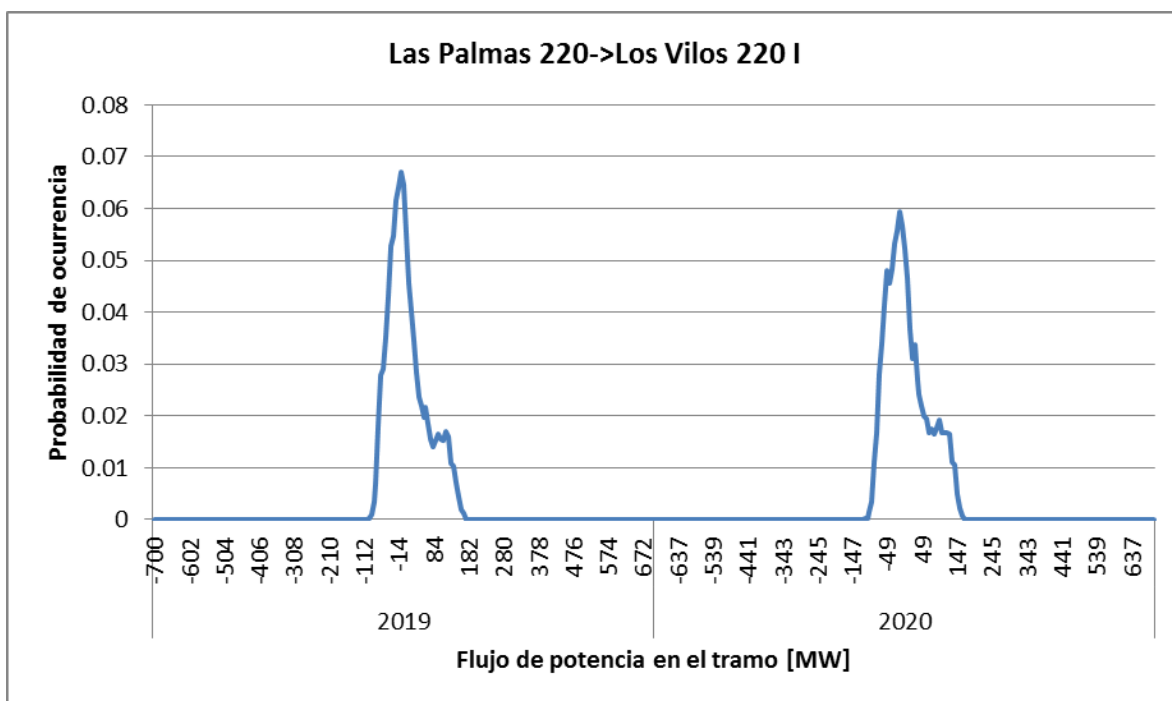


Figura 20: Histograma de Flujos por la línea Las Palmas – Los Vilos I

Con la entrada de la línea Maitencillo – Nogales 2x220 [kV] aumenta la capacidad entre Las Palmas y Los Vilos de 112 [MVA] a 700 [MVA] con criterio de seguridad N-1.

- Los Vilos – Nogales I 220 [kV]

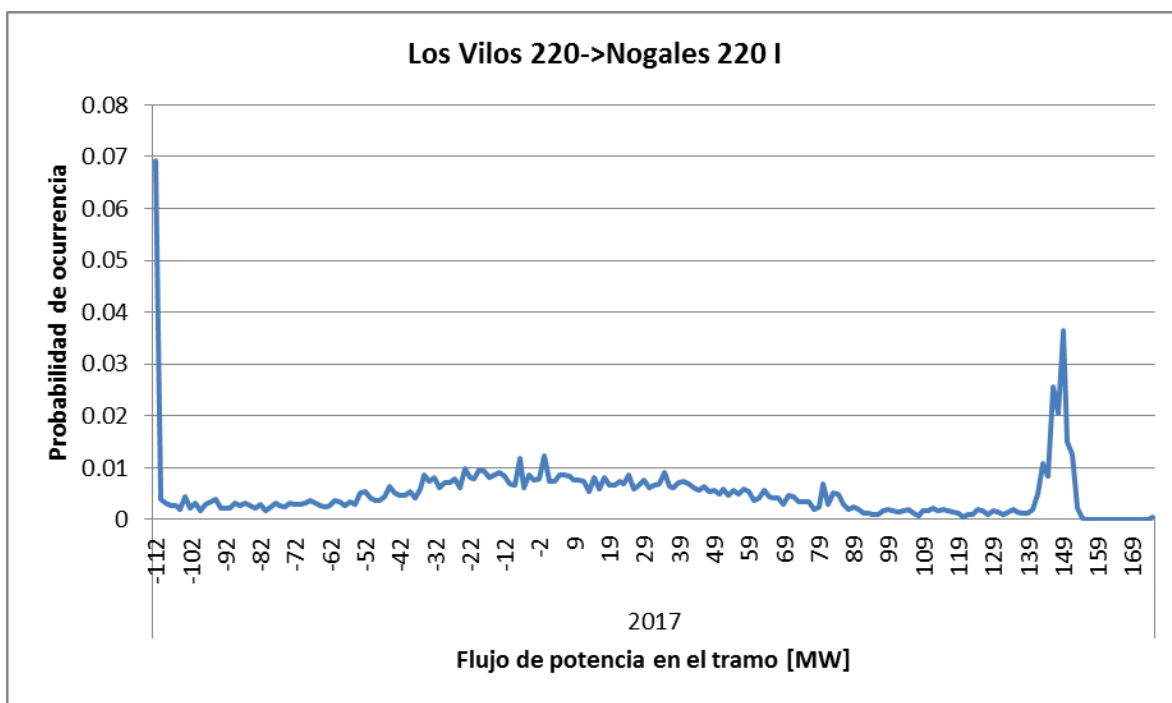


Figura 21: Histograma de Flujos por la línea Los Vilos – Nogales I

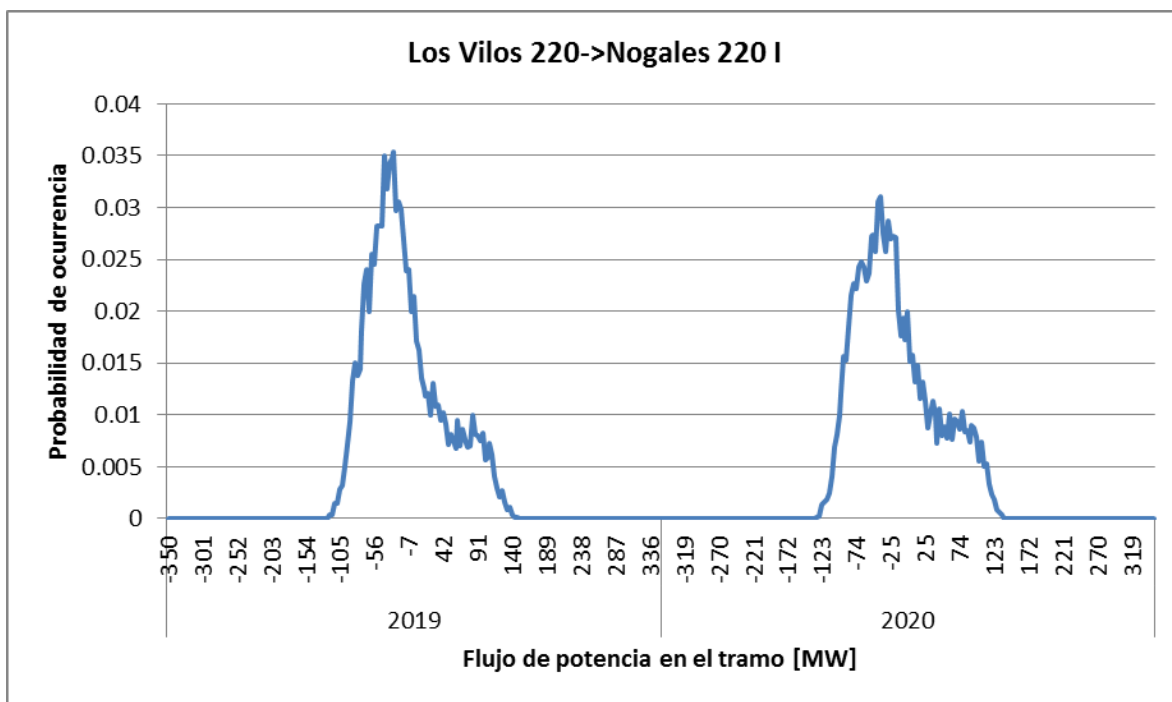


Figura 22: Histograma de Flujos por la línea Los Vilos – Nogales I

Con la entrada de la línea Maitencillo – Nogales 2x220 [kV] aumenta la capacidad entre Las Palmas y Los Vilos de 112 [MVA] a 700 [MVA] con criterio de seguridad N-1.

- 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.

- Alto Jahuel – Alto Jahuel Norte Aux 500 [kV]

Este tramo al norte de la S/E Alto Jahuel 500 [kV] presenta saturaciones significativas, de acuerdo a la siguiente figura.

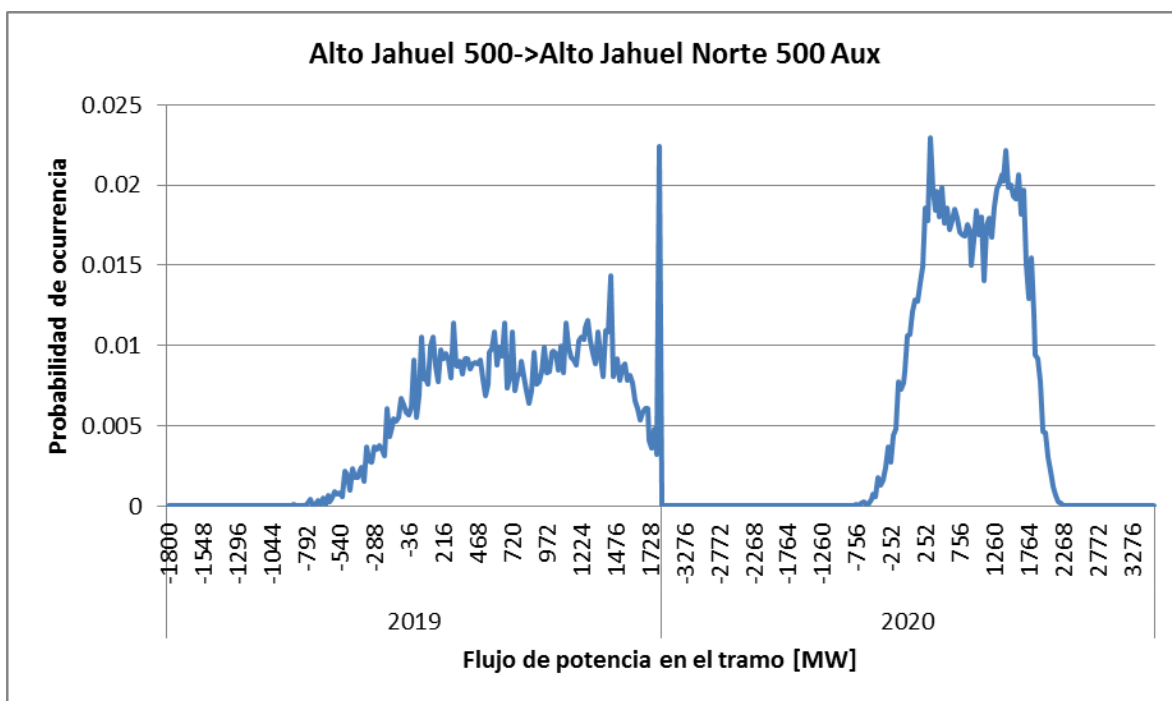


Figura 23: Histograma de Flujos por la línea Alto Jahuel – Alto Jahuel Norte Aux

Se propone construir el circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico 2x500 [kV] el año 2020, que de acuerdo a la figura anterior, libera las restricciones en la zona.

- Polpaico – Polpaico Sur Aux 500 [kV]

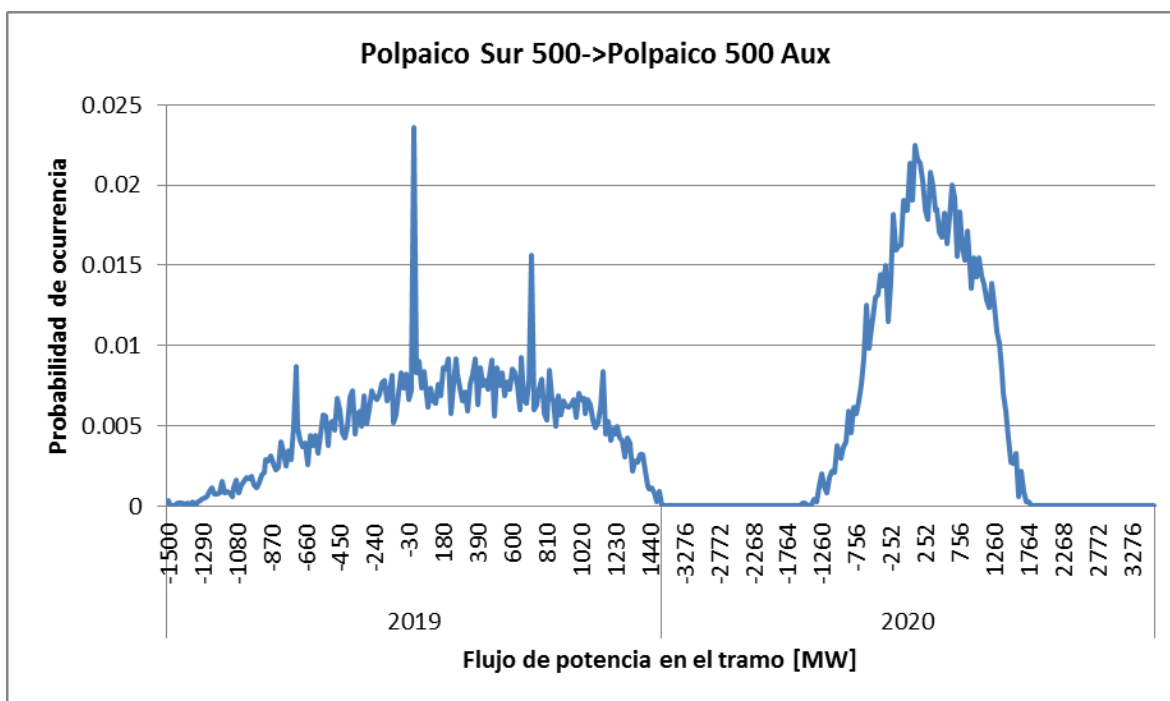


Figura 24: Histograma de Flujos por la línea Polpaico – Polpaico Sur Aux

De la figura anterior se puede observar que este tramo no presenta saturaciones. Sin embargo, se requiere su ampliación para cumplir con los criterios de seguridad N-1 ante la desconexión de alguna línea del anillo Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico – Los Almendros.

- Ancoa – Ancoa Sur Aux 500 [kV]

Este tramo presenta saturaciones, como se observa en la figura.

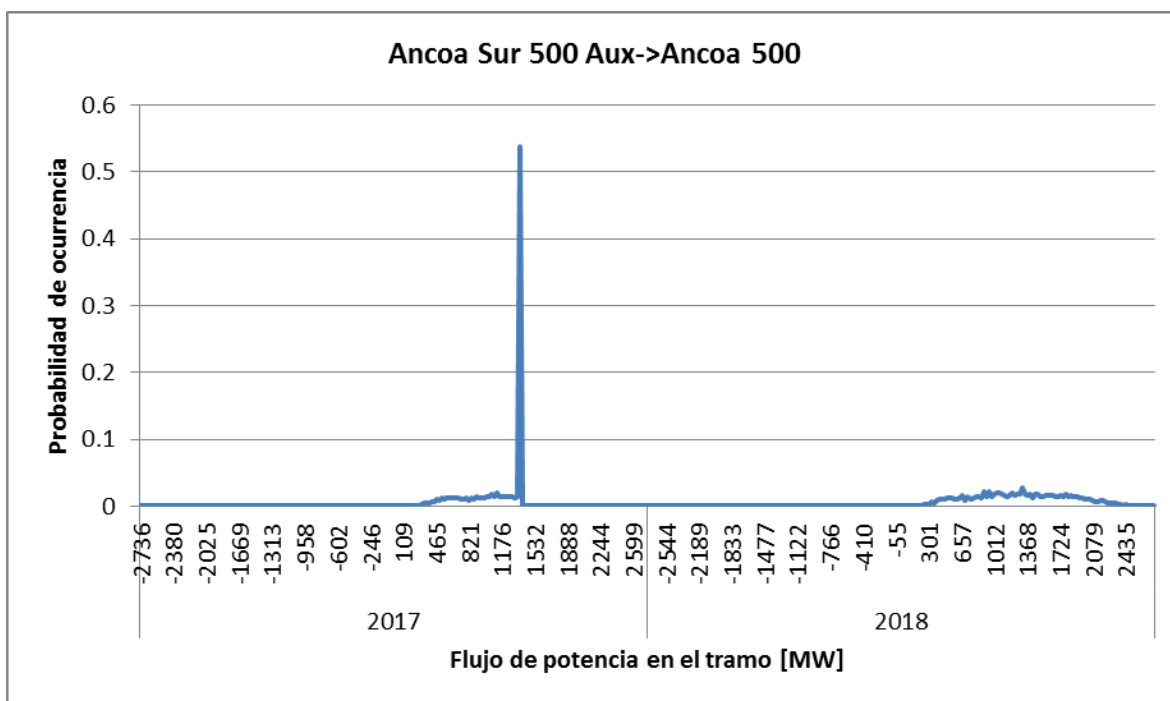


Figura 25: Histograma de Flujos por la línea Ancoa – Ancoa Sur Aux

Se propone la construcción del cuarto circuito entre las SSEE Ancoa y Charrúa 500 [kV] en Marzo de 2018 (La capacidad de este tramo en el año 2017 es de 1368 [MVA], sin embargo, como la propuesta es en marzo de 2018 alcanza a entrar en el año 2017 hidrológico, razón por la cual en la figura el año 2017 el tramo se ve de capacidad 2736 [MVA]).

Luego, en el año 2023 es 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].

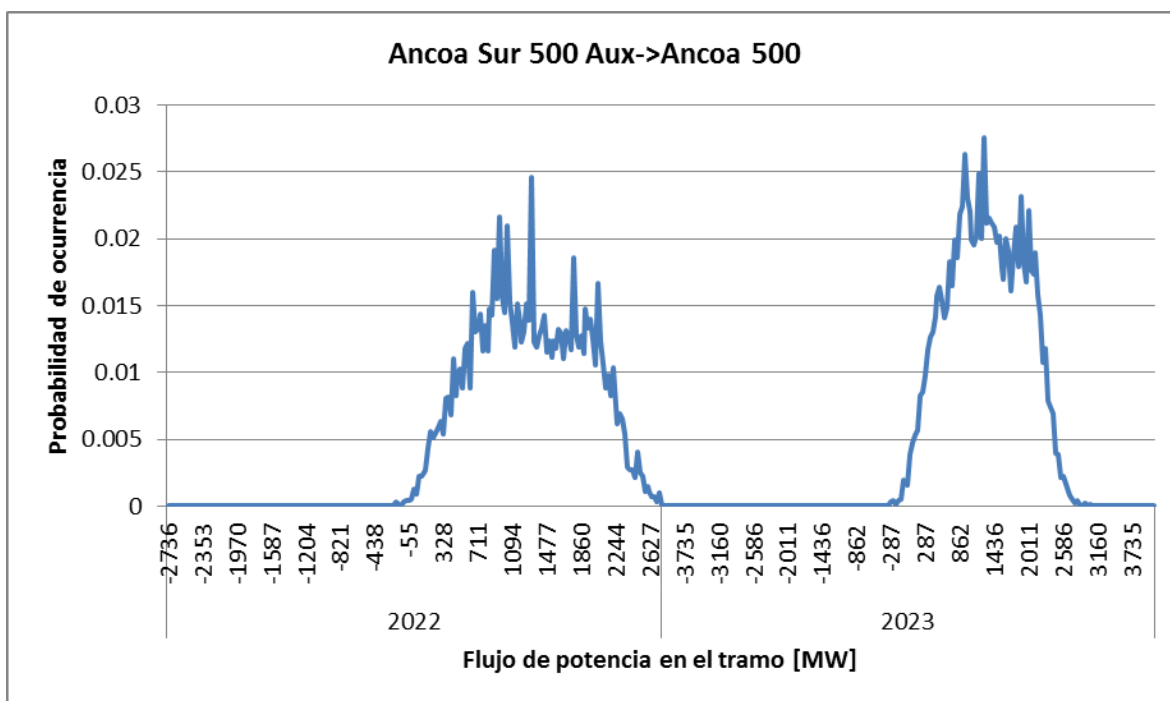


Figura 26: Histograma de Flujos por la línea Ancoa – Ancoa Sur Aux

- 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.

- Colbún - Ancoa 220 [kV]

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

- 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 – Charrúa Sur Aux 220 [kV]

En el año 2023 es necesario aumentar la capacidad de Charrúa al sur, para lo cual se propone el tendido del primer circuito de la línea Nueva Charrua – Mulchen 2x220 [kV] en estándar de 500 [kV] energizada en 220 [kV].

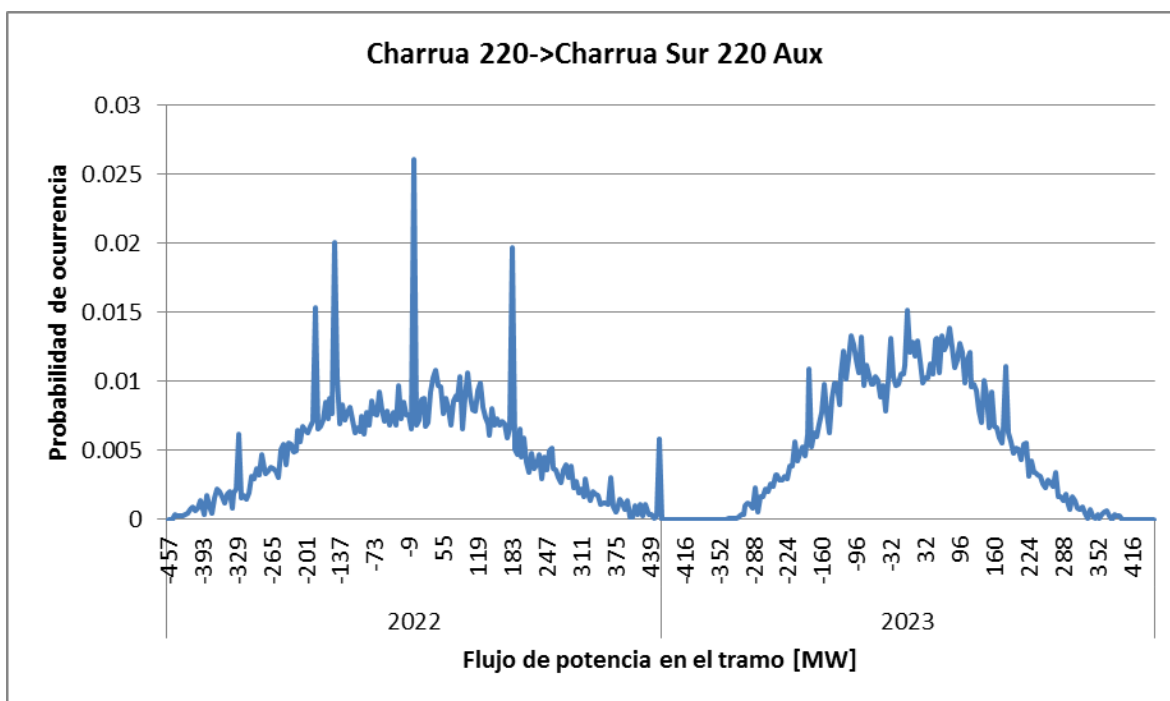


Figura 27: Histograma de Flujos por la línea Charrúa – Charrúa Sur Aux

- Mulchen – Cautín 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].

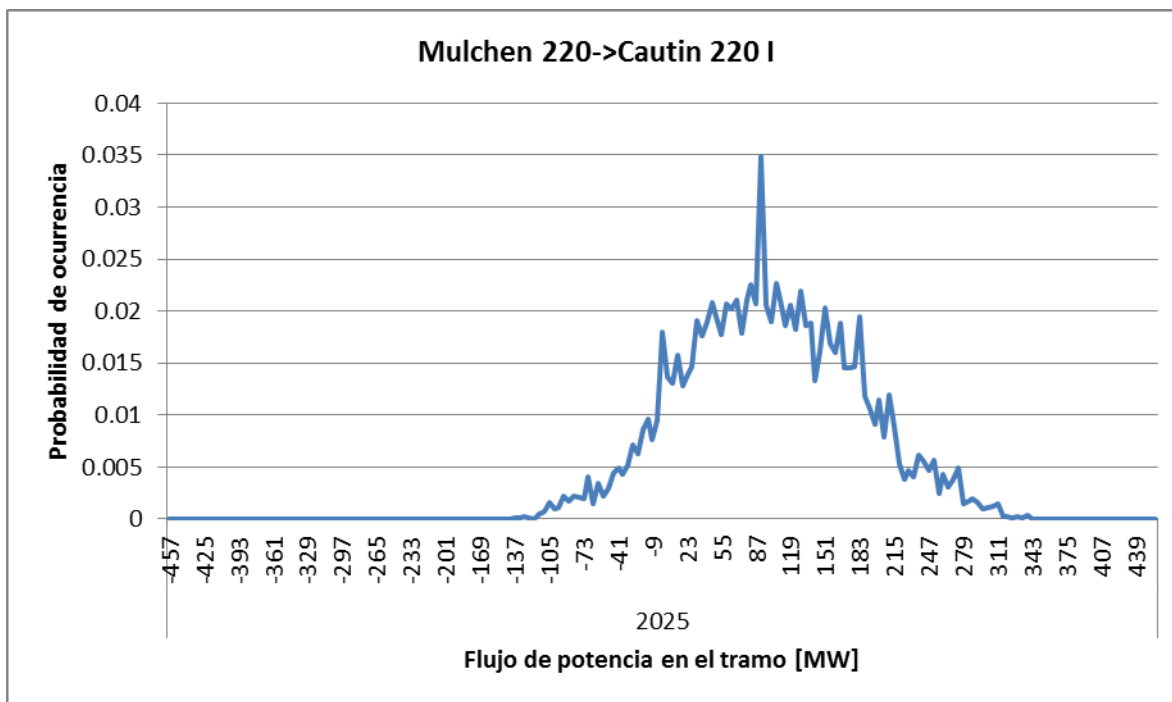


Figura 28: Histograma de Flujos por la línea Mulchén – Cautín I

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 – Loncoche – Ciruelos Cautín 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.

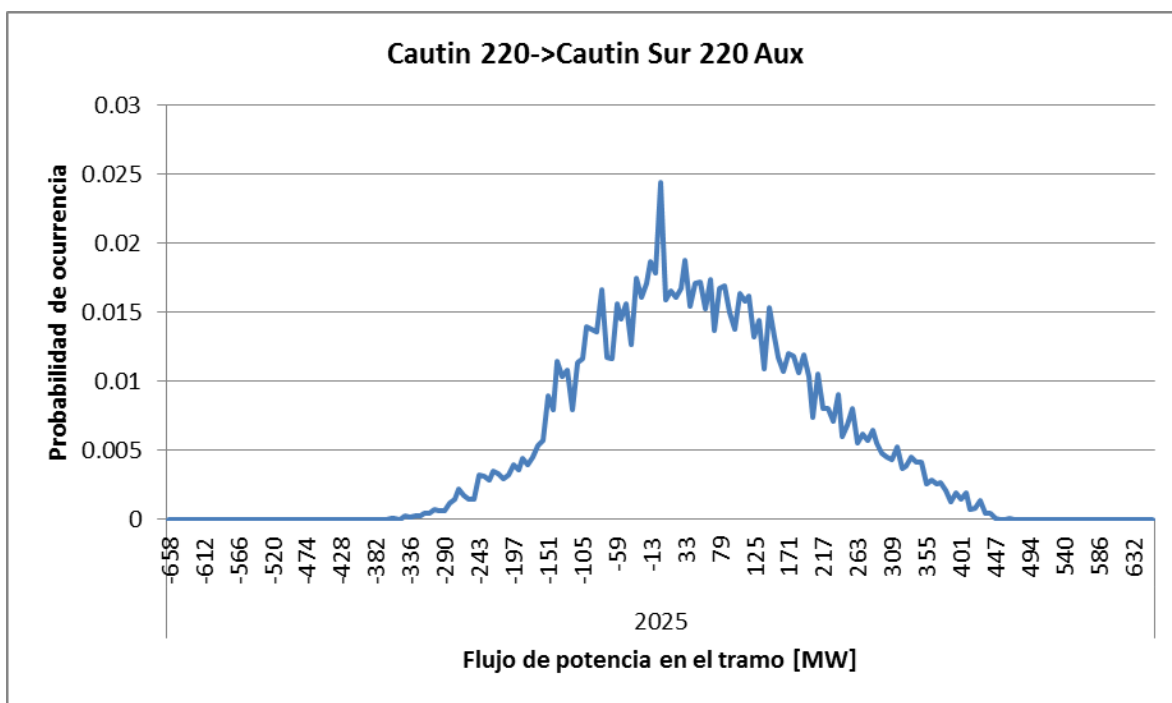


Figura 29: Histograma de Flujos por la línea Cautín – Cautín Aux I

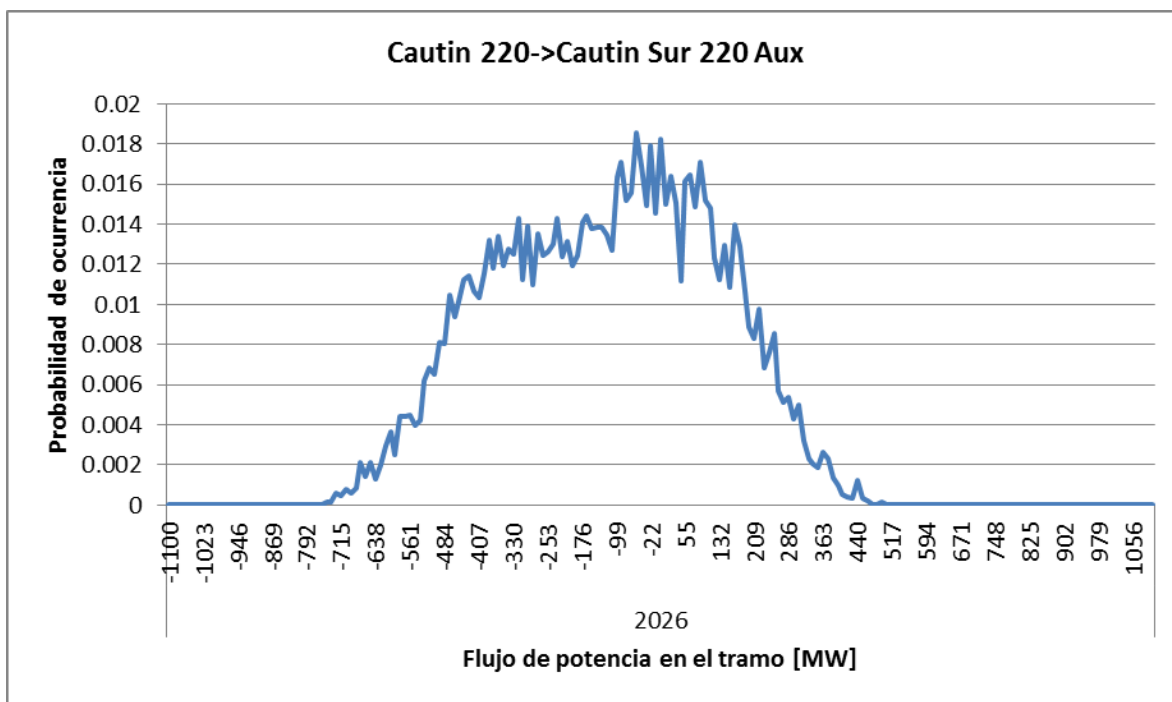


Figura 30: Histograma de Flujos por la línea Cautín – Cautín Aux I

- 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].

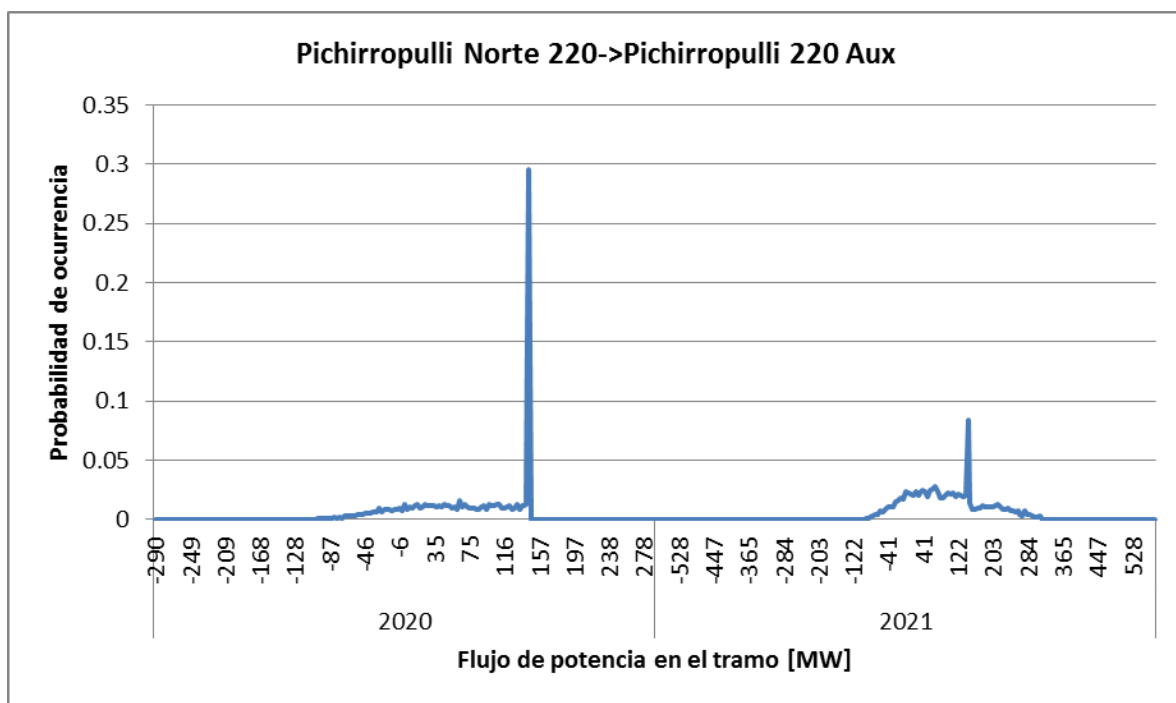


Figura 31: Histograma de Flujos por la línea Pichirropulli – Pichirropulli Aux I

- 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.

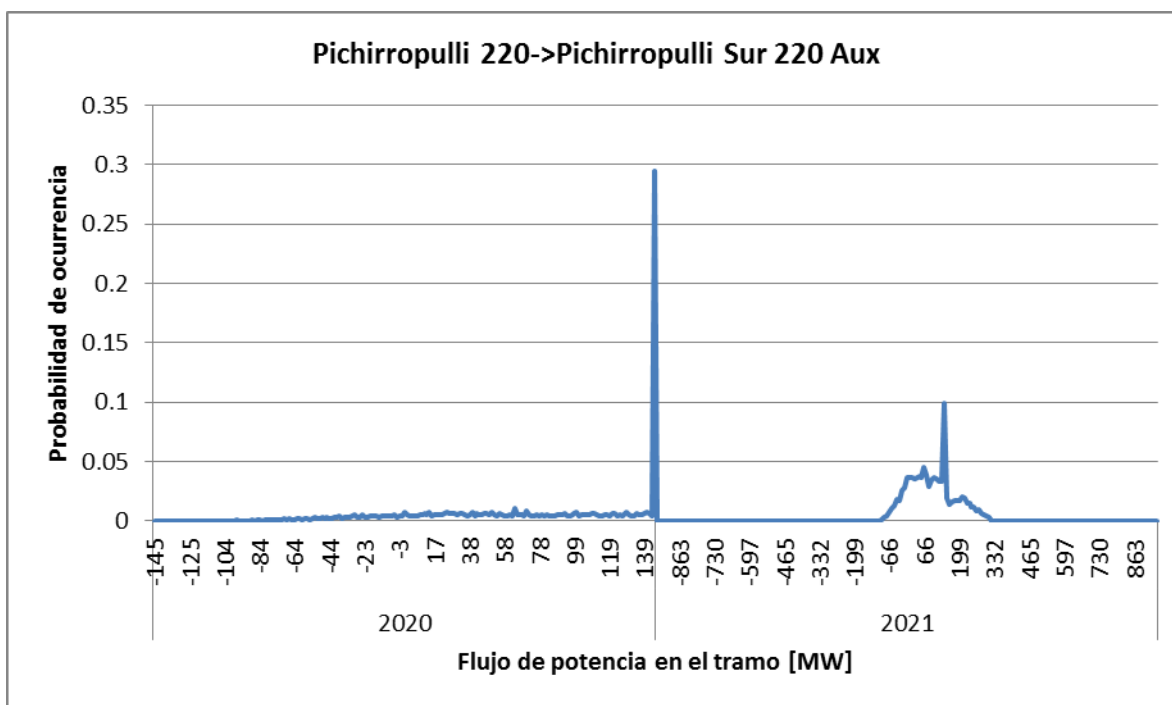


Figura 32: Histograma de Flujos por la línea Pichirropulli – Pichirropulli Aux I

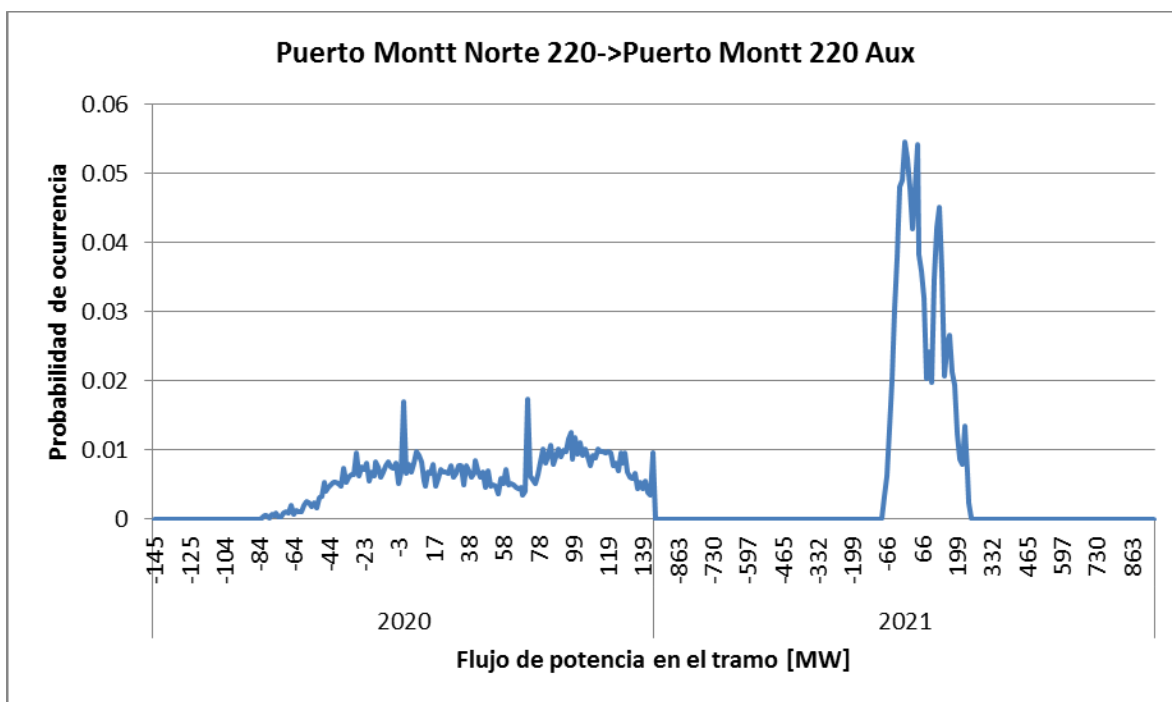


Figura 33: Histograma de Flujos por la línea Puerto Montt – Puerto Montt Aux I

- 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.

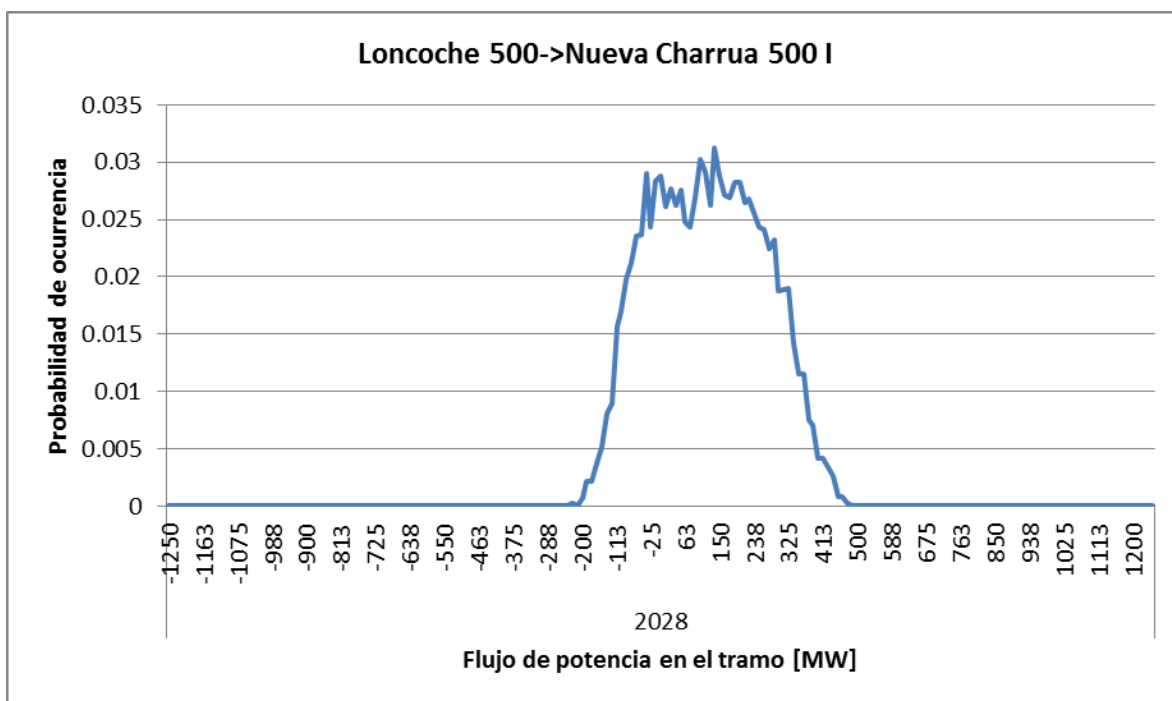


Figura 34: Histograma de Flujos por la línea Loncoche – Nueva Charrúa 500 I

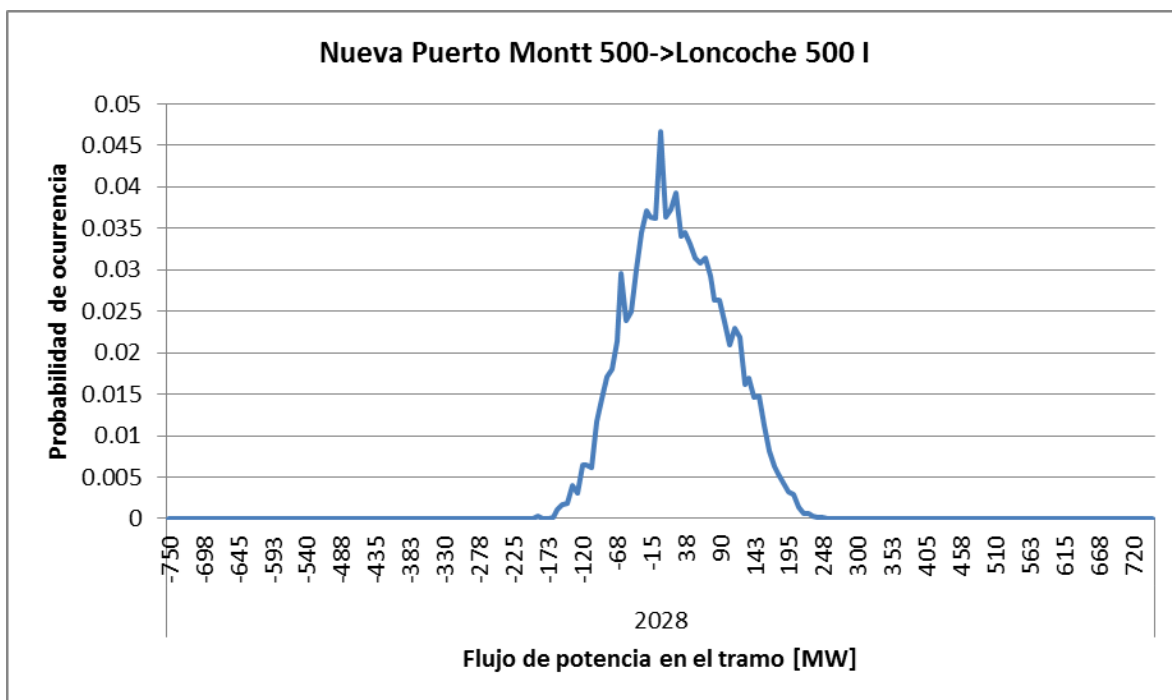


Figura 35: Histograma de Flujos por la línea Nueva Puerto Montt – Loncoche 500

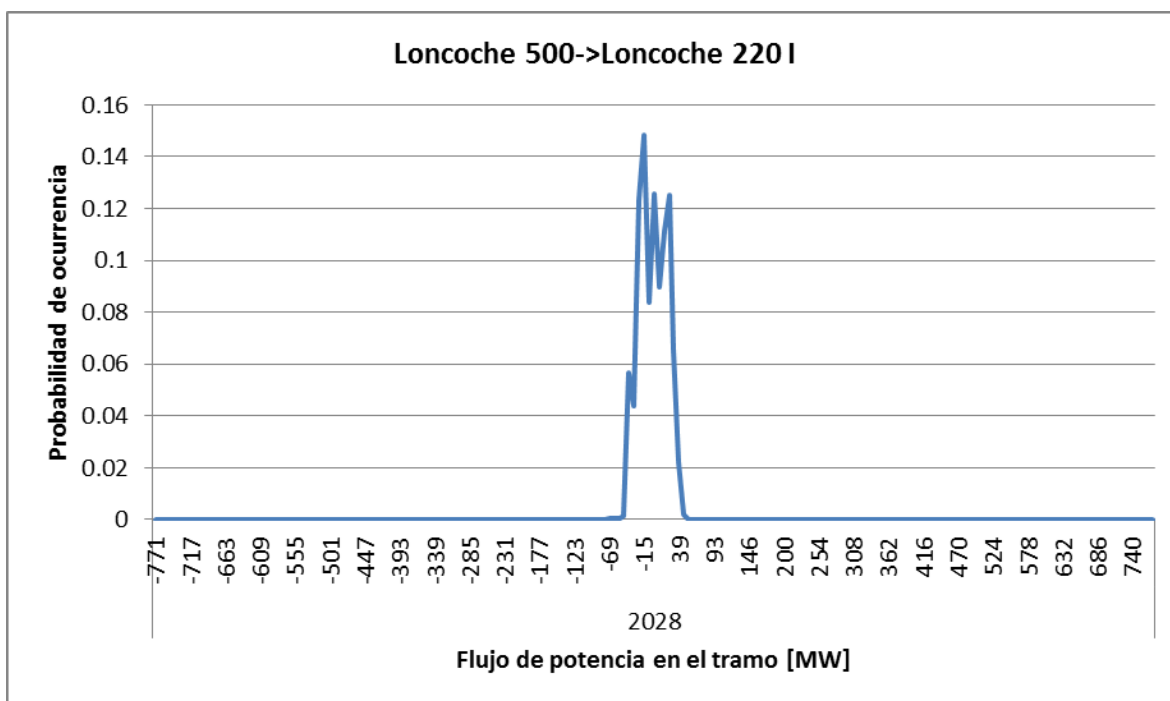


Figura 36: Histograma de Flujos por la línea Loncoche 220 – Loncoche 500

- 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 para el último año a través de uno de los circuitos de la línea de interconexión.

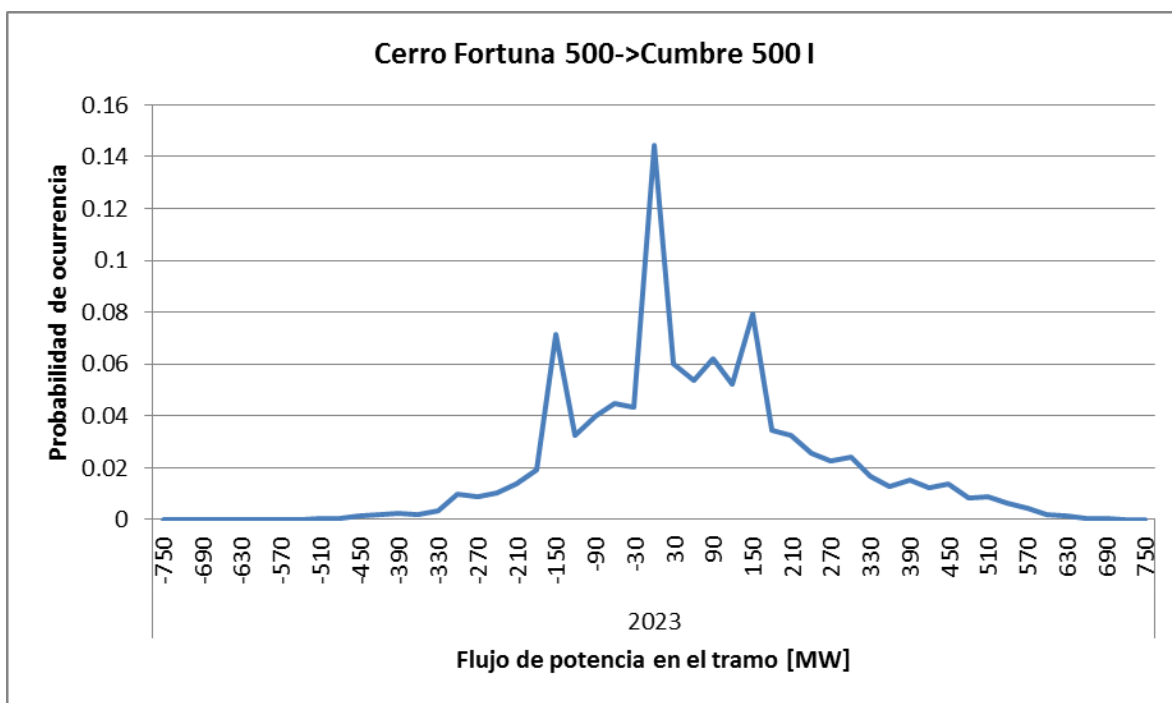


Figura 37: Histograma de Flujos por la línea Cerro Fortuna – Cumbre 500

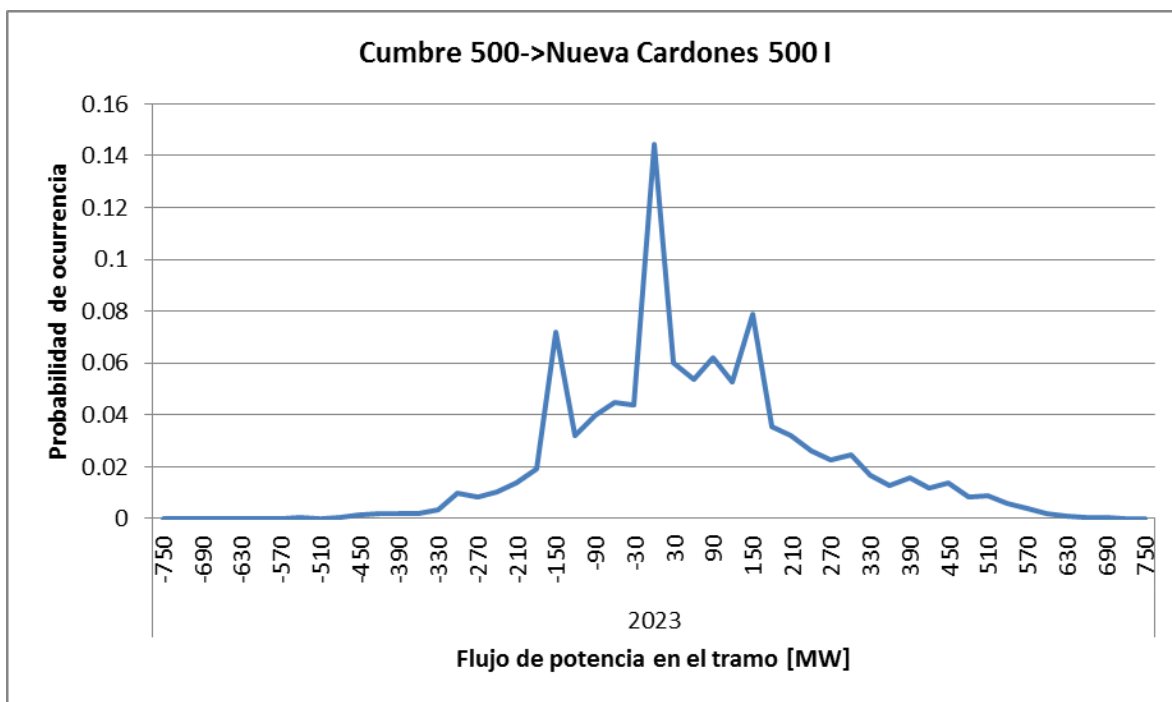


Figura 38: Histograma de Flujos por la línea Cumbre 500 – Nueva Cardones 500

Figura 39 Flujos por la línea Interconexión SIC-SING

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 dismantelar 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 40.

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).

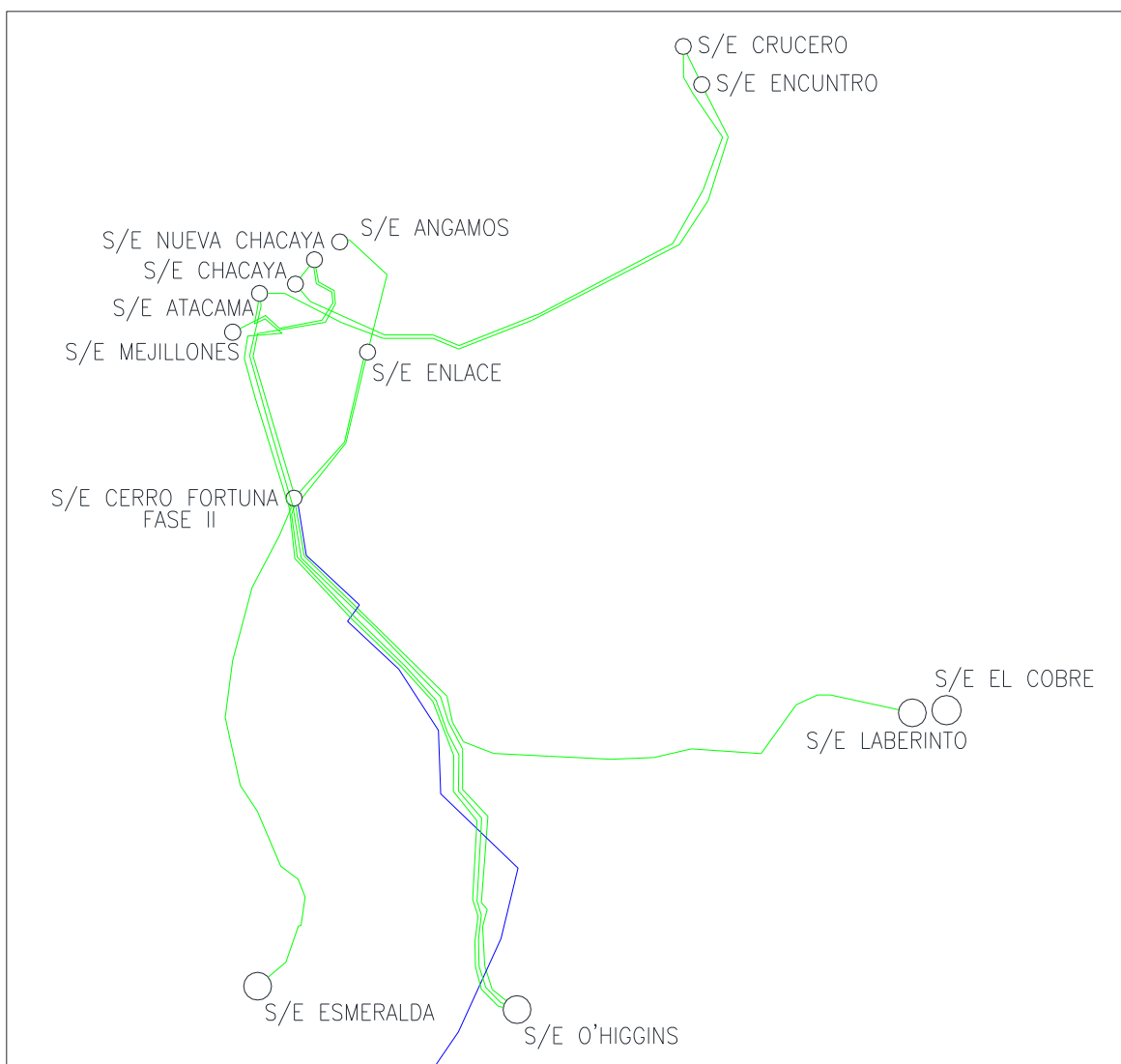


Figura 40: Diagrama georeferenciado para S/E Cerro Fortuna Etapa II.

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 logro 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 SENSIBILIDADES DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

5.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

5.1.1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

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.

5.1.2. RESULTADOS POR ESCENARIO 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 a 2014 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\$]	764,947.71	765,639.43	763,256.47
Inversión en Transmisión – SING [MMUS\$]	31,718.90	31,718.90	31,718.90
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\$]	28,419.19	27,821.15	29,463.90
TOTAL [MMUS\$]	854,157.81	855,371.82	853,142.80

Se observa una diferencia a favor del Escenario Base con respecto al Escenario Alternativo, 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.

5.2. SENSIBILIDADES DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

5.2.1. DEFINICIONES DE LOS ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD

Se realizaron diversas sensibilidades 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 sensibilidades realizadas se simularon en el modelo OSE2000, y se detallan a continuación:

A. 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.

B. 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.

C. 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 41. 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

D. 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.

E. Interconexión internacional con subestaciones convertoras intermedias

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

5.2.2. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD

A. 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.

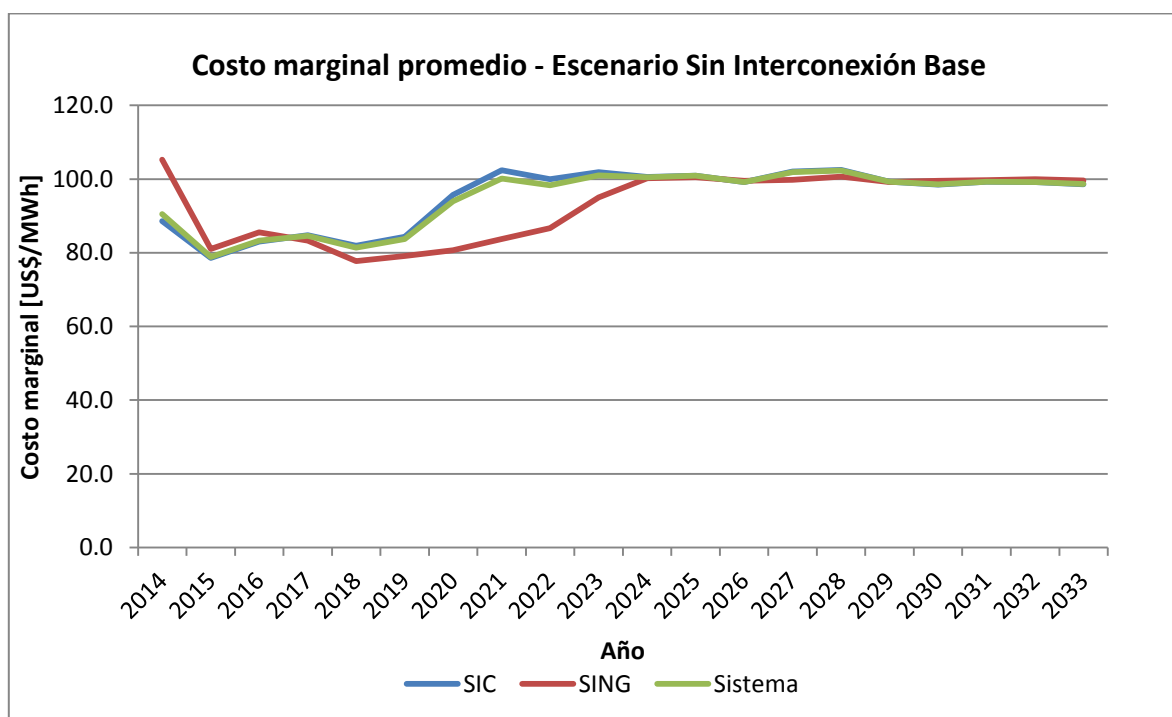


Figura 41. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Base

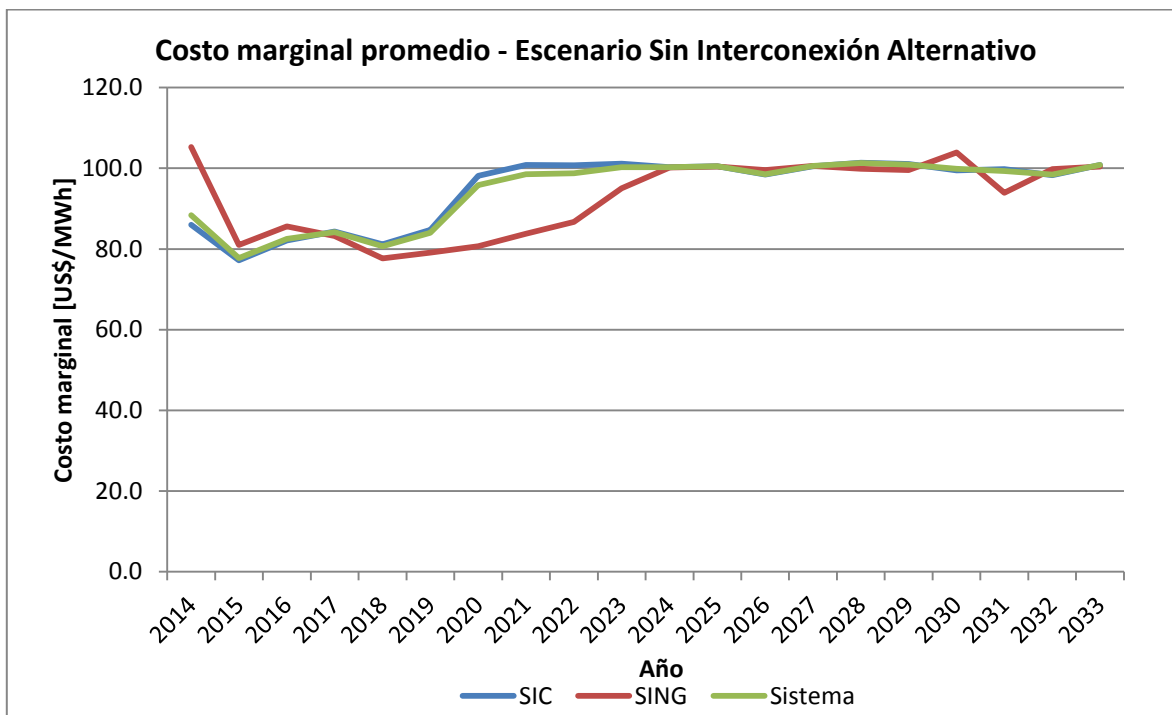


Figura 42. Costo marginal promedio - Escenario Sin Interconexión Alternativo

Tabla 42. 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 43. 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 44. 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 45. 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 46. 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 47. 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 independientes 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 48. Diferencias de costo de operación e inversiones - Escenarios con y sin Interconexión SING-SIC

Inversión	Base	Alternativo
Inversión en Transmisión – SING-SIC [MMUS\$]	738,546	765,639
Inversión en Generación – SIC [MMUS\$] Con Interconexión	16,957.13	17,633.17
Inversión en Generación – SING [MMUS\$] Con Interconexión	12,114.87	12,559.17
Inversión en Generación – SIC [MMUS\$] Sin Interconexión	17,343	17,979
Inversión en Generación – SING [MMUS\$] Sin Interconexión	13,775	16,346
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS\$] Con Interconexión	36,274	34,265
Costo de operación y falla SING-SIC [MMUS\$] Sin Interconexión	39,612	38,821
TOTAL Con Interconexión [MMUS\$]	850,207	876,410
TOTAL Sin Interconexión [MMUS\$]	809,276	838,786
Diferencia [MMUS\$]	40,930	37,625

Se observa que la interconexión SING-SIC económicamente no es recomendable bajo los supuestos planteados. Esto se debe principalmente a la capacidad reducida de la línea Nueva Cardones – Polpaico 2x500 [kV], la cual fue planificada sin considerar el potencial solar de la zona norte del SIC. Se debe estudiar la alternativa de aumentar la capacidad de esta línea a 2200 [MVA], con el fin de aumentar el beneficio económico de la interconexión SING-SIC, liberando las restricciones de transmisión presentes entre Maitencillo y Nogales. Esto permitiría mejorar el factor de planta de las centrales de gas natural que pudieran instalarse en la zona.

Sin embargo, la interconexión permite mejorar la confiabilidad del sistema en su conjunto, reduciendo el riesgo de desabastecimiento en condiciones de sequía, situación cada día más frecuente debido al cambio climático, lo que no está incorporado en las matrices de caudales históricos de las centrales hidráulicas. Se requiere mejorar la modelación de la reserva por regulación de frecuencia y reserva en giro, con el fin de optimizar la reserva natural del SIC.

B. Propuesta alternativa Los Almendros

Se obtuvo la diferencia en los costos de operación para los tres escenarios de expansión estudiados reemplazando el proyecto de transmisión de Los Almendros por una nueva línea Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 2x500 [kV], tendido un circuito. En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos (en millones de dólares) en los tres casos considerando todo el período de estudio.

Tabla 49. Diferencia de costos de operación de Proyecto Los Almendros sobre Proyecto Lo Aguirre

Escenario	Diferencia de costos de operación [MMUS\$] Los Almendros – Lo Aguirre
Escenario Interconexión Base	6.28
Escenario Interconexión Alternativo	10.58
Escenario Interconexión Andino	6.82

Las inversiones totales requeridas por ambos proyectos se detallan a continuación. Los equipos e instalaciones necesarios para cada proyecto se describen en los Anexos V y VII.

- Proyecto Los Almendros: MMUS\$ 113.74
- Proyecto Lo Aguirre: MMUS\$ 77.50

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. Sin embargo, para poder definir cuál de los dos proyectos es más conveniente se requiere definir los niveles de inversión necesarios en la subtransmisión del área Metropolitana en cada uno de los casos.

C. Sensibilidad 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].

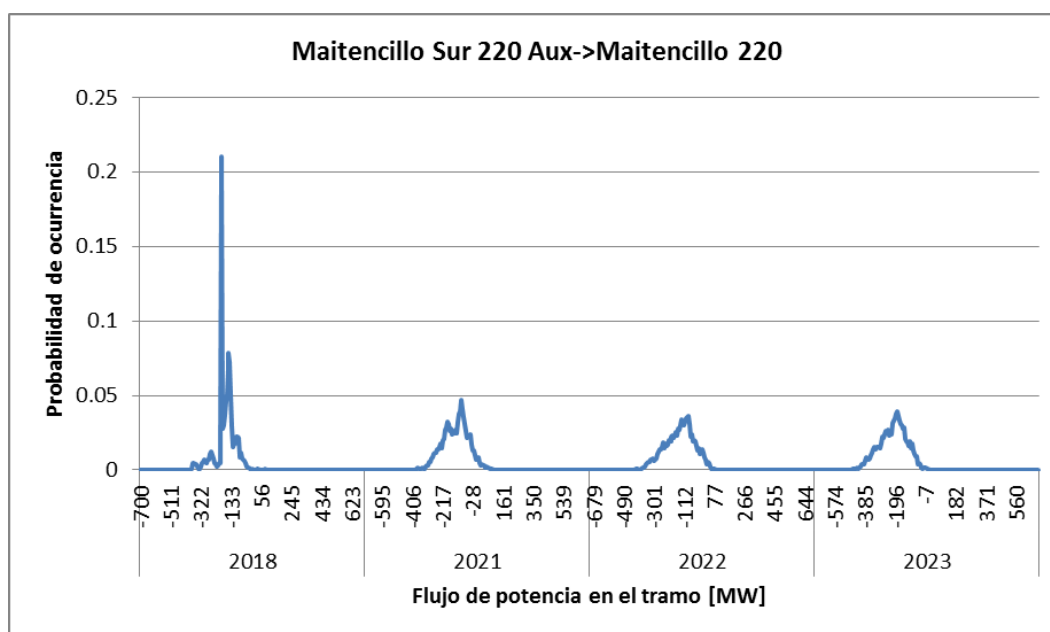


Figura 43. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Base

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).

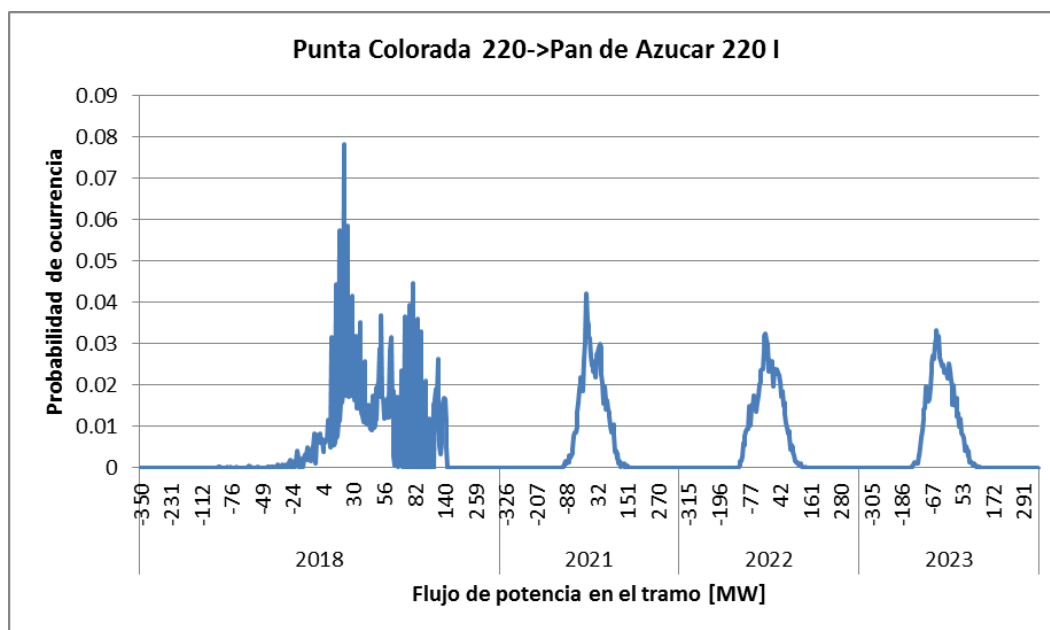


Figura 44. Histograma de flujos Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Base

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.

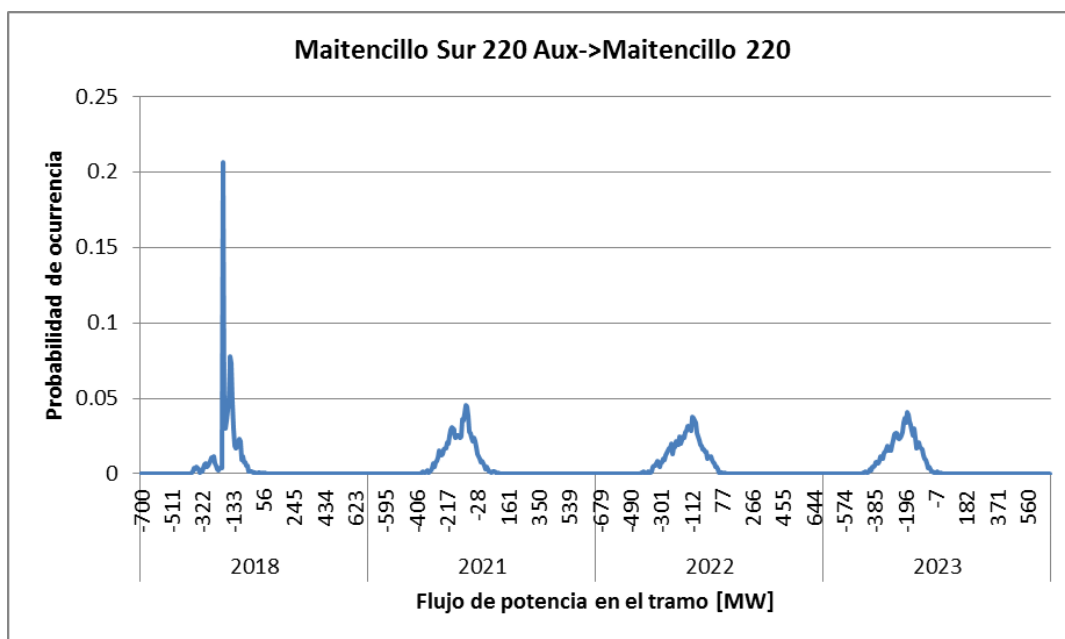


Figura 45. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Alternativo

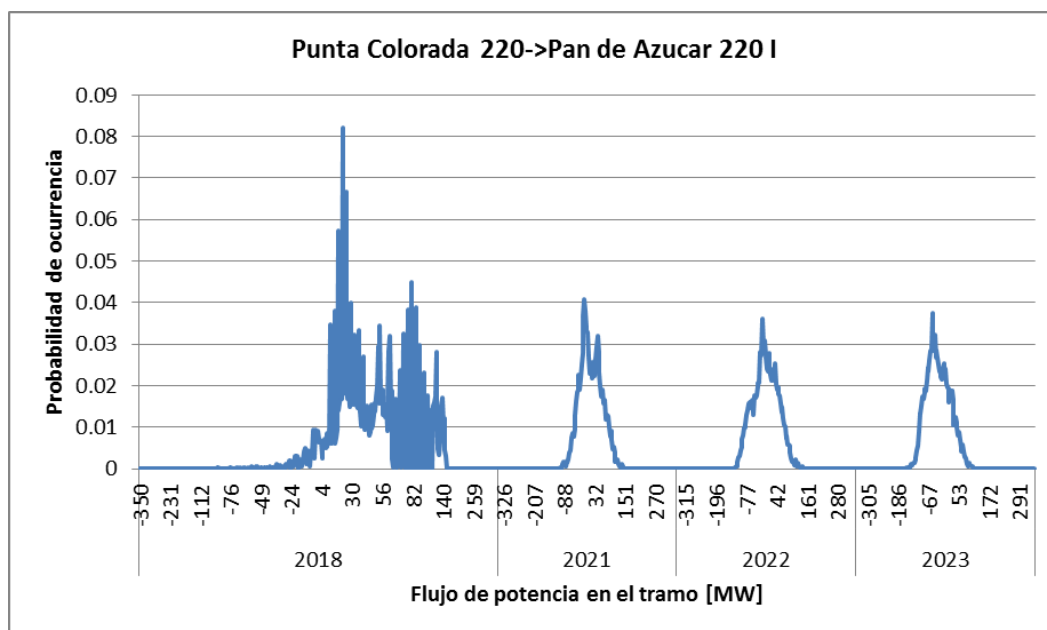


Figura 46. Histograma de flujos Punta Colorada – Pan de Azucar 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Alternativo

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.

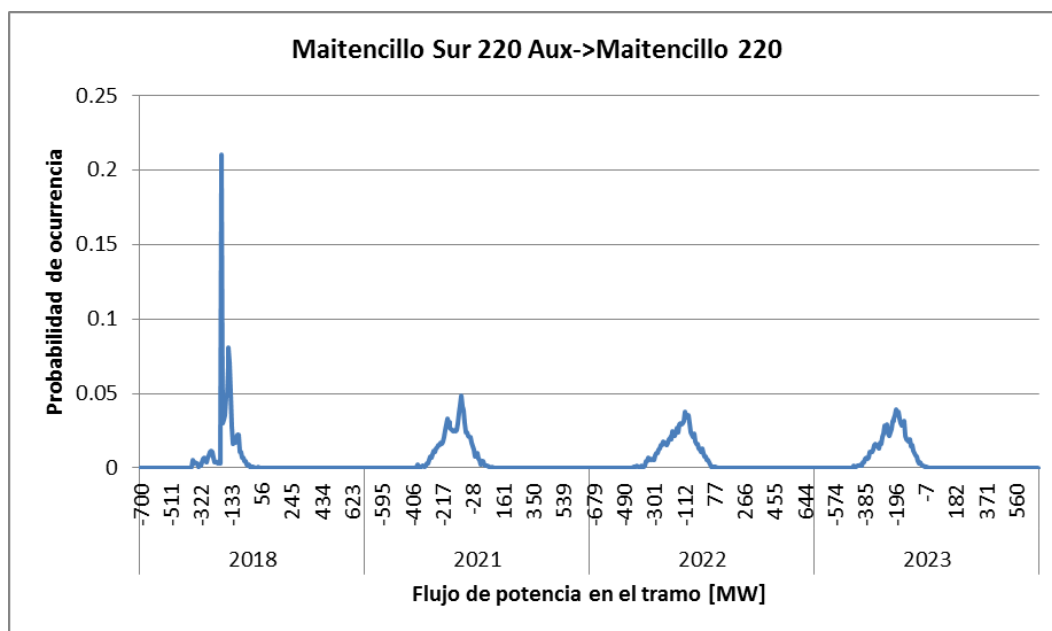


Figura 47. Histograma de flujos Maitencillo - Punta Colorada 2x220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Andino

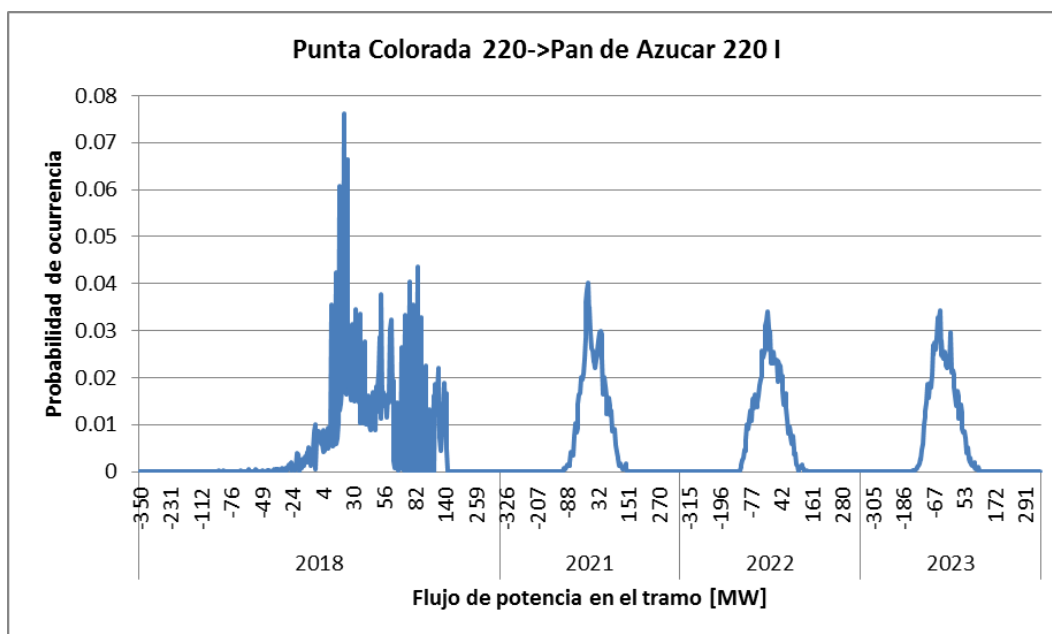


Figura 48. Histograma de flujos Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 [kV] - Sensibilidad Dominga Escenario Andino

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.

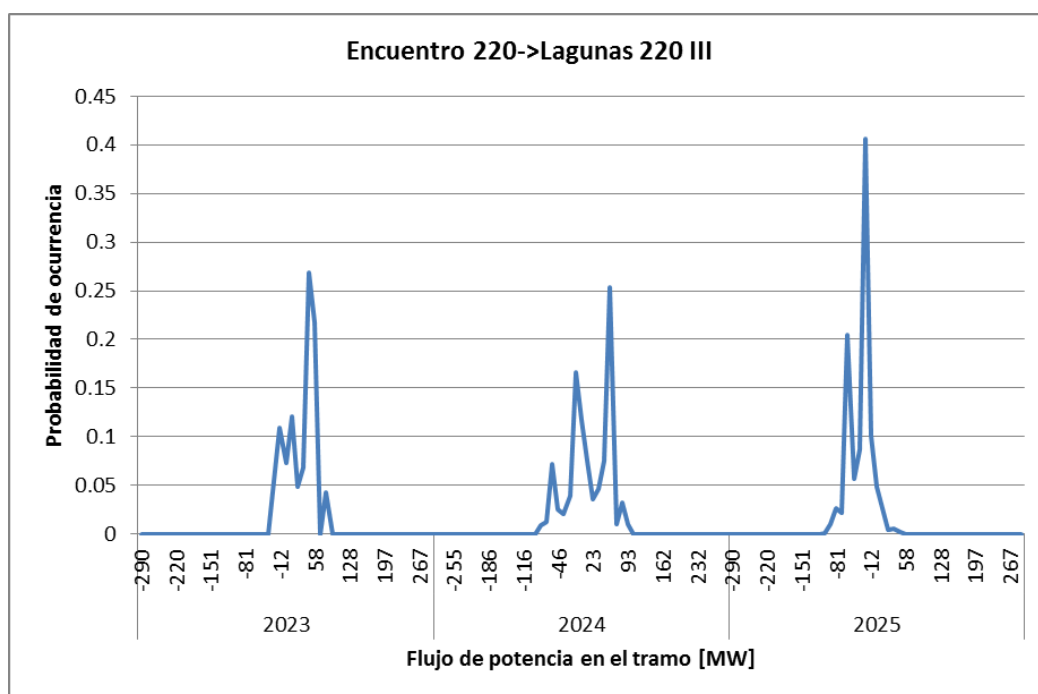


Figura 49. Histograma de flujos por la línea Encuentro – Lagunas

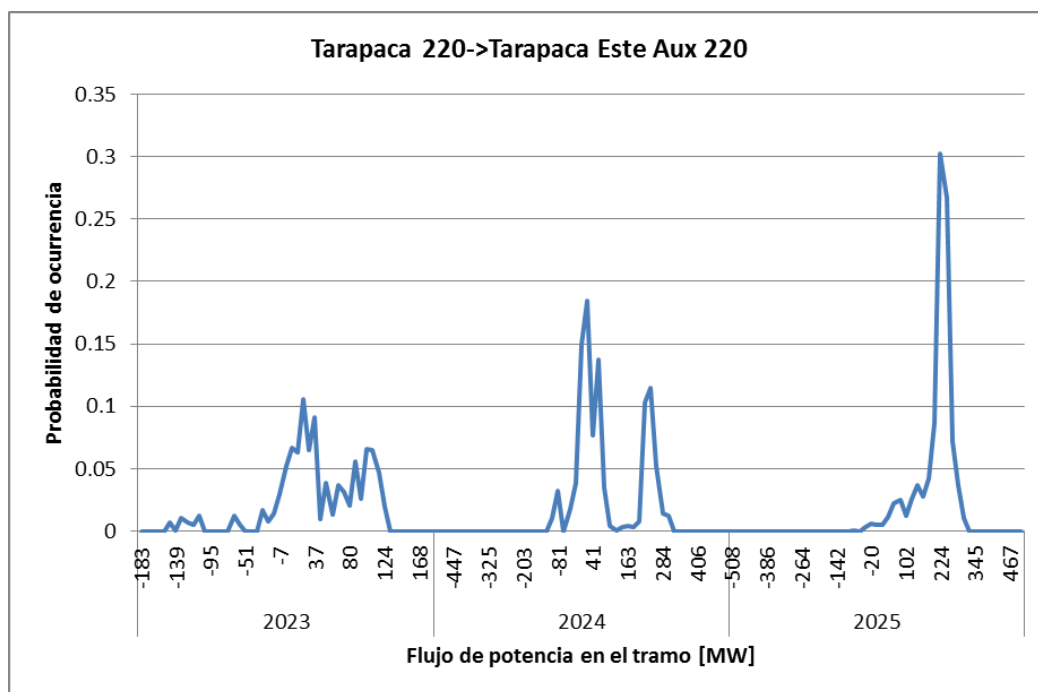


Figura 50. Histograma de los flujos por la línea Tarapacá - Lagunas

D. 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 50. 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 51. 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.

E. Interconexión internacional con subestaciones convertoras 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.

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. CRITERIO ADOPTADO

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 O INICIAR 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 obras.

Tabla 52. 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	Causante de la inversión y comentarios
2022	Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], tendido un circuito seccionado en Carrera Pinto		Obra nueva	2016	Generación
2022	Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]		Obra nueva	2016	Generación
2018	Rediseño de nueva línea 2x500 [kV] Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para aumentar capacidad a 1700 [MVA]		Ampliación	2016	Demanda
2018	Seccionamiento línea 2x500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar en Punta Colorada		Ampliación	2016	Demanda/Minera Dominga
2019	Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]		Obra nueva	2015	Generación
2020	Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Debe revisarse la inversión en subtransmisión para optar por uno de los proyectos
	Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito		2015	
2018	Seccionamiento segundo circuito línea 2x500 [kV] Polpaico – Alto Jahuel en Lo Aguirre		Ampliación	2016	Demanda
2018	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 [kV] 3x250 [MVA] en subestación Lo Aguirre		Ampliación	2016	Demanda
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])
2021	Nueva línea 2x500 [kV] Ciruelos - Pichirropulli 1500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]		Obra nueva	2016	
2023	Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Charrúa – Mulchén 2500 [MVA], tendido de un circuito energizado en 220 [kV]		Obra nueva	2017	

Tabla 53. 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
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Laberinto – El Cobre 360 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad
2018	Nueva línea 2x220 [kV] Domeyko – Escondida 245 [MVA], tendido de un circuito	Obra nueva	2015	Seguridad
2020	Nueva línea 2x220 [kV] Lagunas – Pozo Almonte 600 [MVA]	Obra nueva	2015	Generación/Seguridad

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 54. 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				
					$\alpha_{1,n}$	$\beta_{1,n}$	$\beta_{2,n}$	$\beta_{3,n}$	$\beta_{4,n}$
Nueva línea 2x220 [kV] Diego de Almagro – San Andrés 290 [MVA], tendido un circuito seccionado en Carrera Pinto		49,183.0	4,475.0	85.52	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Nueva línea 2x220 [kV] San Andrés – Nueva Cardones 290 [MVA]		19,102.0	2,306.8	43.80	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]		59,117	5,784.62	109.54	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	6,340.91	120.08	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Nueva línea 2x220 [kV] Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Don Goyo – La Cebada – Las Palmas – Los Vilos – Nogales 700 [MVA]		197,368	27,432.48	525.66	0.3	0.54	0.08	0.02	0.06
Alternativa 1	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Los Almendros – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	143,134	13,060.42	247.23	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12
Alternativa 2	Nueva línea 2x500 [kV] Polpaico – Lo Aguirre – Alto Jahuel 1800 [MVA], tendido de un circuito	74,478	7,219.26	138.01	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	24.79	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	2,455.68	46.65	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	8,893.21	170.51	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]	57,705	5,581.77	106.93	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	7,282.48	139.13	0.37	0.32	0.17	0.01	0.12

Tabla 55. 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:

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

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.

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

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 perdidas 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%.

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.

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.

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. 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.