

REF.: Aprueba Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017.

SANTIAGO, 27 de febrero de 2018

RESOLUCIÓN EXENTA N° 163

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo dispuesto en el D.F.L. N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente la "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 20.936, de 2016, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.936";
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 18, de 10 de enero de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de enero de 2017, que "Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 18", modificada por Resoluciones Exentas N° 187, de 18 de abril de 2017; N° 440, de 11 de agosto de 2017; N° 583, de 18 de Octubre de 2017; N° 623, de 10 de noviembre de 2017; y N° 45, de 30 de enero de 2018;

- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 382 de la Comisión, de 20 de julio de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 26 de julio de 2017, que "Establece las normas necesarias para la adecuada implementación del registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 382";
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711, de 12 de diciembre de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 18 de diciembre de 2017, que "Establece metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y deja sin efecto la Resolución CNE N° 384 Exenta, de la Comisión Nacional de Energía, de 20 de julio de 2017", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 711";
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 714, de 12 de diciembre de 2017, que "Constituye registro de participación ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos", en adelante e indistintamente, "Resolución Exenta N° 714";
- h) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 770, de 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017;
- i) Las observaciones efectuadas por los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana del presente proceso de planificación, constituido mediante Resolución Exenta N° 714; y
- j) Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, en conformidad a lo establecido en el artículo 87° y 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 18, la Comisión aprobó, mediante Resolución Exenta N° 770 de 29 de diciembre de 2017, el Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, en adelante e indistintamente "Informe Técnico Preliminar";
- b) Que, de conformidad a lo establecido en el artículo 91° de la Ley, los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro de participación ciudadana del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2017, constituido mediante Resolución Exenta N° 714 de 2017, presentaron sus observaciones al Informe Técnico Preliminar, dentro del plazo legal establecido al efecto;
- c) Que, dentro del plazo establecido en el inciso quinto del artículo 91° de la Ley, la Comisión procedió a revisar y analizar las observaciones recibidas señaladas en el considerando anterior, aceptando o rechazando fundadamente las mismas en un documento que se anexa al Informe Técnico Final que se aprueba mediante la presente resolución y que forma parte integrante del mismo para todos los efectos legales, y
- d) Que, habiéndose dado cumplimiento a las etapas pertinentes del proceso de planificación de la transmisión, establecidas en la normativa legal y reglamentaria respectiva, corresponde que esta Comisión, en conformidad a lo establecido en el inciso quinto del artículo 91° de la Ley, emita el Informe Técnico Final con el Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2017, para lo cual viene en dictar el presente acto administrativo.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el "Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2017", cuyo texto se transcribe a continuación:



INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2017

Febrero de 2018

Santiago de Chile

ÍNDICE

1	Introducción	18
2	Resumen Ejecutivo	21
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	22
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	22
3.1.1	Ampliación en S/E Candelaria	22
3.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	22
3.1.1.2	Equipos de alta tensión	22
3.1.1.3	Entrada en operación	23
3.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 23	
3.1.1.5	Licitación	23
3.1.2	Ampliación en S/E Lagunas	23
3.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	23
3.1.2.2	Equipos de alta tensión	23
3.1.2.3	Entrada en operación	23
3.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 23	
3.1.3	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y ampliación de S/E Nueva Puerto Montt	24
3.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	24
3.1.3.2	Equipos de alta tensión	24
3.1.3.3	Entrada en operación	24
3.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 24	
3.1.4	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín	25
3.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra	25
3.1.4.2	Equipos de alta tensión	25
3.1.4.3	Entrada en operación	25
3.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 25	
3.1.5	Aumento de Capacidad de Línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel y Ampliación de S/E Lo Aguirre 26	
3.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra	26
3.1.5.2	Equipos de alta tensión	26
3.1.5.3	Entrada en operación	26
3.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 26	
3.1.5.5	Licitación	27

3.2	OBRAS NUEVAS.....	27
3.2.1	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	27
3.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	27
3.2.1.2	Equipos de alta tensión	28
3.2.1.3	Entrada en operación	28
3.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 29	
3.2.1.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	29
3.2.2	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likantantai, Energizada en 220 kV	29
3.2.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	29
3.2.2.2	Equipos de alta tensión	30
3.2.2.3	Entrada en operación	30
3.2.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 30	
3.2.2.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	30
3.2.2.6	Licitación	31
3.2.3	Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	31
3.2.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	31
3.2.3.2	Equipos de alta tensión	31
3.2.3.3	Entrada en operación	31
3.2.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 32	
3.2.3.5	Licitación	32
3.2.4	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	32
3.2.4.1	Descripción general y ubicación de la obra	32
3.2.4.2	Equipos de alta tensión	32
3.2.4.3	Entrada en operación	33
3.2.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 33	
3.2.4.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	33
3.2.5	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV	33
3.2.5.1	Descripción general y ubicación de la obra	33
3.2.5.2	Equipos de alta tensión	34
3.2.5.3	Entrada en operación	34
3.2.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 34	
3.2.5.5	Licitación	34
3.2.6	Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, Energizada en 220 kV	34
3.2.6.1	Descripción general y ubicación de la obra	34



3.2.6.2	Equipos de alta tensión	35
3.2.6.3	Entrada en operación	35
3.2.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 35	
3.2.6.5	Licitación	35
3.2.7	Nueva Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2	35
3.2.7.1	Descripción general y ubicación de la obra	35
3.2.7.2	Equipos de alta tensión	36
3.2.7.3	Entrada en operación	36
3.2.7.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 36	
3.2.8	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	36
3.2.8.1	Descripción general y ubicación de la obra	36
3.2.8.2	Equipos de alta tensión	37
3.2.8.3	Entrada en operación	37
3.2.8.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 37	
3.2.8.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	37
3.2.8.6	Licitación	38
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	39
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	39
	Sistema B.....	39
4.1.1	Doble Vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	39
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	39
4.1.1.2	Equipos de alta tensión	40
4.1.1.3	Entrada en operación	40
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 40	
4.1.2	Ampliación en S/E Caldera.....	40
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	40
4.1.2.2	Equipos de alta tensión	41
4.1.2.3	Entrada en operación	41
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 41	
4.1.2.5	Licitación	41
4.1.3	Ampliación en S/E Cerrillos.....	41
4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	41
4.1.3.2	Equipos de alta tensión	42

4.1.3.3	Entrada en operación	42
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 42	
4.1.3.5	Licitación	42
4.1.4	Ampliación en S/E Atacama Kozán	42
4.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra	42
4.1.4.2	Equipos de alta tensión	43
4.1.4.3	Entrada en operación	43
4.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 43	
4.1.4.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	43
4.1.4.6	Licitación	43
4.1.5	Ampliación en S/E Plantas	44
4.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra	44
4.1.5.2	Equipos de alta tensión	44
4.1.5.3	Entrada en operación	44
4.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 44	
4.1.5.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	45
4.1.6	Nuevo Transformador en S/E Illapel.....	45
4.1.6.1	Descripción general y ubicación de la obra	45
4.1.6.2	Equipos de alta tensión	45
4.1.6.3	Entrada en operación	45
4.1.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 46	
Sistema C.....		46
4.1.1	Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso.....	46
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	46
4.1.1.2	Equipos de alta tensión	47
4.1.1.3	Entrada en operación	47
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 47	
4.1.2	Tendido Segundo Circuito Línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla	47
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	47
4.1.2.2	Equipos de alta tensión	48
4.1.2.3	Entrada en operación	48
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 48	
4.1.3	Aumento de Capacidad Línea 2x110 KV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue	48

4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	48
4.1.3.2	Equipos de alta tensión	48
4.1.3.3	Entrada en operación	49
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 49	
4.1.4	Ampliación en S/E Catemu	49
4.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra	49
4.1.4.2	Equipos de alta tensión	49
4.1.4.3	Entrada en operación	49
4.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 49	
4.1.4.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	50
4.1.4.6	Licitación	50
4.1.5	Nuevo Transformador en S/E La Calera	50
4.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra	50
4.1.5.2	Equipos de alta tensión	51
4.1.5.3	Entrada en operación	51
4.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 51	
4.1.6	Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jeronimo	51
4.1.6.1	Descripción general y ubicación de la obra	51
4.1.6.2	Equipos de alta tensión	51
4.1.6.3	Entrada en operación	51
4.1.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 52	
4.1.6.5	Licitación	52
	Sistema D	52
4.1.1	Adecuaciones en S/E El Salto	52
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	52
4.1.1.2	Equipos de alta tensión	53
4.1.1.3	Entrada en operación	53
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 53	
	Sistema E	53
4.1.1	Aumento de Capacidad en S/E Colchagua.....	54
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	54
4.1.1.2	Equipos de alta tensión	55
4.1.1.3	Entrada en operación	55

4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	55
4.1.2	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	55
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	55
4.1.2.2	Equipos de alta tensión	56
4.1.2.3	Entrada en operación	56
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	56
4.1.3	Aumento de Capacidad en S/E El Monte.....	56
4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	56
4.1.3.2	Equipos de alta tensión	56
4.1.3.3	Entrada en operación	57
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	57
4.1.4	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea.....	57
4.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra	57
4.1.4.2	Equipos de alta tensión	57
4.1.4.3	Entrada en operación	57
4.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	57
4.1.4.5	Licitación	58
4.1.5	Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés.....	58
4.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra	58
4.1.5.2	Equipos de alta tensión	58
4.1.5.3	Entrada en operación	58
4.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	58
4.1.5.5	Licitación	59
4.1.6	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche	59
4.1.6.1	Descripción general y ubicación de la obra	59
4.1.6.2	Equipos de alta tensión	59
4.1.6.3	Entrada en operación	59
4.1.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	59
4.1.6.5	Licitación	60
4.1.7	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, Segmento Tap Rengo – Pelequén	60
4.1.7.1	Descripción general y ubicación de la obra	60
4.1.7.2	Equipos de alta tensión	60

4.1.7.3	Entrada en operación	60
4.1.7.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 60	
4.1.7.5	Licitación	61
4.1.8	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén – Malloa.....	61
4.1.8.1	Descripción general y ubicación de la obra	61
4.1.8.2	Equipos de alta tensión	61
4.1.8.3	Entrada en operación	61
4.1.8.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	61
4.1.8.5	Licitación	61
4.1.9	Nueva S/E Móvil Región del Maule	62
4.1.9.1	Descripción general y ubicación de la obra	62
4.1.9.2	Equipos de alta tensión	62
4.1.9.3	Entrada en operación	62
4.1.9.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 62	
4.1.10	Nueva S/E Móvil Región del Biobío y Región de la Araucanía	62
4.1.10.1	Descripción general y ubicación de la obra	62
4.1.10.2	Equipos de alta tensión	63
4.1.10.3	Entrada en operación	63
4.1.10.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 63	
4.1.11	Ampliación en S/E El Manzano	63
4.1.11.1	Descripción general y ubicación de la obra	63
4.1.11.2	Equipos de alta tensión	63
4.1.11.3	Entrada en operación	64
4.1.11.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 64	
4.1.11.5	Licitación	64
4.1.12	Ampliación en S/E La Esperanza	64
4.1.12.1	Descripción general y ubicación de la obra	64
4.1.12.2	Equipos de alta tensión	64
4.1.12.3	Entrada en operación	64
4.1.12.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 65	
4.1.12.5	Licitación	65
4.1.13	Ampliación en S/E Negrete	65
4.1.13.1	Descripción general y ubicación de la obra	65
4.1.13.2	Equipos de alta tensión	65

4.1.13.3	Entrada en operación	65
4.1.13.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 65	
4.1.14	Ampliación en S/E Laja	66
4.1.14.1	Descripción general y ubicación de la obra	66
4.1.14.2	Equipos de alta tensión	66
4.1.14.3	Entrada en operación	66
4.1.14.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 66	
4.1.14.5	Licitación	66
4.1.15	Ampliación en S/E Celulosa Laja	67
4.1.15.1	Descripción general y ubicación de la obra	67
4.1.15.2	Equipos de alta tensión	67
4.1.15.3	Entrada en operación	67
4.1.15.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 67	
4.1.15.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	67
4.1.15.6	Licitación	68
4.1.16	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Chacahuin – Linares	68
4.1.16.1	Descripción general y ubicación de la obra	68
4.1.16.2	Equipos de alta tensión	68
4.1.16.3	Entrada en operación	68
4.1.16.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 68	
4.1.17	Ampliación en S/E Lautaro.....	69
4.1.17.1	Descripción general y ubicación de la obra	69
4.1.17.2	Equipos de alta tensión	69
4.1.17.3	Entrada en operación	69
4.1.17.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 69	
4.1.18	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	69
4.1.18.1	Descripción general y ubicación de la obra	69
4.1.18.2	Equipos de alta tensión	70
4.1.18.3	Entrada en operación	70
4.1.18.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 70	
4.1.18.5	Licitación	70
4.1.19	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	70
4.1.19.1	Descripción general y ubicación de la obra	70

4.1.19.2	Equipos de alta tensión	71
4.1.19.3	Entrada en operación	71
4.1.19.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 71	
4.1.20	Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	71
4.1.20.1	Descripción general y ubicación de la obra	71
4.1.20.2	Equipos de alta tensión	72
4.1.20.3	Entrada en operación	72
4.1.20.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 72	
4.1.21	Ampliación en S/E Chivilcán	72
4.1.21.1	Descripción general y ubicación de la obra	72
4.1.21.2	Equipos de alta tensión	72
4.1.21.3	Entrada en operación	73
4.1.21.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 73	
4.1.22	Ampliación en S/E Monterrico.....	73
4.1.22.1	Descripción general y ubicación de la obra	73
4.1.22.2	Equipos de alta tensión	73
4.1.22.3	Entrada en operación	73
4.1.22.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 73	
4.1.23	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Coronel – Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones.....	74
4.1.23.1	Descripción general y ubicación de la obra	74
4.1.23.2	Equipos de alta tensión	74
4.1.23.3	Entrada en operación	74
4.1.23.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 74	
4.1.24	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	74
4.1.24.1	Descripción general y ubicación de la obra	74
4.1.24.2	Equipos de alta tensión	75
4.1.24.3	Entrada en operación	75
4.1.24.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 75	
Sistema F	75
4.1.1	Ampliación en S/E Valdivia	76
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	76
4.1.1.2	Equipos de alta tensión	76
4.1.1.3	Entrada en operación	76

4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	76
4.2	OBRAS NUEVAS.....	77
	Sistema A	77
4.2.1	Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento.....	77
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	77
4.2.1.2	Equipos de alta tensión	78
4.2.1.3	Entrada en operación	78
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	78
4.2.1.5	Licitación	78
4.2.2	S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	78
4.2.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	78
4.2.2.2	Equipos de alta tensión	79
4.2.2.3	Entrada en operación	79
4.2.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	79
4.2.2.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	79
	Sistema B.....	80
4.2.1	Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	80
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	80
4.2.1.2	Equipos de alta tensión	81
4.2.1.3	Entrada en operación	81
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	81
4.2.1.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	81
4.2.2	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán	82
4.2.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	82
4.2.2.2	Equipos de alta tensión	82
4.2.2.3	Entrada en operación	82
4.2.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	82
4.2.3	Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	82
4.2.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	82
4.2.3.2	Equipos de alta tensión	83
4.2.3.3	Entrada en operación	83
4.2.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	83
	Sistema C.....	84



4.2.1	Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	84
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	84
4.2.1.2	Equipos de alta tensión	84
4.2.1.3	Entrada en operación	84
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 85	
4.2.1.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	85
	Sistema E.....	85
4.2.1	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	86
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra	86
4.2.1.2	Equipos de alta tensión	86
4.2.1.3	Entrada en operación	86
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 87	
4.2.2	Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano	87
4.2.2.1	Descripción general y ubicación de la obra	87
4.2.2.2	Entrada en operación	87
4.2.2.3	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 87	
4.2.3	Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	87
4.2.3.1	Descripción general y ubicación de la obra	87
4.2.3.2	Equipos de alta tensión	88
4.2.3.3	Entrada en operación	88
4.2.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 88	
5	Actualización de los Valores de inversión Referencial de los Proyectos.....	89
6	Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión.....	92
6.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	92
6.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	92
6.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	92
6.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	93
6.3.2	Proyección de Demanda de Clientes Libres.....	94
6.3.3	Proyección de Demanda de Clientes Regulados.....	94
6.3.4	Proyección de Demanda para el antiguo Sistema Interconectado del Norte Grande.....	94
6.3.5	Proyección de Demanda para el antiguo Sistema Interconectado Central.....	95
6.3.6	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	96
6.3.6.1	Proyecto de Transmisión Decretados.....	96
6.3.6.2	Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción	97

6.3.6.3	Proyectos Comprometidos.....	97
6.3.7	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.....	98
6.3.7.1	Escenario 1.....	100
6.3.7.2	Escenario 2.....	101
6.3.7.3	Escenario 3.....	102
6.3.7.4	Cumplimiento de Ley 20.698.....	103
6.3.8	Proyección de Precios de Combustibles.....	104
6.3.9	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas.....	105
6.3.10	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	105
6.3.11	Costos de Falla.....	108
6.3.12	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	109
6.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	109
6.4.1	Análisis Preliminar.....	109
6.4.2	Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión.....	109
6.4.2.1	Criterio de Holgura.....	110
6.4.3	Análisis de Seguridad y Resiliencia.....	110
6.4.3.1	Análisis de Seguridad.....	111
6.4.3.2	Análisis de Resiliencia.....	111
6.4.4	Análisis de Mercado Eléctrico Común.....	114
6.4.5	Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión.....	116
6.4.5.1	Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos.....	116
6.4.5.2	Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos.....	118
6.4.6	Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión.....	120
7	Evaluación de los Proyectos y Resultados.....	121
7.1	NECESIDAD DE EXPANSIÓN NACIONAL.....	121
7.1.1	Nuevo Sistema 500 kV Parinas – Likanantai.....	121
7.1.1.1	Análisis de Suficiencia.....	123
7.1.1.2	Análisis de Seguridad.....	123
7.1.1.3	Análisis de Factibilidad.....	127
7.1.2	Nuevo Sistema HVDC Centro – Norte.....	128
7.1.2.1	Análisis de Suficiencia.....	129
7.1.2.2	Análisis de Seguridad.....	131
7.1.3	Apoyo 500 kV Sur.....	132
7.1.3.1	Proyecto de expansión nacional S/E seccionadora JMA.....	132
7.1.3.2	Proyecto de expansión nacional Cautín – Ciruelos.....	133
7.1.3.3	Proyecto de expansión nacional Entre Ríos – Pichirropulli.....	134

7.1.3.4	Análisis de Suficiencia	135
7.1.3.5	Análisis de Seguridad	138
7.1.3.6	Análisis de Factibilidad	141
7.1.4	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt – Puerto Montt y ampliación de S/E Nueva Puerto Montt	141
7.2	NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA A.....	143
7.2.1	S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	143
7.2.1.1	Análisis de Seguridad	145
7.2.1.2	Análisis de Factibilidad	145
7.3	NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA B.....	146
7.3.1	Proyecto Cardones CNE	146
7.3.1.1	Análisis de Seguridad	148
7.3.1.2	Análisis de Factibilidad	150
7.4	NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA E	151
7.4.1	Proyecto de Expansión Zonal Candelaria – Punta de Cortés	151
7.5	NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD	152
7.5.1	Ampliación en S/E Lagunas y Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, Tendido Primer Circuito 153	
7.5.2	Adecuaciones en S/E El Salto	154
7.5.3	Construcción By Pass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta	154
7.5.4	Doble Vinculación Transformador 220/110 kV en S/E Cardones	155
	Necesidades de Expansión por Seguridad Analizadas por Costo de Falla de Corta Duración	155
7.5.5	Ampliación en S/E Celulosa Laja, Ampliación en S/E Laja y Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	155
7.5.5.1	Análisis de Seguridad	157
7.5.5.2	Análisis de Factibilidad	157
7.5.6	Ampliación en S/E Lautaro.....	158
7.5.7	Ampliación en S/E Negrete	158
7.5.8	Nueva S/E Móvil Zona Valparaíso	159
7.5.9	Nueva S/E Móvil Zona Maule	160
7.5.10	Nueva S/E Móvil región del Biobío y región de la Araucanía.....	160
7.5.11	Ampliación en S/E El Manzano, Ampliación en S/E La Esperanza y Nueva LT 1x66kV La Esperanza-El Manzano	161
7.5.12	Tendido segundo circuito Línea Agua Santa – Placilla	162
7.5.13	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	163
7.5.14	Nuevo Transformador en S/E La Calera.....	163
7.5.15	Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	164

7.5.16	Ampliación en S/E Catemu y Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	165
7.5.16.1	Análisis de Factibilidad	165
7.5.17	Ampliación en S/E Monterrico.....	166
7.5.18	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones.....	166
7.5.19	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	167
7.5.20	Ampliación en S/E Valdivia	168
7.6	NECESIDADES DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO	168
7.6.1	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes – Tap Mauro	169
7.6.1.1	Análisis de Factibilidad	169
7.6.2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue	170
7.6.3	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo – Pelequén y Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	170
7.6.4	Tendido segundo circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	170
7.6.5	Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	171
7.6.6	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	172
7.6.7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	173
7.6.8	S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	173
7.7	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	173
7.7.1	Eventualidad 1: Maremoto.....	173
7.7.1.1	Análisis zona Tocopilla	173
7.7.1.2	Análisis zona Mejillones	174
7.7.1.3	Análisis zona Huasco	175
7.7.1.4	Análisis zona Coronel	175
7.7.2	Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustible	176
7.7.3	Eventualidad 3: Atraso de Entrada en Operación Central de generación	177
7.7.4	Hidrologías Extremas.....	178
7.8	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	179
8	Valorización de las Obras de Expansión.....	181
8.1	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL.....	181
8.2	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA ZONAL.....	182
8.2.1	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema B.....	182
8.2.2	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema C.....	183
8.2.3	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema D.....	185

8.2.4	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema E	186
8.2.5	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema F	190
8.3	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA NACIONAL	191
8.4	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA ZONAL	193
8.4.1	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema A	193
8.4.2	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema B	194
8.4.3	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema C	195
8.4.4	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema E	196
9	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de otros proyectos	197
9.1	PROYECTOS NO RECOMENDADOS	197
10	Anexo 2: Valorización de Proyectos	206
10.1	METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS	206
10.1.1	Estructura General del Modelo de Valorización	206
10.1.2	Criterios y Consideraciones Utilizadas	213
10.1.3	Dimensionamiento de Instalaciones	215
10.1.4	Precios Unitarios	215
10.1.5	Cálculo de los Intereses Intercalarios	215
10.1.6	Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)	216
11	Anexo 3: Estabilidad de Sistema HVDC	217
11.1	RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 3: 1500 MW DESDE LA S/E LO AGUIRRE HACIA LA S/E KIMAL	218
11.1.1	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre	218
11.1.2	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal	219
11.1.3	Cortocircuito en el Polo Negativo del enlace HVDC	221
11.2	RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 4: 1500 MW DESDE LA S/E KIMAL HACIA LA S/E LO AGUIRRE	223
11.2.1	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre	223
11.2.2	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal	224
11.2.3	Cortocircuito en el Polo Negativo del enlace HVDC	226
11.3	RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 3: 2300 MW DESDE LA S/E LO AGUIRRE HACIA LA S/E KIMAL	228
11.3.1	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre	228
11.3.2	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal	229
11.3.3	Cortocircuito en el Polo Negativo del enlace HVDC	231
11.4	RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 4: 2300 MW DESDE LA S/E KIMAL HACIA LA S/E LO AGUIRRE	233
11.4.1	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre	233
11.4.2	Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal	234
11.4.3	Cortocircuito en el Polo Negativo del enlace HVDC	236

11.5	GRÁFICOS DE TRANSFORMADORES DE RETIRO.....	238
	Sistema B.....	238
	Sistema E.....	238
12	Anexo 5: Planes de Obra de Generación.....	240

1 INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016 entró en vigencia la Ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente, “Ley N° 20.936”. En virtud de esta ley se reemplazó el Título III del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”, “Ley General de Servicios Eléctricos” o “DFL N° 4”, por un nuevo Título III denominado “De los Sistemas de Transmisión Eléctrica”.

En conformidad a la nueva normativa antes aludida, la Comisión Nacional de Energía, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 87° de la Ley, anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos un horizonte de veinte años. Dicha planificación debe abarcar las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

Asimismo, de acuerdo al inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Sin embargo, por aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, las normas que hacen referencia a la planificación energética no serán aplicadas en este proceso de planificación de la transmisión correspondiente al año 2017 en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86° de la Ley, circunstancia que a la fecha de emisión del presente Informe no ha acaecido.

Luego, el referido inciso segundo del artículo 87°, establece que el proceso de planificación de la transmisión debe realizarse considerando los siguientes criterios:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Adicionalmente, de acuerdo al inciso tercero del artículo 87° de la Ley, el proceso de planificación de la transmisión deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.

Finalmente, el artículo 87° de la Ley, en su inciso final, concluye señalando que la planificación de la transmisión podrá considerar, asimismo, la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permita dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo. Puntualiza la Ley que estas expansiones no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y deberán considerar los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Por último, se establece que las instalaciones de transmisión dedicada existentes que son intervenidas con las obras de expansión, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de los respectivos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

Por otra parte, el artículo 91° de la Ley establece el procedimiento que debe seguir la Planificación de la Transmisión, señalando las distintas instancias de éste. En particular, el inciso primero de este artículo dispone que, dentro de los primeros quince días de cada año, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante, “Coordinador”, deberá enviar a la Comisión una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que debe cumplir con lo establecido en el artículo 87° de la Ley y puede además incluir las propuestas presentadas por promotores. Por su parte, el inciso segundo establece que la Comisión debe convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión.

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido tanto en el artículo 87° y 91° de la Ley, y con arreglo a lo establecido en el artículo vigésimo transitorio de la Ley, la Comisión dictó dos resoluciones con normas de carácter reglamentarias atinentes al proceso de planificación. Mediante Resolución Exenta N° 18, de 10 de enero de 2017, modificada luego a través de Resoluciones Exentas N° 187, de 18 de abril, N° 440, de 11 de agosto, N° 583, de 18 de octubre, y N° 623, de 10 de noviembre, todas del mismo año, y Resolución N° 45 de 30 de enero de 2018, se establecieron las normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017. A su turno, mediante Resolución Exenta N° 384, de fecha 20 de julio de 2017, se establecieron los criterios y la metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en la Ley N° 20.936, la que luego fue dejada sin efecto por medio de la Resolución Exenta N° 711, de fecha 12 de diciembre de 2017, que estableció la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley, en conformidad a la cual se elaboró el presente Informe Técnico que fija el Plan de Expansión.

Por su parte, dando cumplimiento a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° de la Ley, y conforme lo establecido en la Resolución Exenta N° 382, de 20 de julio 2017, que establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley, se convocó mediante las respectivas publicaciones a la inscripción en el registro correspondiente al presente proceso de planificación. La Convocatoria concluyó con la dictación de la Resolución Exenta N° 714, de fecha 12 de diciembre de 2017, a través de la cual se creó el referido registro.

Luego, con fecha 29 de diciembre de 2017, mediante Resolución CNE N° 770, se emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, el cual estuvo sujeto a una etapa de observaciones por parte de los usuarios e instituciones interesadas inscritas en el referido registro de participación ciudadana, el que venció con fecha 15 de enero de 2018. Transcurrido dicho plazo, la CNE cuenta con treinta días hábiles para analizar y revisar las observaciones recibidas, y aceptar, total o parcialmente, aquellas que estime procedentes en su mérito, debiendo proceder en dichos casos a corregir o modificar, en donde corresponda, el Informe Técnico Preliminar.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley, y en demás disposiciones citadas, a continuación se presenta el Informe Técnico Final con el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, el cual recoge los cambios efectuados a raíz del análisis y la revisión efectuado en la etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar y algunas otras adecuaciones y aclaraciones efectuadas a dicho informe.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este Informe Final consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2017, dando así cumplimiento a lo establecido en los artículos 87° y 91° de la Ley.

Para la elaboración del presente informe se consideraron las propuestas presentadas por los promotores de proyectos de expansión de transmisión dentro del plazo establecido al efecto, y los informes enviados por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en el artículo 91° de la Ley y las observaciones efectuadas por los usuarios e instituciones interesadas en el correspondiente Registro de Participación Ciudadana al Informe Técnico Preliminar.

Además, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, con el apoyo de un consultor externo para la realización de los análisis eléctricos y la valorización de los proyectos de expansión, basados en la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711 antes referida, y en consideración de los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de planificación de la transmisión.

El presente Informe Final contiene un listado de obras de expansión del sistema de transmisión nacional y un listado de obras de expansión del sistema de transmisión zonal. Dentro de estos listados, se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

En el caso de las obras de expansión del sistema de transmisión nacional, se presentan un total de 13 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 2.510 millones de dólares, de las cuales 5 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 65 millones aproximadamente, y 8 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 2.445 millones aproximadamente.

Respecto de las obras de expansión del sistema de transmisión zonal, se presenta un total de 47 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 174 millones de dólares, de las cuales 38 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 99 millones aproximadamente, y 9 corresponde a obras nuevas, por un total de USD 75 millones aproximadamente.

Se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción durante el primer semestre de 2021.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Candelaria	24	1,80	28,74	Colbún Transmisión S.A.
2	Ampliación en S/E Lagunas	24	2,44	39,08	Transelec S.A.
3	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación en S/E Nueva Puerto Montt	30	3,94	62,99	Transelec S.A.
4	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	36	10,35	165,56	Transelec S.A.
5	Aumento de Capacidad de Línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel y Ampliación en S/E Lo Aguirre	48	46,73	747,66	Transelec S.A.

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

3.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E CANDELARIA

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Candelaria 220 kV en configuración interruptor y medio para permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche”. El proyecto considera la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes necesarias para la conexión de la nueva línea. Además, se deberá dejar espacio con terreno nivelado para dos diagonales adicionales para futuros proyectos.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

3.1.1.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 1,80 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 28,74 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.1.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras de ampliación descritas en los numerales 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6 del sistema E y la obra nueva 4.2.1 del sistema E.

3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E LAGUNAS

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Lagunas 220 kV en configuración doble barra principal y barra de transferencia para permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito”. El proyecto considera la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes necesarias para la conexión de la nueva línea.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

3.1.2.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.2.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 2,44 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 39,08 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV NUEVA PUERTO MONTT - PUERTO MONTT Y AMPLIACIÓN DE S/E NUEVA PUERTO MONTT

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor existente de la línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt – Puerto Montt entre la futura subestación Nueva Puerto Montt y la subestación Puerto Montt, que actualmente poseen un conductor ACSR GROSBEAK 636 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 420 MVA a 35° con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de los transformadores de corriente en el extremo de subestación Puerto Montt y de todo el equipamiento primario en los extremos de la línea con tal de cumplir con la nueva capacidad del tramo. Además, el proyecto debe considerar ampliar la barra de 220 kV en la futura Subestación Nueva Puerto Montt, para la conexión de la obra “Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y Nueva S/E Ancud 220 kV” fijada mediante el Decreto Exento N°422 del 2017, considerando que la conexión se realice en dos medias diagonales.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

3.1.3.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.3.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,94 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 62,99 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV CIRUELOS – CAUTÍN

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín existente entre la subestación Ciruelos y la subestación Cautín, que actualmente posee un conductor ACSR GROSBEAK 636 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 420 MVA a 35° con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de los transformadores de corriente en los extremos de la línea y de todo el equipamiento primario con tal cumplir con la nueva capacidad del tramo.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

3.1.4.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.4.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del proyecto es de 10,35 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 165,56 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X500 KV LO AGUIRRE – ALTO JAHUEL Y AMPLIACIÓN DE S/E LO AGUIRRE

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor existente de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel, que actualmente poseen un conductor ACAR 355 mm², por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 3000 MVA por circuito a 35°C con sol.

Además, el proyecto considera la incorporación de un banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en la subestación Lo Aguirre. Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación del patio de 500 de la subestación Lo Aguirre, para la construcción de una diagonal y media, que permita la conexión de la línea entre la S/E Lo Aguirre y la estación convertora Lo Aguirre N°2 y el nuevo equipo de transformación. Finalmente el proyecto considera la ampliación del patio de 220 kV, para la construcción de media diagonal, que permita conectar el nuevo equipo de transformación. Las ampliaciones de los patios de 500 kV y 220 kV deben utilizar la tecnología existente.

El proyecto incluye la compra de terreno, como todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

3.1.5.2 Equipos de alta tensión

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

3.1.5.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 46,73 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 747,66 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5.5 Licitación

El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra “Nueva Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2”.

3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional, las que deberán dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción, o someterse previamente al Estudio de Franja a que hace referencia el artículo 93° de la Ley, si así correspondiera de acuerdo a dicha norma legal.

Tabla 2: Obras Nuevas del Sistema Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	36	54,31	868,98
2	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	48	105,62	1.689,99
3	Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	48	19,17	306,77
4	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	36	19,11	305,77
5	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV	84	359,29	5.748,60
6	Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, Energizada en 220 kV	84	84,50	1.351,98
7	Nueva Línea HVDC –Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2	84	1.788,00	28,61
8	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	36	14,98	239,63

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

3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA PARINAS 500/220 KV

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora Parinas, y la construcción del seccionamiento de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, que incorpore un patio en 500 kV en configuración interruptor y medio en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, el patio de 220 kV en la configuración interruptor y medio y un patio de transformación. Para los patios de 500 kV y 220 kV, se considera una capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol. Además, el patio de transformación considera un banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, más una unidad de reserva. La conexión de la unidad de reserva deberá ser automatizada. Adicionalmente, el proyecto considera dos bancos de reactores monofásicos con su respectiva unidad de reserva común y una capacidad total de 150 MVar cada uno.

Además, el proyecto considera el seccionamiento de la línea dedicada 1x220 kV Eólica Taltal - Tap Taltal, aproximadamente a 5 km de la central “Eólica Taltal”, mediante una nueva línea 2x220 kV para permitir su conexión a la barra de 220 kV de la nueva subestación Parinas. Adicionalmente, el proyecto considera la conexión de la línea 1x220 kV Tap Taltal – Lalackama con la línea 1x220 kV Eólica Taltal - Tap Taltal en las proximidades del Tap Taltal, incluyendo la desconexión de ambas líneas del Tap Taltal.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 150 km al norte de la S/E Cumbre, siguiendo el trazado de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, dentro de un radio de 15 km respecto de ese punto.

En el patio de 500 kV se deberán construir dos diagonales para el seccionamiento de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, una diagonal para conectar los bancos de reactores monofásicos y media diagonal para conectar el banco de autotransformadores de la subestación. Los paños de los bancos de reactores monofásicos deberán conectarse en diagonales distintas. Además, en el patio de 500 kV se deberá contar con espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de futuros proyectos.

En el patio de 220 kV se deberá construir una diagonal para la conexión de la línea de enlace que secciona la línea 1x220 kV Eólica Taltal - Tap Taltal y media diagonal para la conexión del banco de autotransformadores de la subestación. Además, en el patio de 220 kV se deberá considerar espacio adicional para tres diagonales con barras y plataforma construida, para la conexión del proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, energizada en 220 kV” y futuros proyectos de la zona. Finalmente, se deberá considerar espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos en ambos patios de la subestación.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

3.2.1.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.1.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 54,31 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 53,43 millones de dólares correspondientes al V.I. del proyecto y 877,36 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 868,98 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 3: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV

Instalación	Propietario
Línea 1x220 kV Eólica Taltal - Tap Taltal	Transelec S.A
Línea 1x220 kV Tap Taltal – Lalackama	Eléctrica Panguipulli S.A.

3.2.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV PARINAS - LIKANANTAI, ENERGIZADA EN 220 KV

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la subestación Parinas y la subestación Likanantai, con una capacidad de 1700 MVA por circuito a 35°C con sol y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas.

Además, el proyecto considera la construcción de la nueva subestación seccionadora Likanantai, y la construcción del seccionamiento de la línea 2x220 kV Andes – Nueva Zaldívar en dicha subestación, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley. La configuración de la subestación corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad de barras de al menos 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol. La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 30 km al este de la S/E Nueva Zaldívar, siguiendo el trazado de la línea seccionada, y dentro de un radio de 10 km respecto a este punto.

En la nueva subestación Likanantai se deberán construir dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea previamente indicada. Además, el patio de 220 kV deberá considerar espacio adicional para cuatro diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de la nueva línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, energizada en 220 kV y futuros proyectos de la zona. Adicionalmente, se deberá considerar espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos. Finalmente, el proyecto deberá contemplar espacio suficiente para un patio con un banco de autotransformadores 500/220 kV con una unidad de reserva respectiva y un patio de 500 kV en configuración interruptor y medio con al menos seis diagonales.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, acometida de línea, adecuación de protecciones, comunicaciones, SCADA, entre otros.

3.2.2.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.2.3 Entrada en operación

El proyecto deberá construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 105,62 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 105,45 millones de dólares correspondientes al proyecto y 173,80 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 1,69 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.2.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a

integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado:

Tabla 4: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai

Instalación	Propietario
Línea 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar	AES Gener S.A

3.2.2.6 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV”.

3.2.3 NUEVA LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS - NUEVA POZO ALMONTE, TENDIDO PRIMER CIRCUITO

3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 kV, tendido del primer circuito, entre las subestaciones Lagunas y Nueva Pozo Almonte, con una capacidad mínima de 297 MVA a 35°C con sol, una longitud aproximada de 70 km., y sus respectivos paños de conexión en el patio de 220 kV de la S/E Lagunas y S/E Nueva Pozo Almonte. En la subestación Nueva Pozo Almonte la línea deberá conectarse en la media diagonal disponible, fijada mediante el Decreto de Expansión N°373 de 2016, y en sus respectivas bases y proceso de licitación. Asimismo, se deberá instalar todo el equipamiento necesario para completar dicha media diagonal.

En la subestación Lagunas, la línea se deberá conectar en la ampliación de barra y plataforma asociada al proyecto “Ampliación en S/E Lagunas”.

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

3.2.3.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.3.3 Entrada en operación

El proyecto deberá construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 19,17 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 306,77 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.3.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Lagunas”.

3.2.4 NUEVA S/E SECCIONADORA JMA 220 KV

3.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación seccionadora JMA, y la construcción del seccionamiento de las líneas 2x220 kV Angostura – Mulchén, 2x220 kV Ralco – Charrúa y 2x220 Pangué – Charrúa, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley. La configuración de la subestación corresponderá a interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad de barras de, al menos, 2000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 1 km al sur de la S/E Angostura, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Angostura – Mulchén, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto.

En la nueva subestación se deberán construir las seis diagonales necesarias para el seccionamiento de las líneas previamente indicadas. Adicionalmente, deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

3.2.4.2 Equipos de alta tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se

establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos.

3.2.4.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 19,11 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 18,90 millones de dólares correspondientes al proyecto y 210,37 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 305,77 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.4.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 5: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV

Instalación	Propietario
Línea 2x220 kV Mulchén – Angostura	Colbún S.A
Línea 2x220 kV Ralco – Charrúa	Transelec S.A
Línea 2x220 kV Pangué – Charrúa	Transelec S.A

3.2.5 NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV

3.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la subestación Entre Ríos y la subestación Ciruelos, con bajada en la subestación Río Malleco, con una capacidad de 1700 MVA por circuito a 35°C con sol y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas.

En la subestación Río Malleco, la nueva línea deberá conectarse en la extensión de barra y plataforma adicional, fijada mediante el Decreto de Expansión N°422 de 2017 y en sus respectivas bases y proceso de licitación.

En la subestación Ciruelos, la nueva línea deberá utilizar dos de los espacios disponibles de acuerdo a lo fijado mediante Decreto Expansión N°422 de 2017 y en sus respectivas bases y proceso de licitación.

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

3.2.5.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.5.3 Entrada en operación

El proyecto deberá construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 84 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 359,29 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 5,75 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.5.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, energizada en 220 kV”.

3.2.6 NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI, ENERGIZADA EN 220 KV

3.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la subestación Ciruelos y la subestación Pichirropulli, con una capacidad de 1700 MVA por circuito a 35°C con sol y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas.

En la subestación Ciruelos, la nueva línea deberá utilizar los mismos espacios disponibles de acuerdo al numeral 3.2.5.1.

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

3.2.6.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.6.3 Entrada en operación

El proyecto deberá construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 84 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 84,50 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 1,35 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.6.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV”.

3.2.7 NUEVA LÍNEA HVDC LO AGUIRRE N°2 – KIMAL N°2

3.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión HVDC bipolo de, al menos ± 600 kV, entre las nuevas estaciones convertoras Lo Aguirre N°2 y Kimal N°2. La longitud aproximada de la línea es 1480 km, con una capacidad de transmisión de, al menos 3000 MW por polo. Además, el proyecto considera la construcción de estaciones convertoras HVAC/HVDC de 1500 MW por polo junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarias para su correcto funcionamiento.

Adicionalmente, las estaciones convertoras, deberán incorporar un patio en 500 kV en configuración interruptor y medio en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad de barras de al menos 3000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol. Las estaciones convertoras se deberán emplazar en las cercanías de la subestaciones Lo Aguirre y Kimal.

En el patio de 500 kV de las estaciones convertoras, se deberán construir las diagonales necesarias para conectar: equipos de transformación y equipamientos auxiliares de las estaciones convertoras, y las líneas de enlace hacia las subestaciones Lo Aguirre y Kimal

respectivamente. Adicionalmente, se debe dejar espacio para dos diagonales con barras y plataforma construida y espacio con terreno nivelado para dos diagonales adicionales, para la conexión de futuros proyectos y espacio para la conexión de otras estaciones convertoras.

Las características de la línea HVDC, estaciones convertoras, sistema de control y de comunicaciones entre otros deben ser diseñados considerando, eventualmente, un futuro tercer terminal entre las S/E Lo Aguirre N°2 y Kimal N°2.

Finalmente, el proyecto considera las líneas de 2x500 kV, con capacidad de, al menos 3000 MVA por circuito a 35°C con sol, para conectar las estaciones convertoras Lo Aguirre N°2 y Kimal N°2 con las subestaciones Lo Aguirre y Kimal respectivamente.

En las respectivas bases de licitación se podrán detallar y definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, ubicación de la estaciones convertoras, capacidad de seccionamientos, cantidad y tecnología de las estaciones convertoras HVAC/HVDC, filtros de armónicos, reactores, capacidad térmica, reservas, equipamientos, tipo de estructuras, tipo de retorno, nivel de tensión, entre otros.

3.2.7.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.7.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 84 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.788 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 28,61 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.8 NUEVA LÍNEA 4X220 KV DESDE S/E NUEVA LOS PELAMBRES A SECCIONAMIENTO DEL SEGMENTO DE LA LÍNEA 2X220 KV LOS PIUQUENES - TAP MAURO

3.2.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 4x220 kV con una capacidad mínima de 580 MVA por circuito a 35°C con sol, para permitir el seccionamiento del tramo de línea 2x220 kV Los Piuquenes – Tap Mauro en la subestación Nueva Los Pelambres, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley. La línea deberá conectarse a las

diagonales disponibles en la subestación Nueva Los Pelambres fijada en el Decreto de Expansión N°422 de 2017 y sus respectivas bases y proceso de licitación.

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

3.2.8.2 Equipos de alta tensión

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

3.2.8.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 14,98 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 14,44 millones de dólares correspondientes al proyecto y 531,72 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 239,63 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.8.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 6: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva Línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro

Instalación	Propietario
Línea 2x220 kV Tap Mauro – Los Piuquenes	Minera Los Pelambres

3.2.8.6 Licitación

La presente obra está condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA”, fijada en el Decreto de Expansión N°422 de 2017.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Las obras de expansión del sistema de transmisión zonal que se describen a continuación se han dividido por los sistemas zonales (antiguos sistemas de subtransmisión) definidos en el Decreto Exento N° 163, de fecha 14 de mayo de 2014, del Ministerio de Energía, que “Determina Líneas y Subestaciones Eléctricas de Subtransmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central”.

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA B

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema B comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Diego de Almagro y Quillota del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 7: Obras de Ampliación del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Doble vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	24	6,80	108,86	Transec S.A.
2	Ampliación en S/E Caldera	24	2,58	41,23	Compañía General de Electricidad S.A.
3	Ampliación en S/E Cerrillos	24	3,39	54,20	Compañía General de Electricidad S.A.
4	Ampliación en S/E Atacama Kozán	24	0,97	15,44	Sociedad Contractual Minera Atacama Kozán
5	Ampliación en S/E Plantas	24	11,68	186,82	Compañía General de Electricidad S.A.
6	Nuevo Transformador en S/E Illapel	24	3,42	54,60	Compañía General de Electricidad S.A.

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

4.1.1 DOBLE VINCULACIÓN TRANSFORMADOR N°1 220/110 KV EN S/E CARDONES

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conexión del autotransformador N°1 de la subestación Cardones a las dos barras principales de 220 kV de dicha subestación. Además, el proyecto considera el cambio de configuración de las barras de 110 kV, pasando de una configuración barra simple seccionada a una configuración doble barra y doble interruptor, a través de la construcción de una segunda barra principal cuya dimensión debe ser al menos equivalente a la dimensión de la barra actual. El proyecto considera utilizar equipamiento GIS compacto en el patio 220 kV, y la reutilización del existente paño seccionador de barras en el patio 110 kV para

el cambio de conexión del autotransformador N°1. Finalmente, en el patio de 110 kV se deberán realizar las modificaciones necesarias para adecuar los paños de los otros autotransformadores y de las líneas 1x110 kV Cardones - Copiapó, 1x110 kV Cardones - Copayapu y 1x110 kV Castilla – Cardones, considerando el equilibrio de cargas en dichas barras.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 6,80 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 108,86 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E CALDERA

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de configuración del patio de 110 kV de la subestación Caldera a barra principal con barra transferencia, la incorporación del paño de la línea 1x110 kV Galleguillos – Caldera, y espacio disponible para la conexión de la obra “Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones”. Además, el proyecto considera la modificación del paño de 110 kV del transformador existente para conectarse a la nueva configuración de barra de la subestación. El proyecto considera la ampliación de plataforma e instalaciones comunes de S/E Caldera dejando, al menos, espacio para dos paños para futuros proyectos.

El proyecto incluye la compra de terreno, como todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como

adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.2.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.2.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,58 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 41,23 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones”.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CERRILLOS

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de configuración del patio de 110 kV de la subestación Cerrillos a barra principal con barra transferencia, la incorporación del paño de la línea 1x110 kV Cerrillos – Copayapu y de la línea 1x110 kV Cerrillos – Los Loros, y la conexión de la obra “Nueva línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán”. Además, el proyecto considera la modificación del paño de 110 kV del transformador existente para conectarse a la nueva configuración de barra. Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de plataforma e instalaciones comunes de S/E Cerrillos dejando espacio para a lo menos dos paños para futuros proyectos.

El proyecto incluye la compra de terreno, como todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones,

SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.3.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.3.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,39 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 54,20 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán”.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E ATACAMA KOZÁN

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Atacama Kozán, para la incorporación del paño de línea de la obra “Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán”. El proyecto considera la ampliación de barra y plataforma e instalaciones comunes de S/E Atacama Kozán, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.4.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.4.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 965,20 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 808,75 mil dólares correspondientes al proyecto y 156,44 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 15,44 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 8: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Atacama Kozán

Instalación	Propietario
Subestación Atacama Kozán 110 kV	Sociedad Contractual Minera Atacama Kozán

4.1.4.6 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán”.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E PLANTAS

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la S/E Plantas para permitir el seccionamiento de la Línea 1x220 kV Cardones – Cerro Negro, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley. El proyecto considera la construcción de un patio de 220 kV, la ampliación del patio de 110 kV y la instalación de un equipo de transformación de 220/110 kV, de capacidad al menos 150 MVA. Para el patio de 220 kV se considera la construcción en configuración interruptor y medio, con una diagonal y media construida para el seccionamiento de la línea y la conexión del equipo de transformación.

Para el patio de 110 kV se considera la construcción en configuración barra principal con barra de transferencia, que permita la conexión del paño del transformador 110/24 kV existente, un nuevo paño para la conexión de la línea 1x110 kV Tierra Amarilla – Plantas y un paño para la conexión del nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.5.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.5.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 11,68 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 11,14 millones de dólares correspondientes al proyecto y 533,93 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 186,82 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 9: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Plantas

Instalación	Propietario
Línea 1x220 kV Cardones-Cerro Negro Norte	Compañía Minera del Pacífico S.A

4.1.6 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E ILLAPEL

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en instalar un nuevo transformador de 110/23 kV de 15 MVA en la S/E Illapel. Se considera la extensión de la barra de 110 kV y los paños asociados al nuevo transformador. En cuanto al patio de 23 kV, se construirá una segunda barra en celdas en configuración doble barra con al menos seis posiciones: la conexión del nuevo transformador, la interconexión con la barra existente y al menos cuatro alimentadores adicionales.

El proyecto incluye, todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.6.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.6.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,42 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 54,60 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema C comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Quillota y Cerro Navia del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema C de Transmisión Zonal.

Tabla 10: Obras de Ampliación del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	20	3,67	58,74	Chilquinta Energía S.A.
2	Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa - Placilla	24	1,34	21,48	Chilquinta Energía S.A.
3	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue	36	2,10	33,62	Colbún S.A.
4	Ampliación en S/E Catemu	20	1,83	29,26	Chilquinta Energía S.A.
5	Nuevo Transformador en S/E La Calera	24	1,97	31,58	Chilquinta Energía S.A.
6	Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	12	0,40	6,39	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.

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

4.1.1 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN DE VALPARAISO

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en habilitar un sistema de respaldo para subestaciones que no cuenten con respaldo en frío en la región de Valparaíso mediante una S/E móvil 110/66/13,2(12) kV, de 30 MVA. Se entenderá por S/E móvil a un conjunto de equipos montados sobre un camión que conformen una rama de transformación completa, incluyendo camión, transformador, interruptor y todos los equipos necesarios para conectarse directamente a las barras de las SS/EE a la cuales les dará respaldo. La S/E móvil deberá contar con la capacidad de conectarse en diferentes niveles de tensión sin necesidad de realizar modificaciones estructurales al

equipo. Esta S/E móvil deberá cumplir con toda la normativa contenida en la Ley de transporte y sus reglamentos.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.1.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,67 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 58,74 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X110 KV AGUA SANTA – PLACILLA

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción del tendido del segundo circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla con una capacidad de al menos 70 MVA a 35°C con Sol. Se deberán considerar los paños de línea en las subestaciones antes referidas en las configuraciones de barras respectivas.

En la subestación Placilla deberá conectarse el tendido del segundo circuito en las extensión de barra y plataforma disponible, asociada a la ampliación en dicha subestación fijada mediante el Decreto de Expansión N°418 del 2017 y sus respectivas bases y proceso de licitación. Adicionalmente, el proyecto deberá considerar la extensión de barra de 110 kV en la subestación Agua Santa, para la conexión del segundo circuito, considerando las características técnicas de la obra “Ampliación en S/E Agua Santa” fijada mediante el Decreto de Expansión N°418 del 2017.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.2.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.2.3 Entrada en operación

El Proyecto, deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,34 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 21,48 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV ACONCAGUA – ESPERANZA, SEGMENTO ENTRE S/E RÍO ACONCAGUA Y S/E PANQUEHUE

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x110 kV Esperanza – Aconcagua, en su tramo Rio Aconcagua - Panquehue que actualmente posee un conductor AAAC Butte, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 155 MVA a 35°C con Sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.3.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.3.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,10 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 33,62 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E CATEMU

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra, plataforma e instalaciones comunes de 44 kV de subestación Catemu y el seccionamiento de la línea 1x44 kV Tap Chagres – Los Ángeles en S/E Catemu, considerando las modificaciones establecidas en la obra “Ampliación en S/E Catemu” fijada mediante el Decreto Exento N° 418 del 2017, todo lo anterior de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley. El proyecto deberá considerar los paños de conexión de la línea 1x44 kV Tap Chagres – Los Ángeles seccionada.

El proyecto incluye la compra de terreno, como todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.4.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.4.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,83 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 1,54 millones de dólares correspondientes al

proyecto y 285,38 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 29,26 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 11: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Catemu

Instalación	Propietario
Línea 1x44 kV Catemu – Los Ángeles	Chilquinta Energía S.A

4.1.4.6 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Catemu” fijada mediante el Decreto Exento N° 418 del 2017.

4.1.5 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LA CALERA

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 110/12-13,5 kV de capacidad máxima de 30 MVA en la S/E La Calera, con sus respectivos paños de conexión. El nuevo transformador deberá instalarse al lado del transformador N°3 de dicha subestación y conectarse en la extensión de barra disponible contigua al paño del transformador N°3. En cuanto al patio de 12 kV, se deberá ampliar la barra en la configuración actual con al menos nueve posiciones.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.5.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.5.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,97 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 31,58 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6 EXTENSIÓN DE LÍNEA 1X66 KV LAS PIÑATAS – SAN JERONIMO

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo, hacia el Tap Algarrobo, utilizando un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 35 MVA a 35°C con Sol. Además, el proyecto considera el traslado del paño de la línea que se encuentra en la subestación San Jerónimo al Tap Algarrobo, para conectarse en uno de los espacios disponibles con barra y plataforma, asociados a la obra “Doble Barra Tap Algarrobo” fijada mediante el Decreto Exento N° 418 del 2017.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, acometida de línea, entre otros.

4.1.6.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.6.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 399,24 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 6,39 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Doble barra Tap Algarrobo” fijada mediante el Decreto de Expansión N°418 del 2017 y sus respectivas bases y proceso de licitación.

SISTEMA D

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema D comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Cerro Navia y Alto Jahuel del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema D de Transmisión Zonal.

Tabla 12: Obras de Ampliación del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Adecuaciones en S/E El Salto	30	2,10	33,66	Enel Distribución Chile S.A.

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

4.1.1 ADECUACIONES EN S/E EL SALTO

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la barra principal de 220 kV de la S/E El Salto, a través de un equipo de un equipo híbrido, junto con extensión de la barra y considerando la construcción de un nuevo paño acoplador.

Además, el proyecto incluye la reconfiguración del patio 110 kV en configuración doble interruptor. Para ello se deberá habilitar la barra de transferencia como barra principal 110 kV, reubicar los equipos existentes y montar los respectivos equipos faltantes.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.1.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,10 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 33,66 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA E

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema E comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Alto Jahuel y Temuco del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 13: Obras de Ampliación del Sistema E.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Aumento de Capacidad en S/E Colchagua	18	1,72	27,47	Compañía General de Electricidad S.A.
2	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	18	1,65	26,46	Compañía General de Electricidad S.A.
3	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	18	0,88	14,12	Compañía General de Electricidad S.A.
4	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea	36	6,72	107,56	Transelec S.A.
5	Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	36	8,06	128,90	Compañía General de Electricidad S.A.
6	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	36	1,97	31,52	Compañía General de Electricidad S.A.
7	Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, Segmento Tap Rengo - Pelequén	24	0,50	8,02	Compañía General de Electricidad S.A.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
8	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	24	0,49	7,76	Compañía General de Electricidad S.A.
9	Nueva S/E Móvil Región del Maule	20	3,62	57,93	Compañía General de Electricidad S.A.
10	Nueva S/E Móvil Región del Biobío y Región de la Araucanía	20	3,62	57,93	Compañía General de Electricidad S.A.
11	Ampliación en S/E El Manzano	24	1,92	30,72	Compañía General de Electricidad S.A.
12	Ampliación en S/E La Esperanza	24	0,79	12,57	Compañía General de Electricidad S.A.
13	Ampliación en S/E Negrete	24	2,08	33,24	Frontel S.A
14	Ampliación en S/E Laja	24	0,58	9,29	Transelec S.A.
15	Ampliación en S/E Celulosa Laja	24	0,77	12,4	CMPC Celulosa S.A
16	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	12	0,24	3,91	Transelec S.A.
17	Ampliación en S/E Lautaro	18	1,89	30,22	Compañía General de Electricidad S.A.
18	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	24	5,86	93,73	Transelec S.A.
19	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	18	1,04	16,59	Compañía General de Electricidad S.A.
20	Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	18	2,02	32,33	Compañía General de Electricidad S.A.
21	Ampliación en S/E Chivilcán	12	2,11	33,74	Compañía General de Electricidad S.A.
22	Ampliación en S/E Monterrico	24	3,60	57,60	Compañía General de Electricidad S.A.
23	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Coronel – Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones	24	0,54	8,72	Compañía General de Electricidad S.A.
24	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo– Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	24	1,10	17,65	Compañía General de Electricidad S.A.

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

4.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E COLCHAGUA

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en reemplazar el transformador 66/15 kV de 10,5 MVA de la S/E Colchagua por uno de 30 MVA con sus correspondientes paños AT-MT. Además, se considera completar el paño del transformador T2 de 18,7 MVA reutilizando el interruptor BT, dotando ambos paños de transformación de su equipamiento y protecciones necesarias, además de completar el paño de línea. En cuanto al patio de 15 kV se construirá una segunda barra en celdas en configuración barra simple con al menos cinco posiciones: para la conexión del nuevo transformador, la interconexión con la barra existente y al menos tres alimentadores adicionales, junto con el paño acoplador de la barra de 15 kV existente y futura. La obra también considera el refuerzo de la fundación incluyendo canaleta recolectora de aceite para la instalación del nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,72 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 27,47 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PIDUCO

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en reemplazar el transformador 66/15 kV de 18,7 MVA de la S/E Piduco por uno de 30 MVA con sus correspondientes paños AT-MT. Además, se considera completar el paño del transformador T2 de 30 MVA, dotando ambos paños de transformación de su equipamiento y protecciones necesarias y completar el paño de la línea 1x66 kV Talca - Piduco. En cuanto al patio de 15 kV se construirá una segunda barra en celdas en configuración barra simple con al menos nueve posiciones: para la conexión del nuevo transformador, la interconexión con la barra existente y al menos siete alimentadores adicionales. El proyecto considera también la instalación de transformadores de potencial en la barra de 66 kV, un muro cortafuego y el refuerzo de la fundación incluyendo canaleta recolectora de aceite para la instalación del nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.2.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.2.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,65 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 26,46 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E EL MONTE

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E El Monte, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,2 kV de 10 MVA por una de capacidad máxima de 25 MVA.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.3.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.3.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 882,50 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 14,12 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN LÍNEA 2X220 KV PUNTA DE CORTÉS - TUNICHE: INCORPORACIÓN DE PAÑOS DE LÍNEA

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la actual línea en construcción “Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche”, en particular se deberán incorporar paños de conexión en la configuración de barras de las subestaciones Punta de Cortes y Nueva Tuniche.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.1.4.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.4.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 6,72 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 107,56 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras de ampliación descritas en los numerales 4.1.5, 4.1.6 del sistema E, la obra nueva 4.2.1 del sistema E y la obra de ampliación del sistema de transmisión nacional descrita en el numeral 3.1.1.

4.1.5 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUNTA DE CORTÉS

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un banco de autotransformadores 220/154 kV, 300 MVA, más una unidad de reserva, en subestación Punta de Cortés, con sus respectivos paños de conexión, en ambos niveles de tensión. La conexión de la unidad de reserva deberá ser automatizada.

El transformador se deberá conectar en la ampliación de barra y plataforma asociada al proyecto “Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea Punta de Cortés - Tuniche”.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.1.5.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.5.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 8,06 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 128,90 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras de ampliación descritas en los numerales 4.1.4, 4.1.6 del sistema E, la obra nueva 4.2.1 del sistema E y la obra de ampliación del sistema de transmisión nacional descrita en el numeral 3.1.1.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS PARA INTERCONEXIÓN DE LÍNEA 2X220 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 220 kV de la subestación Punta de Cortés en configuración interruptor y medio dimensionado para dos diagonales. Este patio será utilizado para la conexión de los paños de línea y equipo de transformación de los proyectos “Ampliación línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche: Incorporación de paños de línea” y “Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés”. Este nuevo patio de 220 kV deberá ubicarse contiguo al patio de 220 kV energizado en 154 kV actualmente en construcción. Finalmente, el proyecto considera la extensión de las barras, plataforma e instalaciones comunes en una diagonal del patio de 220 kV energizado en 154 kV actualmente en construcción, expansión necesaria para la conexión de la obra “Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés”.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.1.6.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.6.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,97 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 31,52 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras de ampliación descritas en los numerales 4.1.4, 4.1.5 del sistema E, la obra nueva 4.2.1 del sistema E y la obra de ampliación del sistema de transmisión nacional descrita en el numeral 3.1.1.

4.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV ROSARIO - SAN FERNANDO, SEGMENTO TAP RENGO – PELEQUÉN

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, en su tramo Tap Rengo - Pelequén que actualmente posee un conductor CU 2/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 67 MVA a 35°C con Sol. Además, el proyecto considera completar los paños del tramo en Tap Rengo y subestación Pelequén.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.7.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.7.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 501,16 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 8,02 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.7.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra ampliación “Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pelequén - Malloa”.

4.1.8 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV PELEQUÉN – MALLOA

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Pelequén – Malloa, que actualmente posee un conductor CU 3/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 67 MVA a 35°C con Sol. Además, el proyecto considera completar el paño del extremo de la subestación Pelequén.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.8.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.8.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 485,04 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 7,76 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra de ampliación “Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén”.

4.1.9 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN DEL MAULE

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en habilitar un sistema de respaldo para subestaciones que no cuenten con respaldo en frío en la región del Maule mediante una S/E Móvil 110/66/23/15/13,2(12) KV de 30 MVA. Se entenderá por S/E Móvil a un conjunto de equipos montados sobre un camión que conformen una rama de transformación completa, incluyendo transformador, interruptor y todos los equipos necesarios para conectarse directamente a las barras de las SS/EE a la cuales les dará respaldo. La S/E móvil deberá contar con la capacidad de conectarse en diferentes niveles de tensión sin necesidad de realizar modificaciones estructurales al equipo. Esta S/E Móvil deberá cumplir con toda la normativa contenida en la Ley de transporte y sus reglamentos.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.9.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.9.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,62 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 57,93 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en habilitar un sistema de respaldo para subestaciones que no cuenten con respaldo en frío en la región del Biobío y el norte de la Araucanía mediante una S/E móvil 110/66/23/15-13,2(12) KV de 30 MVA. Se entenderá por S/E móvil a un conjunto de equipos montados sobre un camión que conformen una rama de transformación completa, incluyendo transformador, interruptor y todos los equipos necesarios para conectarse directamente a las barras de las SS/EE a la cuales les dará respaldo. La S/E móvil deberá contar con la capacidad de conectarse en diferentes niveles de tensión sin necesidad de realizar modificaciones

estructurales al equipo. Esta S/E móvil deberá cumplir con toda la normativa contenida en la Ley de transporte y sus reglamentos.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.10.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.10.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,62 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 57,93 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación El Manzano para la incorporación de los paños de la línea 1x66 kV El Manzano – Las Cabras y de la obra “Nueva línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano”. El proyecto considera la construcción de una barra de 66 kV, plataforma e instalaciones comunes de S/E El Manzano. Además, el proyecto considera un nuevo banco de condensadores de 2x2,5 MVAR, con su respectivo paño de conexión, y la construcción de dos paños de 66 kV para la conexión de los transformadores.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.11.2 Equipos de alta tensión

Los equipos, en cantidad y tipo, serán especificados de acuerdo al nivel de aislamiento, nivel de cortocircuito, grado de contaminación, tipo de servicio y su instalación. Las características se

establecerán en el nivel de ingeniería básica según sean las exigencias del sistema en estos nudos.

4.1.11.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,92 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 30,72 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano”.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación La Esperanza, para la incorporar el paño de línea de proyecto “Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano”. El proyecto considera la extensión de barra, plataforma e instalaciones comunes de S/E La Esperanza.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.12.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.12.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 785,62 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 12,57 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano”.

4.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E NEGRETE

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Negrete y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol, construyendo una nueva barra de 66 kV con plataforma y adecuación de instalaciones comunes que permita la conexión del seccionamiento antes descrito, la conexión del transformador existente y tres posiciones para futuros proyectos de la zona. Además, el proyecto considera los paños de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol que se conectan a la futura barra de 66 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.13.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.13.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,08 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 33,24 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E LAJA

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de barra, plataforma e instalaciones comunes de la S/E Laja para la conexión de la nueva línea 1x66 kV entre subestación La Señoraza y la subestación Laja. Además, el proyecto considera la incorporación de un paño de la Línea 1x66 kV Charrúa – Laja en el extremo de la S/E Laja.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.14.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.14.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 580,43 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 9,29 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV”.

4.1.15 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA LAJA

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de barra, plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la S/E Celulosa Laja, de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley, para la interconexión con la subestación La Señoraza.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.15.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.15.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 774,97 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 566,46 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24 de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 12,40 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 14: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Celulosa Laja

Instalación	Propietario
S/E CMPC Celulosa Laja 220 kV	CMPC Celulosa

4.1.15.6 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra nueva “Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV”.

4.1.16 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV CHACAHUIN – LINARES

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Chacahuín – Linares, que actualmente posee un conductor Cu 2/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 50 MVA a 35°C con Sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.16.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.16.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 244,55 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 3,91 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E LAUTARO

4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en instalar un nuevo transformador de 66/23-13,2 kV de 30 MVA en la S/E Lautaro. Para esto se considera la extensión de la barra en 66 kV y los respectivos paños y para el nuevo transformador. Además, se considera un nuevo patio en media tensión en estándar 23 kV para conectar el nuevo transformador y cuatro paños con seccionadores para la interconexión con las barras de 23 kV, 15 kV y 13,2 kV existentes.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.1.17.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.17.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,89 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 30,22 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.18 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X154 KV TINGUIRIRICA – SAN FERNANDO Y AMPLIACIÓN EN S/E TINGUIRIRICA

4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción del tendido del segundo circuito faltante en la línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando, con una capacidad de, al menos, 190 MVA a 35°C con Sol. Es parte del proyecto la incorporación del paño de línea en la S/E Tinguiririca.

Además, el proyecto consiste en la ampliación de barras y plataforma de la subestación Tinguiririca 154 kV en al menos dos posiciones de paño para permitir la conexión del paño de línea. Todas las obras de ampliación de la subestación Tinguiririca deberán realizarse en estándar del patio en que se conectará el tendido del segundo circuito.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.18.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.18.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 5,86 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 93,73 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.18.5 Licitación

El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la verificación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional de la Normalización de la subestación San Fernando 154 kV de responsabilidad de la empresa Compañía General de Electricidad S.A.

4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA

4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en cambiar la conexión entre la línea 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua y la línea 1x66 kV La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua en la subestación San Vicente de Tagua Tagua. Además, el proyecto considera la incorporación de los paños de dichas líneas en el extremo de subestación San Vicente de Tagua Tagua.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.19.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.19.3 Entrada en operación

El proyecto deberá ser entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,04 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 16,59 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.20 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LOS ÁNGELES

4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un tercer transformador de 66/15 kV de capacidad máxima de 30 MVA en la S/E Los Ángeles, con sus respectivos paños de conexión. Además, el proyecto incluye la extensión de la doble barra de 66 kV y una nueva celda de 15 kV en configuración barra simple con al menos diez posiciones: conexión al nuevo transformador, conexión a las barras existentes y al menos 7 alimentadores adicionales. La obra también considera la construcción de un muro cortafuego, una fundación con canaleta recolectora y un foso de aceite para el nuevo transformador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.20.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.20.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,02 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 32,33 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.21 AMPLIACIÓN EN S/E CHIVILCÁN

4.1.21.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Chivilcán para la conexión del transformador de reserva existente de 66/15 kV de 22,5 MVA, con sus respectivos paños de conexión. Además, el proyecto incluye la ampliación de la barra de 66 kV en una nueva sección de barra junto a su respectivo paño seccionador y la instalación de un nuevo paño en la subestación para la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán.

El proyecto incluye una nueva celda de 15 kV en configuración barra simple con al menos diez posiciones: conexión al nuevo transformador, conexión a las barras existentes y al menos 7 alimentadores adicionales. Forma parte del proyecto la construcción de un nuevo paño seccionador entre las barras existentes en 15 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.21.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.21.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,11 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 33,74 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO

4.1.22.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en instalar un nuevo transformador de 220-154/66/14,8 kV de 75 MVA en la S/E Monterrico. Se considera la ampliación de la barra 154 kV, para la conexión del transformador futuro con sus respectivos paños de conexión. En cuanto al patio de 66 kV se completará el seccionamiento de barra mediante un paño seccionador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.22.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.22.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,60 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 57,60 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.23 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV CORONEL – HORCONES, SEGMENTO TAP LOTA - HORCONES

4.1.23.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Coronel – Horcones, en el segmento Tap Lota - Horcones, que actualmente posee un conductor Cu 1/0 AWG, por un conductor alta capacidad que permita una capacidad de transporte de, al menos, 52 MVA a 25°C con Sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en los respectivos patios, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.23.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.23.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 544,86 mil dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 8,72 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.24 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV LIHUEIMO – PANIAHUE Y AMPLIACIONES EN S/E PANIAHUE Y S/E LIHUEIMO

4.1.24.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Lihueimo - Paniahue, que actualmente posee un conductor CU 2/0 AWG, por un conductor alta capacidad que permita una capacidad de transporte de, al menos, igual a la capacidad de los conductores adyacentes. El cambio de conductor se debe realizar en el tramo entre la subestación Paniahue y la

estructura N°267 y el tramo entre las estructuras 284 y 290 de la línea. Adicionalmente, se deberán considerar completar los paños de línea en las subestaciones antes referidas.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en el patio de media tensión, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.1.24.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.24.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 1,10 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 17,65 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA F

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema F comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Temuco y Chiloé del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema F de Transmisión Zonal.

Tabla 15: Obras de Ampliación del Sistema F.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario
1	Ampliación en S/E Valdivia	24	2,52	40,39	Sistema de Transmisión del Sur S.A.

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E VALDIVIA

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una barra de transferencia de 66 kV. Además, el proyecto considera la extensión de la actual barra principal de 66 kV, la construcción de una segunda sección de la barra principal de 66 kV, el paño seccionador de la barra principal y un paño acoplador de la barra de transferencia con las secciones de la barra principal. Adicionalmente, se deben considerar los paños de conexión de los transformadores T1 y T4 de 220/66 kV a las secciones de la barra principal de 66 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

4.1.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.1.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,52 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 40,39 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA A

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema A de Transmisión Zonal.

Tabla 16: Obras Nuevas del Sistema A

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento	30-48	13,36	213,71
2	Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	36	14,69	235,11

La descripción de las obras nuevas, es la que a continuación se indica.

4.2.1 CONSTRUCCIÓN BYPASS PARA LA LÍNEA 1X220 KV ATACAMA – ESMERALDA, LA LÍNEA 1X110 KV ESMERALDA – LA PORTADA Y LÍNEA 1X110 KV MEJILLONES – ANTOFAGASTA Y DESMANTELAMIENTO.

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

La primera etapa del proyecto consiste en la construcción de un bypass que contendrá los tramos de los circuitos 1x220 kV Atacama – Esmeralda, 1x110 kV La Portada – Esmeralda y 1x110 kV Mejillones – Antofagasta, cuyo extremo sur se deberá emplazar aproximadamente a 1 km al norte de la actual subestación Antofagasta 110 kV, siguiendo el trazado de la línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta, y dentro de un radio de 1 km respecto a este punto, en tanto el extremo norte del Bypass se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto a la S/E La Portada 110 kV. El Bypass deberá ubicarse al oriente de la actual línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, alejado de la zona urbana y contener todos los circuitos montados sobre la misma estructura. El tramo del circuito 220 kV deberá contar con una capacidad de, a lo menos, 197 MVA a 35°C con Sol. Asimismo, los tramos del circuito 110 kV La Portada – Esmeralda y del circuito 110 kV Mejillones – Antofagasta deberán contar con, a lo menos, 35 MVA y 92 MVA a 35°C respectivamente. El proyecto deberá incluir adicionalmente las conexiones de las nuevas líneas en 110 kV a la subestación Guardiamarina.

Adicionalmente, el proyecto considera los nuevos tramos de línea necesarios para la conexión del Bypass con todas las líneas intervenidas que quedarán operativas. La segunda etapa del proyecto consiste en el desmontaje de los tramos de líneas que quedarán fuera de servicio.

El proyecto deberá considerar las características técnicas y ubicación de la obra "Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV" fijada mediante el Decreto de Expansión N°418 del 2017 y sus respectivas bases y proceso de licitación, además de la reutilización de las instalaciones que queden disponible por dicha obra.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.2.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.1.3 Entrada en operación

La etapa del proyecto asociada a la construcción del Bypass deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

La etapa del proyecto asociada al desmantelamiento de los tramos de líneas existentes deberá ejecutarse dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 13,36 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 213,71 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.5 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obra "Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV" fijada mediante el Decreto de Expansión N°418 del 2017 y sus respectivas bases y proceso de licitación.

4.2.2 S/E SECCIONADORA NUEVA LA NEGRA 220/110 KV

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación seccionadora La Negra, y la construcción del seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x220 kV O'Higgins – Coloso y la línea 1x110 kV Antofagasta - Altonorte. Para el patio de 220 kV, la configuración corresponderá a interruptor y medio. Para el patio de 110 kV la configuración corresponderá a barra simple más transferencia. Para los patios de 110 kV y 220 kV se deberá utilizar tecnología AIS o Air

Insulated Switchgear con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol. Además, el proyecto considera un equipo de transformación 220/110 kV de 120 MVA.

En el patio de 220 kV se deberá construir una diagonal y media para el seccionamiento de la línea previamente indicada y la conexión del equipo de transformación. Además, se deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de futuros proyectos y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

4.2.2.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.2.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 14,69 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 14,49 millones de dólares correspondientes al proyecto y 198,35 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 235,11 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión zonal descrita en el

presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 17: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV

Instalación	Propietario
Línea 1x110 kV Tap La Negra - Altonorte	Xstrata Copper - Altonorte
Línea 2x220 kV O'Higgins - Coloso	Minera Escondida Ltda.

SISTEMA B

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 18: Obras Nuevas del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	36	2,51	40,17
2	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Kozán	36	2,20	35,27
3	Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	24	6,49	103,91

La descripción de las obras nuevas es la que a continuación se indica.

4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X110 KV DESDE S/E CALDERA A LÍNEA 1X110 KV CARDONES – PUNTA PADRONES

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones aproximadamente a 5 km de S/E Punta Padrones, mediante la construcción de una línea de transmisión de 110 kV, de doble circuito, con capacidad al menos de 95 MVA por circuito a 35°C con sol, de aproximadamente 3 km de longitud, hacia la S/E Caldera, con los respectivos paños de conexión en S/E Caldera, lo anterior de acuerdo a la potestad establecida en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

En la subestación Caldera, la línea se deberá conectar en la ampliación de barra y plataforma asociada al proyecto “Ampliación en S/E Caldera”.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media

tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.2.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,51 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 2,16 millones de dólares correspondientes al proyecto y 349,68 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24° de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 40,17 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 19: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones

Instalación	Propietario
Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	Compañía Contractual Minera Candelaria

4.2.2 NUEVA LÍNEA 1X110 KV CERRILLOS – ATACAMA KOZÁN

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 110 kV, de simple circuito, entre la subestación Cerrillos y la subestación Atacama Kozán, con una longitud aproximadamente 10 km y una capacidad de, al menos, 110 MVA por circuito a 35°C con sol. El proyecto considera los respectivos paños de conexión en cada subestación.

En las subestaciones Cerrillos y Atacama Kozán, la línea se deberá conectar en la ampliación de barra y plataforma asociada a los proyectos “Ampliación en S/E Cerrillos” y “Ampliación en S/E Atacama Kozán”.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.2.2.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.2.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 2,20 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 35,27 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA LA RUCA 110 KV

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora La Ruca y la construcción del seccionamiento de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón. La configuración de la subestación corresponderá a barra principal seccionada con transferencia y tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C

con sol. El proyecto considera los paños de conexión de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón, conectados en diferentes secciones de barra.

Adicionalmente, se deberá considerar espacio adicional para dos paños con barras y plataforma construidas que permita la conexión de futuros proyectos, y espacio para otras cuatro posiciones con terreno nivelado.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 15 km al norte de la actual subestación Ovalle 110 kV, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón, y dentro de un radio de 5 km respecto a este punto.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias, adecuaciones en los respectivos patios, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.2.3.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.3.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 6,49 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 103,91 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema C de Transmisión Zonal.

Tabla 20: Obras Nuevas del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	36	4,09	65,36

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

4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA CHAGRES 44 KV

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en las cercanías donde actualmente se encuentra el Tap Chagres, seccionando la línea 2x44 kV Las Vegas – Los Andes, incluyendo todos los paños para el seccionamiento. La nueva S/E Seccionadora Chagres contará con un patio de 44 kV, en configuración barra simple más barra de transferencia. Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo tramo de línea 1x44 kV, incluyendo su paño de conexión, para unirse con la línea 1x44 Tap Chagres – Los Ángeles existente, en las cercanías del Tap Chagres. Por último, el proyecto incluye la desconexión de la línea 1x44 Tap Chagres – Los Ángeles en el Tap Chagres.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

4.2.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.1.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 4,09 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América. Este valor está compuesto por 3,63 millones de dólares correspondientes al proyecto y 453,41 mil dólares correspondientes a los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de una instalación dedicada incluida en el proyecto, de acuerdo a lo indicado en el artículo 24 de la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y en el inciso final del artículo 87° de la Ley.

El COMA referencial se establece en 65,36 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicada para la conexión de la obra nueva del sistema de transmisión zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicadas:

Tabla 21: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Catemu

Instalación	Propietario
Línea 1x44 kV Catemu – Los Ángeles	Chilquinta Energía S.A

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 22: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD
1	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	48	19,57	313,17
2	Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	36	3,87	61,89
3	Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	36	8,71	139,30

La descripción de las obras nuevas es la que a continuación se indica.

4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X220 KV CANDELARIA - NUEVA TUNICHE Y S/E NUEVA TUNICHE 220 KV

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la Nueva Línea 2x220 kV entre la subestación Candelaria y la nueva subestación Nueva Tuniche, de una longitud aproximada de 25 km, con una capacidad de 400 MVA por circuito a 35°C con sol, con los respectivos paños de conexión al patio de 220 kV en la S/E Candelaria. Además, el proyecto considera los paños de conexión a la subestación “Nueva Tuniche 220 kV”.

Además, el proyecto considera la construcción de la subestación Nueva Tuniche, que incorpore un patio en 220 kV, en configuración interruptor y medio, en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Se considera una capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol. En el patio 220 kV de la subestación se deberá construir plataforma con barras y todas las instalaciones comunes necesarias para los paños de conexión de la “Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche” así como también del proyecto “Ampliación línea 2x220 kV Punta de Cortés – Tuniche: Incorporación de paños de línea”. La nueva subestación deberá ubicarse en las cercanías del Tap Tuniche.

El patio 220 kV de la subestación Nueva Tuniche deberá contar con espacio con terreno nivelado para dos diagonales adicionales que permitan la conexión de futuros proyectos de la zona.

En la subestación Candelaria la línea se deberá conectar en la ampliación de barra y plataforma asociada al proyecto “Ampliación en S/E Candelaria” y el otro extremo de la línea a la S/E Nueva Tuniche.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones como, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, acometida de línea, entre otros.

4.2.1.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.1.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de adjudicación de la licitación respectiva.

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 19,57 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 313,17 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2 NUEVA LÍNEA 1X66 KV LA ESPERANZA – EL MANZANO

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión en 66 kV, de simple circuito, entre la subestación La Esperanza y la subestación El Manzano, con una longitud aproximada de 20 km y una capacidad de, al menos, 67 MVA por circuito a 35°C con sol. El proyecto considera los respectivos paños de conexión en cada subestación.

En las subestaciones La Esperanza y El Manzano, la línea se deberá conectar en la ampliación de barra y plataforma asociada a los proyectos “Ampliación en S/E La Esperanza” y “Ampliación en S/E El Manzano”.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en el patio de media tensión, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

4.2.2.2 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 3,87 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 61,89 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3 NUEVA S/E LA SEÑORAZA 220/66 KV

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada La Señoraza, que incorpore un patio en 220 kV en configuración barra simple y un patio de 66 kV en la misma configuración. Además, el proyecto considera la instalación de un nuevo transformador de

220/66 kV de capacidad al menos 25 MVA con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Además, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de 1x220 kV entre la Subestación La Señoraza y la subestación Celulosa Laja y de una nueva línea de 1x66 kV entre la Subestación La Señoraza y la subestación Laja y sus respectivos paños de conexión en las subestaciones antes mencionadas.

Finalmente, el proyecto deberá considerar espacio suficiente para al menos dos posiciones futuras en el patio de 220 kV y en el patio de 66 kV.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

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

4.2.3.2 Equipos de alta tensión

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

4.2.3.3 Entrada en operación

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

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

El V.I. referencial del Proyecto es de 8,71 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 139,30 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

5 ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE INVERSIÓN REFERENCIAL DE LOS PROYECTOS

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

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

Para actualizar el COMA referencial de los proyectos contenidos en el presente informe se utilizará la siguiente fórmula, no obstante su valor final deberá considerar la aplicación de los porcentajes respecto de los correspondientes V.I. establecidos en los puntos 3 y 4 del presente informe. Para el caso del A.V.I. se utilizará la misma estructura y los mismos coeficientes indicados entre la Tabla 23 y la Tabla 27.

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

Donde, para todas las fórmulas anteriores:

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

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

Tabla 23: Valores Base Índices

Índice	Valor Base	Mes
IPC_0	116,19	Octubre de 2017, Base Prom. 2013 =100
DOL_0	629,55	Octubre 2017
CPI_0	246,663	Octubre 2017

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

Tabla 24: Coeficientes Indexación Obras de Ampliación de Transmisión Nacional

Nº	Ampliación	α	β
1	Ampliación en S/E Candelaria	0,5	0,5
2	Ampliación en S/E Lagunas	0,5	0,5
3	Ampliación de Capacidad de Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación de S/E Puerto Montt	1,0	0
4	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	1,0	0
5	Aumento de Capacidad de Línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel y Ampliación de S/E Lo Aguirre	1,0	0

Tabla 25: Coeficientes Indexación Obras Nuevas de Transmisión Nacional

Nº	Obra Nueva	α	β
1	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	0	1,0
2	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	0	1,0
3	Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	0	1,0
4	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	0	1,0
5	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV	0	1,0
6	Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, Energizada en 220 kV	0	1,0
7	Nueva Línea HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2	0	1,0
8	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	0,5	0,5

Tabla 26: Coeficientes Indexación Obras de Ampliación de Transmisión Zonal

Nº	Ampliación	α	β
1	Doble vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	0,5	0,5
2	Ampliación en S/E Caldera	0,5	0,5
3	Ampliación en S/E Cerrillos	0,5	0,5
4	Ampliación en S/E Atacama Kozán	0,5	0,5
5	Ampliación en S/E Plantas	0,5	0,5
6	Nuevo Transformador en S/E Illapel	0,5	0,5
7	Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	0	1,0
8	Tendido segundo circuito Línea 2X110 kV Agua Santa - Placilla	1,0	0
9	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua - Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue	1,0	0
10	Ampliación en S/E Catemu	0,5	0,5
11	Nuevo Transformador en S/E La Calera	0	1,0
12	Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	1,0	0
13	Adecuaciones en S/E El Salto	0,5	0,5
14	Aumento de Capacidad en S/E Colchagua	0	1,0
15	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	0	1,0
16	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	0	1,0
17	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea	0,5	0,5
18	Nueva Transformador en S/E Punta de Cortés	0	1,0
19	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	0,5	0,5

Nº	Ampliación	α	β
20	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo - Pelequén	1,0	0
21	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	1,0	0
22	Nueva S/E Móvil Región del Maule	0	1,0
23	Nueva S/E Móvil Región del Biobío y Región de la Araucanía	0	1,0
24	Ampliación en S/E El Manzano	0,5	0,5
25	Ampliación en S/E La Esperanza	0,5	0,5
26	Ampliación en S/E Negrete	0,5	0,5
27	Ampliación en S/E Laja	0,5	0,5
28	Ampliación en S/E Celulosa Laja	0,5	0,5
29	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	0,5	0,5
30	Ampliación en S/E Lautaro	0,5	0,5
31	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	0,5	0,5
32	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	0,5	0,5
33	Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	0	1,0
34	Ampliación en S/E Chivilcán	0	1,0
35	Ampliación en S/E Monterrico	0,5	0,5
36	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Coronel – Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones	1,0	0
37	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y Ampliación en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	1,0	0
38	Ampliación en S/E Valdivia	0,5	0,5

Tabla 27: Coeficientes Indexación Obras Nuevas de Transmisión Zonal

Nº	Obra Nueva	α	β
1	Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento	0	1,0
2	Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	0	1,0
3	Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones - Punta Padrones	0	1,0
4	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Kozán	0	1,0
5	Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	0	1,0
6	Nueva S/E Seccionadora Chagres 44kV	0	1,0
7	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	0	1,0
8	Nueva LT 1x66kV La Esperanza - El Manzano	0	1,0
9	Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	0	1,0

6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

Para la elaboración del presente Plan de Anual de Expansión de la Transmisión, la Comisión aplicó la metodología establecida en la Ley y en la Resolución N°711 de 2017, la cual se detalla a continuación.

6.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN

De acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el presente proceso de planificación se consideraron los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico, para lo cual se consideraron los siguientes criterios establecidos en la Ley:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costo o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86 de la Ley; y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Asimismo, el proceso de planificación contempló las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, las que fueron determinadas de acuerdo a la metodología señalada en la Resolución 711, como también los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, particularmente, lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

6.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y el artículo 4° de la Resolución 711, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión en horizonte de planificación de 20 años, más dos (2) años de extensión, con fecha de inicio en el mes de abril del 2017.

6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 87° de Ley y en la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para la elaboración del presente Plan de Expansión, los siguientes antecedentes:

6.3.1 CRITERIOS Y VARIABLES AMBIENTALES Y TERRITORIALES Y OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en la Resolución 711, en el presente plan se consideraron los criterios y variables ambientales y territoriales proporcionados por el Ministerio de Energía, en el Informe remitido mediante Oficio Ord. N°1744 de 15 de diciembre de 2017, denominado “Planificación de la Transmisión”. Dicho informe se basa en las siguientes fuentes de datos:

- Coordinación interinstitucional para el acceso y traspaso de información territorial sectorial: Infraestructura de Datos Espaciales de Chile o IDE CHILE” y la plataforma homóloga del Ministerio de Energía, IDE ENERGÍA.
- Infraestructura de datos Espaciales de Energía o IDE ENERGÍA.

En términos generales, se realizó un análisis por niveles, considerando las siguientes variables ambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio:

- Bienes Nacionales Protegidos.
- Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado (SNASPE), que corresponde a Parques Nacionales, Reservas Nacionales, Monumentos Naturales, entre otros.
- Sitios definidos por Estrategia Regional de Biodiversidad.
- Sitios prioritarios de Conservación de la Biodiversidad.
- Iniciativas de Conservación Privada.
- Santuarios de la Naturaleza (Monumento Nacional).
- Humedales importantes (Sitios RAMSAR).
- Monumento Nacional (Monumentos históricos, Zonas Típicas o Pintorescas).
- Sitios Arqueológicos.
- Áreas de Desarrollo Indígena. (Títulos de Merced, Territorio indígena, comunidades indígenas).
- Zonas de Interés Turístico.

El análisis consistió en superponer la información de infraestructura energética instalada en el territorio nacional (generación, transmisión, etc.) junto con los distintos niveles de información asociadas a las variables ambientales y territoriales antes mencionadas, para ser utilizado a modo de referencia respecto al emplazamiento de tales elementos existentes. Este proceso se realizó de manera iterativa en función de las características de cada uno de los proyectos y de las variables analizadas, buscando minimizar la interacción entre ellos, de manera de viabilizar el emplazamiento y ejecución de los proyectos.

Además de lo anterior, se tomaron en consideración aspectos de planificación territorial contenidos en instrumentos oficiales, tales como, los Planes Reguladores Comunales, que podrían incidir en el emplazamiento de aquellos proyectos de transmisión cercanos a centros urbanos o dentro de ellos.

Asimismo, se consideraron los objetivos de eficiencia energética contenidos en el Informe Preliminar de la Planificación Energética.

6.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES

En el presente plan se ha utilizado como antecedente los primeros 10 años de previsión de la demanda de energía eléctrica para los clientes libres del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) determinada en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2017, aprobado mediante Resolución CNE N° 54, de fecha 31 de enero de 2017. Cabe señalar, a la fecha de dicho informe aún no se configuraba el SEN por la interconexión del SIC y el SING, en virtud de lo cual la proyección de demanda se presenta por dichos sistemas en el numeral 6.3.3 y 6.3.4.

6.3.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS

Para las proyecciones de previsión de demanda eléctrica de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, se ha utilizado, para los primeros 10 años, los antecedentes determinados en el Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta N° 250, de fecha 15 de mayo de 2017. Cabe señalar, a la fecha de dicho informe aún no se configuraba el SEN por la interconexión del SIC y el SING, en virtud de lo cual la proyección de demanda se presenta por dichos sistemas en el numeral 6.3.3 y 6.3.4.

En el Informe Final de Licitaciones se han establecido las proyecciones de demanda de energía mensuales a partir del año 2017 hasta el 2037, exclusivamente de los clientes regulados, agrupados por subestación primaria de distribución. Esta proyección de demanda se complementa para los siguientes años con las proyecciones de los procesos de Precio de Nudo de Corto Plazo y de Planificación Energética de Largo Plazo.

Cabe señalar que mediante oficio N° 212 del Ministerio de Energía, de fecha 17 de febrero de 2017, se obtuvo la proyección de eficiencia energética que la División de Prospectiva y Política Energética emplea en los análisis de largo plazo, para ser utilizada en la elaboración de la proyección de demanda de los clientes regulados a que hace referencia el Informe de Licitaciones de Suministro Eléctrico de esta Comisión.

6.3.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL ANTIGUO SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 28: Demanda de energía del antiguo SING

Año	Clientes Regulados (GWh)		Clientes Libres (GWh)		Total (GWh)	
	Demanda Baja	Demanda Alta	Demanda Baja	Demanda Alta	Demanda Baja	Demanda Alta
2017	1.950	1.950	15.676	15.676	17.626	17.626
2018	2.023	2.023	16.245	16.245	18.267	18.267
2019	2.095	2.095	16.811	16.811	18.905	18.905
2020	2.163	2.163	17.395	17.395	19.558	19.558
2021	2.242	2.242	17.997	17.997	20.240	20.240
2022	2.318	2.318	18.620	18.620	20.938	20.938
2023	2.393	2.393	19.270	19.270	21.663	21.663
2024	2.468	2.468	19.952	19.952	22.421	22.421
2025	2.532	2.532	20.658	20.658	23.190	23.190
2026	2.575	2.575	21.387	21.387	23.962	23.962
2027	2.609	2.642	21.670	21.945	24.279	24.587
2028	2.719	2.789	22.587	23.161	25.307	25.950
2029	2.773	2.880	23.029	23.923	25.802	26.804
2030	2.790	2.972	23.172	24.682	25.961	27.653
2031	2.811	3.082	23.350	25.599	26.161	28.681
2032	2.846	3.182	23.639	26.426	26.486	29.608
2033	2.890	3.283	24.002	27.265	26.892	30.548
2034	2.933	3.385	24.361	28.112	27.294	31.497
2035	2.983	3.492	24.774	29.006	27.757	32.498
2036	3.031	3.600	25.176	29.898	28.208	33.498

6.3.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL ANTIGUO SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Para el caso de la demanda del antiguo SIC, ésta se muestra a continuación:

Tabla 29: Demanda de energía del antiguo SIC

Año	Clientes Regulados (GWh)		Clientes Libres (GWh)		Total (GWh)	
	Demanda Baja	Demanda Alta	Demanda Baja	Demanda Alta	Demanda Baja	Demanda Alta
2017	30.695	30.695	17.814	17.814	48.509	48.509
2018	30.184	30.184	18.317	18.317	48.502	48.502
2019	30.913	30.913	18.245	18.245	49.158	49.158
2020	31.912	31.912	18.605	18.605	50.518	50.518
2021	33.171	33.171	18.907	18.907	52.078	52.078
2022	34.585	34.585	19.405	19.405	53.990	53.990
2023	36.014	36.014	19.998	19.998	56.012	56.012
2024	37.481	37.481	20.862	20.862	58.343	58.343
2025	38.715	38.715	21.761	21.761	60.476	60.476
2026	39.577	39.577	22.663	22.663	62.240	62.240
2027	40.101	40.609	22.963	23.254	63.063	63.862

Año	Clientes Regulados (GWh)		Clientes Libres (GWh)		Total (GWh)	
	Demanda Baja	Demanda Alta	Demanda Baja	Demanda Alta	Demanda Baja	Demanda Alta
2028	41.797	42.859	23.934	24.542	65.731	67.401
2029	42.615	44.270	24.402	25.350	67.017	69.619
2030	42.879	45.673	24.553	26.154	67.432	71.827
2031	43.209	47.370	24.743	27.125	67.951	74.496
2032	43.744	48.902	25.049	28.002	68.794	76.904
2033	44.415	50.454	25.433	28.891	69.848	79.346
2034	45.080	52.021	25.814	29.788	70.894	81.809
2035	45.845	53.674	26.252	30.735	72.096	84.410
2036	46.589	55.326	26.678	31.681	73.266	87.008

6.3.6 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Corresponde a los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la Comisión, las obras de transmisión decretadas en un proceso de planificación de transmisión anterior y aquellos proyectos de generación comprometidos.

6.3.6.1 Proyecto de Transmisión Decretados

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

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

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

Asimismo, también fueron consideradas las obras de expansión incluidas en el Decreto Exento N° 158, del Ministerio de Energía, de fecha 16 de abril de 2015, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes, periodo 2014-2015.

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

Por último, fueron consideradas las obras de expansión nacional incluidas en el Decreto Exento N° 422, del Ministerio de Energía, de fecha 9 de agosto de 2017, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los Doce Meses Siguietes, periodo 2016-2017, y las obras de expansión zonal incluidas en el Decreto Exento N° 418, del Ministerio de Energía, de

fecha 4 de agosto de 2017, que Fija Listado de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.

6.3.6.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se ha considerado como antecedente para el presente plan, aquellas instalaciones de generación y transmisión que han sido declarados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 262 de 24 de mayo de 2017, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

6.3.6.3 Proyectos Comprometidos

Asimismo, se han considerado los proyectos de generación “comprometidos”, esto es, que hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres, en contratos de largo plazo, que se hayan acreditado ante la Comisión al inicio del proceso de planificación.

En consecuencia, en el presente plan se consideraron los proyectos comprometidos en la reciente licitación de suministro del 2016 (2015/01) y que se detallan a continuación.

Tabla 30: Proyectos de generación comprometidos.

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Cabo Los Leones I Ampliación	Ene-21
Eólica	Esperanza	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Lomas de Duqueco	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Malleco II	Ene-21
Eólica	Parque Eólico Negrete	Ene-21
Eólica	Puelche Sur	Ene-21
Eólica	Sarco	Ene-21
Eólica	San Gabriel	Ene-21
Eólica	Parque Eólico los Guindos	Ene-21
Eólica	Caman	Ene-21
Eólica	Coihue	Ene-21
Eólica	Cerro Tigre	Ene-21
Eólica	Tchamma	Ene-21
Eólica	Ckani	Ene-21
Solar	Granja Solar	Dic-19
Solar	Alcones	Ene-21
Solar	El Sol de Vallenar	Ene-21
Solar	Inca de Varas I	Ene-21
Solar	Inca de Varas II	Ene-21

Por su parte, no se consideraron proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres, ya que ninguno fue acreditado ante la Comisión durante el proceso de planificación, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución 711.

6.3.7 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Como ya se indicó en la Introducción del presente Informe, en conformidad a lo señalado en el artículo 87° de la Ley y en la Resolución Exenta N° 711, la Comisión deberá considerar en el proceso de Planificación de la Transmisión, la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolle el Ministerio, a que se refiere el artículo 83° de la Ley. Sin embargo, por aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, las normas que hacen referencia a la planificación energética no son aplicables en este proceso correspondiente al año 2017 en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86° de la Ley, circunstancia que a la fecha de emisión del presente Informe no ha acaecido.

Sin perjuicio de lo anterior y teniendo a la vista el estado de avance del proceso de Planificación Energética, para efectos de los análisis de necesidades de expansión de transmisión correspondiente al año 2017, esta Comisión utilizó la información contenida en el Informe Preliminar de la PELP emitido por el Ministerio de Energía en junio de 2017.

En especial, para la construcción de los escenarios de generación se utilizó la metodología establecida en la Resolución N°711, la cual se basa en los escenarios energéticos definidos en la PELP y en los objetivos y criterios de la nueva Ley 20.936, establecidos principalmente en el artículo 87 de la Ley, en especial, la minimización en los riesgos de la demanda, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia y la determinación de las instalaciones que resulten económicamente eficiente y necesarias para el desarrollo del sistema, en los distintos escenarios energéticos. En especial, el artículo 11° de la Resolución citada anteriormente, en el numeral 5, para los escenarios de generación que serán considerados para efectos de las evaluaciones del plan de expansión, establece que:

“5. Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión: corresponderá a los escenarios que se obtengan para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación, utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética. La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas la variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética, ajustándolos proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido según lo dispuesto en los numerales 2 y 3 precedentes, respecto de la determinada en la Planificación Energética. Adicionalmente, se determinará la ubicación de las centrales de generación que se establezcan en los respectivos Escenarios Energéticos antes mencionados, mediante la distribución en las distintas barras del Sistema Eléctrico de acuerdo a la información disponible de los proyectos en estudio y criterios de factibilidad técnica y posible materialización, los montos globales de generación, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectados en las propias barras de media tensión”

Como se desprende de la norma recién citada, le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los escenarios de la PELP, y definir aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en dicha planificación energética.

Al efecto, el Informe Preliminar de la PELP establece cinco escenarios de planes de obra de generación, que incluyeron factores como, disposición para proyectos, demanda energética, eficiencia energética, crecimiento económico, cambios tecnológicos en almacenamientos, externalidades ambientales, entre otras. De éstos, la Comisión escogió los escenarios más representativos, que recogen las principales variables y criterios de la totalidad de los escenarios energéticos de la PELP, de manera de asegurar que la transmisión no sea un obstáculo para el desarrollo de cualquiera de éstos, tal como lo señala la letra c) del artículo 87° de la Ley. En este sentido, los escenarios que se utilizaron para determinar los planes de obras de generación fueron: (i) A, (ii) B, y (iii) E. Cabe señalar que para llegar a este resultado se analizaron los 5 escenarios energéticos. Respecto a los escenarios C y D, se puede observar en primer lugar que, el escenario A contiene la proyección de demanda del escenario D, esto es, que para ambos escenarios se presenta un nivel de trayectoria de demanda baja, mientras que para el caso del escenario C, su trayectoria de demanda se encuentra contenida en los Escenarios B y E, los que posee un nivel de trayectoria de demanda alta. Adicionalmente, se pudo identificar que la cantidad de generación, tipo de tecnología y localización de los proyectos que se determinaron para los escenarios C y D se encuentran contenidos en los escenarios A, B y E, toda vez que los proyectos de generación que conforman los escenarios, se localizan en las zonas donde existe el mayor potencial de los recursos de generación y en donde exista menos obstáculos para su construcción y conexión al sistema.

Además, se revisó que el parque generador cumpliera con los requerimientos de energía renovable no convencional para el cumplimiento de la Ley 20.698. Por su parte, esta Comisión consideró la entrada en operación de nuevos proyectos de generación adicionales a los proyectos declarados en construcción y los proyectos comprometidos, harán su ingreso al sistema a partir de enero del 2024 conforme los escenarios de generación de la PELP.

Una vez determinado y seleccionado los escenarios de generación, esto es, los escenarios A, B y E, que para el presente Informe se denominarán escenarios 1, 2 y 3, se procedió a realizar un ajuste de la oferta con respecto a la demanda, toda vez que la proyección de demanda eléctrica de largo plazo utilizada por la PELP excedía los valores proyectados por esta Comisión, de acuerdo a los antecedentes a que se refieren los numerales 6.3.2 al 6.3.5. Para obtener los escenarios de generación definitivos, se determinó la capacidad de expansión de generación por cada escenario y en todo el horizonte de análisis, ajustándose proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido en el proceso de licitación de suministro eléctrico respecto la PELP. Para estos efectos, se realizaron las adecuaciones utilizando la proyección de demanda en energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en los numerales 6.3.3 y 6.3.4, la proyección de demanda de energía establecida en la Planificación Energética y los factores de planta de las centrales que se incorporan en cada escenario utilizado.

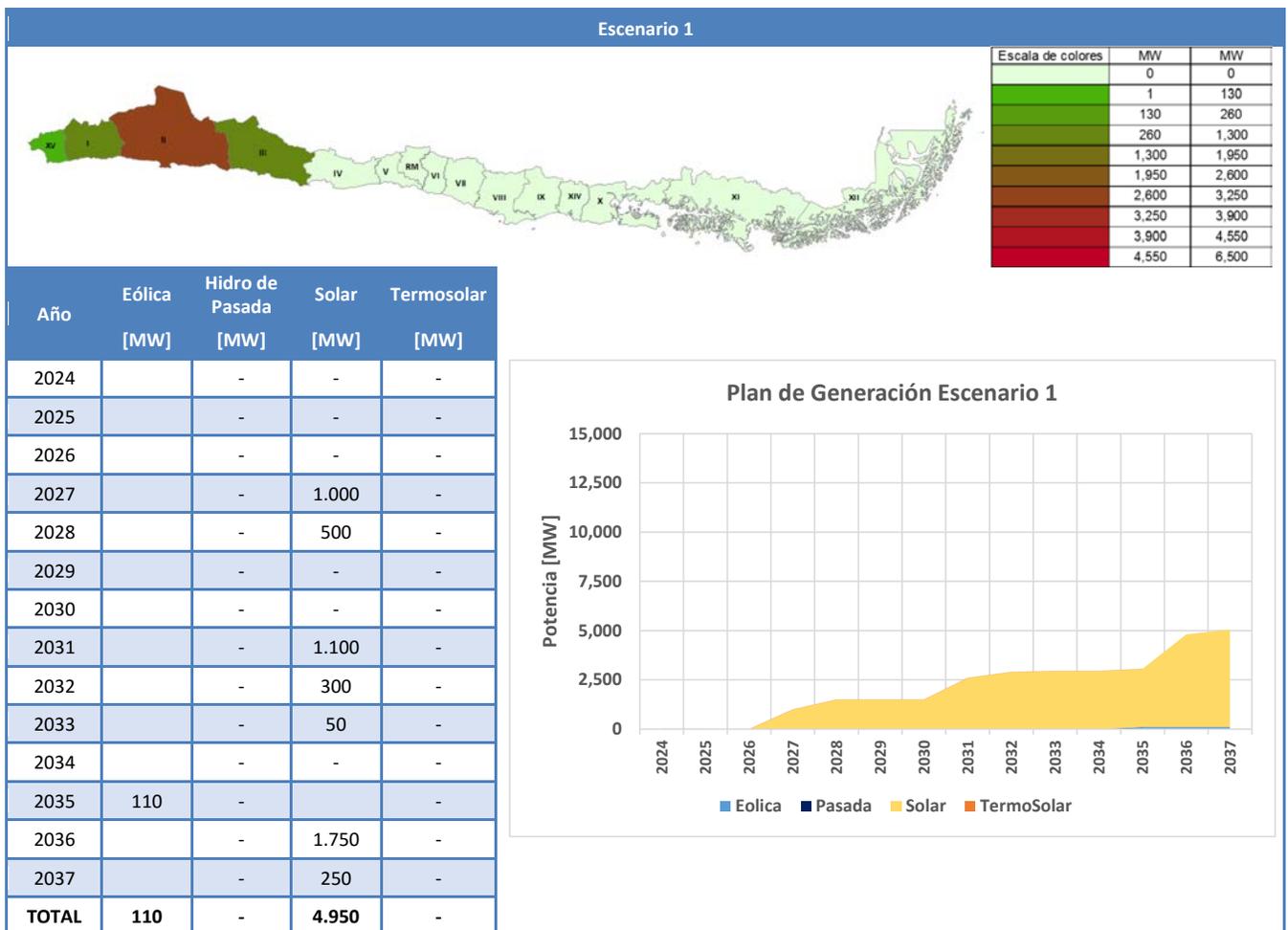
Adicionalmente, se han distribuido en las distintas barras del sistema los montos globales de generación por zona dispuestos en la Planificación Energética, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectadas en las propias barras de media tensión.

Finalmente, como resultado de las consideraciones anteriores se tienen como resultantes los escenarios de Planificación de la Expansión de la Transmisión (PET), que se indican a continuación:

6.3.7.1 Escenario 1

El plan de obra denominado “Escenario 1” considera el desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2027 conforme es definido en la PELP, distribuido entre las barras del sistema comprendidas en las regiones primera, segunda y tercera. Lo anterior incluye, la proyección de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

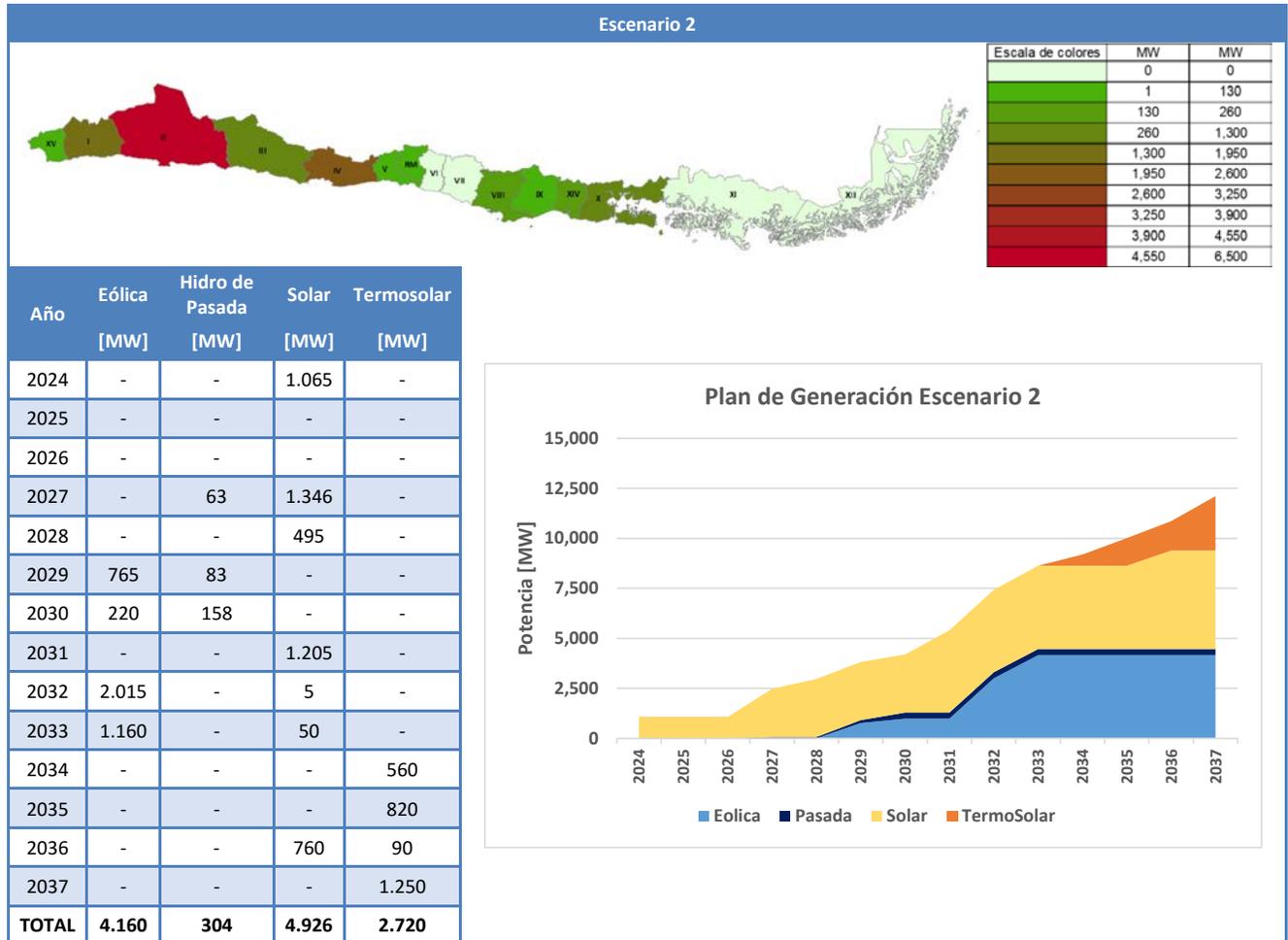
Tabla 31: Plan de Obra de generación Escenario 1.



6.3.7.2 Escenario 2

El plan de obra denominado “Escenario 2” considera un mayor desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2024, distribuido en las barras del sistema comprendidas entre las regiones primera y décima conforme se define en la PELP, incluyendo la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables comprendidos en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas e hídricas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

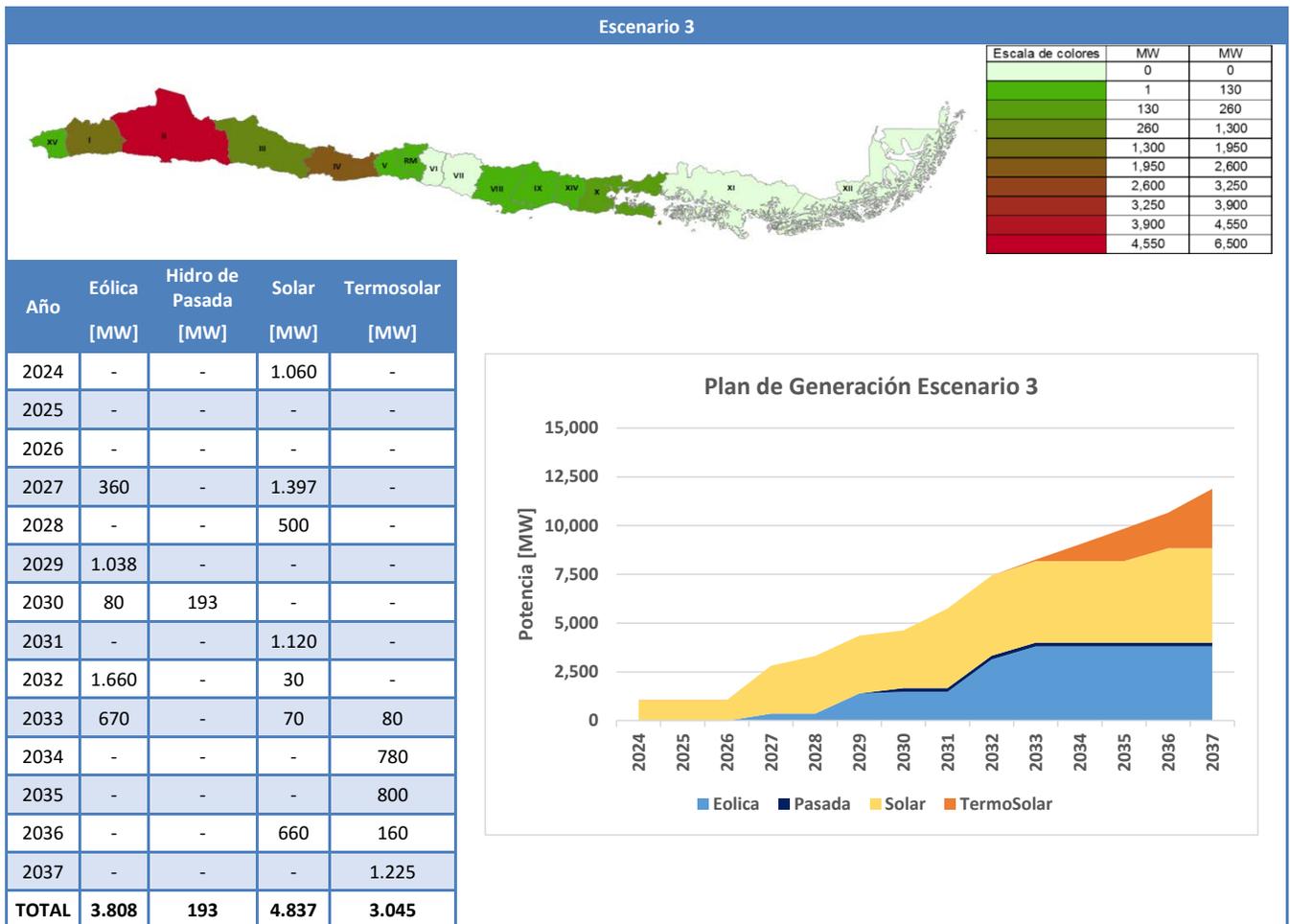
Tabla 32: Plan de Obra de generación Escenario 2.



6.3.7.3 Escenario 3

El plan de obra denominado “Escenario 3” considera el desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2024 conforme lo definido en la PELP, distribuido en las barras del sistema comprendidas entre las regiones primera y décima, pero utilizando una distribución en barras diferente al “Escenario 2” logrando una mayor concentración de generación por zonas. Además incluye la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas e hídricas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

Tabla 33: Plan de Obra de generación Escenario 3.



A modo de resumen, a continuación se muestra la oferta de generación que se incorpora al sistema para cada uno de los escenarios.

Tabla 34: Resumen Planes de Obra de generación.

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]
Eólica	110	4.160	3.808
Hidro de Pasada		304	193
Solar	4.950	4.926	4.837
Termosolar		2.720	3.045
TOTAL	5.060	12.110	11.883

Las diferencias que se muestran en los planes de obra seleccionados se deben principalmente a las proyecciones de demanda de largo plazo que la planificación energética ha considerado, y que por consecuencia ha resultado en un mayor requerimiento de oferta de generación para el abastecimiento de la demanda. En particular, respecto de los proyectos de generación, el escenario 2 y 3 incorporan mayores proyectos renovables eólicos y termosolares por la reducción de costos de inversión y los cambios tecnológicos en sistemas de almacenamiento.

6.3.7.4 Cumplimiento de Ley 20.698

La Ley 20.698, que Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales, que modificó la Ley N° 20.257, que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales, modifica los porcentajes de la obligación de suministro mediante Energías Renovables no Convencionales (ERNC), de acuerdo a los criterios que se indican a continuación:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

Tabla 35: Cumplimiento Ley 20.698.

Año	Requerimiento Inyecciones ERNC [%]	Grado de Cumplimiento		
		Esc 1	Esc 2	Esc 3
2017	5,42	13,1	13,1	13,1
2018	6,23	22,4	22,4	22,4
2019	7,13	22,9	22,9	22,9
2020	8,44	22,8	22,8	22,8

Año	Requerimiento Inyecciones ERNC [%]	Grado de Cumplimiento		
		Esc 1	Esc 2	Esc 3
2021	9,94	30,8	30,8	30,9
2022	11,47	30,5	30,5	30,5
2023	12,86	30,3	30,3	30,4
2024	14,49	29,8	31,9	31,8
2025	16,84	29,2	31,4	31,4
2026	17,60	28,6	31,0	30,9
2027	18,08	30,1	32,7	34,0

6.3.8 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2017, aprobado mediante Resolución CNE N° 54, de fecha 31 de enero de 2017, durante los primeros 10 años del horizonte de análisis y extendiendo a partir del año 2026 el vector de precios, manteniendo la tasa de crecimiento entre los años 2025 y 2026.

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

Tabla 36: Costo del GNL, Carbón y Crudo WTI usado en la modelación del SEN.

Año	GNL (USD/Mbtu)	Carbón (USD/Ton)	Crudo WTI (USD/BBL)
2017	6,36	84,10	49,08
2018	7,10	83,84	58,20
2019	9,33	84,25	71,57
2020	9,83	84,67	78,16
2021	9,70	84,62	82,84
2022	9,73	85,14	86,41
2023	10,19	85,42	88,91
2024	10,49	85,51	91,00
2025	10,63	85,87	93,49
2026	10,47	86,07	96,60
2027	10,44	85,80	99,20
2028	10,49	85,16	101,39
2029	10,55	84,55	104,34
2030	10,61	83,94	107,38
2031	10,67	83,34	110,50
2032	10,73	82,75	113,72
2033	10,79	82,15	117,02
2034	10,85	81,56	120,43
2035	10,91	80,98	123,93
2036	10,97	80,40	127,54

6.3.9 MODELAMIENTO DE LA DEMANDA Y DE LAS UNIDADES SOLARES Y EÓLICAS

Con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización de las redes de transmisión, se procedió a simular la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los diferentes bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típica para las centrales solares y de los registros de viento por zona del país, considerando la siguiente metodología.

- a) La demanda mensual se representó mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles. Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque y en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.
- b) La duración total de los bloques correspondientes a día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días laborales es mayor que la de días no hábil.
- c) La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo la curva de demanda horaria del sistema y el perfil de generación de las centrales solares y eólicas, en todos los meses del año. De esta forma, se incluyó al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Por su parte, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.
- d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes de los años 2011 al 2016, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividen por la demanda promedio en el mes y se obtiene el factor correspondiente a cada bloque y mes, para todas las barras de consumo.
- e) Para los datos de radiación solar, se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.
- f) Los datos de viento se obtuvieron a partir del Explorador de Energía Eólica, desarrollado por la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

6.3.10 PARÁMETROS Y VARIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Para el presente plan se ha considerado la representación topológica completa del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las unidades generadoras, los sistemas de transmisión de los segmentos nacional, zonal y dedicado, tanto las existentes como las que se encuentran construcción. Adicionalmente, se incluyen aquellas centrales de generación que se encuentran comprometidas de acuerdo a la última licitación de suministro de clientes regulados. En el caso de los sistemas de transmisión zonal, se han modelado en el software OSE2000 todas las subestaciones primarias de distribución, considerando para estos efectos todos los transformadores de poder con sus respectivos niveles de tensión de media tensión.

Los parámetros y características técnicas de las instalaciones de transmisión modeladas se han obtenido de la información pública que mantiene el Coordinador Eléctrico Nacional según lo establece el artículo 72°-8 de la Ley.

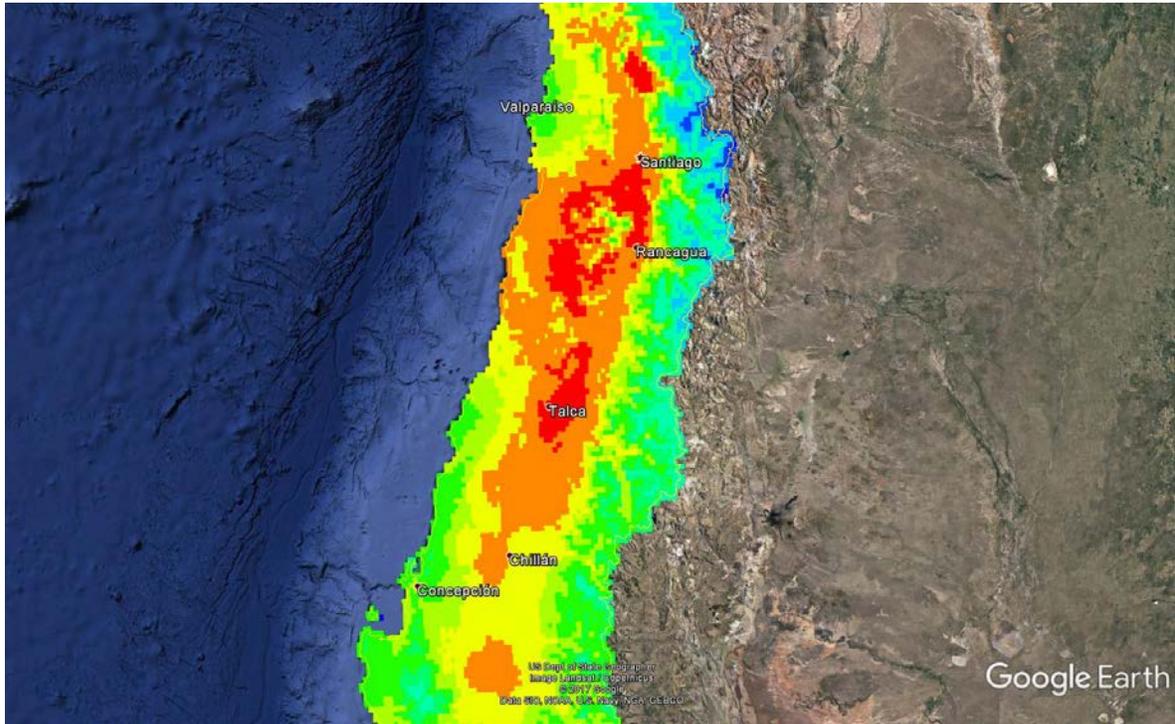
Los circuitos pertenecientes a sistemas de transmisión zonales han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en MW definida para cada circuito en función de la temperatura ambiente de operación. Lo anterior, se justifica de manera de considerar los efectos en los flujos eléctricos de los circuitos zonales bajo condiciones de máxima temperatura alcanzada durante los periodos estivales.

La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de tamaño aproximado 5x4 km que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de Enero de referencia construido a partir de una muestra de datos. Dicha información puede obtenerse libremente a partir de las coberturas SIG (Sistemas de Información Geográfica), desarrolladas por el docente de la Universidad de la Frontera, Dr. Christoph Johannes Albers¹.

Los datos obtenidos a partir de dichas coberturas geográficas, fueron discretizados en 10 niveles de temperatura y coloreados en concordancia al valor de la temperatura de la celda. Para simplificar la visualización se utilizaron colores del espectro entre el color azul y el rojo, en una escala creciente de temperatura.

¹Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

Figura 1: Zonas geográficas térmicas – Chile central.

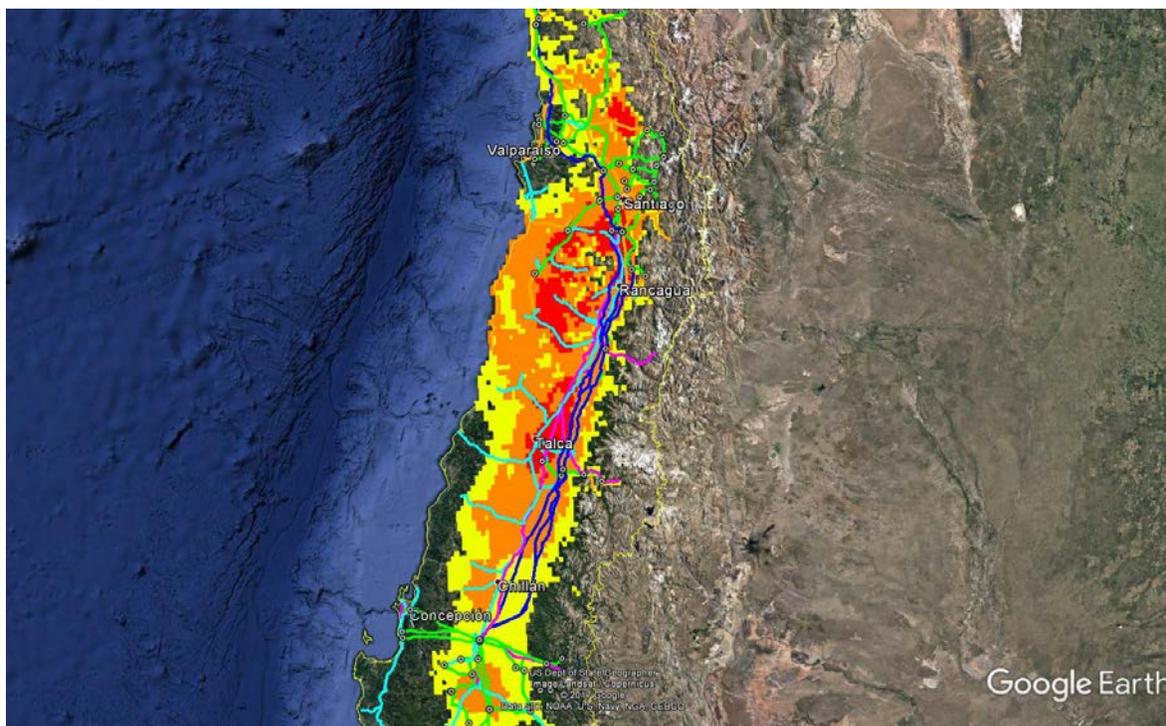


Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente. Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de Enero es superior a 30°C (zonas de color rojo) se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 35°C.

Para las zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de Enero es inferior a 30°C y superior a 26°C (zonas de color amarillo o naranja) se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 30°C.

Para el resto de las zonas (aquellas con una temperatura máxima promedio inferior a 26°C), se definió una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 25°C.

Figura 2: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central.



6.3.11 COSTOS DE FALLA

Los costos de falla utilizados para el presente proceso son los determinados por esta Comisión en la Resolución Exenta N° 665, que modifica la Resolución Exenta 318, ambas de 2017, que Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración del Sistema Eléctrico Nacional. Dichos valores se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 37: Costo de falla de larga duración SEN.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	687,24
5-10%	999,88
10-20%	1443,94
Sobre 20%	1968,99

Tabla 38: Costo de falla de corta duración SEN.

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	12,41

6.3.12 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

En cuanto a las tasas de falla que provoquen cortocircuitos o ENS de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídos del Informe “Final Report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Cigre”, y para las líneas de transmisión se utilizaron los registros históricos de los últimos 5 años informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Adicionalmente, se han considerado los antecedentes establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

6.4 ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

En base a información y antecedentes señalados en los numerales anteriores, se procedió a realizar las siguientes etapas de análisis con el objeto de obtener como resultado el Plan anual de expansión de la Transmisión correspondiente al año 2017.

A continuación se desarrollan las diferentes etapas con que fueron analizados los sistemas de transmisión.

6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR

Esta etapa consistió en revisar los antecedentes y la información referidos en los numerales anteriores del presente Informe, de manera de determinar la información que será utilizada para efectuar el proceso de Planificación de la Transmisión.

Luego se efectuó un diagnóstico del sistema de transmisión para los 20 años de horizonte de análisis con el objeto de detectar eventuales necesidades de expansión, para lo cual se simuló la operación óptima del sistema eléctrico en el software OSE2000, el cual es un modelo multinodal – multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos. Dicho modelo, para cada escenario, realiza una optimización de una función objetivo compuesto por costos de operación y falla de larga duración del sistema eléctrico.

Considerando las propuestas de transmisión presentadas por las empresas promotoras y el Coordinador Eléctrico Nacional, se identificó los proyectos que por su naturaleza no tienen directa relación con las necesidades de abastecimiento de la demanda sino que por seguridad, los cuales pasaron directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Resiliencia.

6.4.2 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

En esta etapa se identificó las necesidades de transmisión que permitan cumplir con el abastecimiento de la demanda y/o incorporar la oferta que permita mejorar los costos de operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional ante los distintos escenarios de oferta y demanda.

A partir de la simulación estocástica, en esta etapa se detectaron las necesidades de expansión del sistema de transmisión que permitan incorporar la oferta que permita mejorar los costos de operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional, a partir del análisis de los flujos esperados por las instalaciones de transmisión y la revisión de las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, con la finalidad de disminuir los desacoples del sistema, los

costos operacionales del mismo, la disminución de los ingresos tarifarios, pérdidas técnicas, vertimientos esperados de energía renovable, entre otros.

Para la determinación de las necesidades de expansión necesarias para el abastecimiento de la demanda, adicionalmente a los análisis de la simulación estocástica con los criterios antes expuestos, se realizaron los estudios eléctricos que permitieron verificar el cumplimiento normativo bajo operación normal o frente a una contingencia.

Todos los proyectos de expansión nacional y zonal que resultaron necesarios para el abastecimiento de la demanda en base a este análisis pasaron a los análisis de las etapas siguientes del proceso de planificación.

6.4.2.1 Criterio de Holgura

De acuerdo al resultado del análisis anterior, la Comisión aplicó, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución 711, el criterio de holgura, como un criterio de grado de utilización máximo de las instalaciones, para determinar la necesidad de los respectivos proyectos.

Tratándose de equipamientos de transformación de las subestaciones primarias de distribución, si calculado los respectivos plazos constructivos se excede en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos existentes, dichos proyectos pasaron directamente a la etapa de análisis técnico económico, en particular, a la sub etapa de factibilidad y valorización de proyectos, para posteriormente ser incorporados al respectivo plan de expansión propuesto. Para lo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada durante todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión el año 2021.

Adicionalmente, y de manera consecutiva a la revisión anterior, para determinar la capacidad nominal en MVA del equipo de transformación a expandir se utilizó la proyección de la demanda de la zona o barra durante todos los años del horizonte de análisis, abarcando también las necesidades de generación y demanda de las zonas analizadas, tales como nuevos proyectos de generación en distribución.

Por otra parte, para determinar los proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla que debían pasar a las etapas siguientes de análisis, se les aplicó el criterio de holgura definido en la Resolución N°711, esto es, que presenten beneficios de costos de operación y falla respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios.

6.4.3 ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y RESILIENCIA

Esta etapa consistió en determinar las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, de acuerdo a las exigencias establecidas en la norma técnica vigente y a lo dispuesto en el literal a) del artículo 87° de la Ley.

A continuación, se detallan los análisis desarrollados en la presente etapa:

6.4.3.1 Análisis de Seguridad

El objetivo del análisis de seguridad es determinar las expansiones del sistema de transmisión que permitan otorgar las redundancias necesarias al sistema.

Criterio de Redundancia

Para el caso de los proyectos de transmisión nacional, se analizaron los distintos proyectos de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda frente a contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión. Se consideró el Criterio N-1 como criterio de seguridad en la planificación de la transmisión nacional, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el que sólo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.

En el caso de los proyectos de transmisión zonal, el objetivo fue determinar las necesidades de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda si ante la salida intempestiva de la rama de instalación bajo análisis, ya fuera una línea o un equipo de transformación, se generaba energía no suministrada (ENS). La ENS se cuantificó en cada caso y se evaluó a CFCD, con lo cual se obtuvo un monto representativo del efecto de salida intempestiva de la instalación bajo análisis, lo que posteriormente se evaluó en la etapa de Análisis Técnico Económico.

Para cuantificar la ENS antes indicada, se determinó una curva de demanda promedio base utilizando los registros horarios de los retiros de energía. Con lo anterior, se le aplicó la tasa de crecimiento de la demanda, para efectos de cuantificar en el tiempo su evolución. En el caso de instalaciones de equipamientos de transformación zonal, se utilizaron los tiempos de indisponibilidad de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se consideraron las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales como, transformadores, interruptores, desconectores, transformadores de potencia o de corriente, tales que provocaran la salida intempestiva de la rama o generaran cortocircuitos en ella, de acuerdo a la información que la Comisión dispone. Para el caso de proyectos de líneas de transmisión zonal, se utilizaron registros históricos de fallas o salidas intempestivas de la línea bajo análisis, con el fin de obtener los tiempos de indisponibilidad total y la correspondiente ENS.

El análisis de seguridad se realizó utilizando el programa PowerFactory, en el cual se implementa un modelo detallado del Sistema Eléctrico Nacional. Este modelo contiene todas las obras de expansión decretadas en los años anteriores, tomando en cuenta, al menos, la configuración de barra para nuevas subestaciones, el tipo de conductor y geometría de torre representativa para nuevas líneas de transmisión, impedancia de secuencia positiva, cero y rango de cambiador de toma para nuevos transformadores.

6.4.3.2 Análisis de Resiliencia

El objetivo de este análisis consistió en determinar la capacidad de adaptación del sistema frente a situaciones extremas o perturbaciones que alteren las condiciones originales con los cuales se realizan los análisis de la planificación de la transmisión y de igual manera, medir el aporte que le dan los proyectos de transmisión analizados frente a estos hechos.

En particular, este análisis buscó determinar expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a dichas situaciones extremas o perturbaciones, que permitan el abastecimiento de la demanda y que no degraden las condiciones normales de operación técnica y económica del sistema eléctrico. Para estos efectos, se comparó el comportamiento del sistema eléctrico en una condición base que contemple la contingencia en estudio, sin los proyectos de expansión que resultaron de los análisis de las etapas previas, respecto al comportamiento del sistema frente a la misma contingencia, pero con los proyectos de expansión.

En el presente informe se analizó el comportamiento del sistema frente a: (i) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles, (iii) atraso de entrada en operación de una central de generación hidráulica y (iv) hidrologías extremas.

El detalle de la metodología empleada para poder evaluar cada uno de estos casos, y sus efectos, es presentado a continuación:

Maremotos. El análisis de esta eventualidad consistió en determinar el riesgo que presenta este evento para el criterio de seguridad en la operación del sistema eléctrico. En este contexto, se identificaron cuatro grupos de centrales emplazadas en sectores costeros del país, que podrían quedar indisponibles por un período de varios meses producto de un maremoto, en consistencia a los grupos de centrales que determinó el Coordinador Eléctrico Nacional en su propuesta de expansión 2017. Los grupos de centrales identificadas son: (i) Tocopilla, que incluye las centrales Tocopilla y Norgener; (ii) Mejillones, que incluye las centrales Gas Atacama, Mejillones, Cochrane, Angamos, Kelar y la futura central Infraestructura Energética Mejillones; (iii) Huasco, que incluye la central Guacolda; y (iv) Coronel, que incluye las centrales Bocamina, Bocamina 2 y Santa María.

La metodología propuesta considera un escenario base, el cual incluye demanda máxima coincidente en el SEN proyectada al año 2022, y despacho óptimo. A partir de este escenario base, se sacaron de servicio consecutivamente las unidades generadoras que componen cada uno de los grupos de centrales, ajustando el despacho del resto de las unidades en función de su inercia, de manera de conservar el balance de potencia. Para cada uno de estos nuevos escenarios, se verificó el cumplimiento de los artículos de la NTSyCS para los estados de operación normal y alerta, considerando una contingencia simple en el sistema de transmisión nacional.

Dado que el análisis de resiliencia por maremotos tiene como objetivo verificar la operación permanente del sistema con criterio de seguridad ante una situación excepcional, se ha considerado que es posible realizar la recuperación de servicio del sistema eléctrico en las horas posteriores al maremoto, lo que incluye posibles despachos preventivos fuera de la optimalidad económica que podría adoptar el Coordinador para minimizar el impacto del maremoto en los instantes posteriores a la salida de servicio de las centrales afectadas. Asimismo, se supuso que no se despachan

unidades generadoras adicionales al parque considerado en el escenario base, lo cual constituye un escenario pesimista para la estabilidad del sistema. Este supuesto se tomó con el objetivo de evaluar robustez y seguridad del sistema debido a sus obras de transmisión, y no por su parque generador. En consecuencia, no se determinó un nuevo despacho óptimo en el programa OSE 2000 para este análisis.

- **Shock de precios.** El análisis de esta eventualidad consistió en aplicar en las simulaciones estocásticas una variación en los precios de combustible durante un año en particular. Específicamente, la metodología aplicada contempló disminuir los precios del combustible de GNL, de modo tal que las centrales de generación que utilizan este tipo de recurso cambien su orden de mérito, de acuerdo al despacho de operación económica que define el Coordinador Eléctrico Nacional, es decir, que las centrales a GNL presenten un costo variable menor a las centrales a carbón.

Para efectos de este plan, se analizó el comportamiento del sistema frente a esta eventualidad, examinando cómo reaccionarían los proyectos de transmisión candidatos si ocurre una variación de precios durante el año 2022 o durante el año 2027, de manera independiente. Se debe considerar que, para poder observar el efecto, debido a que el ejercicio realizado consiste en una variación intempestiva del precio del combustible, la inercia propia del sistema eléctrico y su operación dificultan la realización de una modificación en las políticas de uso del agua embalsada, por lo que se considera constante la estrategia de utilización de los recursos optimizados y determinadas en los análisis.

Para revisar el impacto de este efecto en el sistema, se determinaron los siguientes costos de operación y falla, (i) sistema base, (ii) sistema base con proyectos, (iii) sistema base con shock de precios y (iv) sistema base con proyectos y shock de precios. Posteriormente, se determinaron dos beneficios netos; el primero está asociado a la diferencia entre los costos de operación del sistema de los casos en los cuales no existe variación de precio de combustible, es decir, la diferencia entre las condiciones con y sin proyecto (condiciones (i) y (ii)), mientras que el segundo se determina a partir de la diferencia de los casos en los cuales sí existe variación de precio, tomando en cuenta las condiciones con y sin proyecto (condiciones (iii) y (iv)). Finalmente, los beneficios netos son los que deben ser comparados entre sí para cuantificar la resiliencia que los proyectos analizados aportan al sistema frente a un shock de precios de combustibles.

- **Atraso de entrada en operación de centrales de generación.** El análisis de esta eventualidad consistió en aplicar un atraso en la puesta en servicio de un proyecto de generación, de manera de evaluar el comportamiento del sistema en su condición actual y compararlo con una condición en la que se consideren los proyectos de transmisión resultantes de las etapas anteriores. Este retraso podría gatillar nuevas necesidades de expansión de transmisión en la zona bajo análisis, debido a que se requeriría una mayor cantidad de importación de energía hacia la zona o un nivel de respaldo adicional.

-
- **Hidrologías extremas.** Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico, que en el caso de las centrales con capacidad de regulación se encuentra asociado a optimizar su uso, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación se encuentra directamente asociado a su energía despachable. Para modelar el comportamiento futuro de las centrales hidroeléctricas se utilizan las series de tiempo compuestas por una muestra estadística de 56 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país². Dependiendo de las zonas bajo análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transmisión puede variar en función de las hidrologías, por cuanto, una zona con fuerte componente hídrica puede comportarse como exportadora frente a hidrologías húmedas, mientras que puede ser importadora frente a hidrologías secas.

Para llevar a cabo dicha evaluación, la metodología aplicada consideró observar los efectos a partir de la modelación de la operación para los siguientes 20 años bajo las siguientes situaciones: (i) caso base, en el cual no se encuentra modelado los proyectos bajo análisis, y (ii) caso con proyectos, en el cual se encuentra modelado los proyectos bajo análisis. Para dichos efectos se utilizó la serie hidrológica extrema seca, es decir, aquella que contiene las cinco hidrologías más secas, y la serie hidrológica extrema húmeda, que contiene las cinco hidrologías más húmedas.

Visto lo anterior, se tiene que las hidrologías más secas corresponden a los periodos 1962-1963, 1968-1969, 1996-1997, 1998-1999 y 2012-2013. Por otra parte, las hidrologías más húmedas corresponden a los periodos: 1965-1966, 1972-1973, 1980-1981, 1982-1983 y 2002-2003. Una vez definido lo anterior, se revisó en la modelación ya efectuada la serie hidrológica en la cual se repiten más veces los datos más secos y húmedos. Por lo tanto, para observar los efectos económicos que contiene un proyecto frente a hidrologías extremas, se extrajo el resultado considerando dichas series, comparando de este modo como es la situación con y sin proyectos frente a una hidrología extrema seca o extrema húmeda.

6.4.4 ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

Esta etapa tiene por objeto determinar las necesidades de expansión que promuevan las condiciones de oferta y faciliten la competencia, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y del suministro a mínimo precio, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87° letra b) de la Ley, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores, en cuanto reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema.

² Además, se consideran tres hidrologías sintéticas, tal cual se señala en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo, dando como resultado la modelación de 56+3 hidrologías.

Para este análisis se realizó una comparación entre el escenario con expansión y sin expansión que ha resultado de las etapas anteriores, realizando simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, en conformidad a lo establecido en la Resolución N°711. El monto de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resulta del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

Con los resultados de las simulaciones, la Comisión calculó un indicador representativo de los niveles de diferencia o congestión que existen entre las inyecciones y retiros de energía en el sistema, calculando precios equivalentes de cada uno de éstos, en función de la valorización de la producción esperada para cada central de generación y el consumo esperado de cada retiro. Para estos efectos, se consideraron agrupaciones de unidades de generación, en base a criterios, tales como, propiedad o ubicación en el sistema, con el fin de representar el precio equivalente de producción de aquellas agrupaciones. Basándose en el precio equivalente para cada barra de retiro, se comparó respecto del precio de cada agrupación de unidades de generación, en valor absoluto, valorizándose esta diferencia con el nivel de consumo esperado de la barra, luego de lo cual se obtuvo el valor promedio de todas las comparaciones, conformándose el indicador para cada barra de retiro del sistema.

A continuación se presentan la metodología de cálculo de los indicadores antes mencionado. Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*³, se determina la siguiente expresión:

$$PMRC = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{ret_{i,j,k}} \cdot Ret_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Ret_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

Donde,

PMRC: Precio medio de retiro por consumidor

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

De igual forma, para un conjunto significativo de barras de inyección, agrupadas en un *cluster*, se determina la siguiente expresión:

$$PMIP = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{iny_{i,j,k}} \cdot Iny_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Iny_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

Donde,

PMIP: Precio medio de inyección del productor

³ Se entenderá por clúster de consumo la agrupación de consumidores que se hace sumando todo el retiro física y monetariamente, de la misma forma se entenderá por clúster de generación la suma de la generación de todas las centrales de un productor física y monetariamente.

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

El efecto económico que tiene el Plan de Expansión propuesto se evalúa mediante el Riesgo de la Transmisión, el cual se evalúa con la siguiente expresión:

$$RT_c = \frac{\sum_{l=1}^n |(PMIP_l - PMRC_l)| \cdot Ret}{Cantidad\ de\ Productores\ Activos} (USD)$$

Donde,

RT_c : Riesgo de transmisión de un consumidor c.

$PMIP$: Precio medio de inyección del productor en un año.

$PMRC$: Precio medio de retiro de un consumidor

l : Productor activo en el año de análisis⁴.

Al realizar la comparación del Riesgo de Transmisión, para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto del Plan de Expansión propuesto respecto a las diferencias monetarias esperadas para cada año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

6.4.5 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

Esta etapa tiene por objeto determinar la conveniencia económica de las necesidades de expansión que han resultado de las etapas de análisis anteriores.

Esta etapa está compuesta de dos sub etapas:

6.4.5.1 Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

En esta etapa se efectuaron los estudios de factibilidad y valorización de todos los proyectos que resultaron de las etapas anteriores de análisis.

El estudio de factibilidad consistió en la verificación de la información disponible de cada uno de los proyectos de expansión, esto es, de sus características, plazos constructivos, alternativas y condiciones para su realización, entre otros.

Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los Valores de Inversión y COMA referenciales de cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como, identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, variables

⁴ Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, cubicación de mano de obra, entre otros.

Tratándose de variables medioambientales y territoriales se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía mediante Oficio Ordinario N°1744 de 15 de diciembre de 2017, como también lo informado por dicho Ministerio sobre los criterios considerados para la definición de las obras nuevas que deben someterse al Estudio de Franjas, mediante Oficio Ordinario N°1745 de diciembre 2017.

Para el estudio de factibilidad y valorización se desarrolló la siguiente metodología:

- Obtención de información técnica de instalaciones de transmisión para evaluación estado actual de la instalación, capacidad de transporte para líneas de transmisión, conexiones y espacios disponibles en subestaciones, interferencias con otras instalaciones actuales y proyectadas, entre otros.
- Definición y clasificación de cada uno de los proyectos en sub proyectos para; cubicar y valorizar suministros y materiales, mano de obra, montaje, desmontajes, supervisión, faenas e ingeniería, estimación de plazos constructivos, interferencias medioambientales, estimación de precio de servidumbres, valorización de costos directos e indirectos, y recargos, entre otros.
- Para el cálculo del valor de inversión del proyecto, esta Comisión realizó sus estimaciones con los precios de elementos de equipamientos, materiales y mano de obra disponible de procesos de expansión anteriores, estudios de tarificación, entre otros.
- El cálculo del costo indirecto de Gastos Generales, se realizó en base a la estimación de los costos directos de montaje eléctrico, construcción de obras civiles e inspección técnica de obras.
- El cálculo del costo indirecto de Utilidades del contratista, se realizó en base a la estimación de los costos directos sin considerar ingeniería, costos ambientales, instalación de faenas y pruebas y puesta en servicio.
- El cálculo del costo indirecto de imprevistos, se realizó en base a la estimación de costos directos de montaje eléctrico y construcción de obras civiles.
- El cálculo del costo indirecto de seguros en obra, se realizó en base a la estimación de los costos directos de materiales civiles y eléctricos y costos de montaje y construcción de obras civiles.

Adicionalmente, y para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso final del artículo 87 de la Ley, en los V.I. referenciales de los proyectos que contemplan la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado, se consideraron los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Para estos efectos, se consideraron en la valorización costos directos de materiales, maquinarias y mano de obra necesarios para no degradar el desempeño y sin considerar desconexiones e interrupciones de suministro de estas instalaciones, de acuerdo a la siguiente metodología:

-
- Revisión del entorno topológico de la instalación del sistema dedicado intervenida, con tal de determinar si dicha instalación tiene el enmallamiento suficiente para desconectarse y ser intervenida sin interrumpir el suministro de ningún cliente. En este caso no se considera un costo adicional, dado que solo hay desconexión de la instalación intervenida.
 - En el caso de proyectos que pueden ser construidos en etapas, se ha considerado una secuencia constructiva tal que se aprovechen las redundancias presentes de los tramos y enmallamiento producto del seccionamiento propuesto. En este caso no se considera un costo adicional, dado que no hay desconexión de la instalación del sistema dedicado intervenida.
 - Para los proyectos en que no es factible desconectar la instalación del sistema dedicado intervenida o desarrollar una secuencia constructiva, se ha considerado la construcción de un bypass que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características que la línea intervenida y en otros casos se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de ampliaciones de barras o desconexiones de Tap-off. El costo asociado corresponderá a la incorporación de dichos elementos adicionales.

Para los eventuales daños en la instancia constructiva del proyecto, sean estos por pérdida de abastecimiento de la demanda y/o limitación en la producción de la generación, se han considerado valores aproximados de los seguros respectivos, los cuales serán de cargo y responsabilidad del Adjudicatario de cada proyecto.

Finalmente, y en cumplimiento con lo establecido en el artículo 89, inciso quinto, de la Ley, dentro del análisis de ingeniería de cada obra de expansión, se definió en el caso que corresponda, posiciones de paño en subestaciones dentro de las descripciones de proyectos, ya sean estas nuevas o existentes, para la conexión de los sistemas de transmisión nacional o zonal.

El procedimiento general de cálculo está detallado en el numeral 10 del presente informe.

6.4.5.2 Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos

En esta etapa se evaluaron económicamente todos aquellos proyectos que resultaron de las etapas anteriores y que no hayan sido incorporados directamente al Plan de Expansión por aplicación de la metodología descrita en las etapas anteriores.

Para efectos de la evaluación económica de los proyectos, se consideró:

- a) **Tasa de Actualización:** corresponde a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica.

De acuerdo al Informe “Precios Sociales 2017” de febrero de 2017, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

b) Determinación del V.A.T.T. en Proyectos de Transmisión

Para cada uno de los proyectos de expansión que se evalúan económicamente se determinó el Valor Anual de Transmisión por Tramos (V.A.T.T.), considerando la suma del A.V.I. de la obra, su C.O.M.A. y el ajuste por efecto de impuesto a la renta. Para el caso de obras de ampliación, el correspondiente A.V.I. se determinará considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento establecida en el artículo segundo transitorio la Resolución Exenta N°711. Tratándose de obras nuevas, el correspondiente A.V.I. se determinará considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento establecida en la misma Resolución Exenta antes mencionada.

Para efectos de lo anterior, se utilizó una vida útil estimada de 50 años para los proyectos de líneas y subestaciones de transmisión y una tasa de descuento variable. En el caso de las obras de ampliación, se utilizó tasas que varían entre el 8% al 10% anual, considerando para ello saltos en valores discretos de 1%. En el caso de las obras nuevas, se ha utilizado tasas de descuento que varían entre un 5% a un 7%, también con saltos discretos de 1%.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión zonal resultantes de la etapa de Seguridad, se comparó el V.A.T.T. del o los proyectos que permitan responder ante la salida intempestiva de la rama correspondiente, incorporando la inversión desde su ingreso en operación esperada con la ENS respectiva, ambas a valor presente y considerando como plazo máximo el horizonte de planificación del proceso respectivo. Se incorporaron al presente plan de expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión zonal que presenten beneficios netos positivos.

Tratándose de los proyectos de transmisión que resultaron recomendados de la etapa de Resiliencia, se incluyeron en el Plan de Expansión en las siguientes hipótesis:

- a) Cuando se requieren para el cumplimiento de la normativa vigente;
- b) Cuando hayan presentado beneficios netos positivos, de comparar el V.A.T.T. del o los proyectos analizados que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda respecto de la valorización de la ENS, ambos llevados a valor presente.
- c) Cuando hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios, de acuerdo a lo establecido en la Resolución 711.

En el caso de aquellos proyectos resultantes de la etapa de Suficiencia y que mejoren los costos de operación y falla del SEN, se aplicó la misma metodología descrita en el literal c) precedente. En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión que hayan resultado recomendados en el Análisis de Mercado Eléctrico Común, se utilizó la misma metodología establecida en el literal c) señalado precedentemente.

Adicionalmente, en conformidad a lo establecido en el artículo 21° de la Resolución N° 711, en esta etapa se evaluaron proyectos que contemplan infraestructura que presten servicios al

sistema eléctrico y otorguen al sistema nuevas funcionalidades y capacidades, en la medida que esta infraestructura permita optimizar el uso de los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad, específicamente proyectos de expansión que otorgan al sistema el atributo de almacenamiento de energía conectada en un o más subestaciones. En su evaluación técnica económica se consideraron los múltiples beneficios sistémicos de estos proyectos, tales como, su aporte a la potencia de suficiencia del sistema y sus beneficios de costos operacionales y falla. Tratándose de la cuantificación de la potencia de suficiencia, en el horizonte de evaluación, se tuvieron en cuenta los siguientes antecedentes:

- Las inyecciones y retiros esperados de potencia, del Sistema de Almacenamiento de Energía, como resultado de la modelación del proceso de planificación;
- Una estimación del Factor de Disponibilidad del Sistema de Almacenamiento de Energía considerando el perfil de operación esperado del mismo en sus modos de inyección y retiro en los distintos bloques modelados, y considerando simplificaciones en lo referente a sus niveles de carga instantáneos;
- La estimación de la potencia inicial del Sistema de Almacenamiento de Energía, y de su potencia de suficiencia preliminar;
- La estimación de la potencia inicial y la potencia de suficiencia preliminar de las restantes instalaciones del sistema que aportan a la suficiencia, utilizando la información existente, y considerando las distintas tecnologías disponibles, a fin de realizar los ajustes de potencia de suficiencia definitiva que indica la normativa vigente;
- La estimación del Factor de Mantenimiento, Factor de Consumos Propios e Indisponibilidad de todas las instalaciones del sistema que aportan a la suficiencia, evaluando las distintas tecnologías disponibles;
- La previsión de demanda eléctrica del sistema, esto es, la proyección de demanda de clientes libres y clientes regulados; y
- La estimación de potencia de suficiencia definitiva, tanto de los sistemas de almacenamiento como de todas las instalaciones del sistema.

A partir de los supuestos señalados, la Comisión realizó la cuantificación de la potencia de suficiencia definitiva y su valorización a precio de nudo de potencia de punta para todos los años del horizonte de evaluación del proyecto.

6.4.6 CONFORMACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

Concluida la etapa de evaluación económica, se procedió a conformar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión según el resultado de las etapas anteriores.

7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

A continuación se describen las diferentes evaluaciones técnicas y económicas de las obras propuestas, de acuerdo a lo establecido en las etapas de análisis metodológicas antes expuestas.

7.1 NECESIDAD DE EXPANSIÓN NACIONAL

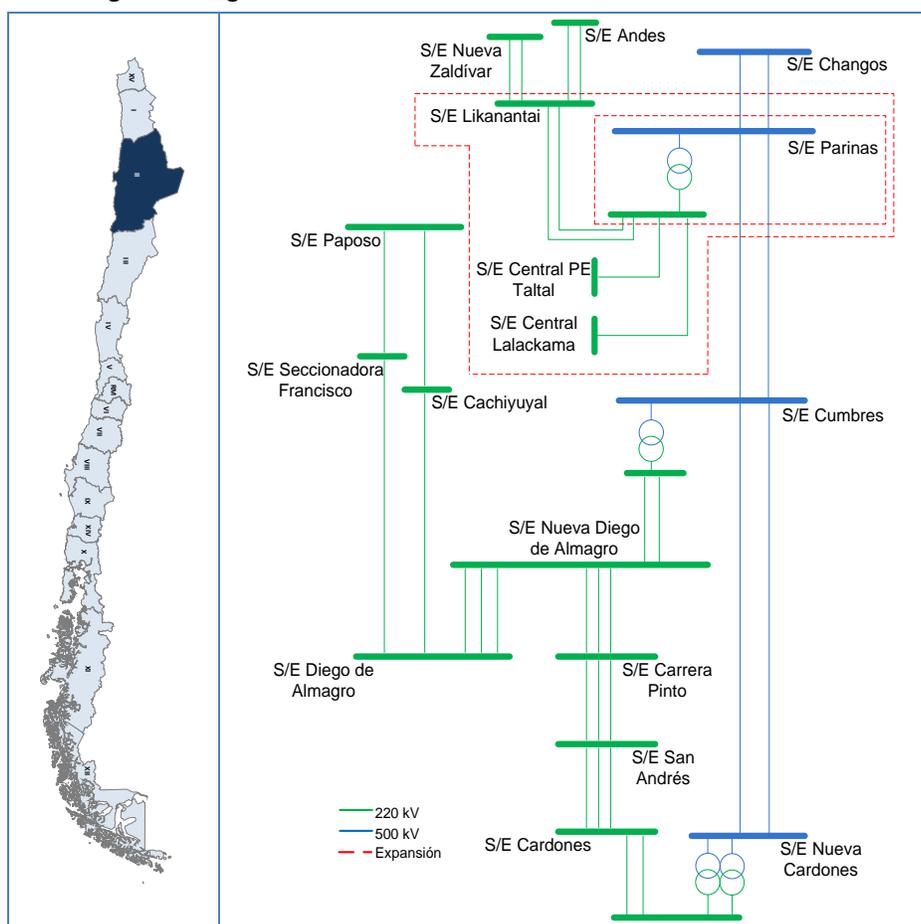
7.1.1 NUEVO SISTEMA 500 KV PARINAS – LIKANANTAI

El proyecto de expansión de transmisión nacional denominado Paposo tiene como objetivo aumentar la capacidad de transferencia y mejorar la seguridad del sistema de transmisión nacional en la Región de Antofagasta. Además el proyecto evitará el vertimiento de generación ERNC de la zona y el desarrollo futuro del potencial de generación local. Como se mostrará a continuación, este proyecto se complementa con la propuesta de expansión nacional HVDC entre Kimal N°2– Lo Aguirre N°2, permitiendo grandes transferencias de energía entre los centros de generación ERNC del norte con los centros de cargas de la zona central del país.

El proyecto consiste en la construcción de dos nuevas subestaciones seccionadoras, la primera localizada a unos 30 kilómetros de la S/E Nueva Zaldívar, donde seccionará la línea 2x220 kV entre las subestaciones Andes y Nueva Zaldívar, que para efectos de este documento será denominada S/E Likanantai. La segunda S/E se localizará a unos 150 kilómetros al norte de la S/E Cumbres, donde seccionará la línea 2x500 kV que une las subestaciones Changos y Cumbres. Para efectos de este documento dicha S/E será denominada Parinas. Dicha S/E debe contar con un patio de 500 y 220 kV, los cuales se conectarán a través de un banco de transformadores de una capacidad total de lo menos 750 MVA y una unidad de reserva. Finalmente, el proyecto considera la intervención de la línea dedicada que actualmente se utiliza para la inyección de generación de la central eólica Taltal y central fotovoltaica Lalackama conectándola directamente al patio de 220 kV de la S/E Parinas. Las nuevas subestaciones se conectarán a través de una línea 2x500 kV de al menos 1700 MVA de capacidad por circuito, que inicialmente será energizada en 220 kV.

A continuación se muestra un diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 3: Diagrama referencial del nuevo sistema Parinas – Likanantai



Las obras descritas anteriormente hacen uso de instalaciones de transmisión dedicadas, las cuales se identifican en detalle a continuación:

- Línea 2x220 kV Andes – Nueva Zaldívar propiedad de AES Gener S.A, declarada con una longitud de 63,3 kilómetros y una capacidad aproximada de 304 y 228 MVA para el circuito 1 y 2 respectivamente, a una temperatura ambiente de 25°C.
- Reubicación de la central eólica Taltal, propiedad de Parque Eólico Taltal S.A., supone modificaciones a la línea entre la central y el Tap Off Taltal, propiedad de Transelec S.A. Dicha línea fue declarada con una longitud de 47,1 kilómetros y una capacidad aproximada de 242 MVA a una temperatura ambiente de 35°C.
- Reubicación de la central Solar Lalackama, propiedad de Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., supone modificaciones a la línea entre la central Eólica Taltal y el Tap Off Taltal, propiedad de Transelec S.A. Dicha línea fue declarada con una longitud de 47,1 kilómetros y una capacidad aproximada de 242 MVA a una temperatura ambiente de 35°C.

7.1.1.1 Análisis de Suficiencia

A continuación se muestran los costos esperados de operación y falla del sistema en valor presente para cada escenario de simulación, y el respectivo valor anual de inversión del proyecto analizado. Además, se realiza una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 39: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.299	26.059	25.843
Costo Operacional Con Proyecto	24.239	25.670	25.530
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	24.395	25.826	25.686
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 7%	-96	233	157
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 6%	-80	248	172
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 5%	-66	263	187

De los resultados mostrados en el cuadro anterior, se observa que en dos de los tres escenarios el proyecto analizado obtiene beneficios en términos esperados. En el caso del escenario N°1, cuyas características presenta bajo nivel de demanda y menor penetración de proyectos de energía ERNC en la zona norte del país respecto a los otros escenarios, los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.5.2. No obstante lo anterior, la obra presenta mejores beneficios en forma conjunta con la expansión HVDC y la propuesta de ambas brinda, en el largo plazo, las holguras necesarias en términos del aumento de capacidad de transmisión, y en consecuencia, elimina posibles congestiones a nivel del sistema de transmisión nacional.

7.1.1.2 Análisis de Seguridad

El análisis de energización del tramo Los Changos – Parinas 500 kV considera que esta se realiza desde la subestación Los Changos. Con el objetivo de estudiar el caso más desfavorable para la energización de la línea, se supuso que la tensión en la barra de 500 kV en la S/E Los Changos es de 1,03 p.u. (máxima tensión permitida en operación normal por la NTSyCS en instalaciones de 500 kV), pues esto trae como consecuencia que la tensión en el extremo abierto de la línea es máxima, y por lo tanto se encuentra la cota superior para la potencia reactiva requerida por los reactores de línea. No se observa la necesidad de incorporar reactores de línea ya que la tensión en el extremo abierto es menor a 1,1 p.u. Por otro lado, la tensión en la subestación Parinas 500 kV ante escenarios de baja transferencia por las líneas 2x500 kV Los Changos – Parinas y 2x500 kV Parinas – Cumbres, es de 1,06 p.u., que puede ser reducido a 1,03 p.u. a través de la incorporación de reactores de barra en Parinas 500 kV con potencia reactiva de al menos 300 MVar.

Para la energización del tramo Parinas – Cumbres tampoco se observa la necesidad de incorporación de reactores de línea. En consecuencia, se recomienda modificar la conexión de los reactores de línea en la S/E Cumbres, de manera que estos queden conectados a las barras de 500 kV en la S/E Cumbres, posibilitando la operación de estos reactores para el control de

tensión en la zona. Esta modificación, al ser una obra de rápida ejecución, se podrá postergar hasta el proceso de Expansión previo a la puesta en servicio de la S/E Parinas.

Los reactores con capacidad reactiva total de 300 MVAR en S/E Parinas deben ser decretados en el presente proceso de expansión, sin embargo el cambio de conexión de los dos reactores de 150 MVA en S/E Cumbres en el proceso de expansión previo a la entrada en operación de la S/E Parinas

Con respecto a los niveles de cortocircuito, la subestación que posee el valor más alto es Changos 500 kV con aproximadamente 13,5 kA, por lo que no se observan problemas con respecto a la capacidad de ruptura de los interruptores.

En la operación, se analizaron dos escenarios: mínima transferencia (400 MW) y máxima transferencia (1.450 MW) en el tramo Los Changos – Parinas, considerando tanto máxima como nula generación renovable en la zona. Al analizar contingencias en los tramos de 500 kV y los transformadores Parinas 500/220 kV y Cumbres 500/220 kV, no se observaron problemas de tensión ni sobrecargas, por lo que no se requiere equipamiento adicional.

El estudio de energización en 220 kV del tramo 2x500 kV Parinas – Likanantai se realizó utilizando supuestos similares a los tomados para la energización de la línea Los Changos – Parinas 500 kV.

Para la energización del tramo Parinas – Likanantai en 220 kV, no se observó la necesidad de la incorporación de reactores de línea toda vez que las tensiones son menores a 1,1 p.u. en el extremo abierto, incluso cuando el extremo energizado se encuentra con tensión 1,05 p.u., máxima tensión permitida por la NTSyCS en operación normal para instalaciones de tensión nominal igual o superior a 200 kV y menores a 500 kV.

Por otra parte, se recomienda las instalaciones de reactores de barra en las subestaciones Parinas y Likanantai, con el objetivo de absorber los reactivos generados por la línea. Los reactores recomendados deben tener la siguiente potencia reactiva mínima:

Tabla 40: Ubicación y tamaño de los reactores para la operación en 220 kV línea Parinas - Likanantai

Subestación	Tamaño (MVAR)
Parinas 220 kV	18
Likanantai 220 kV	18
Total	36

Dado que la construcción de reactores para el patio de 220 kV requiere menos tiempo que la construcción de la línea de transmisión, el decreto de estos equipos será pospuesto para próximos planes de expansión, en los cuales se indicará la capacidad definitiva que deberán tener.

En el caso que la línea 2x500 kV Parinas – Likanantai sea energizada en 500 kV, tampoco se observó la necesidad de incorporar reactores de línea pues la tensión en el extremo abierto no excedía el 1,1 p.u. cuando el extremo energizado se encuentra con tensión 1,03 p.u. Para absorber los reactivos generados por la línea se requiere la siguiente compensación reactiva:

Tabla 41: Ubicación y tamaño de compensación reactiva para la operación en 500 kV línea Parinas - Likanantai

Subestación	Tamaño (MVar)
Parinas 500 kV	100
Likanantai 500 kV	100
Total	200

Dado que, anteriormente ya se señaló la necesidad de contar con 300 MVar de compensación reactiva en la subestación Parinas 500 kV, los 100 MVar indicados en la Tabla 41 no son necesarios.

Para el tramo Likanantai – Nueva Zaldívar 220 kV tampoco se observa la necesidad de incorporar reactores de línea, sin embargo se requieren la siguiente capacidad de compensación reactiva de barra para absorber la totalidad de los reactivos generados por la línea:

Tabla 42: Ubicación y tamaño de compensación reactiva para la operación en 220 kV línea Likanantai – Nueva Zaldívar

Subestación	Tamaño (MVar)
Nueva. Zaldívar 220 kV	8
Likanantai 220 kV	8
Total	16

Cabe destacar que el tamaño de los reactores puede ser optimizado si se utilizan recursos del sistema para controlar tensiones, por lo que estos últimos reactores son prescindibles.

Dado que la construcción de reactores requiere menos tiempo que la construcción de la línea de transmisión, el decreto de estos equipos será pospuesto para próximos planes de expansión, en los cuales se indicará la capacidad definitiva que deberán tener.

De las subestaciones mencionadas, la que posee mayor nivel de cortocircuito es Likanantai 220 kV con 10 kA, por lo que no se observan problemas de capacidad de ruptura en los equipos.

Para la operación de la línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, se consideró máxima y mínimas transferencias a través de ella. La máxima transferencia obtenida fue de 450 MW dado que mayores transferencias por la línea provocaban sobrecargas en la línea Zaldívar – Nueva Zaldívar. La mínima transferencia obtenida fue de 250 MW, la cual se obtuvo reduciendo generación en el SIC y aumentándola en el SING, alcanzándose dicho límite porque esta nueva línea presenta una menor impedancia que las líneas actuales para el flujo que se dirige hacia los consumos de Minera Escondida.

Considerando la operación en 220 kV, para mínimas transferencias no se observan problemas de seguridad o incumplimiento normativo de los valores de tensión de las diversas barras, mientras que para máximas transferencia se observa la sobrecarga de la línea Zaldívar – Nueva Zaldívar, como ya se mencionó, y no se observan problemas ante contingencias N-1.

Si se considera la operación de la línea en 500 kV, tampoco se observan problemas de seguridad para mínimas transferencias y para máximas transferencias se observa que es insuficiente la presencia de un solo transformador 500/220 kV en S/E Likanantai, ya que una contingencia en éste implica bajas tensiones en la zona de Zaldívar y Escondida, junto con la pérdida de la posibilidad de transferir potencia por la línea en estudio.

Por otra parte, se analizó el impacto sistémico del sistema 500 kV Parinas - Likanantai en las instalaciones de transmisión dedicadas a las cuales el proyecto impacta directamente. Esto se verificó para los años 2023 (año de puesta en servicio de la línea 2x500 Parinas – Likanantai) y 2024.

El seccionamiento de la línea 1x220 kV Central PE Taltal – Tap Taltal en la nueva S/E Parinas no afecta negativamente a la capacidad de generación de las centrales Parque Eólico Taltal y Central Lalackama. Tampoco se encontró que la tensión en estas instalaciones se viera afectada, pues esta se encuentra en todo momento en niveles permitidos por la NTSyCS vigente. Finalmente, la variación de la corriente de cortocircuito vista por los interruptores de 220 kV en estas centrales se presenta en las siguientes tablas⁵.

Tabla 43: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Parque Eólico Taltal 220 kV

Cortocircuito S/E Parque Eólico Taltal 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	3,16	3,15	2,42	2,86
Posterior al proyecto	9,25	9,45	8,18	9,46
Aumento atribuible al proyecto	6,09	6,30	5,76	6,60

Tabla 44: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Lalackama 220 kV

Cortocircuito S/E Lalackama 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	4,84	4,83	3,90	4,69
Posterior al proyecto	3,75	4,05	3,54	4,09
Aumento atribuible al proyecto	-1,09	-0,78	-0,36	-0,60

A partir de las tablas presentadas, se observa que la corriente de cortocircuito máxima en barras de 220 kV no sobrepasa los 20 kA, por lo que se considera que no presenta riesgo para ninguno de los interruptores en las subestaciones Parque Eólico Taltal o Lalackama.

La puesta en servicio de la línea 2x500 Parinas – Likanantai no afecta negativamente a la operación de la línea 2x220 kV Andes – Nueva Zaldívar, pues no se observan sobrecargas incluso ante la indisponibilidad de uno de los circuitos de la eventual línea 2x220 kV Likanantai – Nueva

⁵ En las tablas, se utiliza la siguiente nomenclatura: 1f-t se refiere a cortocircuito monofásico a tierra; 2f-t se refiere a cortocircuito bifásico a tierra; 2f se refiere a cortocircuito bifásico aislado de tierra; 3f se refiere a cortocircuito trifásico.

Zaldívar. El nivel de tensión en las subestaciones Andes y Nueva Zaldívar se mantiene en niveles permitidos por la NTSyCS vigente para todos los escenarios de simulación evaluados.

La variación de la corriente de cortocircuito en la barra de 220 kV en las subestaciones Andes y Nueva Zaldívar se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 45: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Andes 220 kV

Cortocircuito S/E Andes	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	9,48	9,28	7,31	8,46
Posterior al proyecto	11,08	10,93	8,97	10,38
Aumento atribuible al proyecto	1,60	1,65	1,66	1,92

Tabla 46: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Nueva Zaldívar 220 kV

Cortocircuito S/E Nueva Zaldívar	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	10,89	11,19	9,82	11,37
Posterior al proyecto	12,40	13,18	11,86	13,73
Aumento atribuible al proyecto	1,51	1,99	2,04	2,36

A partir de las tablas presentadas, se observa que la corriente de cortocircuito máxima en barras de 220 kV no sobrepasa los 20 kA, por lo que se considera que no presenta riesgo para ninguno de los interruptores en las subestaciones Andes o Nueva Zaldívar.

En base a todo lo anterior, se concluye que el nuevo sistema 500 kV Parinas – Likanantai puede operar sin poner en riesgo la seguridad y la calidad de servicio del sistema eléctrico.

7.1.1.3 Análisis de Factibilidad

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV”, se ha considerado un costo adicional para realizar la construcción de bypass de líneas para el seccionamiento de la línea dedicada que inyectan las centrales eólica Taltal y solar Lalackama. De esta forma se asegura la no interrupción de generación de estas centrales producto de la construcción de esta subestación. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por posible limitación en la generación, el costo corresponde a un seguro adicional. La suma de los costos adicionales equivalente a 1,61% del VI referencial.

En el desarrollo de la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Likanantai 500/220 kV”, se ha considerado el enmallamiento presente en la zona para seccionar el circuito de la línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Andes junto con la redundancia del tramo para la no interrupción del suministro, por ende no ha sido necesario la incorporación de elementos adicionales a la obra. Sin embargo, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes en la instancia constructiva del proyecto,

por la pérdida de abastecimiento a la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional, equivalente a 0,2% del VI referencial.

7.1.2 NUEVO SISTEMA HVDC CENTRO – NORTE

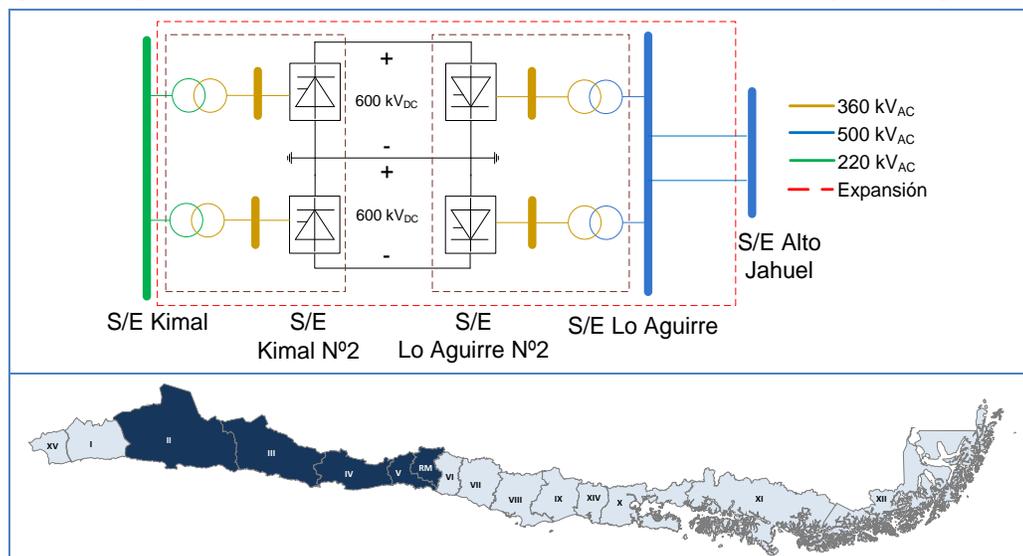
El presente proyecto fue modificado a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

El proyecto de expansión de transmisión nacional HVDC Lo Aguirre N°2 – Kimal N°2 tiene como objetivo aumentar el nivel de seguridad al sistema de transmisión nacional, permitir grandes transferencias de energía entre el Norte-Centro-Sur del país, eliminar las congestiones del sistema de transmisión nacional y disminuir los vertimientos de energía de centrales solares y eólicas entre la Región de Antofagasta y la Región Metropolitana, durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en la interconexión eléctrica mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en, a lo menos, ± 600 kV, entre la S/E Kimal N°2 y la S/E Lo Aguirre N°2. Este proyecto contempla además la construcción de dos estaciones convertoras HVAC/HVDC en cada una de las subestaciones anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea de interconexión es de 1.480 km, con una capacidad de transmisión de la línea de al menos 3000 MW por polo. La conexión en el extremo norte de la línea HVDC, hacia la S/E Kimal, se realizará en el patio de 220 kV, para evitar el uso de los transformadores 500/220 kV y reducir la impedancia hacia la línea HVDC. En el extremo sur, la tensión de conexión de la estación convertora DC/AC será en 500 kV, con el objetivo de distribuir la energía al resto del sistema 500 kV de la zona.

Adicionalmente, y raíz de los cambios efectuados al proyecto, se incorpora al presente plan una obra de ampliación complementaria al Sistema HDVC, la que considera dos refuerzos en el sistema de corriente alterna. El primero consiste en la ampliación de la capacidad de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel, ampliando a una capacidad de al menos 3000 MVA por circuito. La segunda obra consiste en un nuevo equipo de transformación 500/220 kV, de al menos 750 MVA en la S/E Lo Aguirre. La siguiente figura presenta un esquema referencial para la conexión de la Nueva Línea HVDC entre las S/E Kimal N°2 y S/E Lo Aguirre N°2, mediante un bipolo de +/- 600kV, con retorno metálico.

Figura 4: Diagrama referencial de la Nueva Línea HVDC entre S/E Kimal N°2 y S/E Lo Aguirre N°2



7.1.2.1 Análisis de Suficiencia

Es necesario destacar que los análisis realizados por esta Comisión han considerado una serie de zonas de interconexión para la nueva línea HVDC. Para estos efectos, en la zona norte del país se analizó la interconexión a las subestaciones Changos y Kimal en 220 kV. En el caso de la zona centro-norte se analizó la interconexión a las subestaciones Parinas, Nueva Cardones y Nueva Maitencillo, mientras que para la zona sur se analizó la interconexión a las subestaciones Polpaico, Lo Aguirre y al proyecto Nueva subestación seccionadora Huelquén.

Del primer análisis, considerando sólo la interconexión de la línea HVDC, se pudo observar que las subestaciones de interconexión de los extremos que otorgan mayores beneficios operacionales al sistema en los tres escenarios analizados, sin considerar la inversión de la obra, son las subestaciones Kimal y Lo Aguirre. Los antecedentes de este análisis se encuentran adjuntos en los anexos del presente plan de expansión.

Del análisis posterior, ahora considerando adicionalmente los proyectos Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV y Nueva Línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, se pudo observar que las subestaciones de interconexión con la nueva línea HVDC que entregan mayores beneficios operacionales en promedio de los tres escenarios analizados, sin considerar la inversión de las obras, son las subestaciones Kimal, Parinas y Lo Aguirre. A continuación se presentan el resumen de los resultados.

Tabla 47: Beneficios operacionales del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC CH-PAR-HU	-692	-2.266	-2.347
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC CH-CAR-HU	-673	-1.980	-1.965
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC CH-MAI-HU	-674	-2.003	-1.993
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC KI-PAR-HU	-680	-2.292	-2.386
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC KI-CAR-HU	-653	-2.009	-2.017

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC KI-MAI-HU	-657	-2.030	-2.042
Beneficios Operacionales con Proyecto HVDC KI-PAR-LA	-668	-2.403	-2.489

Debido a que el nuevo sistema HVDC y el nuevo sistema 500 kV Parinas – Likanantai tienen objetivos en común y generan beneficios operacionales complementarios, según los resultados obtenidos de los análisis estocásticos, se presentará el costo esperado de operación y falla del sistema en valor presente para cada escenario de simulación, y el respectivo valor anual de inversión del proyecto completo, esto considera todas las obras en corriente continua y alterna que necesita el proyecto. Además, se realiza una comparación considerando las distintas tasas de descuento de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 48: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.299	26.059	25.843
Costo Operacional Con Proyecto	23.631	23.656	23.354
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	25.315	25.340	25.037
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	25.149	25.174	24.871
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	24.988	25.013	24.711
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 7%	-1.016	719	805
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 6%	-850	885	971
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 5%	-689	1.046	1.132

De los resultados anteriores, se observa que en dos de los tres escenarios el proyecto propuesto consigue beneficios en términos esperados. Salvo el escenario N°1, donde producto de una menor demanda y menor penetración ERNC en el norte del país, los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión, conforme a la metodología descrita en numeral 6.4.5.2. No obstante lo anterior, la obra presenta mejores beneficios en forma conjunta y su propuesta otorga, en el largo plazo, las holguras necesarias en términos del aumento de capacidad de transmisión y por consecuencia elimina posibles congestiones a nivel del sistema de transmisión nacional.

En una primera etapa y con el objetivo de obtener los máximos beneficios operativos del nuevo sistema HVDC, esta Comisión establece sus nodos extremos en las subestaciones Kimal N°2 y Lo Aguirre N°2, y la línea HVDC que une dichos nodos. Sin perjuicio de lo anterior, en una siguiente etapa esta Comisión podrá establecer una nueva subestación HVDC ubicada entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, la cual bajo los actuales supuestos del desarrollo del parque generador correspondería a la subestación Parinas 500 kV. Para estos efectos, considerando que la subestación Parinas se encuentra propuesta en el presente plan y teniendo en consideración los plazos constructivos de la misma y del futuro sistema HVDC, esta Comisión no fija en esta oportunidad la subestación de bajada intermedia hasta tener mayores antecedentes del desarrollo del parque generador en la zona norte del país.

En la siguiente tabla se muestran los beneficios sistémicos del proyecto sin considerar una bajada intermedia para el nuevo sistema HVDC entre la S/E Kimal N°2 y la S/E Lo Aguirre N°2,

pero si considerando los refuerzos al sistema de corriente alterna en la S/E Lo Aguirre (Transformador 500/220 kV) y a la línea 2x500 Lo Aguirre – Alto Jahuel.

Tabla 49: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.299	26.059	25.843
Costo Operacional Con Proyecto	23.680	24.056	23.834
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	25.133	25.510	25.288
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	24.990	25.366	25.145
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	24.851	25.228	25.006
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 7%	-834	549	555
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 6%	-691	692	698
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 5%	-552	831	837

De la comparación entre la Tabla 48 y la Tabla 49, se observa que el proyecto con el nuevo sistema HVDC posee mayores beneficios para los escenarios N°2 y N°3 al realizar una subestación convertora en Parinas 500 kV. Sin perjuicio de lo anterior, el proyecto sin bajada intermedia también presenta beneficios en al menos el 50% de los escenarios.

7.1.2.2 Análisis de Seguridad

El análisis eléctrico complementario realizado al nuevo sistema HVDC Centro – Norte se realizó para los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Transferencia de 1500 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Lo Aguirre hacia la subestación Kimal.
- Escenario 2: Transferencia de 1500 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Kimal hacia la subestación Lo Aguirre.
- Escenario 3: Transferencia de 2300 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Lo Aguirre hacia la subestación Kimal.
- Escenario 4: Transferencia de 2300 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Kimal hacia la subestación Lo Aguirre.

Para cada escenario, se simularon cortocircuitos en líneas del sistema de transmisión. Para cada cortocircuito, se supuso que el tiempo de despeje es de 120 ms (6 ciclos), atendiendo al tiempo máximo de despeje de fallas en líneas con tensión superior a 200 kV (Artículo 5-45 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente).

Las contingencias simuladas para la condición de operación son las siguientes:

- Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre.
- Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal.
- Cortocircuito en el Polo Negativo del enlace HVDC.

Los resultados obtenidos en el presente análisis muestran que es posible la operación del enlace HVDC a plena capacidad sin afectar los criterios de seguridad, resiliencia y calidad de servicio

del Sistema Eléctrico. Por lo tanto, desde el punto de vista de la seguridad del sistema, se recomienda la puesta en servicio de esta obra de expansión.

Los resultados detallados para los escenarios y contingencias simuladas se presentan en el Anexo 3 del presente informe.

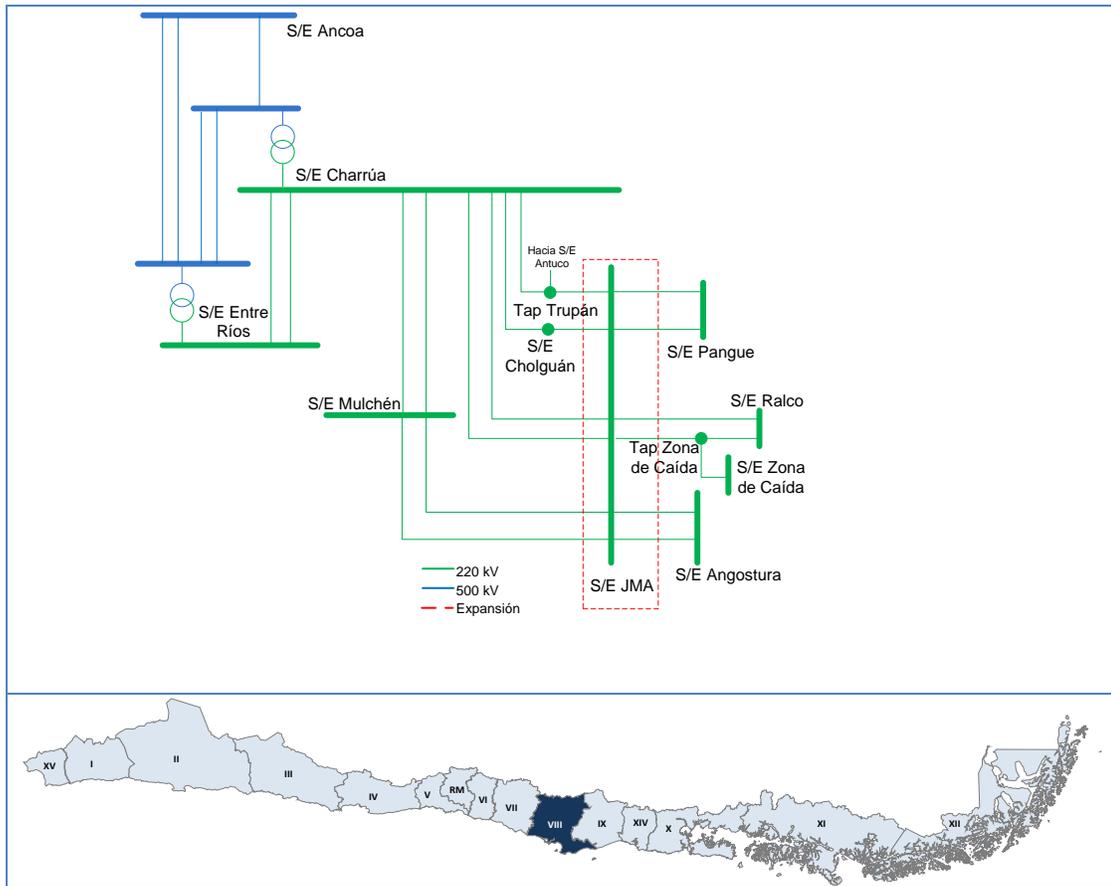
7.1.3 APOYO 500 KV SUR

7.1.3.1 Proyecto de expansión nacional S/E seccionadora JMA

El proyecto de expansión de transmisión nacional denominado S/E seccionadora JMA 220 kV tiene como objetivo disminuir en el corto plazo las limitaciones de transmisión que se producen entre las S/E Charrúa y S/E Mulchén, evitando el vertimiento de energía de las centrales de generación local. Este proyecto es parte del conjunto de obras de transmisión nacional que permite solucionar los problemas de suficiencia, congestión y seguridad entre la Región del Biobío y la Región de los Ríos.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E que seccionará a: (i) línea 2x220 kV entre la S/E Angostura y S/E Mulchén, (ii) línea 2x220 entre las S/E Ralco y S/E Charrúa, y (iii) línea 2x220 kV entre el Tap Zona Caída y la S/E Charrúa. Lo anterior permitirá disponer, en total, de cuatro circuitos entre la S/E Mulchén y la S/E Charrúa, disminuyendo las limitaciones de transmisión en el corto y mediano plazo.

Figura 5: Diagrama referencial de la expansión nacional S/E seccionadora JMA



Las obras descritas anteriormente hacen uso de instalaciones de transmisión dedicadas, las cuales se identifican en detalle a continuación:

- Línea 2x220 kV Mulchén – Angostura propiedad de Colbún S.A., declarada con una longitud del trazado de 41,6 kilómetros y una capacidad aproximada de 593 MVA por circuito a una temperatura ambiente de 25°C.
- Línea 2x220 kV Ralco – Charrúa propiedad de Transelec S.A., declarada con una longitud de 148 kilómetros y una capacidad aproximada de 738 MVA por circuito a una temperatura ambiente de 25°C
- Línea 2x220 kV Pangue – Charrúa propiedad de Transelec S.A., declarada con una longitud de 147,7 kilómetros y una capacidad aproximada de 738 MVA por circuito a una temperatura ambiente de 25°C.

7.1.3.2 Proyecto de expansión nacional Cautín – Ciruelos

El proyecto de expansión de transmisión nacional denominado ampliación entre S/E Cautín y S/E Ciruelos tiene como objetivo otorgar suficiencia y seguridad al sistema de transmisión nacional entre la Región de la Araucanía y la Región de los Ríos en el corto y mediano plazo, apoyando al sistema mientras se construye la expansión nacional entre las S/E Nueva Charrúa

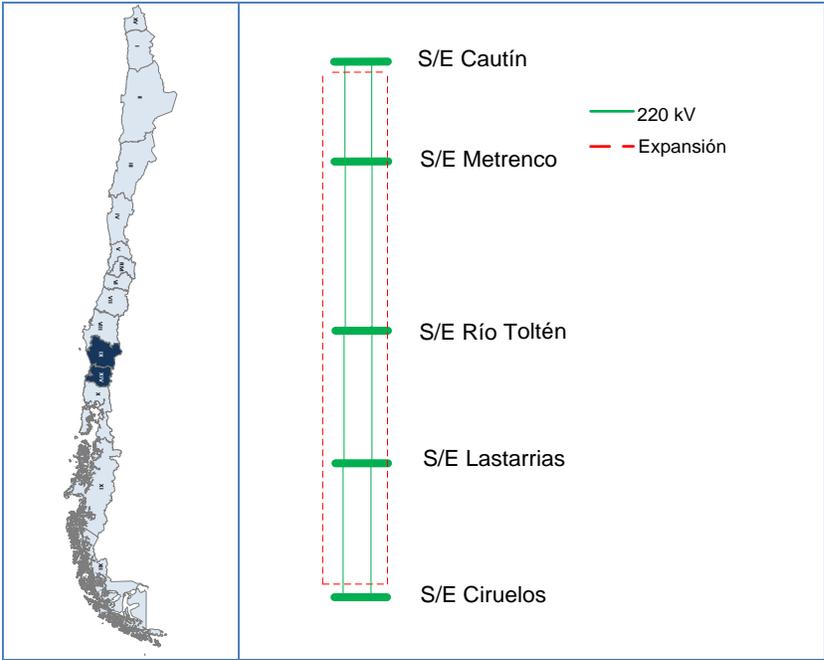


y S/E Pichirropulli, ésta última como solución de largo plazo. Además, permite apoyar al abastecimiento de la demanda al sistema de transmisión zonal, dado que el cambio de conductor se encuentra asociado también a las subestaciones Metrenco y Lastarria, las cuales a su vez apoyan a las subestaciones zonales comprendidas entre Padre las Casas y Loncoche.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV entre las S/E Cautín y S/E Ciruelos, a través de un trazado de alrededor de 116 kilómetros, pasando a tener una capacidad por circuito de al menos 420 MVA.

Se considera que durante el período de ejecución de la obra, siempre se tendrá un circuito desenergizado, por lo que se ha considerado el despacho de unidades diésel a mínimo técnico para mantener el nivel de seguridad mínimo de la zona. De esta manera, frente a la salida intempestiva del circuito energizado, se pueda abastecer la demanda desde la S/E Ciruelos hacia el sur del Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 6: Diagrama referencial de la expansión nacional Cautín – Ciruelos



7.1.3.3 Proyecto de expansión nacional Entre Ríos – Pichirropulli

El proyecto de expansión nacional entre las S/E Entre Ríos y S/E Pichirropulli tiene como objetivo otorgar suficiencia y seguridad al sistema de transmisión nacional entre la Región del Biobío y la Región de los Ríos durante todo el período de análisis. Además permitirá el desarrollo del potencial de generación de la zona sur contando con las holguras necesarias para el abastecimiento de la demanda.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea 2x500 kV de al menos 1500 MVA por circuito, con una longitud cercana a 500 kilómetros y que conectará las S/E Entre Ríos, S/E Río Malleco, S/E Ciruelos y S/E Pichirropulli. En una primera etapa esta nueva línea será energizada en 220 kV.

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	24.174	25.914	25.701
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 7%	125	145	141
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 6%	127	147	143
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 5%	129	149	145

El siguiente análisis, considera el “Proyecto de expansión nacional Cautín – Ciruelos” de manera independiente, otorgando para cada escenario beneficios operacionales respecto al caso sin proyecto. Al igual que el análisis anterior, se realiza una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 51: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.299	26.059	25.843
Costo Operacional Con Proyecto	24.065	25.778	25.544
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (10%)	24.080	25.793	25.559
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 10%	220	266	284
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 9%	221	267	285
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 8%	222	269	286

Luego, se procedió a evaluar de forma independiente el “Proyecto de expansión nacional Entre Ríos – Pichirropulli”, cuyos resultados mostraron que los costos operacionales disminuyen respecto a la condición base sin proyecto. Al igual que el análisis anterior, se realiza una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

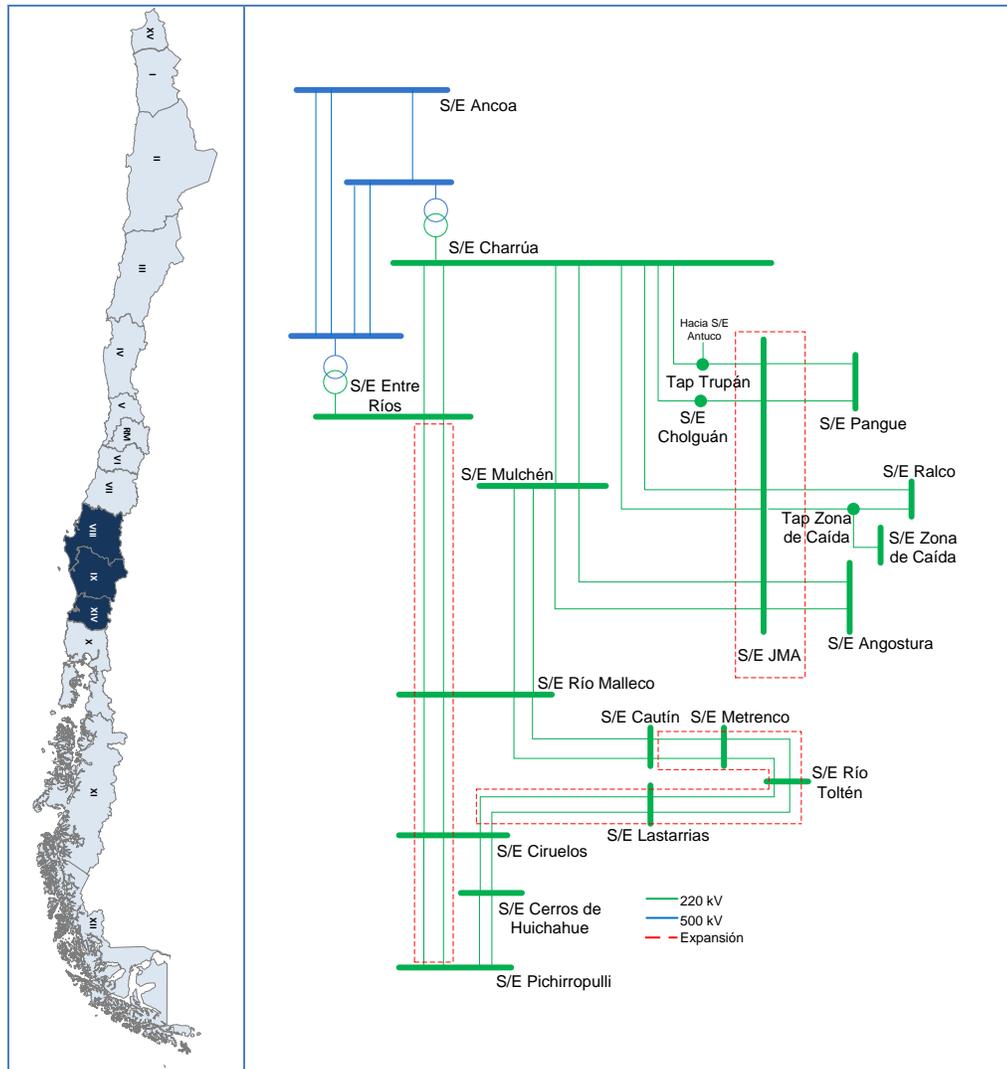
Tabla 52: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.299	26.059	25.843
Costo Operacional Con Proyecto	23.947	25.697	25.453
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	24.270	26.020	25.775
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 7%	29	39	68
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 6%	61	71	100
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 5%	92	102	130

Por último, conforme a lo descrito en los párrafos anteriores, se procede a realizar la evaluación conjunta de los proyectos de expansión nacional para efectos de revisar sus beneficios.

En la siguiente figura se observa un diagrama unilíneal de la zona tras el ingreso de las tres obras en conjunto.

Figura 8: Diagrama referencial de la expansión nacional Apoyo 500 kV Sur



La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, además de una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 53: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	24.299	26.059	25.843
Costo Operacional Con Proyecto	23.795	25.150	25.115
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (Tasa Alta)	24.153	25.507	25.472
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa Alta	146	552	371
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa Media	181	587	405
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa Baja	215	621	439

De los resultados anteriores, se observa que en los tres escenarios las obras propuestas en su conjunto consiguen beneficios suficientes para pagar la inversión asociada a su ejecución, permitiendo solucionar los problemas de corto y largo plazo tanto en el abastecimiento de la demanda, la inyección de los potenciales de generación de la zona y otorgando mayor seguridad al sistema de transmisión nacional del sur.

7.1.3.5 Análisis de Seguridad

El estudio de energización en 220 kV de las líneas 2x500 kV Entre Ríos – Río Malleco, 2x500 kV Río Malleco – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli se realizó suponiendo que la tensión en barras de 220 kV de la subestación desde la cual se realiza la energización es 1,05 p.u., la máxima tensión admitida por la NTSyCS en barras de 220 kV para operación normal del sistema. Este supuesto se tomó con el objetivo de alcanzar la mayor tensión en el extremo abierto de la línea, lo que representa el escenario más exigente y por lo tanto permite encontrar la cota superior para la potencia reactiva de los reactores de línea requeridos.

En este contexto, los análisis muestran que no es necesaria la incorporación de reactores de línea, debido a que la tensión en el extremo abierto de las líneas bajo estudio es menor a 1,1 p.u. en todos los escenarios simulados.

Por otro lado, se recomienda la instalación de reactores de barra en las subestaciones Entre Ríos, Río Malleco, Ciruelos y Pichirropulli, con el objetivo de que las líneas desarrolladas entre estas subestaciones queden completamente auto compensadas incluso para escenarios de baja transferencia de potencia. La capacidad mínima de los reactores de barra calculada para estas subestaciones se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 54: Ubicación y tamaño de la compensación reactiva para la operación en 220 kV línea Entre Ríos - Pichirropulli

Subestación	Tamaño (MVar)
Entre Ríos 220 kV	35
Río Malleco 220 kV	70
Ciruelos 220 kV	45
Pichirropulli 220 kV	20
Total	170

De esta forma, los valores presentados en la Tabla 54 corresponden a las máximas capacidades de compensación reactiva requerida para dichas subestaciones, las cuales pueden ser reducidas si se consideran otros recursos disponibles del sistema para la absorción de potencia reactiva.

Al considerar la energización de la línea en 500 kV en ambos sentidos y manteniendo la tensión en el extremo energizado en 1,03 p.u., máxima tensión permitida por la NTSyCS en operación normal para instalaciones de tensión nominal igual o superior a 500 kV, los análisis muestran que no se requieren reactores de línea ya que la tensión en el extremo abierto no supera el 1,05 p.u.

Para la operación en 500 kV y considerando el mismo criterio señalado para la operación en 220 kV, el dimensionamiento y ubicación de los reactores es la siguiente:

Tabla 55: Ubicación y tamaño de la compensación reactiva para la operación en 500 kV línea Entre Ríos - Pichirropulli

Subestación	Tamaño (MVar)
Entre Ríos 500 kV	175
Río Malleco 500 kV	350
Ciruelos 500 kV	235
Pichirropulli 220 kV	100
Total	860 (MVar)

Los valores presentados en la Tabla 55 corresponden a las máximas capacidades de compensación reactiva requerida para dichas subestaciones, lo cual puede ser optimizado utilizando otros recursos disponibles en el sistema.

Cabe destacar que el dimensionamiento presentado es tal que permite que el mismo reactor sea utilizado para ambas energizaciones siempre y cuando sea diseñado en estándar 500 kV.

Dado que la construcción de reactores requiere mucho menos tiempo que la construcción de la línea de transmisión, el decreto de estos equipos será pospuesto para próximos planes de expansión, en los cuales se indicará la capacidad definitiva que deberán tener.

Con respecto a los niveles de cortocircuito tras la incorporación de esta nueva línea, se aprecia que la subestación con mayor valor es la S/E Entre Ríos con 35,35 kA, con lo cual ninguna subestación tendrá problemas con la capacidad de ruptura de interruptores.

Para estudiar la seguridad relacionada con este sistema, se analizaron 3 niveles de transferencia entre Ciruelos y Pichirropulli (1300 MW, 575 MW y 50 MW) para cada uno de los cuales se consideró nula y máxima generación renovable en la zona (0 y 800 MW, respectivamente).

Para contingencias en los circuitos de 220 kV tanto para líneas actuales y futuras entre Charrúa y Pichirropulli, más el transformador 500/220 kV actualmente en construcción en la S/E Entre Ríos, no se apreciaron problemas, por lo que la obra propuesta permite que el sistema de transmisión entre las subestaciones Entre Ríos y Pichirropulli mantenga el criterio de seguridad N-1. Finalmente, se analizó la pertinencia de incluir un nuevo transformador 500/220 kV en S/E Entre Ríos cuando la línea entre en operación, observándose que es posible aplazarlo ya que no se presentan sobrecargas en los equipos de transformación existentes en la zona de Charrúa ni problemas de seguridad ante contingencia en uno de ellos.

Por otra parte, se analizó el impacto sistémico de la nueva S/E seccionadora JMA 220 kV en las instalaciones de transmisión dedicadas a las cuales el proyecto impacta directamente. Esto se verificó para los años 2022 (año de puesta en servicio de la S/E seccionadora JMA 220 kV) y 2023.

Al realizar el análisis se verificó que la S/E seccionadora JMA 220 kV no trae problemas en régimen permanente, es decir, no se observan sobrecargas en los tramos intervenidos, es decir, las líneas 2x220 kV Ralco – Charrúa, 2x220 kV Pangué – Charrúa y 2x220 kV Angostura – Mulchén operan por debajo de su capacidad máxima.

El tramo que adquiere mayor cargabilidad es el 2x220 kV Mulchén – Charrúa por la gran cantidad de generación eólica en el entorno de la S/E Mulchén. Considerando las centrales Ralco, Pangué y Angostura a máxima capacidad, sin la incorporación de la S/E seccionadora JMA 220 kV, la máxima transferencia en el tramo en análisis es de 550 MVA; con la incorporación de la S/E seccionadora JMA 220 kV, la máxima transferencia manteniendo el cumplimiento del criterio N-1 es de 700 MVA. De esta forma, la S/E seccionadora JMA 220 kV permite que el máximo de generación simultánea en la cuenca del Biobío y en la zona de Mulchén aumente en 150 MVA.

Considerando la restricción que impone el tramo 2x220 kV Mulchén- Charrúa, el resto de los tramos en la zona de estudio no presentan problemas de seguridad según criterio N-1.

Finalmente, la variación de la corriente de cortocircuito vista por los interruptores de 220 kV en las centrales Pangué, Ralco y Angostura se presenta en las siguientes tablas⁶.

Tabla 56: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Pangué 220 kV

Cortocircuito S/E Pangué 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	10,52	10,15	8,17	9,37
Posterior al proyecto	17,08	16,93	14,62	16,70
Aumento atribuible al proyecto	6,56	6,77	6,44	7,33

Tabla 57: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Ralco 220 kV

Cortocircuito S/E Ralco 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	14,13	13,87	10,95	12,95
Posterior al proyecto	19,46	19,20	16,09	18,72
Aumento atribuible al proyecto	5,33	5,33	5,14	5,77

Tabla 58: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Angostura 220 kV

Cortocircuito S/E Angostura 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	13,29	12,58	10,74	11,71
Posterior al proyecto	29,10	29,64	25,91	29,29
Aumento atribuible al proyecto	15,81	17,06	15,17	17,58

⁶ En las tablas, se utiliza la siguiente nomenclatura: 1f-t se refiere a cortocircuito monofásico a tierra; 2f-t se refiere a cortocircuito bifásico a tierra; 2f se refiere a cortocircuito bifásico aislado de tierra; 3f se refiere a cortocircuito trifásico.

Las tablas muestran que la corriente de cortocircuito máxima en la barra de 220 kV en la S/E Angostura supera los 20 kA. Sin embargo, los interruptores de 220 kV en la S/E Angostura tienen una capacidad de ruptura de 40 kA, y por lo tanto, la puesta en servicio de la S/E seccionadora JMA 220 kV no presenta riesgo para ellos.

En el caso de la S/E Charrúa, se tienen los siguientes valores de cortocircuito, donde se puede apreciar una variación baja en los valores debido a la incorporación de obras en la zona sur.

Tabla 59: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Charrúa 220 kV

Cortocircuito S/E Charrúa 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	55,92	54,04	44,80	51,51
posterior al proyecto	56,15	54,18	44,87	51,56
Aumento	0,23	0,14	0,07	0,05

En base a todo lo anterior, se concluye que la nueva S/E seccionadora JMA 220 kV puede operar sin poner en riesgo la seguridad y la calidad de servicio del sistema eléctrico.

7.1.3.6 Análisis de Factibilidad

En el desarrollo de la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “S/E Seccionadora JMA 220 kV”, se ha considerado una secuencia constructiva tal que se aprovechen las redundancias presentes de los tramos y enmallamiento para la no interrupción del suministro, por ende no ha sido necesario la incorporación de elementos adicionales a la obra. De esta forma se consideró una secuencia constructiva que considere el seccionamiento de los dobles circuitos por etapas, con tal de abastecer los consumos en S/E Cholguán, entre otros. Por lo tanto, se identifican tres grandes etapas:

1. Seccionamiento y puesta en servicio del seccionamiento de la línea 2x220 kV Angostura – Mulchén.
2. Seccionamiento y puesta en servicio del seccionamiento de la línea 2x220 kV Ralco – Charrúa.
3. Seccionamiento y puesta del último seccionamiento de la línea 2x220 Pangué – Charrúa.

Sin embargo, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por la pérdida de abastecimiento a la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional, equivalente a 1,1% del VI referencial

7.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA PUERTO MONTT – PUERTO MONTT Y AMPLIACIÓN DE S/E NUEVA PUERTO MONTT

El presente proyecto fue modificado a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

Durante el año 2021 se espera la entrada en servicio de la S/E Nueva Puerto Montt, lo cual será un nuevo punto de abastecimiento para los consumos de la zona sur del país.

La proyección de crecimiento de la demanda en la zona de Puerto Montt y Chiloé al año 2021, generan problemas de congestión o insuficiencia de la capacidad de transmisión en la línea Nueva Puerto Montt – Puerto Montt cuando en la zona se considera demanda máxima coincidente y una temperatura de 35°C con sol.

Ante esto, se hace necesario el aumento de la capacidad de transmisión de la línea mencionada mediante el cambio del conductor actual, un ACSR GROSBEAK 636 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 420 MVA a 35°C con sol. Además el proyecto considera el reemplazo de los transformadores de corriente en el extremo de subestación Puerto Montt y de todo el equipamiento primario en los extremos de la línea con tal de cumplir con la nueva capacidad del tramo bajo las mismas condiciones ambientales, de forma tal de asegurar el abastecimiento y la seguridad en todo el horizonte de estudio para el tramo en cuestión.

Además, el proyecto deber a considerar ampliar la barra de 220 kV en la futura Subestación Nueva Puerto Montt, para la conexión de la obra “Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y Nueva S/E Ancud 220 kV” fijada mediante el Decreto Exento N°422 del 2017, considerando que la conexión se realice en dos medias diagonales.

La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, además de una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 60: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	29.368	23.794	23.550
Costo Operacional Con Proyecto	29.314	23.635	23.391
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (10%)	29.320	23.640	23.397
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 10%	48	154	153
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 9%	49	154	154
Beneficios (Base - Proyecto) AVI Tasa 8%	49	155	154

De los resultados anteriores, se observa que en los tres escenarios la obra propuesta otorga beneficios suficientes para pagar la inversión asociada a su ejecución, permitiendo solucionar los problemas de corto y largo plazo tanto en el abastecimiento de la demanda, la inyección de los potenciales de generación de la zona y otorgando mayor seguridad al sistema de transmisión nacional del sur.

7.2 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA A

7.2.1 S/E SECCIONADORA NUEVA LA NEGRA 220/110 KV

El proyecto de expansión zonal “S/E Seccionadora Nueva La Negra” tiene como objetivo incorporar un nuevo punto de inyección para los consumos de la ciudad de Antofagasta. En particular, el proyecto entrega mayor seguridad de suministro a las subestaciones que son abastecidas directamente desde la subestación Capricornio y mejora el comportamiento del sistema tanto en el nivel de tensión que presentan las subestaciones involucradas como en la suficiencia de las instalaciones de transmisión, ya sea en operación normal como ante contingencias.

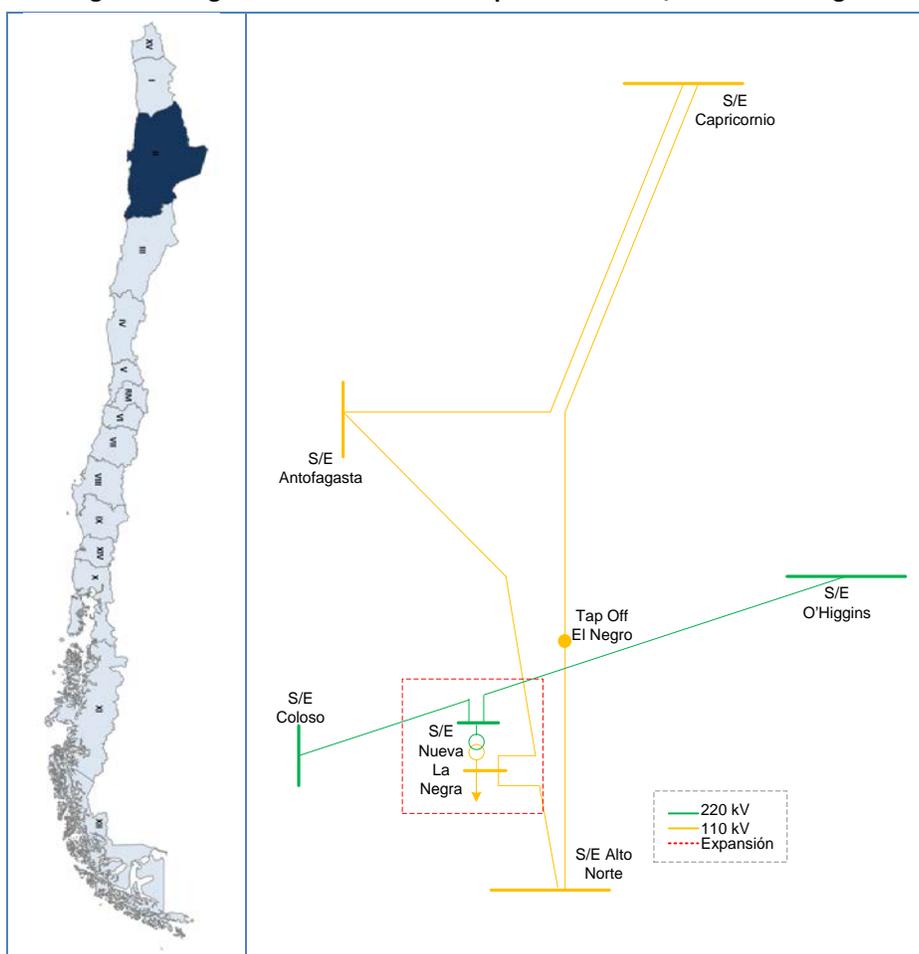
En términos de nuevas instalaciones, el proyecto consiste en una nueva subestación 220/110 kV (Nueva La Negra), la cual secciona la línea 1x110 kV Antofagasta – Altonorte y un circuito de la línea 2x220 kV O’Higgins – Coloso, incorporando un transformador 220/110 kV de al menos 120 MVA.

El proyecto de expansión zonal S/E Seccionadora Nueva La Negra realiza intervención a las instalaciones dedicadas del sistema eléctrico, la cual se detallada a continuación:

- Un circuito de la línea 2x220 kV O’Higgins – Coloso 2x245 MVA, de propiedad de Minera Escondida Ltda.
- Línea 1x110 kV Antofagasta – Altonorte 1x120 MVA, de propiedad de Xstrata Copper – Altonorte.

En la siguiente figura se observa un diagrama unilineal de la zona con el proyecto propuesto.

Figura 9: Diagrama referencial de la expansión zonal S/E Nueva La Negra



La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión de la obra indicada y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, además de una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 61: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	23.809	26.268	25.849
Costo Operacional Con Proyecto	23.749	26.104	25.693
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.765	26.120	25.709
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 7%	44	148	140
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 6%	45	150	142
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 5%	47	151	143

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.2.1.1 Análisis de Seguridad

Se analizó el impacto sistémico de la S/E seccionadora Nueva La Negra en las instalaciones de transmisión dedicadas a las cuales el proyecto impacta directamente.

El seccionamiento de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV O'Higgins – Coloso en la S/E Nueva La Negra no provoca sobrecargas en el sistema de transmisión para todo el horizonte de evaluación, conservando el criterio de seguridad N-1 ante la salida de servicio de los eventuales tramos 1x220 kV O'Higgins – Nueva La Negra, 1x220 kV Nueva La Negra – Coloso o 1x220 kV O'Higgins – Coloso. Asimismo, la tensión en la subestación Coloso se mantiene dentro de los límites operacionales admitidos por la NTSyCS vigente para todos los escenarios de operación analizados.

La variación de la corriente de cortocircuito máxima en la barra de 220 kV de la S/E Coloso se presenta en la siguiente tabla⁷.

Tabla 62: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Coloso 220 kV

Cortocircuito S/E Coloso 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	10,09	13,14	12,29	14,29
Posterior al proyecto	7,48	10,17	9,60	11,16
Aumento atribuible al proyecto	-2,61	-2,97	-2,69	-3,13

A partir de la tabla presentada, se observa que la corriente de cortocircuito máxima en barras de 220 kV en la S/E Coloso no sobrepasa los 20 kA, por lo que se considera que no presenta riesgo para ninguno de los interruptores en dicha subestación.

En base a lo anterior, se concluye que la S/E Nueva La Negra puede operar sin poner en riesgo la seguridad y la calidad de servicio del sistema eléctrico.

7.2.1.2 Análisis de Factibilidad

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV”, se ha considerado una secuencia constructiva tal que se aproveche la redundancia presente del doble circuito O'Higgins - Coloso. De esta forma se consideró traspasar carga al circuito no intervenido con tal de abastecer los consumos en S/E Coloso. Adicionalmente, en la

⁷ En la tabla se utiliza la siguiente nomenclatura: 1f-t se refiere a cortocircuito monofásico a tierra; 2f-t se refiere a cortocircuito bifásico a tierra; 2f se refiere a cortocircuito bifásico aislado de tierra; 3f se refiere a cortocircuito trifásico.

intervención del circuito de la línea 1x110 kV Antofagasta – Altonorte se aprovecha la alimentación desde la S/E Capricornio para abastecer los consumos en S/E Altonorte, por ende no ha sido necesario la incorporación de elementos adicionales a la obra. Sin embargo, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por la pérdida de abastecimiento a la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional, equivalente a 1,4% del VI referencial.

7.3 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA B

7.3.1 PROYECTO CARDONES CNE

El proyecto Cardones CNE se compone de un conjunto de tres obras que tienen como objetivo mejorar los niveles de seguridad que presentan actualmente las instalaciones zonales ubicadas en el sector de Cardones.

El conjunto de obras propuesto se enmarca en la búsqueda de una solución de largo plazo para la zona de Cardones, para la cual se presentó una primera etapa de su expansión en el informe final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, dónde se incluyeron todas las obras asociadas a la ampliación en S/E Copayapu.

Las obras del presente informe que componen el proyecto presentado son las que se detallan a continuación:

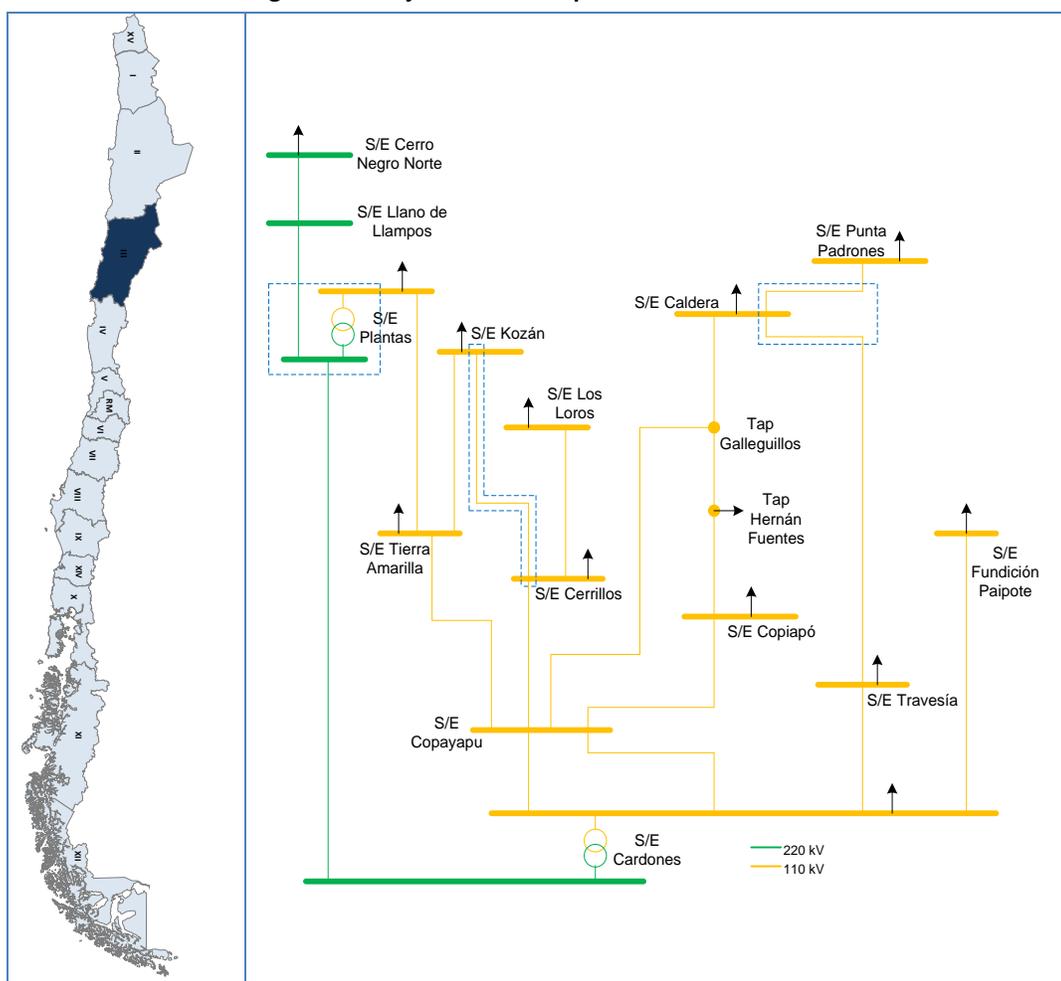
- Seccionamiento de la línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones a la altura de S/E Caldera y tendido de arranque 2x110 kV entre el punto de seccionamiento y S/E Caldera. Además, incluye las obras asociadas a la ampliación en S/E Caldera.
- Nueva línea 1x110 kV Cerrillos – Kozán. Además, incluye la ampliación de la S/E Cerrillos y S/E Kozán.
- Ampliación de S/E Plantas y seccionamiento de la línea 1x220 kV Cardones – Cerro Negro en dicha subestación. La ampliación en S/E Plantas consta de un nuevo patio en 220 kV y un transformador 220/110 kV de 150 MVA.

Dichas obras realizan intervenciones a instalaciones dedicadas del sistema eléctrico, las cuales son detalladas a continuación:

- Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones 110 MVA, de propiedad de Compañía Contractual Minera Candelaria.
- Subestación 110/4,16 kV Atacama Kozán, de propiedad de Sociedad Contractual Minera Atacama Kozán.
- Línea 1x220 kV Cardones-Cerro Negro Norte 190 MVA, de propiedad de Compañía Minera del Pacífico S.A.

En la siguiente figura se observa un diagrama unilineal de la zona con las obras antes mencionadas.

Figura 10: Conjunto de obras para Zona de Cardones.



Adicionalmente, se han analizado las obras propuestas por los promotores de proyecto incorporándolas a la solución dispuesta por esta Comisión.

Para estos efectos, el proyecto A denominado “Proyecto Cardones-Paipote” considera la realización de las dos primeras obras detalladas anteriormente, más el tendido de una línea entre las subestaciones Plantas y Paipote 1x110 kV. Por su parte, el Proyecto B denominado “Proyecto Cardones-Cerro Negro Norte” considera realizar las tres obras propuestas por la CNE. Finalmente, el Proyecto C denominado “Proyecto Cardones-Cerro Negro Norte + Cardones-Galleguillos” considera realizar las tres obras del proyecto CNE más la energización en 220 kV del tramo entre S/E Copayapu y Galleguillos, la extensión de dicha línea hasta la barra de 220 kV en S/E Cardones y un nuevo equipo de transformación 220/110 kV en S/E Galleguillos.

A continuación se presentan los costos de operación y falla en valor presente para cada escenario de generación, para los distintos proyectos alternativos, que consideran la inclusión o exclusión de determinadas obras en la zona según se indicó en el párrafo anterior.

Tabla 63: Evaluación económica de los proyectos analizados

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	31.486	26.932	26.672
Costo Operacional Con Proyecto A + AVI (Tasa Alta)	31.507	26.928	26.655
Costo Operacional Con Proyecto B + AVI (Tasa Alta)	31.455	26.345	26.070
Costo Operacional Con Proyecto C + AVI (Tasa Alta)	31.464	26.275	26.004
Beneficio (Base - Proyecto A) Tasa Alta	-21	5	18
Beneficio (Base - Proyecto B) Tasa Alta	32	588	603
Beneficio (Base - Proyecto C) Tasa Alta	22	657	668

De los resultados anteriores, se puede observar que los proyectos B y C, presentan beneficios económicos mayores al proyecto A, siendo el Proyecto C el que otorga mayores beneficios operacionales en el largo plazo. Sin perjuicio de ello, se ha realizado un análisis de los beneficios operacionales para cada año del horizonte de estudio, determinando que los beneficios operacionales del proyecto C recién son significativos respecto del proyecto B a partir del año 2034, en donde la diferencia supera el millón de dólares por año, por lo que esta Comisión posterga la decisión de ejecución de las obras adicionales que representaba el proyecto C y propone la alternativa de expansión de transmisión del proyecto B antes descrito. A continuación se muestra una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 64: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	31.486	26.932	26.672
Costo Operacional Con Proyecto	31.423	26.314	26.038
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (Tasa Alta)	31.455	26.345	26.070
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa Alta	32	588	603
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa Media	34	590	605
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa Baja	37	593	608

Dadas las razones anteriores, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del Proyecto Cardones- Cerro Negro Norte (Proyecto B), consistente en las tres obras descritas a inicios de este numeral.

7.3.1.1 Análisis de Seguridad

Se analizó el impacto sistémico del proyecto Cardones CNE en las instalaciones de transmisión dedicadas a las cuales el proyecto impacta directamente. Esto se verificó para los años 2021 (año de puesta en servicio de la subestación Plantas 220/110 kV), 2022 (año de puesta en servicio de la línea 1x110 kV Cerrillos – Kozán y seccionamiento de la línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones a la altura de S/E Caldera) y 2023.

El seccionamiento de la línea 1x220 kV Cardones - Cerro Negro Norte en la S/E Plantas 220 kV no provoca sobrecargas en el eventual tramo 1x220 kV Cardones – Plantas, incluso ante la indisponibilidad de la línea 1x110 kV Copayapu – Tierra Amarilla, lo que tiene como consecuencia que la demanda en las subestaciones Cerro Negro Norte, Totoralillo, Plantas, Tierra Amarilla y Kozán sea abastecida exclusivamente a través del eventual tramo 1x220 kV Cardones – Plantas.

De igual manera, el seccionamiento de la línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones a la altura de S/E Caldera no provoca sobrecargas en dicha línea, incluso ante la indisponibilidad de la línea 1x110 kV Galleguillos – Caldera, lo que tiene como consecuencia que la demanda en las subestaciones Travesía, EB2, Caldera y Punta Padrones se abastece exclusivamente a través del tramo 1x110 kV Cardones – Travesía.

La tensión en todas las barras del sistema dedicado involucrado en el proyecto Cardones CNE se mantiene dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS vigente, para todos los escenarios de operación analizados.

La variación de la corriente de cortocircuito máxima en las barra del sistema dedicado involucrado en el proyecto Cardones CNE se presentan en la siguientes tablas⁸.

Tabla 65: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Cerro Negro Norte 220 kV

Cortocircuito S/E Cerro Negro Norte 220 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	2,82	3,88	3,66	4,30
Posterior al proyecto	2,93	3,97	3,74	4,40
Aumento atribuible al proyecto	0,12	0,09	0,08	0,09

Tabla 66: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Travesía 110 kV

Cortocircuito S/E Travesía 110 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	3,60	4,90	4,67	5,40
Posterior al proyecto	4,06	5,53	5,26	6,08
Aumento atribuible al proyecto	0,47	0,63	0,58	0,68

⁸ En las tablas se utiliza la siguiente nomenclatura: 1f-t se refiere a cortocircuito monofásico a tierra; 2f-t se refiere a cortocircuito bifásico a tierra; 2f se refiere a cortocircuito bifásico aislado de tierra; 3f se refiere a cortocircuito trifásico.

Tabla 67: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E EB2 110 kV

Cortocircuito S/E EB2 110 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	1,90	2,90	2,78	3,22
posterior al proyecto	2,49	3,67	3,49	4,04
Aumento atribuible al proyecto	0,59	0,77	0,71	0,83

Tabla 68: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Punta Padrones 110 kV

Cortocircuito S/E Punta Padrones 110 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	0,92	1,52	1,46	1,68
posterior al proyecto	1,33	2,04	1,94	2,24
Aumento atribuible al proyecto	0,40	0,52	0,48	0,55

Tabla 69: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Kozán 110 kV

Cortocircuito S/E Kozán 110 kV	Ik'' max 1f-t [kA]	Ik'' max 2f-t [kA]	Ik'' max 2f [kA]	Ik'' max 3f [kA]
Previo al proyecto	4,52	5,53	5,06	5,86
Posterior al proyecto	7,62	8,50	7,68	8,90
Aumento atribuible al proyecto	3,10	2,97	2,62	3,04

A partir de las tablas presentadas, se observa que la corriente de cortocircuito máxima en barras de las subestaciones analizadas no sobrepasa los 20 kA, por lo que se considera que no presenta riesgo para ninguno de los interruptores en dichas subestaciones.

En base a lo anterior, se concluye que las expansiones asociadas al proyecto Cardones CNE pueden operar sin poner en riesgo la seguridad y la calidad de servicio del sistema eléctrico.

7.3.1.2 Análisis de Factibilidad

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Ampliación S/E Plantas”, se ha considerado un costo adicional para realizar un bypass de la línea 1x220 kV Cardones –Cerro Negro en donde se seccionara dicha línea. De esta forma se consideró traspasar carga a través de este bypass con tal de abastecer los consumos en la S/E Cerro Negro Norte y S/E Totalillo. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por la pérdida de abastecimiento en la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional.

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Ampliación S/E Atacama Kozán”, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de la barra de 110 kV con la extensión de dicha barra. De esta forma se consideró realizar trabajos con instalaciones energizadas con tal de abastecer los consumos en la S/E Atacama Kozán. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas

existentes, producto de la conexión del proyecto, que incrementa el valor de inversión (V.I) del proyecto en un 16,2%.

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 110 Kv Cardones – Punta Padrones”, se ha considerado realizar un bypass de la línea 1x110 kV Cardones –Punta Padrones en donde se seccionara dicha línea. De esta forma se consideró traspasar carga a través de este bypass con tal de abastecer los consumos en la S/E Punta Padrones. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, producto de la conexión del proyecto, que incrementa el valor de inversión (V.I) del proyecto en un 13,9%.

7.4 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL SISTEMA E

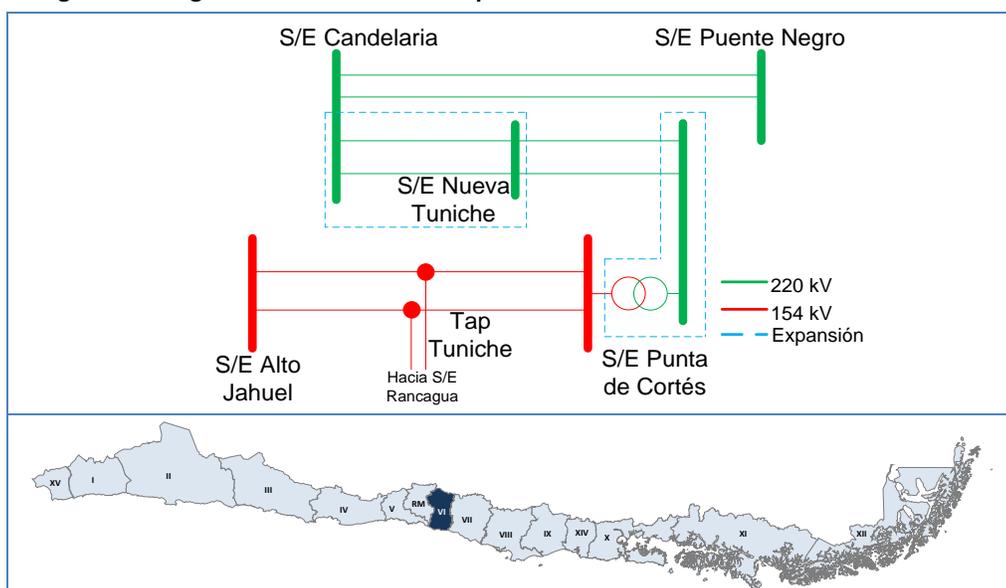
7.4.1 PROYECTO DE EXPANSIÓN ZONAL CANDELARIA – PUNTA DE CORTÉS

El proyecto de expansión zonal Candelaria – Punta de Cortés tiene como objetivo otorgar al sistema de 154 kV un nuevo punto de inyección a través del sistema de transmisión nacional en 220 kV que permita descargar principalmente los circuitos entre S/E Alto Jahuel y S/E Punta de Cortés, además de mejorar la seguridad de la zona y permitir abastecer la demanda durante el período de estudio.

El proyecto consiste en la construcción de una línea 2x220 kV entre la S/E Candelaria y la S/E Punta de Cortés. Para realizar dicha conexión se estima la construcción de una línea 2x220 kV de 25 kilómetros, con una capacidad de al menos 409 MVA por circuito, entre la S/E Candelaria y el Tap Off Tuniche, donde se construirá la S/E Nueva Tuniche. En dicha subestación se conectará con el trazado que se encuentra actualmente en construcción, entre el Tap Off Tuniche y la S/E Punta de Cortés. Además, en la S/E Punta de Cortés se construirá un nuevo patio en 220 kV, donde llegarán los circuitos descritos anteriormente, y se conectará con el patio de 154 kV a través de un transformador de a lo menos 300 MVA.

El proyecto descrito anteriormente hace uso de la obra de ampliación Línea Punta de Cortés - Tuniche 2x220 kV, presente en el Decreto N° 942 del año 2009 del Ministerio de Energía. Es necesario indicar que dicha obra es propiedad de Transelec S.A. y aún se encuentra en construcción.

Figura 11: Diagrama referencial de la expansión nacional Candelaria – Punta de Cortés



La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión de la obra indicada y los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, además de una comparación considerando las distintas tasas de descuento que se podrían dar de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 70: Evaluación económica del proyecto analizado

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Proyecto	30.925	29.886	29.639
Costo Operacional Con Proyecto	30.824	29.366	29.109
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (Tasa Alta)	30.866	29.408	29.150
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa Alta	60	478	488
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa Media	63	481	492
Beneficios (Base - Proyecto) Tasa Baja	67	485	496

De los resultados anteriores, se puede observar que el proyecto analizado presenta beneficios económicos en todos los escenarios, por tanto, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.5 NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD

La Seguridad de un Sistema Interconectado se define como la capacidad que posee el sistema de transmisión de resistir la ausencia de una de sus instalaciones, ya sea por la salida intempestiva o una contingencia. En esta sección se listan las expansiones de líneas que necesita el sistema para evitar perder el nivel de seguridad de sus instalaciones a lo menos hasta el año 2023.

Tabla 71: Proyectos de expansión de transmisión zonal por seguridad

N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E Lagunas	Nacional
2	Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito	Nacional
3	Adecuaciones en S/E El Salto	Zonal
4	Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y la línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta	Zonal
5	Doble Vinculación Transformador 220/110 kV en S/E Cardones	Zonal
6	Ampliación en S/E Celulosa Laja	Zonal
7	Ampliación en S/E Laja	Zonal
8	Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Zonal
9	Ampliación en S/E Lautaro	Zonal
10	Ampliación en S/E Negrete	Zonal
11	Nueva S/E Móvil región de Valparaíso	Zonal
12	Nueva S/E Móvil región del Zona Maule	Zonal
13	Nueva S/E Móvil Región del Biobío y Región de la Araucanía	Zonal
14	Ampliación en S/E El Manzano	Zonal
15	Ampliación en S/E La Esperanza	Zonal
16	Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano	Zonal
17	Tendido segundo circuito Línea Agua Santa - Placilla	Zonal
18	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	Zonal
19	Nuevo Transformador en S/E La Calera	Zonal
20	Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	Zonal
21	Ampliación en S/E Catemu	Zonal
22	Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	Zonal
23	Ampliación en S/E Monterrico	Zonal
24	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Coronel-Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones	Zonal
25	Aumento de Capacidad de 1x66 kV Lihueimo –Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	Zonal
26	Ampliación en S/E Valdivia	Zonal

7.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E LAGUNAS Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE, TENDIDO PRIMER CIRCUITO

A partir del plan de obras decretado en los procesos de expansión anteriores, se proyecta que para el año 2023 estarán en servicio la subestación Nueva Pozo Almonte 220 kV, y las líneas 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Córdores y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota. Estas obras de expansión tienen como consecuencia que la demanda en las subestaciones Pozo Almonte, Córdores y Parinacota sea abastecida a través de las líneas 1x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Tarapacá – Córdores.

En este contexto, se verificó el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 para las líneas 1x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Tarapacá – Córdores en el año 2023, en presencia

de demanda máxima coincidente nocturna en las subestaciones Pozo Almonte, Cóndores y Parinacota, suponiendo que la central Chapiquiña se encuentra fuera de servicio.

Las simulaciones realizadas indican que no es posible asegurar el cumplimiento del criterio N-1 ante la desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte o 1x220 kV Tarapacá – Cóndores, y por lo tanto esta Comisión incorpora al presente plan de expansión la construcción del primer circuito de la nueva línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte.

7.5.2 ADECUACIONES EN S/E EL SALTO

La subestación El Salto 220 kV está compuesta por una sección de barra simple, en la cual se conectan ambos bancos de autotransformadores 220/110 kV, de 400 MVA. Considerando demanda máxima en la zona oriente de Santiago para el año 2021 y sin la generación de la central Nueva Renca, se puede apreciar que la contingencia de severidad 9 en dicha barra provoca sobrecargas inadmisibles en el equipo de transformación 220/110 kV de S/E Los Almendros, lo cual provoca desprendimientos de carga en las subestaciones de la zona. La propagación de la contingencia es mayor ante la ausencia de las centrales Alfalfal II y Las Lajas, actualmente en construcción. También se analizó la contingencia de severidad 9 en el patio de 110 kV, observándose la pérdida de suministro en la zona en análisis por sobrecarga del transformador en Los Almendros.

Dados los requisitos que impone la norma técnica para la severidad 9 en tensiones mayores a 200 kV, se considera incorporar en la presente expansión la obra recomendada por el Coordinador consistente en el seccionamiento de la barra principal en el patio de 220 kV, junto con la implementación de un nuevo paño acoplador y el cambio a esquema doble interruptor en el patio de 110 kV.

7.5.3 CONSTRUCCIÓN BY PASS PARA LA LÍNEA 1X220 KV ATACAMA – ESMERALDA, LA LÍNEA 1X110 KV ESMERALDA – LA PORTADA Y LÍNEA 1X110 KV MEJILLONES - ANTOFAGASTA

El presente proyecto fue modificado a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

Debido al aumento de población que ha presentado la ciudad de Antofagasta, se ha presentado la ocupación, con el fin de emplazar viviendas, del terreno dispuesto a la servidumbre de líneas de transmisión de la zona. Esta situación trae consigo problemas de seguridad para los propios habitantes y para el sistema eléctrico, ya que impide la realización de mantenimientos en las instalaciones de transmisión.

Las líneas afectadas son 3: 1x110 kV La Portada – Esmeralda, 1x220 kV Atacama – Esmeralda y 1x110 Antofagasta – Mejillones.

Es debido a esta situación que se desarrolla el proyecto de modificar el trazado de un segmento de las líneas mencionadas, el cual deberá ubicarse al oriente de la actual línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, alejado de la zona urbana y contener todos los circuitos montados sobre la misma estructura.

7.5.4 DOBLE VINCULACIÓN TRANSFORMADOR 220/110 KV EN S/E CARDONES

A partir del plan de obras de expansión presentado en este documento, se proyecta que para el año 2021 se encontrará en servicio el transformador 220/110 kV en la subestación Plantas, y que la línea 1x220 kV Cardones – Cerro Negro Norte será seccionada en esta subestación. La operación del sistema relevante supuso que la línea 1x110 kV Copayapu – Tierra Amarilla opera abierta. Como consecuencia, las demandas en las subestaciones Plantas, Kozán y Tierra Amarilla se abastecen exclusivamente a través del nuevo tramo de línea 1x220 kV Cardones – Plantas.

En este contexto, se verificó para el año 2021 el cumplimiento de la NTSyCS ante la falla de severidad 9 en la barra de 220 kV en la subestación Cardones tal que salgan de servicio dos de los transformadores 220/110 kV de esta subestación. Se consideró demanda máxima coincidente nocturna en las subestaciones Magnetita, Los Colorados, Copiapó, Cerrillos, Caldera, Los Loros, Impulsión, Hernán Fuentes, Refugio, Paipote, Castilla, Travesía, EB2 y Punta Padrones.

Las simulaciones realizadas indican que no es posible asegurar la no propagación de fallas ante la desconexión de dos transformadores en la subestación Cardones, producto de una falla en barras de 220 kV, y por lo tanto se recomienda la conexión de uno de los transformadores 220/110 kV en la subestación Cardones mediante doble vinculación a las barras de 220 kV y en las barras de 110 kV.

NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADAS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN

7.5.5 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA LAJA, AMPLIACIÓN EN S/E LAJA Y NUEVA S/E LA SEÑORAZA 220/66 KV

El proyecto de expansión zonal Laja tiene como objetivo entregar suficiencia y seguridad a la comuna de Laja durante todo el período de análisis.

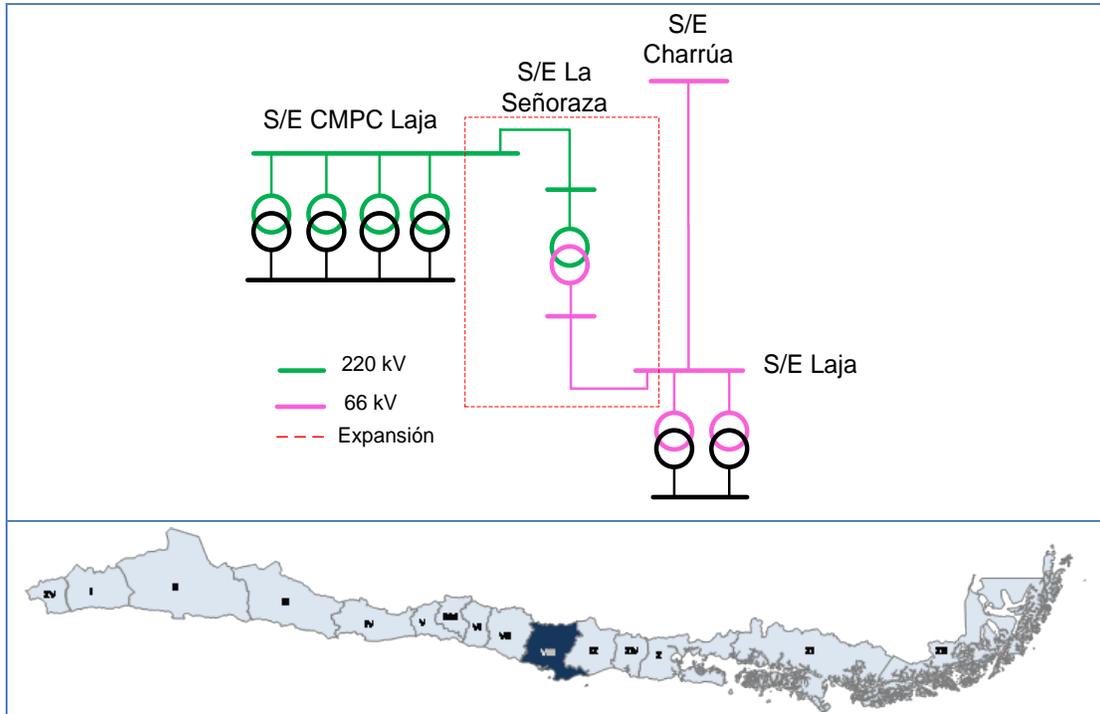
El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación aledaña a la subestación CMPC Laja. Esta subestación contará con un patio de 220 kV y de 66 kV interconectados a través de un transformador 220/66 kV de a lo menos 25 MVA, que para efectos de este documento se le denominará S/E La Señoraza. El proyecto también incluye la ampliación de la S/E CMPC Laja para recibir una nueva línea de transmisión en 220 kV proveniente de la S/E La Señoraza y la construcción de una línea 1x66 kV, de a lo menos 52 MVA, desde la S/E La Señoraza hasta la subestación Laja. Finalmente, en la subestación Laja se debe realizar la construcción de un paño de 66 kV para la recepción de la nueva línea.

Las obras descritas anteriormente hacen uso de una instalación de transmisión dedicada, la cual se identifica a continuación:

- Ampliación de la S/E CMPC Laja, propiedad de CMPC Celulosa S.A., localizada en la comuna de Laja en la Región del Biobío.

A continuación se presenta el esquema referencial del proyecto de expansión antes mencionado.

Figura 12: Diagrama referencial de la expansión zonal Laja CMPC



Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 72: Evaluación económica del proyecto analizado

Apoyo Laja	ENS * CFC Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFC Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	13,88	5,16	3,31	5,41
Beneficios tasa descuento media	13,88	5,76	3,31	4,80
Beneficios tasa descuento Alta	13,88	6,39	3,31	4,17

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto Laja tiene un beneficio promedio de 4,8 millones de dólares, por lo anterior esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal Laja.

7.5.5.1 Análisis de Seguridad

Se analizó el impacto sistémico de la S/E La Señoraza en las instalaciones de transmisión dedicadas a las cuales el proyecto impacta directamente. Esto se verificó para los años 2023 (año de puesta en servicio de la subestación La Señoraza) y 2024.

No se observan sobrecargas en el tramo 1x220 kV Charrúa – Tap María Dolores ni en el tramo 1x220 kV Tap María Dolores – Celulosa Laja debido a la incorporación de la subestación La Señoraza, incluso ante la indisponibilidad de la línea 1x66 kV Charrúa – Laja, lo cual tiene como consecuencia que la demanda en la S/E Laja 66 kV se abastecería exclusivamente a través de los tramos 1x220 kV Charrúa – Tap María Dolores y 1x220 kV Tap María Dolores – Celulosa Laja. Asimismo, la tensión en la subestación Celulosa Laja se mantiene dentro de los límites operacionales admitidos por la NTSyCS vigente para todos los escenarios de operación analizados.

La variación de la corriente de cortocircuito máxima en la barra de 220 kV de la S/E Celulosa Laja se presenta en la siguiente tabla⁹.

Tabla 73: Valores de Cortocircuito en [kA] en S/E Laja 220 kV

Cortocircuito S/E Celulosa Laja 220 kV	I _{k''} max 1f-t [kA]	I _{k''} max 2f-t [kA]	I _{k''} max 2f [kA]	I _{k''} max 3f [kA]
Previo al proyecto	4,52	5,94	5,58	6,49
Posterior al proyecto	4,88	6,19	5,74	6,68
Aumento atribuible al proyecto	0,36	0,25	0,16	0,19

A partir de la tabla presentada, se observa que la corriente de cortocircuito máxima en barras de 220 kV en la S/E Celulosa Laja no sobrepasa los 20 kA, por lo que se considera que no presenta riesgo para ninguno de los interruptores en dicha subestación.

En base a lo anterior, se concluye que la S/E La Señoraza puede operar sin poner en riesgo la seguridad y la calidad de servicio del sistema eléctrico.

7.5.5.2 Análisis de Factibilidad

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Laja”, se ha considerado costo adicional para trabajos con líneas energizadas para la ampliación de barras del proyecto. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por la pérdida de abastecimiento en la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional. La suma de los costos adicionales equivalente a 4,6% del VI referencial.

⁹ En la tabla se utiliza la siguiente nomenclatura: 1f-t se refiere a cortocircuito monofásico a tierra; 2f-t se refiere a cortocircuito bifásico a tierra; 2f se refiere a cortocircuito bifásico aislado de tierra; 3f se refiere a cortocircuito trifásico.

7.5.6 AMPLIACIÓN EN S/E LAUTARO

El proyecto de expansión zonal Lautaro tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación Lautaro durante todo el período de análisis. Cabe destacar que esta subestación posee tres niveles de tensión diferentes de distribución (23 kV, 15 kV y 13,2 kV).

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23-15-13,2 KV de al menos 30 MVA, reconectable en media tensión para servir de apoyo a las distintas barras de la subestación. Adicionalmente se deberá ampliar la barra de 66 kV de la subestación y construir un nuevo patio de media tensión el cual se conectará con las barras existentes de 23, 15 y 13,2 kV.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 74: Evaluación económica del proyecto analizado

S/E Lautaro	ENS * CFC Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFC Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,47	1,57	0,021	0,88
Beneficios tasa descuento media	2,47	1,72	0,021	0,73
Beneficios tasa descuento Alta	2,47	1,87	0,021	0,57

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de Lautaro es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal Lautaro.

7.5.7 AMPLIACIÓN EN S/E NEGRETE

El presente proyecto fue modificado a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

El proyecto de expansión zonal Negrete tiene como objetivo mejorar la seguridad de la subestación Negrete, evitando la salida de ésta frente a falla simple de la línea Los Ángeles – Nahuelbuta, además de permitir el ingreso de nuevas unidades de generación ERNC en la Región del Biobío.

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea Los Ángeles – Nahuelbuta en la subestación Negrete y la ampliación de la barra de 66 kV para futuros proyectos de la zona.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 75: Evaluación económica del proyecto analizado

Seccionamiento Negrete	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,83	1,71	0,53	0,59
Beneficios tasa descuento media	2,83	1,88	0,53	0,43
Beneficios tasa descuento Alta	2,83	2,04	0,53	0,26

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto en S/E Negrete es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras y seguridad para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto Negrete.

7.5.8 NUEVA S/E MÓVIL ZONA VALPARAÍSO

El proyecto de expansión zonal móvil Quinta Región tiene como objetivo disminuir los tiempos de recuperación de los equipos de transformación de la región de Valparaíso.

El proyecto consiste en la construcción de una subestación móvil de a lo menos 30 MVA de capacidad, capaz de conectar sus devanados primarios en tensiones de 110 y 66 kV, mientras que su devanado secundario debe ser capaz de entregar tensiones de 23 y 12kV, independiente de la tensión del devanado primario. Esta subestación debe contar con las dimensiones y características que permitan su transporte a través de las vías terrestres de la Región de Valparaíso.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 76: Evaluación económica del proyecto analizado

Valparaíso	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	14,02	2,97	-	11,04
Beneficios tasa descuento media	14,02	3,26	-	10,75
Beneficios tasa descuento Alta	14,02	3,56	-	10,46

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de S/E Móvil tiene un beneficio promedio de 11,0 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal S/E Móvil Zona Valparaíso.

7.5.9 NUEVA S/E MÓVIL ZONA MAULE

El proyecto de expansión zonal móvil Maule tiene como objetivo disminuir los tiempos de recuperación de los equipos de transformación en la zona comprendida entre las subestaciones Teno y Charrúa, incluidas las zonas costeras de la región del Maule.

El proyecto consiste en la construcción de una subestación móvil de a lo menos 30 MVA de capacidad, capaz de conectar sus devanados primarios en tensiones de 110 y 66 kV, mientras que su devanado secundario debe ser capaz de entregar tensiones de 23, 15 y 13,2 kV, independiente de la tensión del devanado primario. Esta subestación debe contar con las dimensiones y características que permitan su transporte a través de las vías terrestres de la Región del Maule y la Región del Biobío.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 77: Evaluación económica del proyecto analizado

Maule	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	13,00	2,93	-	10,07
Beneficios tasa descuento media	13,00	3,22	-	9,78
Beneficios tasa descuento Alta	13,00	3,51	-	9,49

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de S/E Móvil tiene un beneficio promedio de 9,6 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal S/E Móvil Zona Maule.

7.5.10 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE LA ARAUCANIA

El proyecto de expansión zonal móvil Biobío - Araucanía tiene como objetivo disminuir los tiempos de recuperación de los equipos de transformación en la zona comprendida entre las

subestaciones Charrúa y Pullinque, incluidas las zonas costeras y cordilleranas de la Región de la Araucanía.

El proyecto consiste en la construcción de una subestación móvil de a lo menos 30 MVA de capacidad, capaz de conectar sus devanados primarios en tensiones de 110 y 66 kV, mientras que su devanado secundario debe ser capaz de entregar tensiones de 23, 15 y 13,2 kV, independiente de la tensión del devanado primario. Esta subestación debe contar con las dimensiones y características que permitan su transporte a través de las vías terrestres de la Región del Biobío, Región de la Araucanía y la Región de los Ríos.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 78: Evaluación económica del proyecto analizado

Biobío - Araucanía	ENS * CFCO Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCO Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	11,08	2,93	-	8,15
Beneficios tasa descuento media	11,08	3,22	-	7,87
Beneficios tasa descuento Alta	11,08	3,51	-	7,58

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de S/E Móvil tiene un beneficio promedio de 7,6 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal S/E Móvil Zona Biobío Araucanía.

7.5.11 AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO, AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA Y NUEVA LT 1X66KV LA ESPERANZA-EL MANZANO

El proyecto de expansión zonal Nueva línea 1x66 kV La Esperanza – El Manzano, tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas en la zona durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de a lo menos 67 MVA a 35°C con sol y longitud aproximada de 20 km.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 79: Evaluación económica del proyecto analizado

Esperanza-El Manzano	ENS * CFCO Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCO Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	11,84	2,97	1,63	7,24
Beneficios tasa descuento media	11,84	3,30	1,63	6,91
Beneficios tasa descuento Alta	11,84	3,64	1,63	6,57

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto tiene un beneficio promedio de 6,9 millones de dólares, por lo anterior esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto.

7.5.12 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA AGUA SANTA – PLACILLA

El proyecto de expansión zonal consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla y tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas en la zona durante todo el período de análisis.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 80: Evaluación económica del proyecto analizado

Agua Santa - Placilla	ENS * CFCO Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCO Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,15	0,95	0,17	1,03
Beneficios tasa descuento media	2,15	1,04	0,17	0,94
Beneficios tasa descuento Alta	2,15	1,14	0,17	0,85

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto Tendido Segundo Circuito Línea Agua Santa – Placilla es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras y seguridad para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe su ejecución obligatoria.

7.5.13 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PIDUCO

El proyecto de expansión zonal Piduco tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación Piduco durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en el reemplazo de un equipo de transformación 66/15 kV de 6,25 MVA por uno de 30 MVA. Adicionalmente, se considera completar el paño de transformador T2 de 30 MVA, dotando a ambos paños de transformación de su equipamiento y protecciones necesarias. Además, se considera construir una segunda barra de 15 kV en celdas en configuración barra simple con al menos nueve posiciones.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 81: Evaluación económica del proyecto analizado

S/E Piduco	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,00	1,37	0,017	0,62
Beneficios tasa descuento media	2,00	1,50	0,017	0,48
Beneficios tasa descuento Alta	2,00	1,64	0,017	0,35

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de Piduco es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal Piduco.

7.5.14 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LA CALERA

El proyecto de expansión zonal La Calera tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación La Calera durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 82: Evaluación económica del proyecto analizado

S/E La Calera	ENS * CFCO Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCO Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,13	1,64	0,018	0,48
Beneficios tasa descuento media	2,13	1,80	0,018	0,32
Beneficios tasa descuento Alta	2,13	1,96	0,018	0,16

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de La Calera es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal La Calera.

7.5.15 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LOS ÁNGELES

El proyecto de expansión zonal Los Ángeles tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación Los Ángeles durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en la instalación de un tercer equipo de transformación 66/15 kV de 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión y adecuaciones especificadas en la descripción de la obra.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 83: Evaluación económica del proyecto analizado

S/E Los Ángeles	ENS * CFCO Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCO Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,62	1,68	0,020	0,93
Beneficios tasa descuento media	2,62	1,84	0,020	0,76
Beneficios tasa descuento Alta	2,62	2,00	0,020	0,60

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto zonal Los Ángeles es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal Los Ángeles.

7.5.16 AMPLIACIÓN EN S/E CATEMU Y NUEVA S/E SECCIONADORA CHAGRES 44 KV

El proyecto de expansión zonal Chagres – Catemu tiene como objetivo mejorar la seguridad de la subestación Catemu y del tramo comprendido entre S/E Chagres y S/E Los Andes, evitando las salidas de éstas frente a fallas simples de la línea Chagres – Los Ángeles 1x44 kV.

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea Las Vegas – Los Andes 2x44 kV en la nueva subestación seccionadora Chagres. Adicionalmente, el proyecto incluye el seccionamiento de la línea 1x44 kV Chagres – Los Ángeles en S/E Catemu, junto a la ampliación de dicha subestación mediante la construcción de una barra en 44 kV.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 84: Evaluación económica del proyecto analizado

Secc. Chagres y Catemu	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	10,71	3,43	3,93	3,35
Beneficios tasa descuento media	10,71	3,81	3,93	2,97
Beneficios tasa descuento Alta	10,71	4,20	3,93	2,57

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto tiene un beneficio promedio de 2,3 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto.

7.5.16.1 Análisis de Factibilidad

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Ampliación en S/E Catemu”, se ha considerado costo adicional para realizar un bypass de la línea 1x44 kV Tap Chagres – Los Ángeles en donde se seccionara dicha línea. De esta forma se consideró traspasar carga a través de este bypass con tal de abastecer los consumos en la S/E Los Ángeles. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por la pérdida de abastecimiento en la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional. La suma de los costos adicionales equivalente a 12,5% del VI referencial de dichos proyectos.

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV”, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas de la línea 2x44 kV Las Vegas – Los Andes, para la desconexión del Tap Chagres y realizar un bypass de la línea 2x44 kV Las Vegas – Los Andes en donde se seccionara dicha línea. De esta forma se consideró realizar trabajos con instalaciones energizadas con tal de abastecer los consumos en la S/E Los Ángeles. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, producto de la conexión del proyecto, que incrementa el valor de inversión (V.I) del proyecto en un 11,1%.

7.5.17 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO

El presente proyecto fue analizado e incorporado al presente Informe a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

El proyecto de expansión zonal Monterrico tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación Monterrico durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220-154/66/14,8 kV de al menos 75 MVA en la S/E Monterrico.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1 La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 85: Evaluación económica del proyecto analizado

Monterrico	ENS*CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS*CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	5,35	2,89	0,14	2,32
Beneficios tasa descuento media	5,35	3,17	0,14	2,04
Beneficios tasa descuento Alta	5,35	3,46	0,14	1,75

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Ampliación en S/E Monterrico” otorga beneficios promedios cercanos a 2 millón de dólares, además de mejorar la seguridad y holguras del sistema para la zona. Por lo anterior esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal “Ampliación en S/E Monterrico”.

7.5.18 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV CORONEL – HORCONES, SEGMENTO TAP LOTA - HORCONES

El proyecto de expansión zonal Coronel – Horcones tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación Horcones durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Coronel – Horcones, en el segmento Tap Lota - Horcones, que actualmente posee un conductor Cu 1/0 AWG, por un conductor alta capacidad que permita una capacidad de transporte de, al menos, 52 MVA a 25°C con Sol.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1 La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 86: Evaluación económica del proyecto analizado

Coronel-Horcones: Lota - Horcones	ENS*CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS*CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	0,70	0,43	0,12	0,16
Beneficios tasa descuento media	0,70	0,47	0,12	0,12
Beneficios tasa descuento Alta	0,70	0,51	0,12	0,08

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horcones, Segmento Tap Lota – Horcones” es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal Ampliación en S/E Coronel – Horcones.

7.5.19 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV LIHUEIMO – PANIAHUE Y AMPLIACIONES EN S/E PANIAHUE Y S/E LIHUEIMO

El presente proyecto fue analizado e incorporado al presente Informe a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

El proyecto de expansión zonal Lihueimo - Paniahue tiene como objetivo entregar seguridad a las demandas abastecidas a través de la subestación Paniahue, Nancagua y Placilla durante todo el período de análisis.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Lihueimo - Paniahue, que actualmente posee un conductor CU 2/0 AWG, por un conductor alta capacidad que permita una capacidad de transporte de, al menos, 52 MVA a 35°C con Sol.

Para valorizar los beneficios de la obra zonal por seguridad, se calcula la energía no suministrada esperada mediante la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1 La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

Tabla 87: Evaluación económica del proyecto analizado

Lihueimo-Paniahue	ENS*CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VP Millones [US\$]	ENS*CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	3,67	0,87	0,742	2,07
Beneficios tasa descuento media	3,67	0,95	0,742	1,98
Beneficios tasa descuento Alta	3,67	1,03	0,742	1,90

La tasa de descuento cambia dependiendo si se trata de una obra nueva o una ampliación a una instalación existente. Para obras nuevas las tasas de descuento son 5%, 6% y 7%, mientras que para obras de ampliación las tasas de descuento son 8%, 9% y 10%.

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo” es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras para la zona, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto zonal Lihueimo - Paniahue.

7.5.20 AMPLIACIÓN EN S/E VALDIVIA

El presente proyecto fue analizado e incorporado al presente Informe a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

El patio de 220 kV de la S/E Valdivia posee configuración doble barra más transferencia. A cada una de las barras principales se conecta un transformador 220/66 kV, 60 MVA, el transformador T1 se conecta a la barra principal de 66 kV alimentando los consumos en media tensión de la S/E Valdivia, los consumos de Champullo y la línea 1x66 kV Valdivia – Los Lagos, mientras que el transformador T4 alimenta, sin una barra de 66 kV, a los consumos de S/E Picarte.

En caso de severidad 9 en la barra principal 1 del patio de 220 kV de S/E Valdivia para demanda máxima coincidente en la zona, la contingencia se propaga ya que provoca la sobrecarga de la línea 1x66 kV Valdivia – Los Lagos. Además, el T4 no tiene la posibilidad de respaldo a la barra principal de 66 kV debido a su forma de conexión, con la cual operar cerrado el paño B3 no asegura una correcta operación de él en caso de falla.

Por este motivo, se considerará la obra Ampliación en S/E Valdivia, que consiste en la construcción de una nueva barra principal en 66 kV para el transformador T4 que se conecte con la actual barra principal a través de un paño seccionador y la construcción de una barra de transferencia en 66 kV, de forma tal que ante la contingencia señalada, este equipo pueda tomar parte de los consumos que son normalmente abastecidos por el transformador T1.

7.6 NECESIDADES DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO

Para llevar a cabo el análisis de requerimiento de abastecimiento se consideró un horizonte de análisis de veinte años y de distintos escenarios de desarrollo futuro de generación en el país. En esta sección se listan las expansiones de líneas y transformación que necesita el sistema para ser capaz de abastecer los crecimientos de demanda en el período de análisis.

Tabla 88: Proyectos de expansión de transmisión zonal por suficiencia

N°	Proyecto	Sistema
1	Nueva Línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	Nacional
2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue	Zonal
3	Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, Segmento Tap Rengo - Pelequén	Zonal
4	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén – Malloa	Zonal
5	Tendido segundo circuito Línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	Zonal
6	Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	Zonal
7	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Zonal
8	Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	Zonal
9	S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	Zonal
10	Nuevo Transformador en S/E Illapel*	Zonal
11	Aumento de Capacidad en S/E Colchagua	Zonal
12	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	Zonal
13	Ampliación en S/E Chivilcán	Zonal

* El presente proyecto fue analizado e incorporado al presente Informe a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

7.6.1 NUEVA LÍNEA 4X220 KV DESDE S/E NUEVA LOS PELAMBRES A SECCIONAMIENTO DEL SEGMENTO DE LA LÍNEA 2X220 KV LOS PIUQUENES – TAP MAURO

El presente proyecto se propone como complemento a la obra nueva “Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 4x220 kV, 2x580 MVA” presentada en el proceso de expansión Nacional 2016 – 2017, publicado mediante Decreto Exento N° 422 del 09 de agosto de 2017 que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

7.6.1.1 Análisis de Factibilidad

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Nueva Línea 2x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro”, se ha considerado costo adicional para realizar un bypass de la línea 2x220 kV Quillota –Los Piuquenes en donde se seccionara dicha línea. De esta forma se consideró traspasar carga a través de este bypass con tal de abastecer los consumos en la S/E Los Piuquenes. Además, se ha considerado un costo adicional ante eventuales daños a instalaciones dedicadas existentes, en la instancia constructiva del proyecto, por la pérdida de abastecimiento en la demanda, el costo corresponde a un seguro adicional. La suma de los costos adicionales equivalente a 3,5% del VI referencial.

7.6.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV ACONCAGUA – ESPERANZA, SEGMENTO ENTRE S/E RÍO ACONCAGUA Y S/E PANQUEHUE

Al año 2021 se espera la entrada en servicio de la S/E Río Aconcagua, la cual será un nuevo punto de abastecimiento a la línea 2x220 kV Aconcagua – Esperanza, beneficiando a las demandas de la zona.

La proyección de crecimiento de la demanda en la zona al año 2021, hace ver que se presentarían problemas de abastecimiento en el tramo Río Aconcagua – Panquehue de la línea señalada cuando en la zona se considera demanda máxima coincidente y una temperatura de 35° C con sol.

Ante esto, se necesita el cambio del conductor actual, un AAAC Butte de 52 MVA a 25°C con sol, por un conductor de alta temperatura de capacidad mínima de 155 MVA a 35°C con sol, de forma tal de asegurar el abastecimiento y la seguridad en todo el horizonte de estudio para el tramo en cuestión.

7.6.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV ROSARIO – SAN FERNANDO, SEGMENTO TAP RENGO – PELEQUÉN Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1V66 KV PELEQUÉN - MALLOA

La línea 1x66 kV Rancagua – Malloa alimenta desde S/E Rancagua los consumos del Tap Maestranza, Los Lirios, Chumaquito y Rosario y desde S/E San Fernando, los consumos de Rengo y Pelequén, para lo cual es necesario la operación normalmente abierta de la línea en S/E Rosario 66 kV.

La proyección de demanda esperada en la zona hace ver que la línea no tendría la capacidad suficiente para abastecer los consumos de Chumaquito y Rosario al año 2021 considerando que la alimentación de los consumos de Rosario desde S/E San Fernando tampoco es factible por problemas de capacidad de la línea.

Ante esta situación y tomando en cuenta la factibilidad del cambio de conductor entre S/E San Fernando y S/E Rosario, se incorpora al plan de expansión, el cambio de conductor en dicho tramo por un conductor de capacidad mínima de 67 MVA, el cual permitirá el correcto suministro a los consumos de Rosario y Pelequén y la descongestión de la línea 1x66 kV Rancagua – Malloa entre Rancagua y Chumaquito.

7.6.4 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X154 KV TINGUIRIRICA – SAN FERNANDO Y AMPLIACIÓN EN S/E TINGUIRIRICA

Entre la S/E San Fernando y la S/E Tinguiririca existe actualmente un circuito tendido de 103 MVA a 30°C aproximadamente. Las máximas transferencias que se observan por la línea superan los 100 MVA a partir del año 2021, por lo que se hace necesario un refuerzo en esta instalación. Cabe destacar que, ante una contingencia en esta línea, se presenta energía no suministrada, quedando desabastecida la zona de San Fernando y sus alrededores.

De acuerdo a lo señalado por la empresa propietaria, actualmente la línea San Fernando – Tinguiririca cuenta con el tendido de dos circuitos entre la S/E San Fernando y la estructura N°4, mediante un conductor ACSR 4/0 Penguin. Desde la estructura N°4 hasta la S/E Tinguiririca



existe un circuito tendido en estructuras de doble circuito, por lo que el segmento a completar con el tendido del segundo circuito es aproximadamente de 2 km.

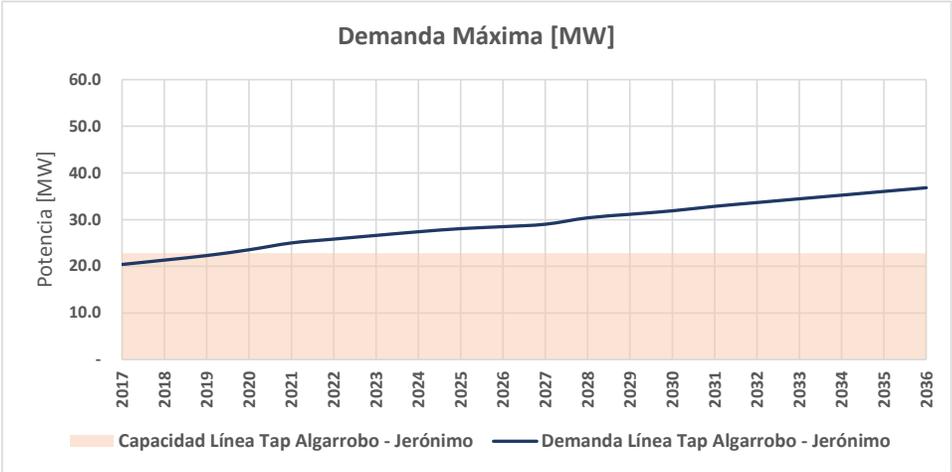
Ante el problema de abastecimiento antes mencionado y la factibilidad del tendido del segundo conductor del segmento faltante, se incorpora al plan de expansión, el tendido del segundo circuito entre la estructura N°4 y la S/E Tinguiririca. La capacidad del nuevo conductor debe ser a lo menos de 190 MVA a 35°C con sol, el cual permitirá el abastecimiento de los consumos suministrados desde la S/E San Fernando y dará seguridad a la zona en caso de falla de uno de los circuitos.

7.6.5 EXTENSIÓN DE LÍNEA 1X66 KV LAS PIÑATAS – SAN JERÓNIMO

El presente proyecto fue analizado e incorporado al presente Informe a raíz de las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar en la etapa legal correspondiente.

El presente proyecto de expansión zonal tiene como objetivo eliminar los problemas de capacidad de línea para abastecer las demandas de las S/E San Jerónimo, S/E Las Piñatas, S/E Las Balandras y S/E El Totoral. La figura a continuación muestra la proyección de demanda de la zona y la capacidad de la línea de transmisión ubicada entre el Tap Algarrobo y la S/E San Jerónimo, la cual considera una holgura de un 90%.

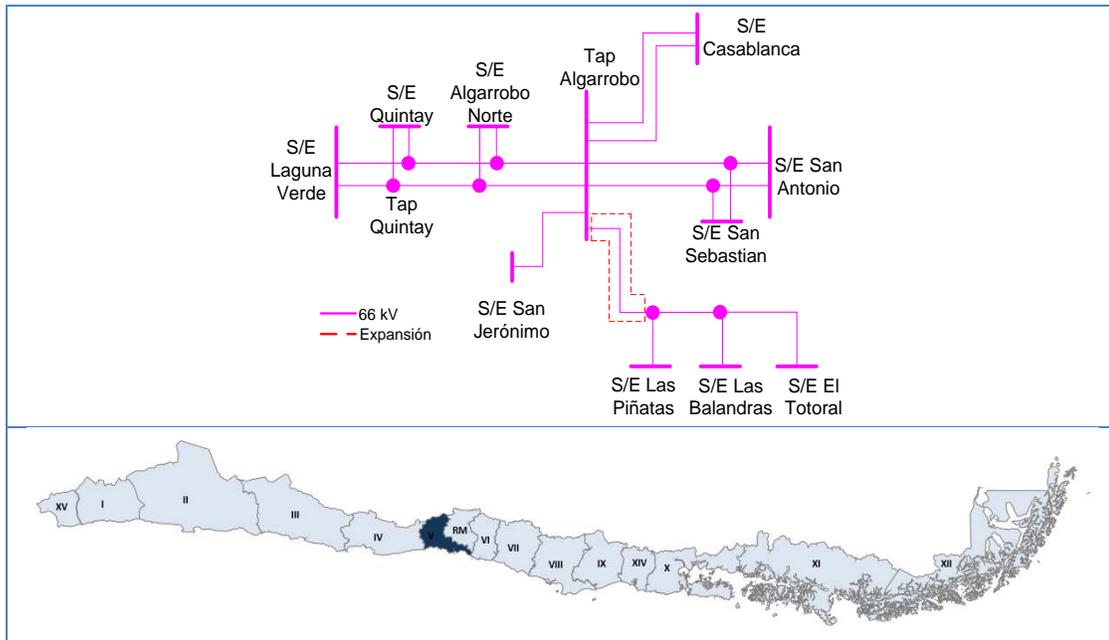
Figura 13: Evolución demanda en línea Tap Algarrobo - Jerónimo



Este proyecto consiste en la extensión de la línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo para la conexión a la S/E Tap Algarrobo, que actualmente se encuentra en proceso de normalización conforme al decreto N°418. Adicionalmente considera dejar la subestación San Jerónimo abastecido radialmente desde la S/E Tap Algarrobo.

El esquema que muestra la ubicación de esta subestación es presentado en la siguiente figura.

Figura 14: Diagrama referencial del proyecto



7.6.6 AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA

Los consumos de la S/E San Vicente de Tagua Tagua y S/E La Ronda son abastecidos desde S/E San Fernando por una línea simple circuito de 66 kV con capacidad máxima de 41 MVA. Por su parte, los consumos de Las Cabras y El Manzano son abastecidos desde S/E Malloa Nueva por una línea simple circuito de 66 kV con capacidad de 52,36 MVA en el tramo Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua. Cabe destacar que la S/E San Vicente de Tagua Tagua opera con su interruptor 52BS normalmente abierto.

Se proyecta que los consumos de Las Cabras, El Manzano y La Ronda alcanzarán una demanda máxima coincidente de 42 MVA el año 2034, mientras que los consumos de San Vicente de Tagua Tagua alcanzarán una demanda de 53 MVA el año 2033. De esta forma, la línea 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua puede abastecer los consumos de esta última subestación hasta el año 2033 mientras que la línea 1x66 kV San Fernando – La Ronda puede abastecer los consumos de La Ronda, Las Cabras y El Manzano hasta el año 2034.

Por ende, se decretará el cambio de acometida de las líneas 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua y 1x66 kV San Fernando – San Vicente de Tagua Tagua, permutando su conexión en las secciones de barra de la S/E San Vicente de Tagua Tagua.

Complementario a esto, se requiere la instalación de un nuevo banco de condensadores 2x2,5 MVAR en S/E El Manzano para el cumplimiento de la normativa técnica en lo referente a los niveles de tensión.

7.6.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHACAHUÍN - LINARES

Los consumos de la S/E Chacahuín y S/E Panimávida son abastecidos desde S/E Linares por una línea simple circuito de 66 kV con capacidad máxima de 28 MVA a 25°C con sol. Se proyecta que los consumos de las subestaciones alcanzarán una demanda máxima coincidente de 47 MVA el año 2037.

El proyecto de ampliación Chacahuín – Linares consiste en el cambio de conductor entre la subestación Linares y subestación Chacahuín, pasando de un conductor CU 2/0, por un conductor de a lo menos 60 MVA a 35°C con sol.

7.6.8 S/E SECCIONADORA LA RUCA 110 KV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en 110 kV en la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón, de manera de permitir la incorporación de potenciales nuevos proyectos de generación en la zona de Ovalle.

7.7 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

En el presente análisis se determinarán las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, que permitan el abastecimiento de la demanda y que no degraden las condiciones normales de operación técnicas y económicas del sistema eléctrico.

En particular, en esta etapa se analizará, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del sistema eléctrico frente a las siguientes contingencias: (i) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles, (iii) atraso de entrada en operación de una central de generación hidráulica y (iv) hidrologías extremas.

7.7.1 EVENTUALIDAD 1: MAREMOTO

A continuación se detallan los resultados obtenidos para el análisis realizado para las cuatro zonas de riesgo ante maremotos identificadas en el sistema eléctrico.

El análisis de resiliencia ante maremotos toma como referencia lo presentado por el Coordinador Eléctrico en su documento “Propuesta De Expansión De Transmisión Del Sistema Eléctrico Nacional 2017”, del mes de Enero de 2017.

Para estos efectos se ha utilizado el programa PowerFactory, y está orientado a verificar que la operación del sistema eléctrico cumple con los criterios de Seguridad y Calidad de Servicio ante la indisponibilidad prolongada de ciertas centrales. Todos los análisis fueron realizados considerando demanda máxima coincidente en el sistema durante el año 2022. Se respalda el siguiente análisis en la base de datos PowerFactory llamada “BD CNE Resiliencia 2017.10.23”.

7.7.1.1 Análisis zona Tocopilla

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Tocopilla

- Norgener

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Tocopilla considera transferencia de aproximadamente 1000 MW desde el SIC hacia el SING.

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Tocopilla es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda de la zona de Chuquicamata y Calama. Con dicha eventualidad el sistema de la zona se abastece principalmente a través de la futura línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata.

A partir de lo anterior, se observa que las instalaciones del sistema de transmisión que más se ven exigidas por la indisponibilidad de las centrales en la zona de Tocopilla son las siguientes:

- 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata
- 2x500 kV Los Changos – Kimal
- 2x500 kV Cumbres - Los Changos

Además, las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluso ante la indisponibilidad de uno de los circuitos de las líneas anteriormente mencionadas. Por lo tanto se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de este análisis.

7.7.1.2 Análisis zona Mejillones

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Mejillones considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Gas Atacama
- Mejillones
- Cochrane
- Angamos
- Kelar
- Infraestructura Energética Mejillones

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Mejillones considera transferencia de aproximadamente 1200 MW desde el SIC hacia el SING.

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Mejillones es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda de la zona de Escondida. Con dicha eventualidad el sistema de la zona se abastece principalmente a través de las líneas 2x220 kV Kapatur – O’Higgins y 2x220 kV Kapatur – Laberinto.

A partir de lo anterior, se concluye que las instalaciones del sistema de transmisión que más se ven exigidas por la indisponibilidad de las centrales en la zona de Mejillones son las siguientes:

- 2x220 kV Kapatur – O’Higgins
- 2x220 kV Kapatur – Laberinto
- 2x220 kV Kapatur – Los Changos

-
- 2x500 kV Cumbres – Los Changos

Además, las simulaciones realizadas muestran que ante la indisponibilidad de un circuito de la línea 2x500 kV Cumbres – Los Changos se provocaría un colapso de tensión en el sistema de transmisión de la minera Escondida, el cual puede ser evitado mediante el seccionamiento de la línea 2x500 kV Cumbres – Los Changos. Lo anteriormente descrito se evita gracias a la obra de expansión “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV” descrita en el presente proceso de expansión, la cual trae el beneficio adicional de aumentar la resiliencia del sistema de acuerdo con este análisis.

7.7.1.3 Análisis zona Huasco

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Huasco considera la indisponibilidad de la siguiente central:

- Guacolda

El análisis para la zona de Huasco se hizo tomando dos condiciones de operación:

- Condición de Operación 1: Transferencia de aproximadamente 1200 MW desde la subestación Nueva Maitencillo 500 kV hacia la subestación Nueva Pan de Azúcar 500 kV.
- Condición de Operación 2: Transferencia de aproximadamente 200 MW desde la subestación Nueva Maitencillo 500 kV hacia la subestación Nueva Pan de Azúcar 500 kV.

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Huasco es la disminución de la capacidad de regulación de tensión en la subestación Maitencillo y sus alrededores.

A partir de lo anterior, se concluye que las instalaciones del sistema de transmisión que más se ven exigidas por la indisponibilidad de las centrales en la zona de Huasco son las siguientes:

- Subestación Nueva Maitencillo 500 kV y 220 kV
- Subestación Maitencillo 220 kV

Además, las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias establecidas en la normativa vigente, incluso ante la indisponibilidad de uno de los circuitos de las líneas entre las subestaciones mencionadas anteriormente, en particular los artículos referentes a niveles de tensión aceptados para operación normal y alerta. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de este análisis.

7.7.1.4 Análisis zona Coronel

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Coronel considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Bocamina
- Bocamina 2
- Santa María

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Coronel considera transferencias de aproximadamente 175 MW por la futura línea 1x220 kV Charrúa – Hualqui y 140 MW por la futura línea 1x220 kV Charrúa – El Trébol.

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Coronel es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda en la zona. Con esta eventualidad, la demanda es abastecida principalmente a través de las líneas de 220 kV entre la subestación Charrúa y la subestación Lagunillas.

A partir de lo anterior, se concluye que las instalaciones del sistema de transmisión que más se ven exigidas por la indisponibilidad de las centrales en la zona de Coronel son las siguientes¹⁰:

- 1x220 kV Charrúa – El Trébol
- 1x220 kV El Trébol – Hualpén
- 1x220 kV Hualpén – El Guindo
- 1x220 kV El Guindo – Lagunillas
- 1x220 kV Charrúa – Hualqui
- 1x220 kV Hualqui – Lagunillas

Además, las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias establecidas en la normativa vigente, incluso ante la indisponibilidad de alguna de las líneas anteriormente indicadas. Por lo tanto se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de este análisis.

7.7.2 EVENTUALIDAD 2: SHOCK DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

El presente análisis consiste en medir la reacción del sistema de transmisión base y con las expansiones propuestas en este documento, frente a un eventual shock en los precios de los combustibles.

Como se mencionó en la etapa metodológica, se analizó mediante simulaciones estocásticas variando el precio de combustible durante el año 2022 y el año 2027, de manera independiente, disminuyendo los precios del combustible del GNL en un 70%, generando con esto una modificación en el orden de mérito utilizado para el despacho de operación económica que define el Coordinador Eléctrico Nacional.

Las siguientes tablas muestran los costos operacionales e inversiones y diferencias obtenidos de enfrentar el sistema de transmisión al shock de precios de los combustibles el año 2022 y año 2027, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

En atención a que se incluyen obras en instalaciones zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

¹⁰ Es importante señalar que las subestaciones El Trébol, El Guindo y Hualqui forman parte del plan de Expansión del decreto 418 del Ministerio de Energía.

Tabla 89: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2022

VP Costo Total Millones de US\$	Base			Con Expansión		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Shock	20.924	24.841	24.583	19.202	21.648	21.423
Costo Operacional Con Shock año 2022	20.714	24.631	24.372	19.029	21.475	21.249
Diferencia de Costo Operacional	-210	-210	-211	-173	-173	-173
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2022	36,71	36,72	37,43			

Tabla 90: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2027

VP Costo Total Millones de US\$	Base			Con Expansión		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Shock	20.924	24.841	24.583	19.202	21.648	21.423
Costo Operacional Con Shock año 2027	20.670	24.594	24.346	18.986	21.439	21.222
Diferencia de Costo Operacional	-254	-247	-237	-216	-209	-201
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2027	38,01	38,19	36,66			

La tabla anterior muestra que la variación de los costos operacionales del sistema es similar al caso con expansión, siendo diferente o menor en alrededor de 38 millones de dólares ante el shock analizado dada la expansión. En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión, independiente del shock aplicado, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, otorgándole resiliencia, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya estudiadas.

7.7.3 EVENTUALIDAD 3: ATRASO DE ENTRADA EN OPERACIÓN CENTRAL DE GENERACIÓN

El presente análisis consiste en medir la reacción del sistema de transmisión base y con las expansiones propuestas en este documento, frente al atraso en el ingreso de operación de una central de generación importante.

Como se mencionó en la etapa metodológica, se analizó el atraso de la central de generación Alto Maipo en 5 años mediante simulaciones estocásticas. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos producto del retraso de una central conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

En atención a que se incluyen obras en instalaciones zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 91: Beneficios frente a un atraso de ingreso en operación de Central Alto Maipo

VP Costo Total Millones de US\$	Base			Con Expansión		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Atraso	20.924	24.841	24.583	19.202	21.648	21.423
Costo Operacional Con Atraso	21.263	25.179	24.922	19.513	21.958	21.733
Diferencia de Costo Operacional	339	338	339	311	310	310
Diferencia (Expansión - Base) dado el Atraso	-28,35	-28,52	-29,26			

La tabla anterior muestra que la variación de los costos operacionales del sistema es similar al caso con expansión, siendo diferente o mayor en alrededor de 29 millones de dólares ante el shock analizado dada la expansión. En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión, independiente del shock aplicado, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, otorgándole resiliencia, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya estudiadas.

7.7.4 HIDROLOGÍAS EXTREMAS

El presente análisis consiste en medir la reacción del sistema de transmisión frente a una variación importante en las hidrologías en el futuro. Para estos efectos se han considerado dos eventualidades, la primera utilizando una serie hidrológica extrema seca, es decir, aquella que contenga las cinco hidrologías más secas, y la segunda una serie hidrológica extrema húmeda, aquella que contenga las cinco hidrologías más húmedas. El efecto se analizará considerando el sistema sin proyectos y frente al sistema con las expansiones de transmisión evaluadas económicamente para su ejecución que se han propuesto en este documento.

En primera instancia se mostrarán los resultados obtenidos de enfrentar el sistema de transmisión a la serie hidrológica seca, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso Base y con expansiones. En atención a que se incluyen obras en instalaciones zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 92: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrología Seca

VP Costo Total Millones de US\$	Base			Con Expansión		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Shock	20.924	24.841	24.583	19.202	21.648	21.423
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	23.210	27.108	26.824	21.359	23.746	23.509
Diferencia de Costo Operacional	2.286	2.267	2.242	2.157	2.098	2.087
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-129,45	-169,16	-154,55			

La tabla anterior muestra que la variación de los costos operacionales del sistema es mayor entre 129 y 169 millones de dólares ante la hidrología analizada, dada la expansión. En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión, para la hidrología analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, otorgando resiliencia, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya estudiadas.

Finalmente se mostrarán los resultados obtenidos de enfrentar al sistema a la serie hidrológica húmeda, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso Base y con expansiones.

Tabla 93: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrología Húmeda

VP Costo Total Millones de US\$	Base			Con Expansión		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Costo Operacional Sin Shock	20.924	24.841	24.583	19.202	21.648	21.423
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	19.994	23.792	23.481	18.337	20.711	20.442
Diferencia de Costo Operacional	-930	-1.049	-1.102	-865	-937	-980
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Húmeda	64,88	112,05	121,98			

La tabla anterior muestra que la variación de los costos operacionales del sistema es menor entre 65 y 122 millones de dólares ante la hidrología analizada, dada la expansión. En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión, para la hidrología analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, otorgando resiliencia, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya estudiadas.

7.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

Al realizar la comparación del Riesgo de Transmisión, para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto del Plan de Expansión propuesto respecto a las diferencias monetarias esperadas para cada año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

La Tabla 80 muestra el efecto monetario de reducción del Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario A, Escenario B y Escenario E en el horizonte de planificación.

Tabla 94: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	Escenario A (millones US\$)	Escenario B (millones US\$)	Escenario E (millones US\$)
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	3	2	6
2022	22	46	26
2023	33	102	74
2024	44	184	147
2025	56	206	168
2026	60	177	133
2027	66	319	257
2028	62	292	111
2029	68	269	133
2030	76	340	226
2031	79	437	321
2032	80	410	317
2033	87	460	319
2034	87	511	330
2035	98	523	371
2036	102	575	397
Total actualizado	1.025	4.852	3.336

De la tabla anterior, se verifica que en el Escenario B se producen las mayores disminuciones del índice de Riesgo de Transmisión, producto del Plan de Expansión propuesto. El Escenario A presenta la menor reducción del índice de Riesgo de Transmisión.

De esta forma, el Plan de Expansión propuesto permite contar con una disminución del índice de Riesgo de Transmisión para los tres escenarios considerados en una magnitud tal que justifica y compensa las evaluaciones económicas previamente efectuadas para las obras propuestas, cumpliéndose de esta manera la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común.

8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN.

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

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

8.1 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL

Tabla 95: Presupuestos Obras de Ampliación Nacionales

		Ampliación en S/E Candelaria	Ampliación en S/E Lagunas	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	Aumento de Capacidad de Línea 2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel, Ampliación en
1	Costos Directos	1.342.201	1.982.041	3.261.083	8.542.474	38.289.545
1.1	Ingeniería	186.923	263.142	113.688	285.150	2.066.424
1.2	Instalación de faenas	59.444	44.073	168.749	162.602	1.748.939
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.095.835	1.674.826	2.978.646	8.094.722	34.474.182
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-
2	Costos Indirectos	391.596	401.410	619.015	1.610.720	6.103.121
2.1	Gastos generales y Seguros	67.860	91.634	165.507	412.657	1.359.545
2.2	Inspección técnica de obra	94.006	104.186	123.661	213.313	663.197
2.3	Utilidades del contratista	118.530	177.003	272.507	813.058	3.464.150
2.4	Contingencias	21.082	28.587	57.339	171.692	578.084
2.5	Servidumbre	90.118	-	-	-	38.145
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-
3	Monto Contrato	1.733.797	2.383.450	3.880.098	10.153.194	44.392.666
4	Intereses Intercalarios	62.737	59.110	57.037	194.368	2.336.152
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.796.534	2.442.560	3.937.134	10.347.562	46.728.818

8.2 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA ZONAL

8.2.1 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA B

Tabla 96: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Doble vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	Ampliación en S/E Caldera	Ampliación en S/E Cerrillos	Ampliación en S/E Atacama Kozán	Ampliación en S/E Plantas	Nuevo Transformador en S/E Illapel
1	Costos Directos	5.482.452	1.998.096	2.643.953	635.410	9.266.268	1.448.345
1.1	Ingeniería	119.776	130.091	161.940	56.259	434.447	112.150
1.2	Instalación de faenas	418.771	125.215	165.679	53.118	122.709	72.097
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.943.906	1.742.791	2.316.334	496.299	8.449.848	1.264.098
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	-	29.735	259.264	-
2	Costos Indirectos	997.515	446.471	569.955	285.739	1.830.148	1.804.151
2.1	Gastos generales y Seguros	222.500	82.942	107.159	26.542	345.159	139.658
2.2	Inspección técnica de obra	147.988	124.276	145.754	72.727	269.467	0
2.3	Utilidades del contratista	496.468	179.196	236.003	56.406	854.974	1.648.229
2.4	Contingencias	66.575	22.733	29.851	5.971	94.804	12.674
2.5	Servidumbre	63.984	37.324	51.188	-	-	3.590
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-	124.093	265.744	-
3	Monto Contrato	6.479.967	2.444.567	3.213.908	921.149	11.096.416	3.252.497
4	Intereses Intercalarios	323.998	132.007	173.551	44.050	579.781	162.625
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		6.803.965	2.576.574	3.387.459	965.200	11.676.198	3.415.121

8.2.2 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA C

Tabla 97: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	Tendido segundo circuito Línea Agua Santa - Placilla	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E
1	Costos Directos	2.799.500	1.089.184	1.763.478
1.1	Ingeniería	39.750	51.272	31.728
1.2	Instalación de faenas	-	114.143	462.418
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.759.750	923.769	1.269.331
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	-
2	Costos Indirectos	755.865	195.827	306.692
2.1	Gastos generales y Seguros	335.940	41.115	88.779
2.2	Inspección técnica de obra	0	49.748	38.877
2.3	Utilidades del contratista	279.950	91.754	128.400
2.4	Contingencias	139.975	13.209	50.637
2.5	Servidumbre	-	-	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-
3	Monto Contrato	3.555.365	1.285.011	2.070.169
4	Intereses Intercalarios	116.167	57.636	31.053
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.671.532	1.342.647	2.101.222

		<i>Ampliación en S/E Catemu</i>	<i>Nuevo Transformador en S/E Calera</i>	<i>Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo</i>
1	Costos Directos	1.299.397	1.588.151	350.434
1.1	Ingeniería	94.983	118.984	25.222
1.2	Instalación de faenas	96.635	72.097	108.905
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.016.162	1.397.070	216.308
1.4	Intervención instalación dedicada	91.617	-	-
2	Costos Indirectos	451.042	291.830	36.012
2.1	Gastos generales y Seguros	49.210	51.920	16.027
2.2	Inspección técnica de obra	89.011	81.651	5.995
2.3	Utilidades del contratista	105.463	146.675	9.595
2.4	Contingencias	13.056	11.584	4.375
2.5	Servidumbre	5.308	-	21
2.6	Intervención instalación dedicada	188.994	-	-
3	Monto Contrato	1.750.440	1.879.982	386.447
4	Intereses Intercalarios	78.262	93.999	12.796
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.828.702	1.973.981	399.243

8.2.3 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA D

Tabla 98: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Adecuaciones en S/E El Salto
1	Costos Directos	1.759.692
1.1	Ingeniería	134.847
1.2	Instalación de faenas	130.312
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.494.533
1.4	Intervención instalación dedicada	-
2	Costos Indirectos	243.798
2.1	Gastos generales y Seguros	51.602
2.2	Inspección técnica de obra	30.669
2.3	Utilidades del contratista	147.898
2.4	Contingencias	13.629
2.5	Servidumbre	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-
3	Monto Contrato	2.003.490
4	Intereses Intercalarios	100.175
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.103.665

8.2.4 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA E

Tabla 99: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Aumento de Capacidad en S/E Colchagua	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Túniché: Incorporación de paños de línea	Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Túniché	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, Segmento Tap Rengo - Pelequén
1	Costos Directos	1.365.532	1.306.115	733.389	5.496.813	6.727.526	1.568.760	439.678
1.1	Ingeniería	58.997	58.997	60.891	121.282	225.725	159.314	6.983
1.2	Instalación de faenas	72.097	72.097	102.755	72.097	72.834	172.866	172.642
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.234.438	1.175.022	569.743	5.303.435	6.428.968	1.236.579	260.052
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-	-	-
2	Costos Indirectos	263.525	263.113	106.822	881.238	916.383	300.421	54.076
2.1	Gastos generales y Seguros	51.704	53.726	19.708	209.028	181.712	70.864	12.763
2.2	Inspección técnica de obra	72.107	72.525	24.996	85.914	55.844	76.923	8.893
2.3	Utilidades del contratista	126.378	122.314	58.217	523.708	634.680	130.547	26.299
2.4	Contingencias	13.336	14.547	3.902	62.588	44.147	22.087	6.121
2.5	Servidumbre	-	-	-	-	-	-	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-	-	-
3	Monto Contrato	1.629.057	1.569.228	840.212	6.378.052	7.643.909	1.869.181	493.754
4	Intereses Intercalarios	87.969	84.738	42.288	344.415	412.771	100.936	7.406
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.717.026	1.653.966	882.500	6.722.466	8.056.680	1.970.117	501.160

		Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	Nueva S/E Móvil Región del Maule	Nueva S/E Móvil Región del Biobío y Araucanía	Ampliación en S/E El Manzano	Ampliación en S/E La Esperanza	Ampliación en S/E Negrete
1	Costos Directos	426.118	2.759.750	2.759.750	1.545.958	614.980	1.644.001
1.1	Ingeniería	6.684	39.750	39.750	92.855	61.259	101.778
1.2	Instalación de faenas	170.526	-	-	72.097	72.097	182.153
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	248.908	2.720.000	2.720.000	1.381.006	481.624	1.360.071
1.4	Obras de adecuación a subestaciones	-	-	-	-	-	-
2	Costos Indirectos	51.758	745.133	745.133	282.799	133.227	334.286
2.1	Gastos generales y Seguros	12.216	331.170	331.170	60.107	28.191	76.516
2.2	Inspección técnica de obra	8.512	0	0	62.570	44.555	94.006
2.3	Utilidades del contratista	25.172	275.975	275.975	143.351	52.272	140.497
2.4	Contingencias	5.859	137.988	137.988	16.770	8.208	23.267
2.5	Servidumbre	-	-	-	-	-	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-	-
3	Monto Contrato	477.877	3.504.883	3.504.883	1.828.757	748.207	1.978.288
4	Intereses Intercalarios	7.168	115.449	115.449	91.438	37.410	98.914
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		485.045	3.620.332	3.620.332	1.920.195	785.617	2.077.202

		Nuevo Transformador en S/E Los Angeles	Ampliación en S/E Chivilcán	Ampliación en S/E Monterrico	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Coronel – Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – Panihue y Ampliaciones en S/E Panihue y S/E Lihueimo
1	Costos Directos	1.654.184	1.700.046	2.975.608	473.943	907.497
1.1	Ingeniería	30.558	55.408	222.916	11.803	6.257
1.2	Instalación de faenas	59.444	84.440	553.284	96.635	248.445
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.564.181	1.560.198	2.199.408	365.505	652.795
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-
2	Costos Indirectos	270.274	308.046	453.238	62.866	147.356
2.1	Gastos generales y Seguros	51.078	61.100	97.850	15.620	32.418
2.2	Inspección técnica de obra	49.225	73.595	102.582	11.036	40.243
2.3	Utilidades del contratista	157.946	157.439	227.050	27.091	64.597
2.4	Contingencias	12.026	15.912	25.756	9.118	10.098
2.5	Servidumbre	-	-	-	-	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-	-	-
3	Monto Contrato	1.924.458	2.008.092	3.428.845	536.809	1.054.853
4	Intereses Intercalarios	96.223	100.405	171.442	8.052	48.243
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.020.681	2.108.496	3.600.288	544.861	1.103.096

		Ampliación en S/E Laja	Ampliación en S/E Celulosa Laja	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	Ampliación en S/E Lautaro	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua
1	Costos Directos	449.119	452.841	221.338	1.482.590	4.597.244	820.593
1.1	Ingeniería	69.895	170.986	7.347	109.594	246.906	200.488
1.2	Instalación de faenas	84.750	84.750	167.637	72.097	190.009	59.444
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	294.473	167.370	46.353	1.300.900	4.160.329	560.662
1.4	Intervención instalación dedicada	-	29.735	-	-	-	-
2	Costos Indirectos	103.668	291.672	19.596	315.947	966.980	163.025
2.1	Gastos generales y Seguros	18.849	17.340	3.929	54.230	201.529	32.954
2.2	Inspección técnica de obra	46.567	71.728	7.867	110.870	215.488	59.840
2.3	Utilidades del contratista	33.518	23.849	5.403	138.838	429.299	61.006
2.4	Contingencias	4.734	3.466	2.396	12.008	60.925	9.225
2.5	Servidumbre	-	-	-	-	59.737	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-	175.288	-	-	-	-
3	Monto Contrato	552.786	744.512	240.934	1.798.537	5.564.223	983.618
4	Intereses Intercalarios	27.639	30.460	3.614	89.927	294.184	53.115
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		580.426	774.972	244.548	1.888.464	5.858.407	1.036.734

8.2.5 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA F

Tabla 100: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Ampliación en S/E Valdivia
1	Costos Directos	2.032.158
1.1	Ingeniería	129.778
1.2	Instalación de faenas	230.900
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.671.481
1.4	Intervención instalación dedicada	-
2	Costos Indirectos	372.081
2.1	Gastos generales y Seguros	91.475
2.2	Inspección técnica de obra	81.228
2.3	Utilidades del contratista	170.477
2.4	Contingencias	28.902
2.5	Servidumbre	-
2.6	Intervención instalación dedicada	-
3	Monto Contrato	2.404.240
4	Intereses Intercalarios	120.212
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.524.452

8.3 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA NACIONAL

Tabla 101: Presupuestos Obras Nuevas Nacionales

		Nueva S/E Seccionadora Paríñas 500/220 kV	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV	Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, Energizada en 220 kV
1	Costos Directos	41.749.519	14.891.876	13.833.279	192.034.788	42.869.597
1.1	Ingeniería	1.689.482	665.112	635.086	6.936.231	1.905.629
1.2	Instalación de faenas	1.165.088	172.866	401.520	1.085.419	842.426
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	38.485.648	14.053.899	12.796.673	184.013.138	40.121.542
1.4	Intervención instalación dedicada	409.301	-	-	-	-
2	Costos Indirectos	9.955.910	3.080.814	4.255.654	135.989.390	34.385.441
2.1	Gastos generales y Seguros	1.505.405	1.020.769	689.275	10.360.727	2.239.973
2.2	Inspección técnica de obra	636.476	290.909	455.425	6.269.512	1.576.898
2.3	Utilidades del contratista	3.850.325	1.412.444	1.308.097	18.787.539	4.111.171
2.4	Contingencias	380.615	170.097	461.281	6.766.624	1.411.057
2.5	Servidumbre	3.129.690	186.595	1.341.576	93.804.988	25.046.341
2.6	Intervención instalación dedicada	453.399	-	-	-	-
3	Monto Contrato	51.705.428	17.972.691	18.088.933	328.024.179	77.255.039
4	Intereses Intercalarios	2.605.888	1.137.971	1.084.425	31.263.564	7.243.950
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		54.311.316	19.110.662	19.173.358	359.287.743	84.498.988

		Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likantantaj, Energizada en 220 kV	Nueva Línea HVDC Lo Aguirre N°2 - Kimal N°2	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Pluquenes - Tap Mauro
1	Costos Directos	77.481.302	1.235.504.145	8.687.740
1.1	Ingeniería	2.732.617	48.161.473	500.826
1.2	Instalación de faenas	1.326.775	4.653.808	475.972
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	73.421.910	1.182.688.864	7.419.595
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	291.346
2	Costos Indirectos	22.042.372	463.331.865	5.840.996
2.1	Gastos generales y Seguros	3.710.464	50.927.346	489.258
2.2	Inspección técnica de obra	2.380.494	23.471.280	382.435
2.3	Utilidades del contratista	7.478.497	118.114.422	772.108
2.4	Contingencias	2.374.414	28.970.182	336.781
2.5	Servidumbre	5.934.428	241.848.635	3.628.925
2.6	Intervención instalación dedicada	164.075	-	231.490
3	Monto Contrato	99.523.675	1.698.836.010	14.528.736
4	Intereses Intercalarios	6.100.450	89.166.871	448.396
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		105.624.125	1.788.002.881	14.977.132

8.4 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA ZONAL

8.4.1 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA A

Tabla 102: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La	Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV
1	Costos Directos	8.066.117	11.513.146
1.1	Ingeniería	163.147	555.553
1.2	Instalación de faenas	848.368	274.508
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	7.054.602	10.683.085
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-
2	Costos Indirectos	5.093.322	2.427.951
2.1	Gastos generales y Seguros	489.296	455.542
2.2	Inspección técnica de obra	185.829	304.096
2.3	Utilidades del contratista	719.083	1.075.941
2.4	Contingencias	231.877	130.085
2.5	Servidumbre	3.467.237	274.641
2.6	Intervención instalación dedicada	-	187.647
3	Monto Contrato	13.159.439	13.941.097
4	Intereses Intercalarios	197.392	753.398
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		13.356.831	14.694.495

8.4.2 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA B

Tabla 103: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Kozán	Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV
1	Costos Directos	1.784.245	1.623.408	5.124.807
1.1	Ingeniería	43.655	94.258	188.622
1.2	Instalación de faenas	60.973	164.859	469.541
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.495.038	1.364.291	4.466.644
1.4	Intervención instalación dedicada	184.579	-	-
2	Costos Indirectos	629.492	468.403	1.060.157
2.1	Gastos generales y Seguros	184.581	64.309	228.621
2.2	Inspección técnica de obra	63.185	60.946	197.203
2.3	Utilidades del contratista	150.210	136.571	451.779
2.4	Contingencias	29.443	26.686	70.869
2.5	Servidumbre	42.811	179.891	111.686
2.6	Intervención instalación dedicada	159.261	-	-
3	Monto Contrato	2.413.737	2.091.811	6.184.964
4	Intereses Intercalarios	97.275	112.721	309.248
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.511.012	2.204.532	6.494.212

8.4.3 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA C

Tabla 104: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV
1	Costos Directos	3.044.609
1.1	Ingeniería	132.909
1.2	Instalación de faenas	172.866
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.545.473
1.4	Intervención instalación dedicada	193.361
2	Costos Indirectos	860.339
2.1	Gastos generales y Seguros	122.391
2.2	Inspección técnica de obra	130.070
2.3	Utilidades del contratista	255.423
2.4	Contingencias	36.285
2.5	Servidumbre	63.699
2.6	Intervención instalación dedicada	252.471
3	Monto Contrato	3.904.949
4	Intereses Intercalarios	180.535
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		4.085.484

8.4.4 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA E

Tabla 105: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Nueva LT 1x66kV La Esperanza-El Manzano	Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV
1	Costos Directos	13.053.030	1.956.628	6.887.149
1.1	Ingeniería	642.923	81.632	417.775
1.2	Instalación de faenas	439.521	240.934	653.142
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	11.970.586	1.634.063	5.816.232
1.4	Intervención instalación dedicada	-	-	-
2	Costos Indirectos	5.453.415	1.847.092	1.415.331
2.1	Gastos generales y Seguros	612.441	86.553	283.352
2.2	Inspección técnica de obra	384.079	66.450	275.310
2.3	Utilidades del contratista	1.215.430	164.184	594.161
2.4	Contingencias	309.443	50.920	87.174
2.5	Servidumbre	2.932.023	1.478.985	175.334
2.6	Intervención instalación dedicada	-	-	-
3	Monto Contrato	18.506.445	3.803.720	8.302.480
4	Intereses Intercalarios	1.066.882	64.228	403.705
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		19.573.327	3.867.948	8.706.185

9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS

9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS

A continuación se listan los proyectos que esta Comisión ha analizado en el presente informe y no se incorporan en el plan de expansión.

Tabla 106: Proyectos postergados

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
1	Subestación Los Rulos (subestación seccionadora de la nueva línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV)	Interfiere con la planificación de mediano plazo de esta Comisión, el cual es el seccionamiento de la línea 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico en la futura S/E Nueva Los Vilos, la cual tiene como objetivo ofrecer un punto de evacuación a los proyectos eólicos de la zona.	Nacional
2	Subestación Seccionadora en la Línea troncal existente Maitencillo - Punta Colorada 220kV.	No se requiere en el sistema	Nacional
3	Proyecto Expansión Tx Línea Costera SIC Sur Lagunillas - Ciruelos.	Antecedentes son insuficientes para evaluar el proyecto	Nacional
4	Ampliación Línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada (repotenciamiento de la actual línea 2x220 kV Maitencillo-Punta Colorada (109,2 km))	El proyecto fue analizado considerando generación máxima entre las subestaciones Maitencillo y Pan de Azúcar, mostrándose que el tramo en cuestión opera con criterio N-1, motivo por el cual la obra no es considerada en este plan de expansión.	Nacional
5	Adecuaciones S/E Concepción y seccionamiento Línea 220 kV Charrúa – Hualpén	Con la entrada en servicio de las nuevas subestaciones "El Trébol" y "El Guindo", no se observa pérdida de consumos ni propagación de la falla ante la salida de servicio de la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción	Nacional
6	Nueva Línea Nueva Cautín - Ciruelos 2x500 kV energizada en 220 kV y S/E Nueva Cautín	Se reemplaza por proyecto "Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Cautín - Ciruelos"	Nacional
7	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Entre Ríos	No se requiere en el sistema	Nacional
8	S/E Seccionadora Maitencillo-Punta Colorada 220 kV, Parque Solar Domeyko	De los análisis realizados, la obra presenta beneficios similares al construir una nueva subestación seccionadora en la línea 220 kV Maitencillo – Don Héctor o realizar una nueva línea de transmisión e inyectar la generación de la central en la subestación Maitencillo o Don Héctor. Estos beneficios operacionales son aproximadamente 35 millones de dólares y no logran cubrir la inversión, la que en promedio es de 93 millones de dólares.	Nacional
9	Tendido segundo circuito línea Cerro Dragón - Cóndores 110kV	De acuerdo al registro de fallas, la línea 1x110 kV Cóndores - Cerro Dragón no presenta desconexiones intempestivas en los últimos 5 años. En este contexto, el costo de falla de corta duración para esta línea no justifica económicamente la obra de respaldo "Tendido segundo circuito línea Cerro Dragón - Cóndores 110kV"	Zonal A
10	Ampliación S/E Alto Hospicio 110kV	No se requiere en el sistema. Flujos muestran que existe suficiencia en líneas de 110 kV de la zona en todo el horizonte.	Zonal A
11	Nueva línea Pukará – Arica 66kV	Tomando en cuenta la demanda máxima proyectada para la subestación Pukará, no se observan problemas de suficiencia en la línea 1x66 kV Parinacota - Pukará hasta el año 2037. Por otro lado, el registro de falla muestra una desconexión intempestiva de la línea 1x66 kV Parinacota - Pukará	Zonal A

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
		con una duración menor a 6 minutos, y por lo tanto el Costo de Falla de Corta Duración no justifica económicamente la obra de respaldo "Nueva línea Pukará – Arica 66kV"	
12	Derivación línea 66kV CD Arica – Arica, en S/E Chinchorro	Tomando en cuenta la demanda máxima proyectada para la subestación Chinchorro, no se observan problemas de suficiencia en la línea 1x66 kV Parinacota - Chinchorro hasta el año 2037. Por otro lado, el registro de falla no muestra desconexiones intempestivas de la línea 1x66 kV Parinacota - Chinchorro, y por lo tanto el Costo de Falla de Corta Duración no justifica económicamente la obra de respaldo "Derivación línea 66kV CD Arica – Arica, en S/E Chinchorro"	Zonal A
13	Nueva línea 66kV Parinacota – Quiani	Tomando en cuenta la demanda máxima proyectada para la subestación Quiani, no se observan problemas de suficiencia en la línea 1x66 kV Parinacota - Quiani hasta el año 2037. Por otro lado, el registro de falla muestra un tiempo esperado de indisponibilidad aproximado de una hora por año. En este contexto, el costo de falla de corta duración no justifica económicamente la obra de respaldo "Nueva línea 66kV Parinacota – Quiani"	Zonal A
14	PE17-05 SE La Portada: Seccionamiento LT 1x110 kV Antofagasta-Mejillones.	No se requiere en el sistema. Nueva S/E Guardiamarina redistribuye cargas en S/E La Portada y S/E Centro	Zonal A
15	PE17-07 SE Tap La Negra: Seccionar LT 1x110kV Antofagasta-Altonorte.	Se reemplaza por proyecto "S/E Seccionadora Nueva La Negra"	Zonal A
16	PE17-04 SE Alto Molle: Nueva subestación 110/13,8kV 30MVA.	No se requiere en el sistema. Capacidad de transformación es suficiente para abastecer la demanda de la zona	Zonal A
17	LT 1x110 kV Antofagasta - Esmeralda	No se requiere en el sistema. Nueva S/E Guardiamarina redistribuye cargas en la zona	Zonal A
18	Nueva Línea 1x220 kV O'Higgins – Esmeralda	De acuerdo al registro de fallas, la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda presenta un tiempo esperado de indisponibilidad aproximado de 15 minutos por año. En este contexto, el costo de falla de corta duración para esta línea no justifica económicamente la obra de respaldo "Nueva Línea 1x220 kV O'Higgins – Esmeralda"	Zonal A
19	PE17-02 LT 1x110kV Cóndores-Alto Hospicio: Nueva LT 110kV.	Tomando en cuenta la demanda proyectada para las subestaciones Alto Hospicio y Cerro Dragón en el período de análisis, no se observan problemas de suficiencia en la línea 1x110 kV Cóndores - Alto Hospicio al menos hasta el año 2030	Zonal A
20	PE17-08 LT 1x110kV Esmeralda - Centro: Nueva LT 1x110 kV Esmeralda - Centro.	Tomando en cuenta la demanda proyectada para la subestación Centro en el período de análisis, no se observan problemas de suficiencia en la línea 1x110 kV Esmeralda - Centro al menos hasta el año 2030	Zonal A
21	Ampliación S/E Dolores	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal A
22	Línea 1x110 kV Pozo Almonte - Cóndores	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal A
23	SE Alto del Carmen: Instalación nuevo transformador 110/13,8 kV 10 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
24	SE Galleguillos-LT Copayapu-Galleguillos: Instalación nuevo transformador 220/110kV 75 MVA- Transformar LT de 110kV a 220kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal B
25	SE El Edén: Instalación nuevo transformador 110/13,8 kV 15 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
26	SE Plantas: Instalación nuevo transformador 110/13,8 kV 30 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
27	SE Los Loros: Instalación nuevo transformador 110/23 kV 30 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
28	SE Caldera: Instalación nuevo transformador 110/23 kV 15 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
29	LT 1x110kV Plantas-Paipote: Nueva LT 1x110kV Plantas-Paipote	Se reemplaza por el conjunto de proyectos "Cardones CNE"	Zonal B
30	SE Damascal 110/23kV: Nueva SE Damascal 110/23kV 30 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
31	SE Vicuña: Instalación nuevo transformador 110/23kV 15 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
32	SE Socos: Nueva SE Socos 220/110kV 75 MVA	Mediante evaluación económica no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
33	SE La Ligua: Nueva SE La Ligua 110/23kV 30 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
34	Adecuaciones S/E Diego de Almagro 220 kV	<p>* La SEC ordenó a Transelec presentar un plan de normalización de la conexión de los autotransformadores, en la Ord 08310 / Acc 1334977 / Doc 1133428 del 30 de Junio de 2016</p> <p>* No se observa necesidad de mover el paño de la línea 1x220 kV Carrera Pinto - Diego de Almagro a la barra 2 de 220 kV en la subestación Diego de Almagro, pues la falla severidad 9 en la barra 1 de 220 kV en la subestación Diego de Almagro no se propaga a otras instalaciones.</p> <p>* No se observa una propagación de la falla en caso de la salida de servicio de la barra 1 220 kV en la S/E Diego de Almagro.</p>	Zonal B
35	Nueva Línea 1x110 kV Cardones-Copiapó	No se requiere en el sistema. Análisis muestran que existe suficiencia en el sistema de transmisión	Zonal B
36	Adecuaciones S/E Cardones 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la obra de respaldo "Adecuaciones S/E Cardones 110 kV"	Zonal B
37	Nueva línea 1x110 kV Maitencillo-Vallenar	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal B
38	Adecuaciones S/E Maitencillo 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la obra de respaldo "Adecuaciones S/E Maitencillo 110 kV"	Zonal B
39	Adecuaciones S/E Pan de Azúcar 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la obra de respaldo "Adecuaciones S/E Pan de Azúcar 110 kV"	Zonal B
40	Adecuaciones S/E Quillota 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la obra de respaldo "Adecuaciones S/E Quillota 110 kV"	Zonal B
41	Normalización S/E Cardones, Patio 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la	Zonal B

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
		obra de respaldo "Adecuaciones S/E Cardones 110 kV"	
42	Normalización S/E Maitencillo, Patio 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la obra de respaldo "Adecuaciones S/E Maitencillo 110 kV"	Zonal B
43	Normalización S/E Pan de Azúcar, Patio 110 kV	Tomando en cuenta que la probabilidad de falla en barra es pequeña y el perfil de demanda esperada para el año 2021, no se justifica económicamente la obra de respaldo "Adecuaciones S/E Pan de Azúcar 110 kV"	Zonal B
44	LT Copayapu-Tierra Amarilla 1x110kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor de AAAC Alliance a AAAC Flint	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal B
45	Nueva LT Bosquemar - Reñaca (Anillo)	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
46	REFUERZO LT LAGUNA VERDE - TAP ALGARROBO	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
47	REFUERZO LT SAN ANTONIO - TAP ALGARROBO	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
48	Segundo Circuito Chagres - Catemu	Se reemplaza por proyectos "Ampliación en S/E Catemu" y "Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV"	Zonal C
49	Segundo Circuito LT Calera - Melón	Por suficiencia, no se detectan problemas hasta el año 2024 y la evaluación por costo de falla de corta duración no justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
50	Segundo Circuito Tap Quintay - S/E Quintay	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
51	LT Nueva SE Casablanca - Nueva SE La Pólvora	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
52	LT Agua Santa - Nueva SE La Pólvora	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
53	LT Alto Melipilla - Nueva SE Casablanca	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
54	Nueva SE Casablanca 220-66 kV	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
55	Nueva SE La Pólvora 220-110 kV	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
56	Nueva SE Rinconada 110-23-12 kV	No se requiere en el sistema	Zonal C
57	Nueva SE Ritoque 220-12 kV	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
58	Seccionamiento Tap Quintay	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
59	Tap-Off Embalse El Melón y nueva LT 44kV Tap-Off Embalse El Melón - El Melón	Por suficiencia, no se detectan problemas hasta el año 2024 y la evaluación por costo de falla de corta duración no justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
60	Tap-Off Lo Campo 110-44 kV y LT 44 kV Tap-off Lo Campo - Catemu	Se reemplaza por proyectos "Ampliación en S/E Catemu" y "Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV"	Zonal C
61	Aumento Capacidad SE El Melón	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
62	Aumento Capacidad SE Peñablanca	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
63	Aumento Capacidad SE Placeres	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
64	Aumento Capacidad SE Quintay	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
65	Aumento Capacidad SE San Sebastian	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
66	Normalización S/E Agua Santa, Patio 220 y 110 kV	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
67	Normalización S/E Alto Melipilla, Patio 220 y 110 kV	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
68	Nueva S/E Seccionadora San Rafael 110 kV.	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal C
69	Nuevo transformador en S/E Playa Ancha 110/012 kV, 30MVA	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C
70	Nuevo transformador en S/E San Felipe 110/044 kV, 30MVA	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C
71	Aumento de capacidad del tramo Tap Pachacama – La Calera 2x110 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C
72	Aumento de capacidad del tramo Ventanas – Torquemada 2x110 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C
73	Aumento capacidad SE San Pedro	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal C
74	Ampliación S/E Tap Pachacama 110 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C
75	Repotenciamiento de Línea 2x110 kV Aconcagua - Esperanza, tendido segundo circuito Las Vegas - Esperanza y bypass Línea Aconcagua - Esperanza	Se reemplaza por proyecto "Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Panquehue"	Zonal C
76	Aumento de capacidad del tramo Tap Placeres - Placeres 2x110 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal C
77	PE17-23 SE Padre Hurtado: Instalación nuevo transformador 110/12kV 30MVA.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal D
78	PE17-28 SE Nos: Nueva 110/23kV 30MVA y 110/12kV 50MVA.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal D
79	Ampliación de S/E La Ermita: Instalación de Nuevo transformador de 25 MVA	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal D
80	Ampliación S/E Lampa: Instalación de Nuevo Transformador de 50 MVA + Celdas	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal D
81	Nueva Línea Subterránea 110 kV: S/E Vitacura - Nueva S/E Providencia	Debido al emplazamiento, ubicación y necesidades del proyecto y en base a las dificultades en su factibilidad, respecto de su ejecución efectiva en tiempo y forma, se pospone el presente proyecto.	Zonal D
82	Nueva S/E Providencia: Capacidad Inicial 50 MVA	Debido al emplazamiento, ubicación y necesidades del proyecto y en base a las dificultades en su factibilidad, respecto de su ejecución efectiva en tiempo y forma, se pospone el presente proyecto.	Zonal D
83	Aumento de capacidad del tramo Punta Peuco - Batuco 2x110 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal D
84	Nuevo seccionamiento S/E Punta Peuco 110 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal D
85	S/E El Peral 110/12 kV: Nueva subestación de 2x30 MVA	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal D
86	Paño de 110 kV de respaldo para el transformador 220/110 kV de S/E Maipo	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal D
87	SE Maria Pinto: Nueva subestación 110/13,8kV 15MVA.	No se requiere en el sistema	Zonal E
88	Normalización S/E Concepción, Patio 220 y 154 kV	Con la incorporación de las subestaciones El Guindo y El Trébol y, posteriormente las subestaciones Dichato y Hualqui, la contingencia en la barra mencionada no	Zonal E

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
		es propagada, motivo por el cual la obra no es considerada en este plan de expansión	
89	Normalización S/E Hualpén, Patio 154 kV	Con la incorporación de las subestaciones El Guindo y El Trébol, la contingencia en la barra mencionada es solo propagada a los consumos de la subestación Petropower. Si la barra es seccionada, la contingencia en la sección donde se conecta la S/E Petropower, también se dejará de abastecer los consumos mencionados. De esta forma, la obra no aumenta la seguridad del sistema, motivo por el cual no es considerada en este plan de expansión	Zonal E
90	SE Chimbarongo: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
91	Tap La Paloma: Transformar actual Tap La Paloma en SE seccionadora.	Se reemplaza por proyecto "Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua"	Zonal E
92	PE17-34 SE Punta de Cortés: Seccionamiento LT 2x154 kV.	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal E
93	Crecimiento Demanda SE Lautaro – SE Pillanlelún	Antecedentes son insuficientes para evaluar el proyecto	Zonal E
94	LT Quinta de Tilcoco - Loreto: Nueva LT 1x66kV Quinta de Tilcoco-Loreto.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
95	SE Chumaquito: Instalación nuevo transformador 66/15kV 30 MVA.	La subestación no presenta problemas de suficiencia hasta el año 2027 y la evaluación por costo de falla de corta duración no justifica la obra	Zonal E
96	SE Hualte: Instalación nuevo transformador 66/33kV 15MVA	La subestación no presenta problemas de suficiencia hasta el año 2030 y la evaluación por costo de falla de corta duración no justifica la obra, considerando que se cuenta con un equipo de reserva en frío de 5 MVA.	Zonal E
97	SE Quella 66/13,8 kV 15MVA: Construcción nueva Subestación	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
98	SE Chiguayante: Instalación nuevo transformador 66/15kV 15MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
99	Hualañé: Instalación nuevo transformador 66/13,8kV 5MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
100	SE. Alto del Río	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
101	Tap Off Alto del Río	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
102	SE Los Batros	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
103	Tap Off Los Batros	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
104	Subestación Cholguán - Instalación transformador de respaldo 220/13,2 kV 30 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
105	SE Parral Norte	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
106	Tap Off Parral Norte	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
107	LT Monterrico - Cocharcas: Refuerzo de la LT 1x66kV.	Al considerar demanda máxima coincidente en la zona de estudio, se aprecia que no existen problemas de suficiencia en todo el horizonte de planificación, por lo que la obra no es considerada en este plan de expansión.	Zonal E
108	LT San Vicente - Talcahuano: Nuevo circuito de 154kV.	Al considerar demanda máxima coincidente en la zona de estudio, se aprecia que la zona cuenta, tras realizar algunas maniobras operacionales, con criterio N-1 hasta el año 2027, motivo por el cual la obra no es considerada en este plan de expansión.	Zonal E
109	S/E Nueva Chillán	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal E
110	Adecuaciones S/E Hualpén 154 kV	Con la incorporación de las subestaciones El Guindo y El Trébol, la contingencia en la barra mencionada es solo propagada a los consumos de la subestación Petropower. Si la barra es seccionada, la contingencia en la sección donde se conecta la S/E Petropower, también se dejará de abastecer los consumos mencionados. De esta forma, la obra no aumenta la seguridad del sistema, motivo por el cual no es considerada en este plan de expansión	Zonal E
111	PE17-41 SE Monterrico: Seccionamiento LT 1x154kV Charrúa-Parral	Al analizar la zona no se observaron problemas de suficiencia en la línea mencionada y la energización en 220 kV no tendrá mejoras en la seguridad de la zona, por lo que la obra no es considerada en este plan de expansión.	Zonal E
112	PE17-43 LT Parral - Cauquenes: Nueva LT 1x66kV Parral-Cauquenes	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal E
113	LT Maule - Talca y Maule - San Miguel - Talca 66 kV: Aumento de capacidad de Transmisión	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc	Zonal E
114	SE Cumpeo-LT Camarico - Cumpeo: Nueva SE Cumpeo 66/15kV 15MVA - Nueva LT1x66kV Camarico-Cumpeo	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
115	SE Chanco-LT La Vega-Chanco: Nueva SE Chanco 66/23kV 15MVA - Nueva LT1x66kV La Vega-Chanco	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
116	SE Vilches-LT1 Chiburgo - Vilches: Nueva SE Vilches 66/13,8kV 15MVA - Nueva LT1x66kV Chiburgo-Vilches	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
117	LT Coronel - Arenas Blancas: Refuerzo de la LT 1x66kV	Al considerar demanda máxima coincidente en la zona de estudio, se aprecia que no existen problemas de suficiencia hasta el año 2026 y que la zona presenta un respaldo de 30 MVA desde la S/E Loma Colorada, por lo que la obra no es considerada en este plan de expansión.	Zonal E
118	Subestación Yumbel 66/23 kV 16MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
119	Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Ancoa – Panimávida en S/E Colbún	Este proyecto podría imponer restricciones operativas para la generación de las centrales de pasada de la zona, con el objetivo de no sobrecargar el transformador 220/66/13,8 kV en la S/E Colbún. Las centrales afectadas serían la central Chiburgo, San Clemente y la central de embalse Ancoa, la cual tiene su punto de conexión en la línea 1x66 kV Linares – Panimávida. Por lo antes mencionado, la obra propuesta no es considerada en este plan de expansión.	Zonal E
120	Ampliación en S/E Colbún	Al no considerar el proyecto "Seccionamiento de la línea 1x66 kV Ancoa – Panimávida en S/E Colbún", no es necesario realizar ampliaciones en la S/E Colbún, y por lo tanto, esta obra no es considerada en el plan de expansión	Zonal E

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
121	Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Panimávida – Linares en S/E Chacahuín	Al no considerar el proyecto “Seccionamiento de la línea 1x66 kV Ancoa – Panimávida en S/E Colbún”, no es necesario seccionar la línea 1x66 kV Panimávida – Linares, y por lo tanto, esta obra no es considerada en el plan de expansión.	Zonal E
122	Ampliación en S/E Chacahuín	Al no considerar el proyecto “Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Panimávida – Linares en S/E Chacahuín”, no es necesario realizar ampliaciones en la S/E Chacahuín, y por lo tanto, esta obra no es considerada en el plan de expansión	Zonal E
123	SE Parral: Instalación nuevo transformador 154/66kV 75 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
124	P17-20 LT Maule - Talca y Maule - San Miguel - Talca 66 kV: Aumento de capacidad de Transmisión con cambio de conductor aluminio AAAC Butte a ACCC Helsinki	Proyecto decretado en proceso Zonal Adhoc.	Zonal E
125	SE Chocalán 66/13,2kV: Instalación nuevo transformador de 15MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
126	SE Ranguilí 66/13,8 kV: Reemplazo Transformador N°1 por nuevo de 15 MVA.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
127	SE Mandinga 66/13,2kV: Reemplazo transformador de 8 por nuevo de 15 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
128	SE Cachapoal 66/15kV,Intalación nuevo transformador de 30MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
129	LT Victoria - Collipulli 66kV: Aumento de la capacidad de transmisión con cambio de conductor Cu 1/0 a AAAC Cairo	No se observa necesidad de ampliar la capacidad de la línea, pues opera como respaldo a la línea 1x66 kV Collipulli - Angol. Adicionalmente, se proyecta que la demanda máxima en la S/E Collipulli es de aproximadamente 12 MW al año 2037, por lo que la línea podría abastecer la demanda en esta subestación cumpliendo criterio de suficiencia hasta al menos ese año	Zonal E
130	S/E Galvarino 66/13,2 kV; 16 MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
131	LT Coronel - Arenas Blancas 66 kV: Aumento de capacidad de Transmisión	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
132	Línea de transmisión en 33 KV en sector Pinto-Coihueco	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal E
133	LT Fátima - Buin N°1: Aumento de capacidad de transmisión a través de conectar tramo LT Buin-estructura 103, con cable aislado 66 kV 1x630 mm2 (67 MVA) de aprox. 2 km	No se requiere en el sistema en el mediano plazo.	Zonal E
134	LT Portezuelo - Marchigüe 1x66 kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor AAAC Cairo a ACCC Helsinki	No se requiere en el sistema en el mediano plazo.	Zonal E
135	LT San Fernando - La Ronda 1x66 kV: Aumento de Capacidad de transmisión con cambio de conductor Cu 2/0 a ACCC Helsinki	No se requiere en el sistema en el mediano plazo.	Zonal E
136	LT Punta de Cortés - Lo Miranda 1 - 66 kV: Aumento de capacidad de transmisión con cambio de conductor Cu N°2 a AAAC Butte	No se requiere en el sistema en el mediano plazo.	Zonal E
137	LT Temuco - Pumahue N°1: Refuerzo de la LT 1x66kV.	Al considerar demanda máxima coincidente en la zona de estudio, se aprecia que no existen problemas	Zonal F

N°	Proyecto	Motivo de No Recomendación	Sistema
		de seguridad hasta el año 2024, por lo que la obra no es considerada en este plan de expansión.	
138	SE Gorbea: Instalación nuevo transformador 66/23kV 10MVA.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
139	SE Pucón: Instalación nuevo transformador 66/23kV 30MVA.	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
140	Proyecto Barros Arana	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
141	Licán Ray 1	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
142	Licán Ray 2	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
143	SUBESTACIÓN PANGUIPULLI-SECCIONAMIENTO COMPLETO CTO. N°1 LÍNEA 66KV PULLINQUE-LOS LAGOS	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
144	INSTALACIÓN 2° TRANSFORMADOR EN SUBESTACIÓN PILAUCO	Considerando que el equipo existente es un banco de transformadores monofásicos con conexión automatizada de la unidad de reserva, el tiempo de indisponibilidad del equipo debiese ser pequeño. Además, los futuros transformadores en S/E Llolelhue y la generación de la central Pilmaiquén permitirían que, al año 2021, el 90% del tiempo no se produzcan desconexiones de carga ante la contingencia señalada, motivos por los cuales la obra no es considerada en este plan de expansión.	Zonal F
145	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN RAHUE	Debido a que se posterga la obra de expansión "Nuevo transformador en S/E Pilauco", no es necesario ampliar la S/E Rahue	Zonal F
146	SUBESTACIÓN LOS MUERMOS 110/23KV 16MVA	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
147	Lago Ranco	Mediante evaluación por costo de falla de corta duración no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión.	Zonal F
148	Aumento de capacidad tramo Barro Blanco - Purranque (sector Caipulli) 2x066 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal F
149	Nueva S/E Cardonal 220/023 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal F
150	Nueva S/E Puente Arenas 066/023 kV	No se requiere en el sistema en el mediano plazo	Zonal F

10 ANEXO 2: VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

10.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

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

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

10.1.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE VALORIZACIÓN

I. Listas de equipos, materiales y elementos constructivos base

El primer grupo contiene las siguientes categorías:

i. Lista de Materiales Base

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

- Accesorios de Líneas
- Aisladores
- Alumbrado Exterior
- Armarios Protección, Control y Comunicaciones
- Cables de Control
- Cables de Guardia
- Cables de Poder
- Conductores Desnudos
- Conectores
- Desconectores
- Dispositivos Protección, Control y Medida
- Equipos Compensación Reactiva
- Herrajes y Ferretería
- Interruptores de Poder
- Malla de Tierra
- Materiales Obras Civiles
- Materiales Eléctricos Varios
- Pararrayos
- Servicios Auxiliares Unitarios

-
- Transformadores de Corriente
 - Transformadores de Poder
 - Transformadores de Potencial
 - Materiales Rellenos
 - Materiales Cierros
 - Materiales Varios
 - Estructuras Altas Subestaciones
 - Estructuras Líneas de Transmisión
 - Equipos y Materiales Varios
 - Cadenas Aisladores
 - Malla de Puesta a Tierra Subterránea SSEE
 - Servicios auxiliares SSEE
 - Canalizaciones Comunes SSEE
 - Movimiento de Tierras y Camino Interiores SSEE
 - Cierros SSEE
 - Caminos de Acceso Líneas Transmisión
 - Malla de Puesta a Tierra Aérea SSEE

ii. Listado de Estructuras

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

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

iii. Parámetros del Modelo

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

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

iv. Listado de Fundaciones

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

Los elementos componentes considerados en las fundaciones son los siguientes:

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

v. Lista de Cables de Control.

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

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

vi. Control y Protecciones

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

vii. Conexiones de Potencia y Puesta a tierra.

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

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

viii. Materiales del Módulo Eléctrico.

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

- Cadenas de aisladores
- Malla de puesta a tierra subterránea
- Servicios auxiliares

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

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

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

ix. Materiales del Módulo Civil.

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

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

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

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

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

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

II. Cuadrillas de Montaje

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

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

- Cuadrillas de Montaje Materiales Base
- Cuadrillas de Conexionado Potencia y Puesta Tierra
- Cuadrillas de Módulo Eléctrico
- Cuadrillas de Módulo Civil.

III. Costos de Montaje

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

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

- Costo de Montaje de Materiales Base.
- Costo de Montaje de Estructuras
- Costo Montaje de Fundaciones
- Costo Montaje Cables de Control
- Costo Montaje Control y Protecciones.
- Costo Montaje Conexiones de potencia y Puesta Tierra.
- Costo Montaje Módulo Eléctrico
- Costo Montaje Civil

IV. Módulos de Costos Equipos e Instalaciones

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

Las hojas de este grupo son las siguientes:

i. Costos de Módulos Equipos de Subestación

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

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

ii. Costo de Módulos Estructuras Subestación.

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

iii. Costo de Módulos Instalaciones Comunes.

a) Módulos Instalaciones Comunes de SE

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

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

b) Módulos Instalaciones Comunes de Patio

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

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

iv. Costo de Módulos de Estructuras de Líneas de Transmisión

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

V. Módulos Integrados

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

Las hojas de este grupo son las siguientes:

i. Módulos integrados de paños subestación

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

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

ii. Módulos integrados módulo ingeniería.

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

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

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

- Ingeniería Básica
 - a) Especificaciones técnicas de equipos
 - b) Proyecto ingeniería básica eléctrica
 - c) Proyecto ingeniería básica civil

- Ingeniería de Detalles
 - a) Ing Detalle Eléctrica. Planos
 - b) Ing Detalle Eléctrica. Memorias cálculo y documentos
 - c) Ing Detalle Civil. Planos
 - d) Ing Detalle Civil. Memorias cálculo y documentos
 - e) Ing Detalle Prot y Cont. Planos
 - f) Ing Detalle Prot y Cont. Memorias cálculo y documentos

- Revisión Ingeniería

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

iii. Módulo Integrado de Instalación de Faenas.

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

iv. Módulo Integrado de Pruebas y Puesta en Servicio.

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

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

v. Módulo Integrado de Inspección Técnica de Obras.

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

vi. Módulo Integrado de Instalaciones Comunes.

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

vii. Módulo Integrado de Equipos Mayores.

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

- Módulos de compensación reactiva
- Módulos de transformadores

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

VI. Visualización de Resultados

Por cada proyecto valorizado se entrega el siguiente cuadro resumen:

<i>TÍTULO DEL PROYECTO</i>		<i>Miles de USD</i>
1	Costos Directos	(1.1+1.2+1.3+1.4)
1.1	Ingeniería	\$
1.2	Instalación de Faenas	\$
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	\$
1.4	Intervención de Instalaciones dedicadas	\$
2	Costos Indirectos	(2.1+2.2+2.3+2.4+2.5+2.6)
2.1	Gastos Generales y Seguros	\$
2.2	Inspección Técnica de Obra	\$
2.3	Utilidades del Contratista	\$
2.4	Contingencias	\$
2.5	Servidumbre	\$
2.6	Intervención de Instalaciones dedicadas	\$
3	Monto Contrato	(1+2)
4	Intereses Intercalarios	\$
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	(3+4)

10.1.2 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES UTILIZADAS

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

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

I. Estructuras

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

II. Fundaciones

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

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

III. Cables de Control

Se utilizan los tipos de cable de mayor uso y la cantidad de cable se dimensiona a partir de planos típicos de ingeniería de detalles. Para determinar la longitud de cables, se realiza una

estimación de la distancia media de recorrido a través de ductos y canaletas entre el equipo y el punto de llegada en la casa de control.

IV. Control y Protecciones

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

V. Cuadrillas de Montaje

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

VI. Rendimientos de Montaje y Construcción

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

VII. Características del Terreno

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

VIII. Malla de Tierra

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

IX. Ingeniería

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

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

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

X. Instalación de Faenas

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

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

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

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

XI. Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

XII. Inspección Técnica de Obras

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

10.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

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

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

10.1.4 PRECIOS UNITARIOS

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

10.1.5 CÁLCULO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS.

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

El Valor de Inversión obtenido con la valorización se desglosa en sus componentes principales, incluyendo los costos indirectos que se reparten a prorrata. Cada componente de costo

principal se distribuye en sus elementos de costos, mediante una estimación porcentual de cada uno de ellos.

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

11 ANEXO 3: ESTABILIDAD DE SISTEMA HVDC

El análisis eléctrico complementario realizado al nuevo sistema HVDC Centro – Norte se realizó para los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Transferencia de 1500 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Lo Aguirre hacia la subestación Kimal.
- Escenario 2: Transferencia de 1500 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Kimal hacia la subestación Lo Aguirre.
- Escenario 3: Transferencia de 2300 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Lo Aguirre hacia la subestación Kimal.
- Escenario 4: Transferencia de 2300 MW a través del enlace HVDC desde la subestación Kimal hacia la subestación Lo Aguirre.

Para cada escenario, se simularon cortocircuitos en líneas del sistema de transmisión. Para cada cortocircuito, se supuso que el tiempo de despeje es de 120 ms (6 ciclos), atendiendo al tiempo máximo de despeje de fallas en líneas con tensión superior a 200 kV (Artículo 5-45 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente).

Las contingencias simuladas para la condición de operación son las siguientes:

- Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre.
- Cortocircuito en el circuito 1 de la línea 2x500 kV Los Changos – Kimal.
- Cortocircuito en el Polo Negativo del enlace HVDC.

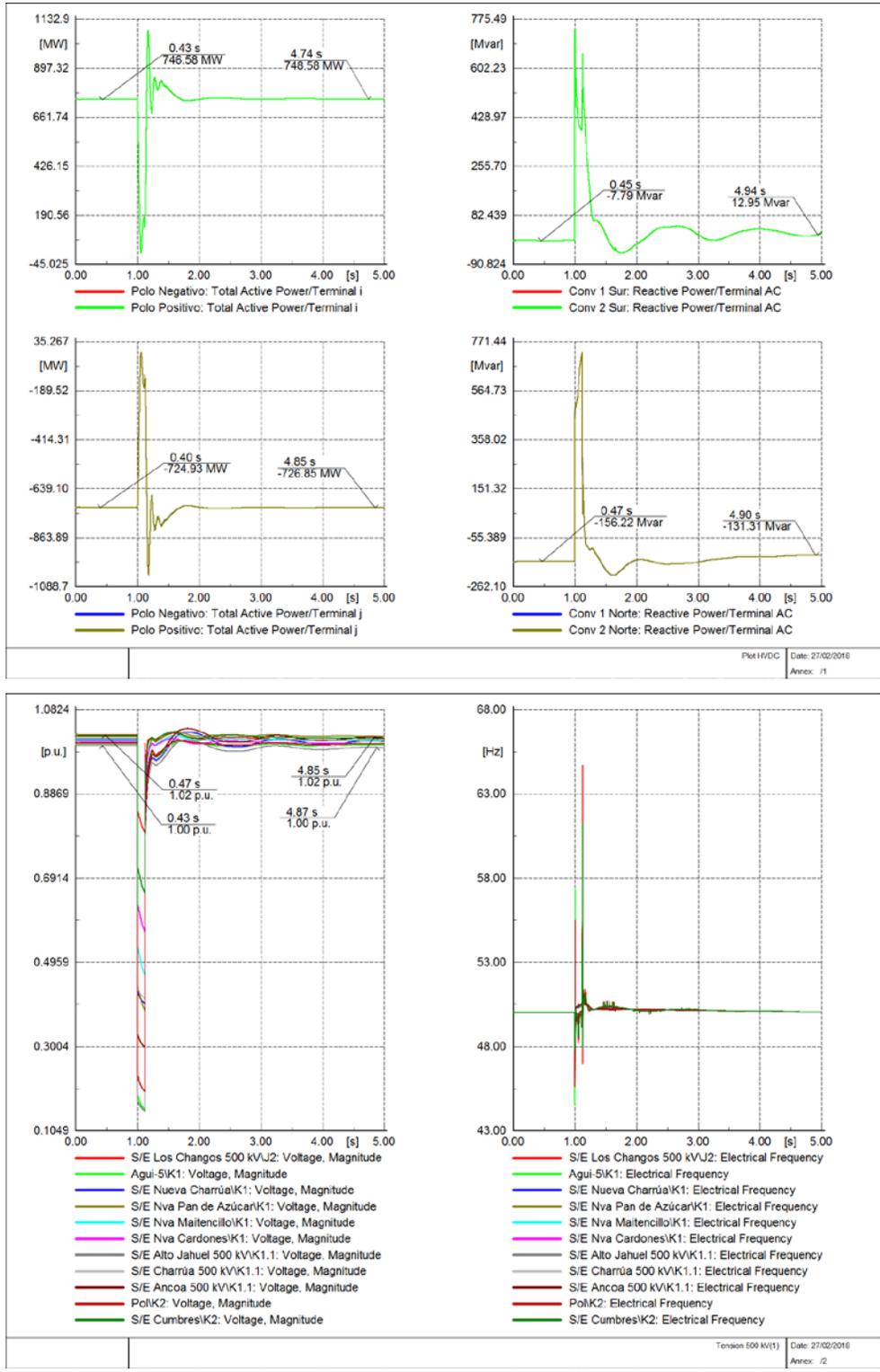
Los resultados obtenidos en el presente análisis muestran que el enlace HVDC permite al sistema operar con seguridad y resiliencia. Por lo tanto, desde el punto de vista de la seguridad del sistema, se recomienda la puesta en servicio de esta obra de expansión.

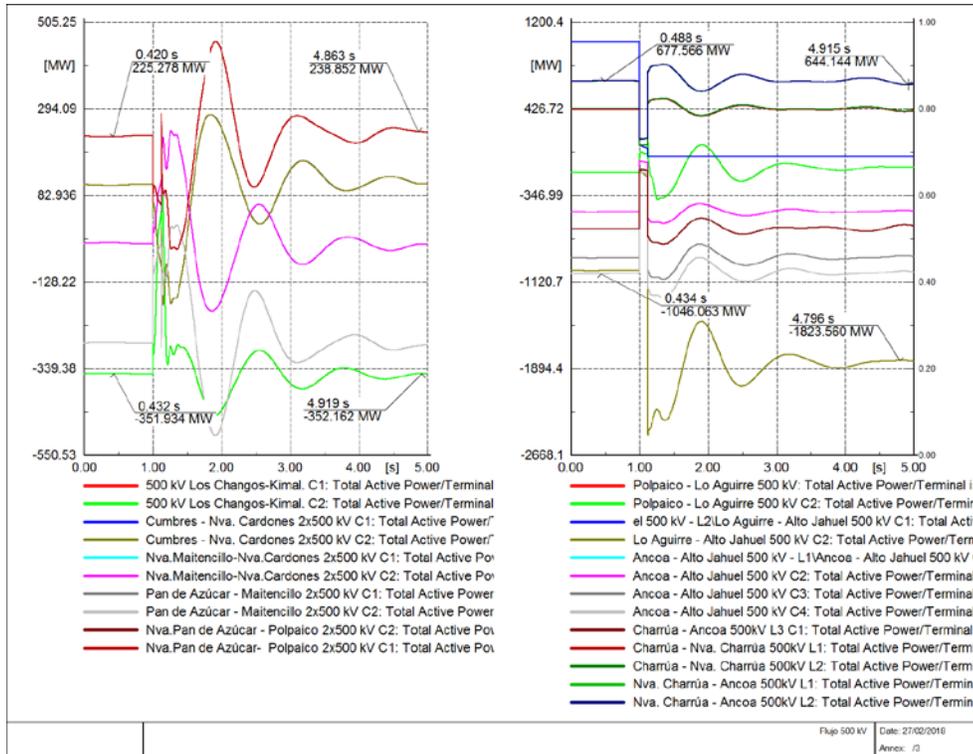
Por su parte, los estudios realizados por Manitoba Hydro International (MHI) muestran que, de ubicarse la subestación convertora en una nueva subestación de 500 kV, seccionando los cuatro circuitos entre las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa, es posible la operación del sistema, cumpliendo criterios de seguridad, resiliencia y calidad de servicio para escenarios y contingencias equivalentes a las presentadas en este Anexo.

De estos análisis realizados por MHI se destaca la existencia de un control de potencia activa para las convertoras HVDC, que asegura que en caso de salida de servicio de un polo, el otro polo elevará su transferencia de potencia activa a 1500 MW. Esto tiene como consecuencia que, ante la salida de servicio de un polo, parte de su potencia activa será transferida al monopolo en servicio y el resto será transferido al sistema AC paralelo, no necesitando eventualmente un N-1 estricto en el enlace HVDC. Adjunto al presente anexo, se incluye minuta con lo mencionado previamente.

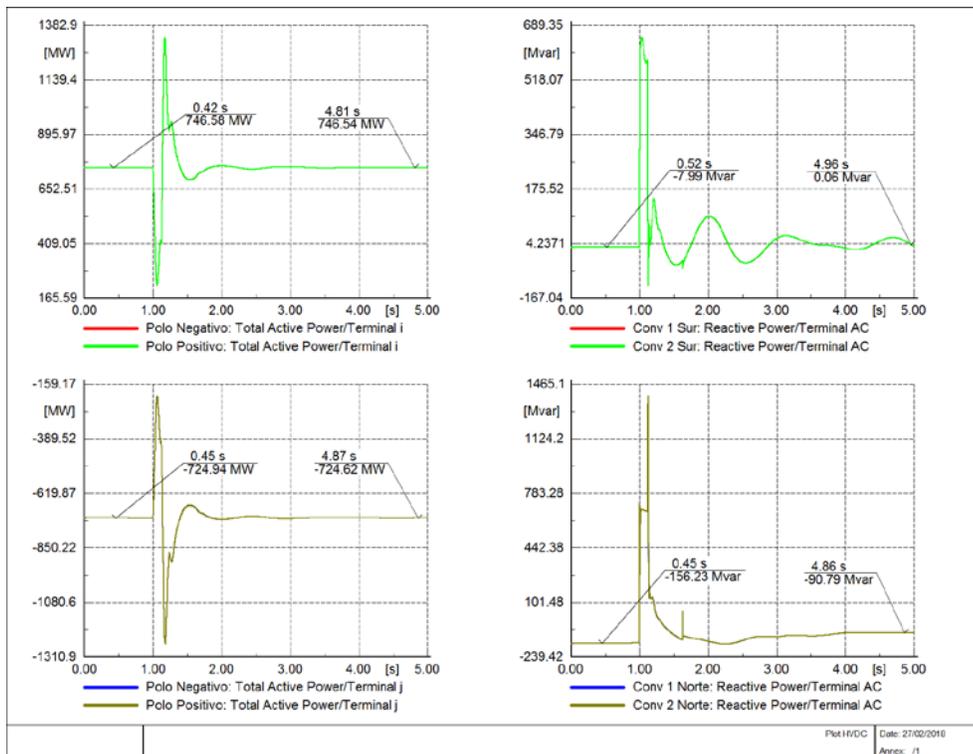
11.1 RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 3: 1500 MW DESDE LA S/E LO AGUIRRE HACIA LA S/E KIMAL.

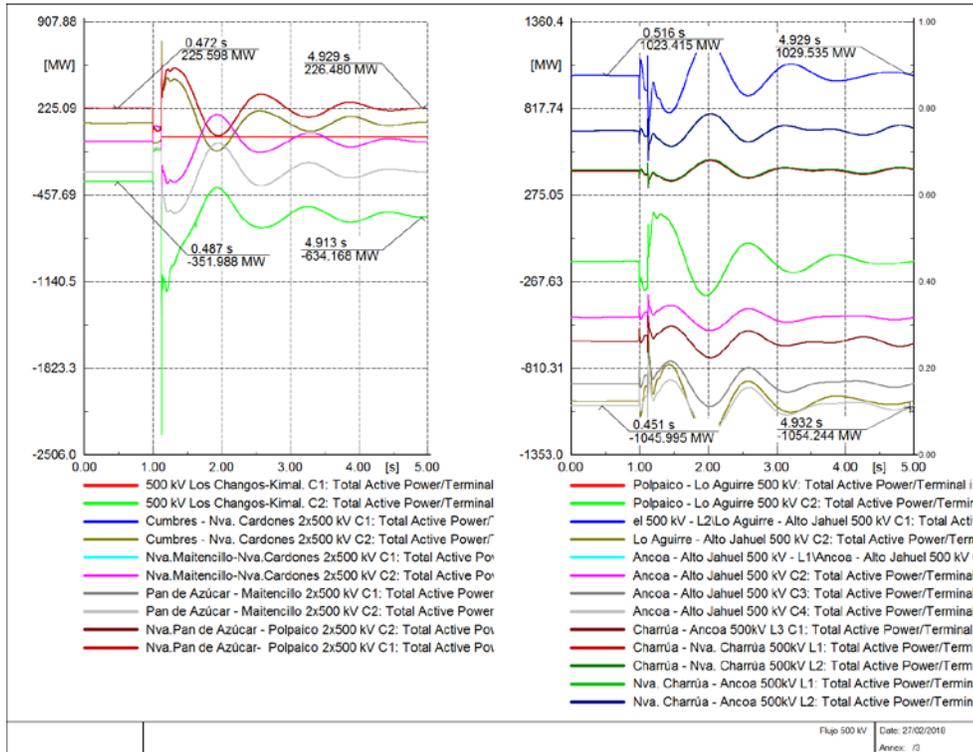
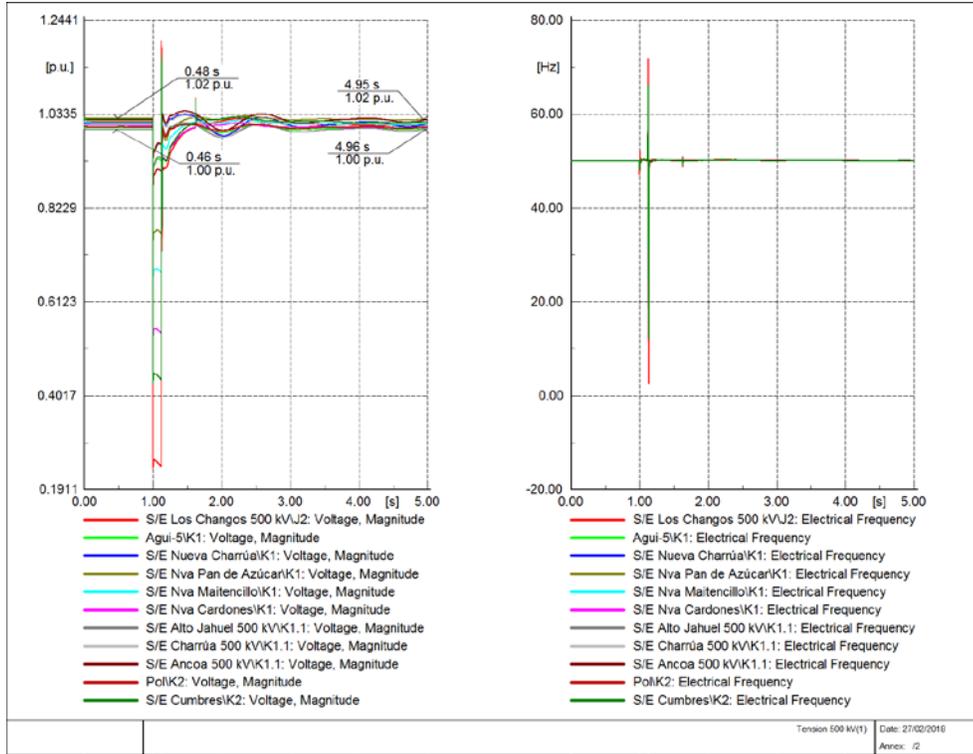
11.1.1 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE



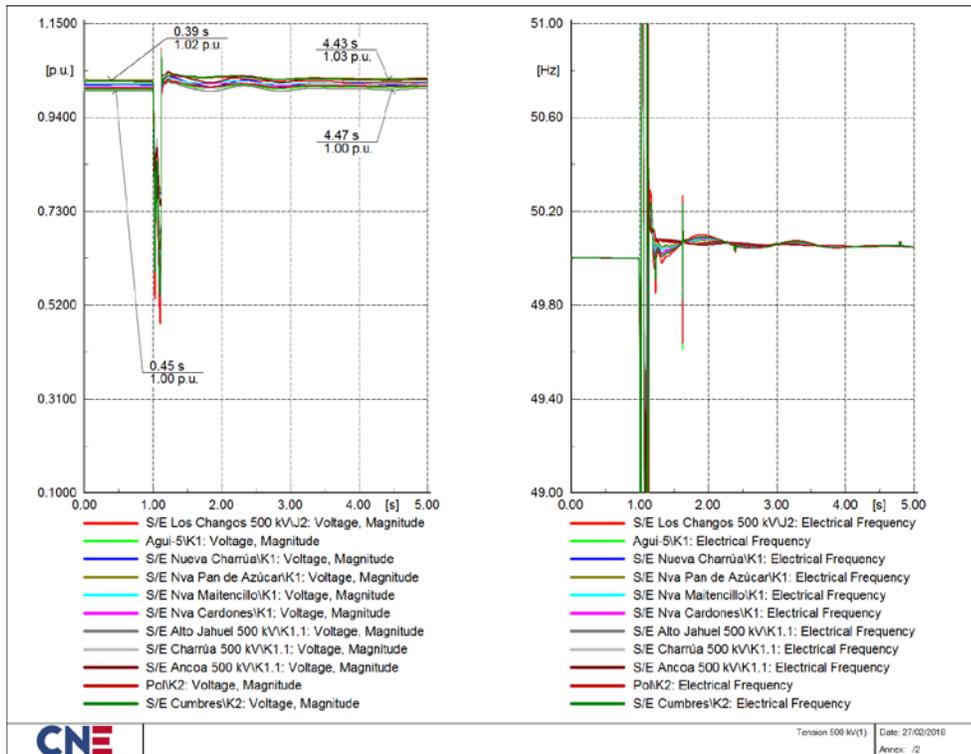
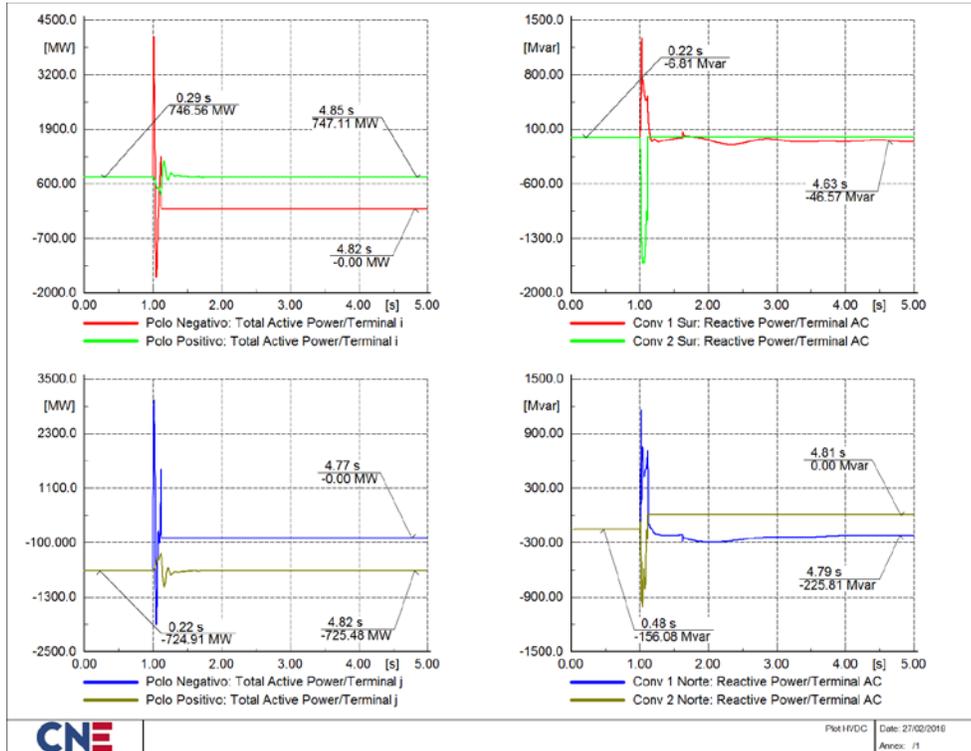


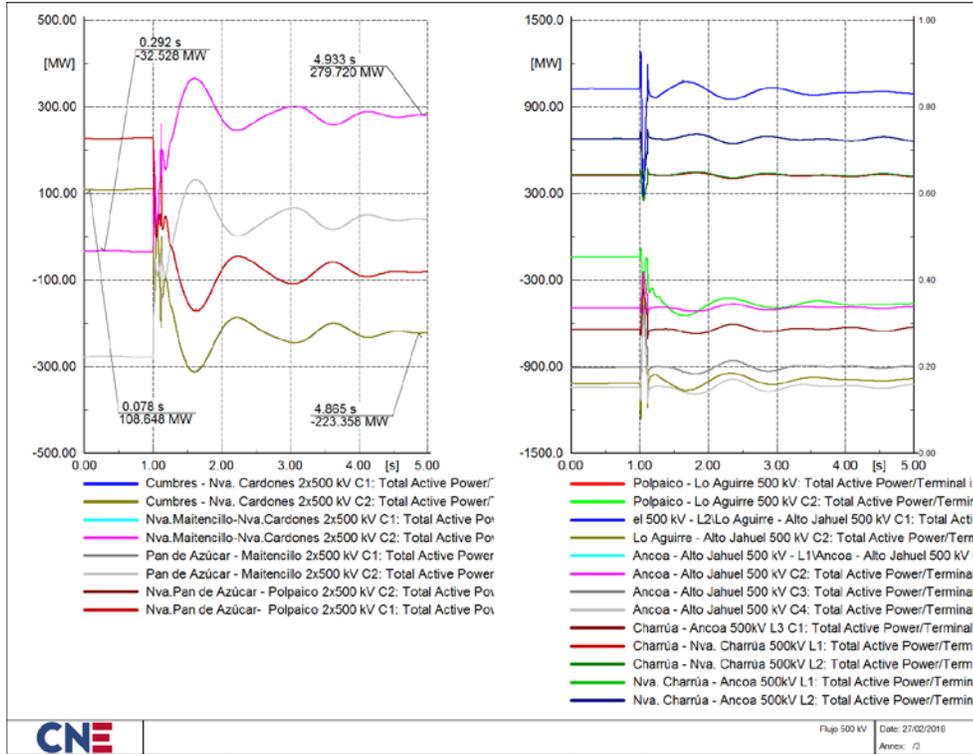
11.1.2 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – KIMAL





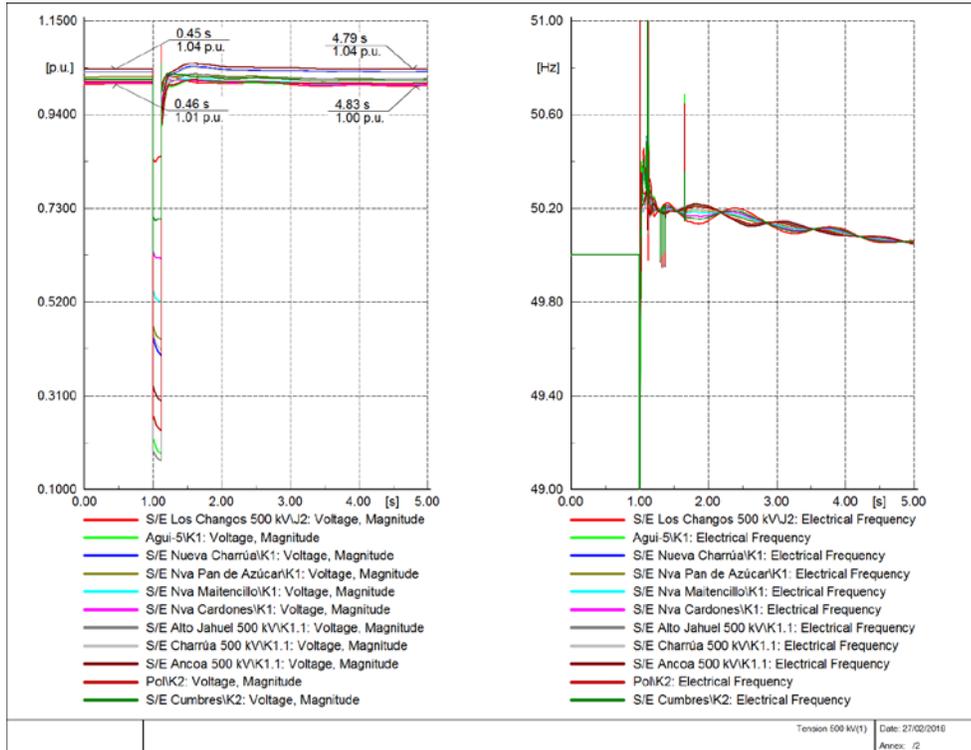
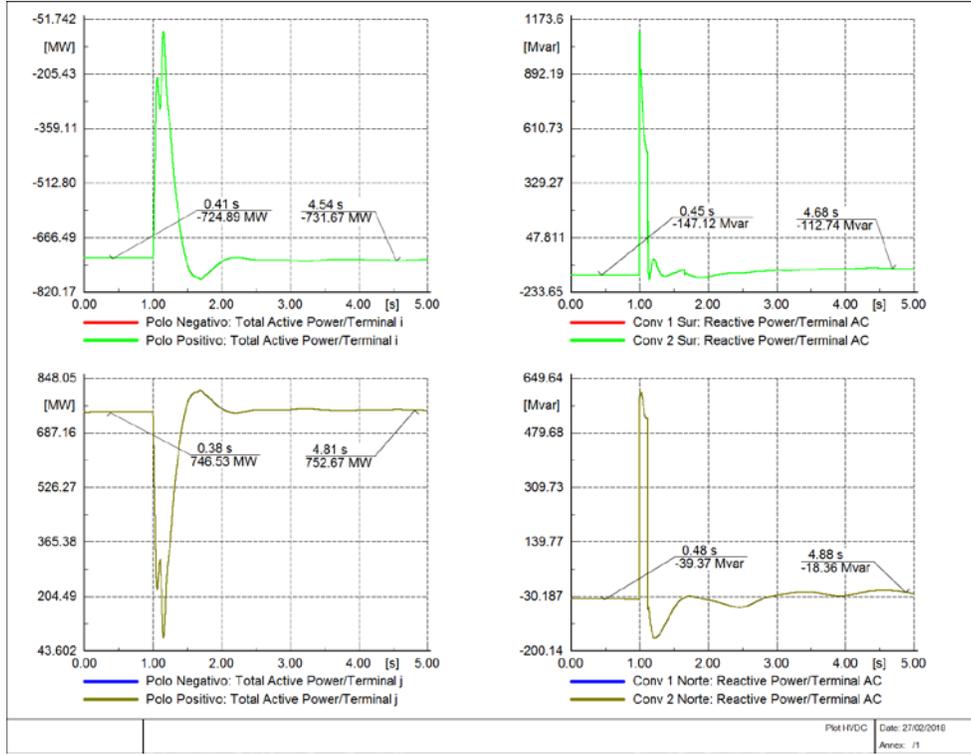
11.1.3 CORTOCIRCUITO EN EL POLO NEGATIVO DEL ENLACE HVDC

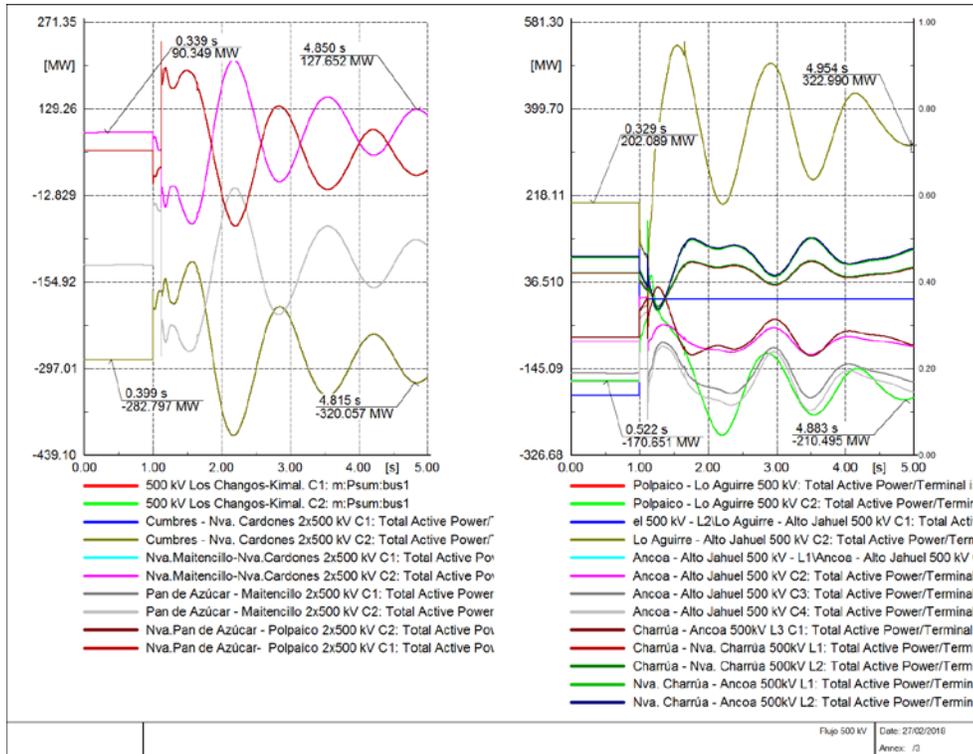




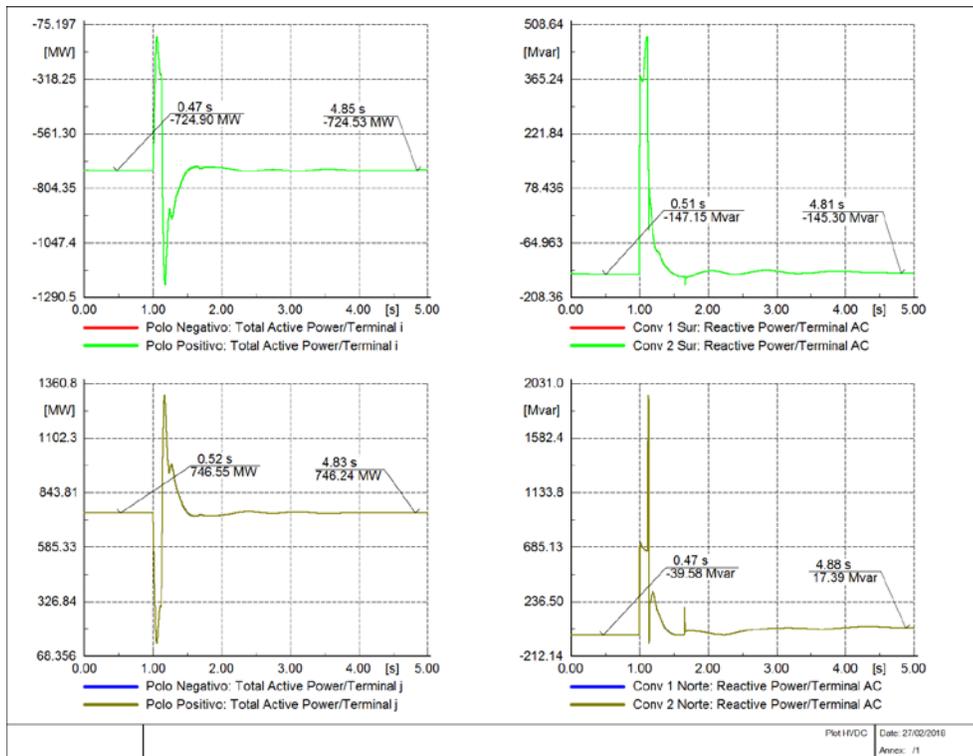
11.2 RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 4: 1500 MW DESDE LA S/E KIMAL HACIA LA S/E LO AGUIRRE.

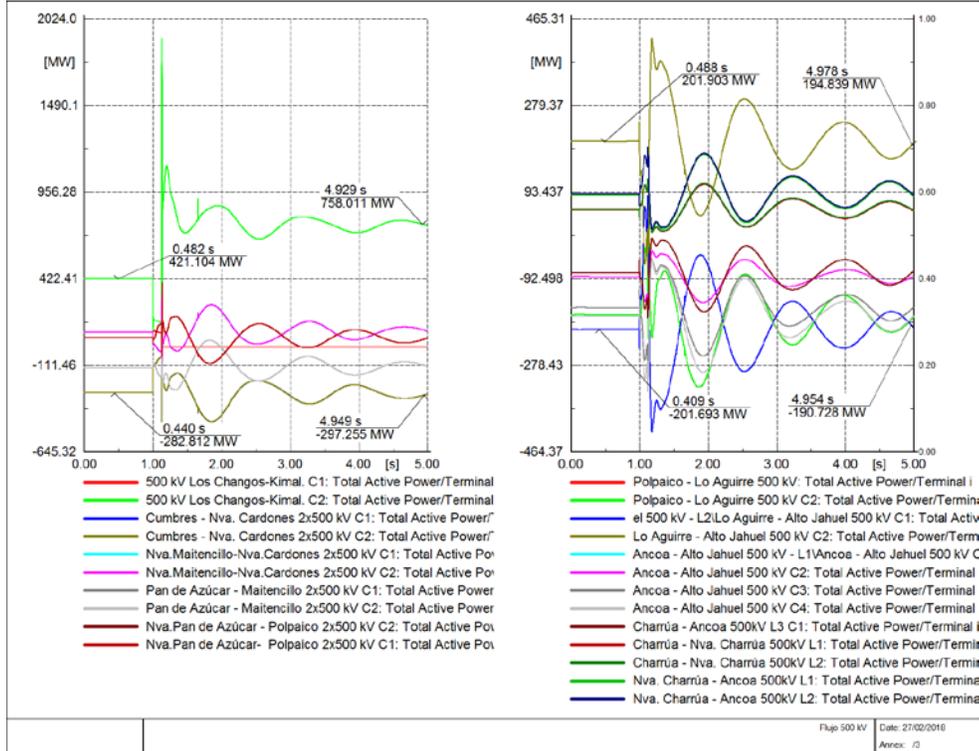
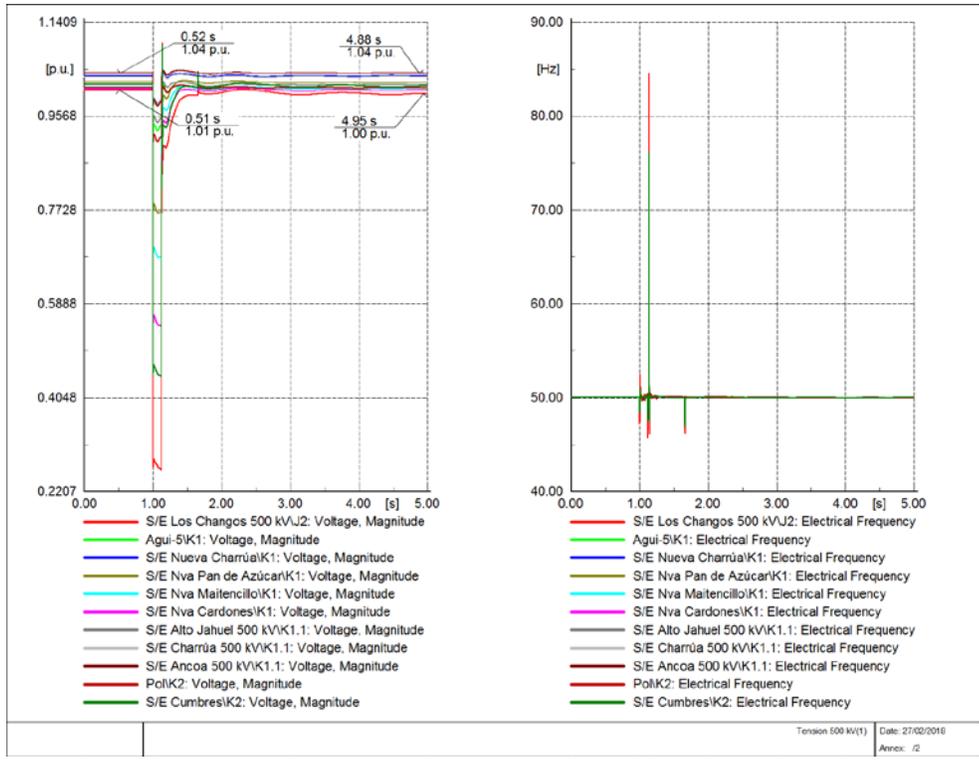
11.2.1 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE



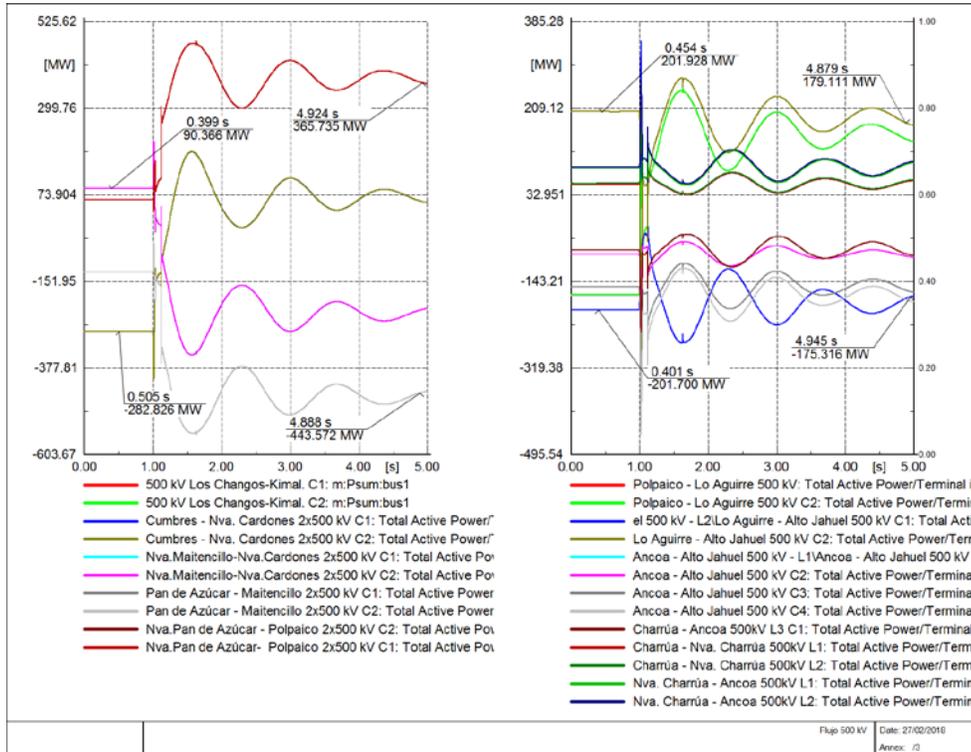
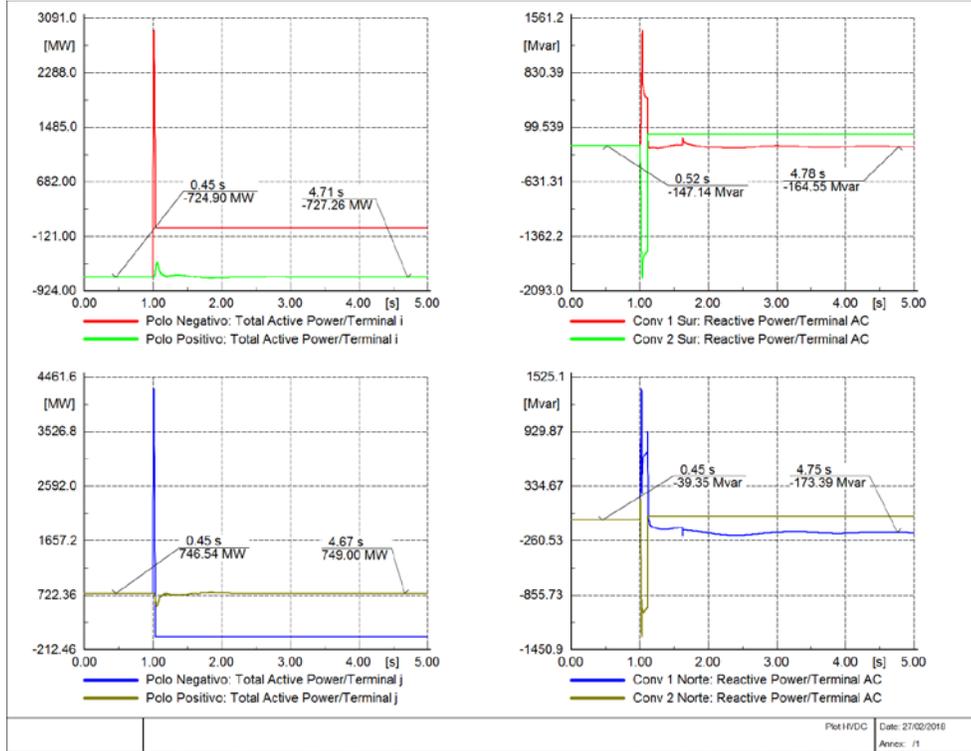


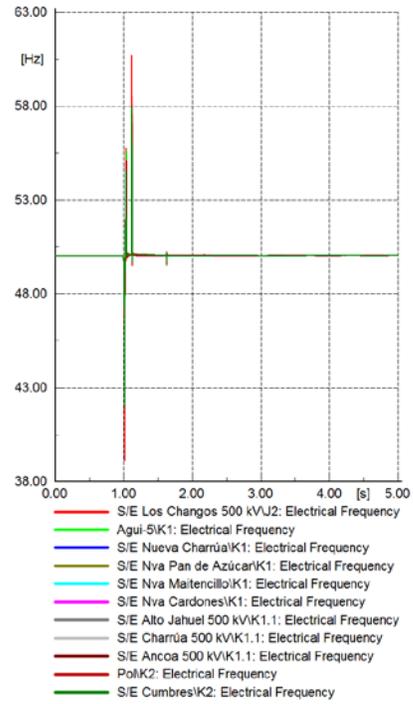
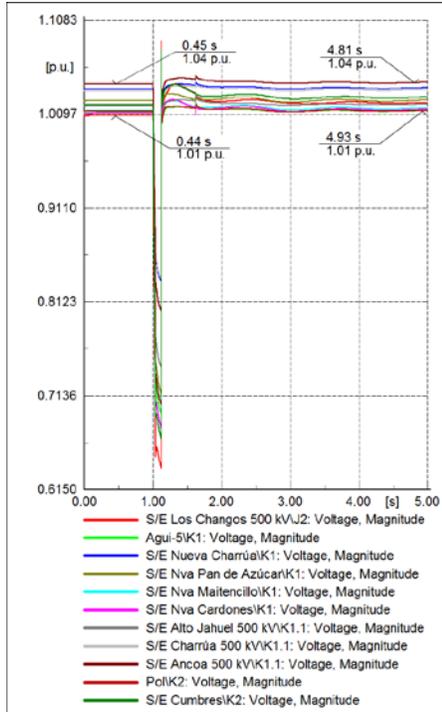
11.2.2 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – KIMAL





11.2.3 CORTOCIRCUITO EN EL POLO NEGATIVO DEL ENLACE HVDC

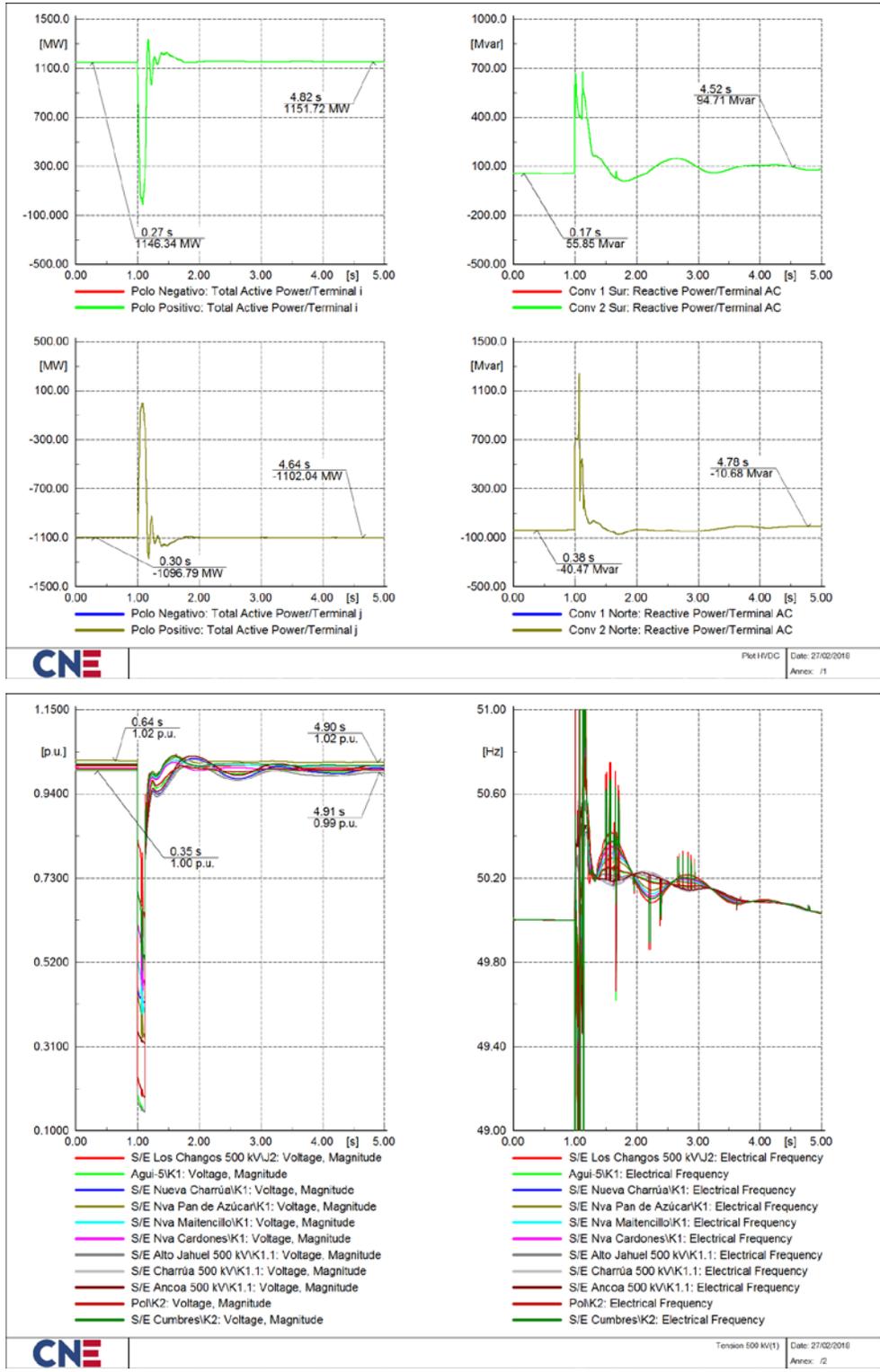


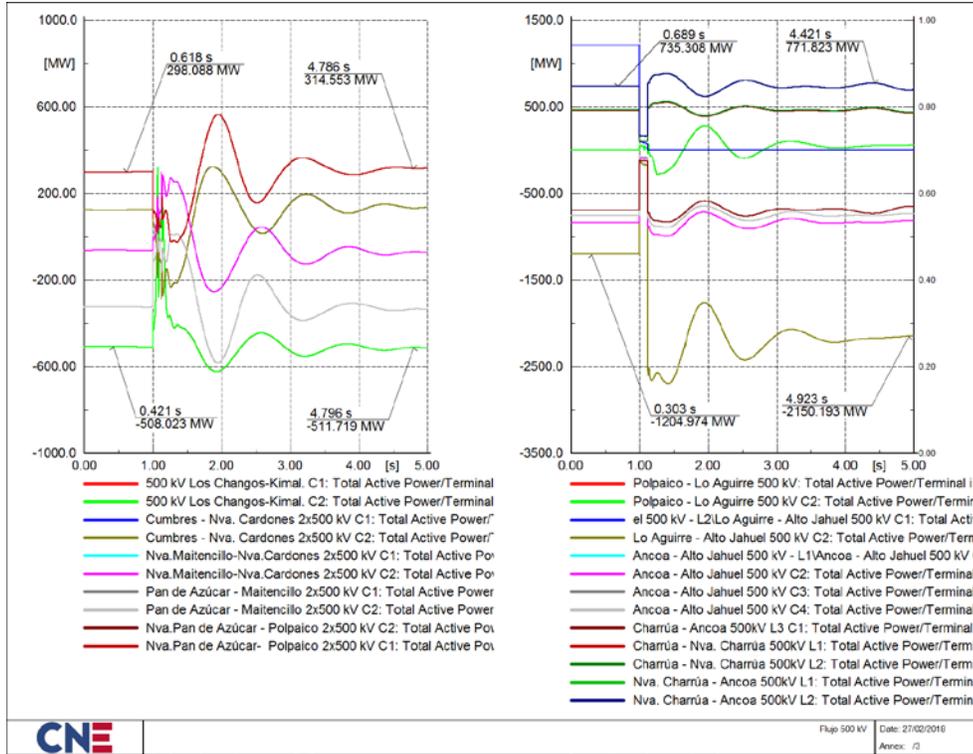


Tension 500 kV(1) Date: 27/02/2016
 Annex: /2

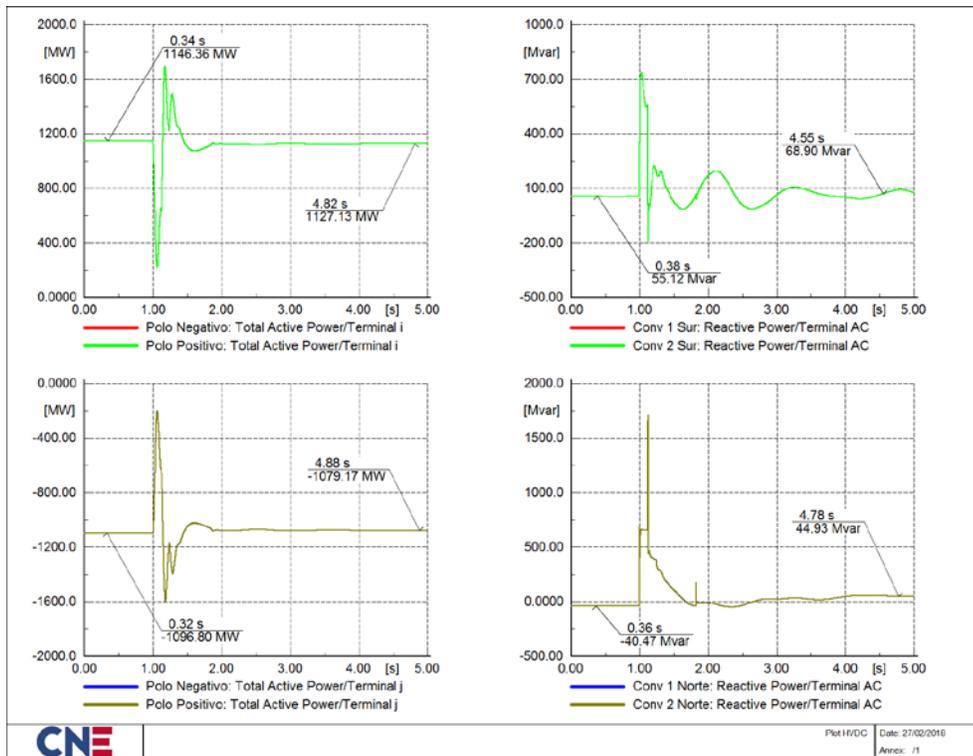
11.3 RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 3: 2300 MW DESDE LA S/E LO AGUIRRE HACIA LA S/E KIMAL.

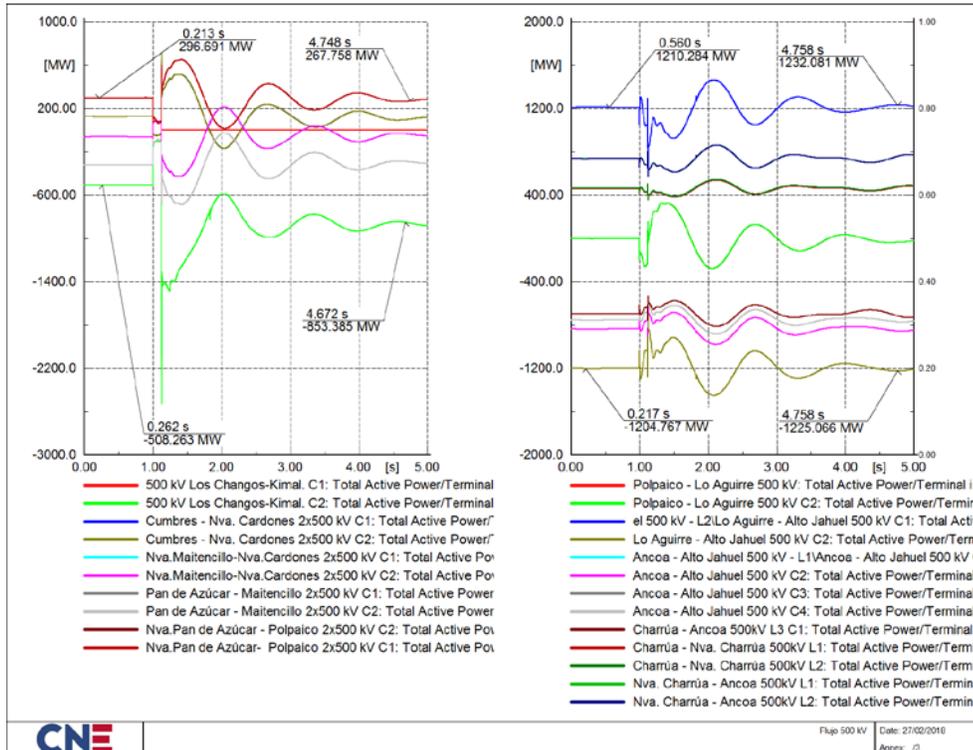
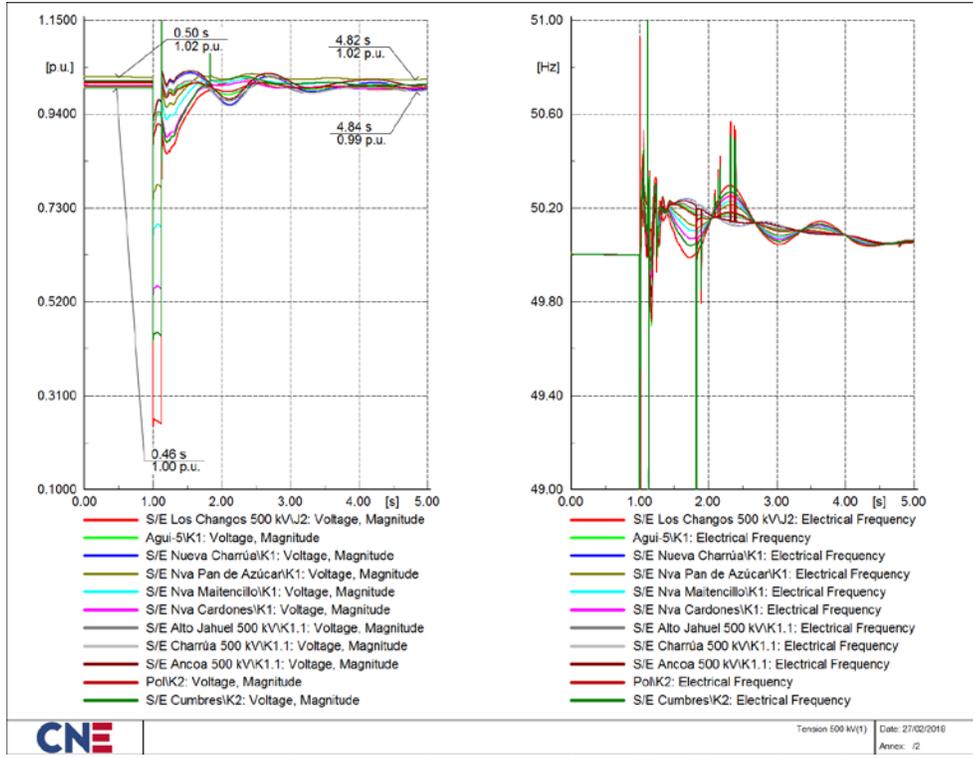
11.3.1 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE



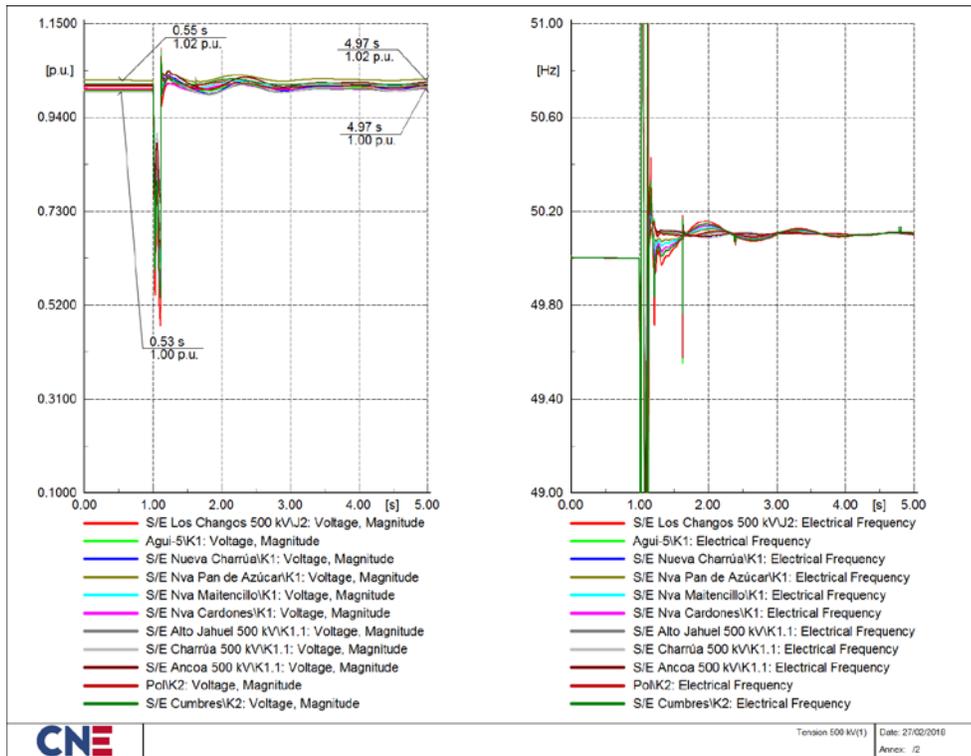
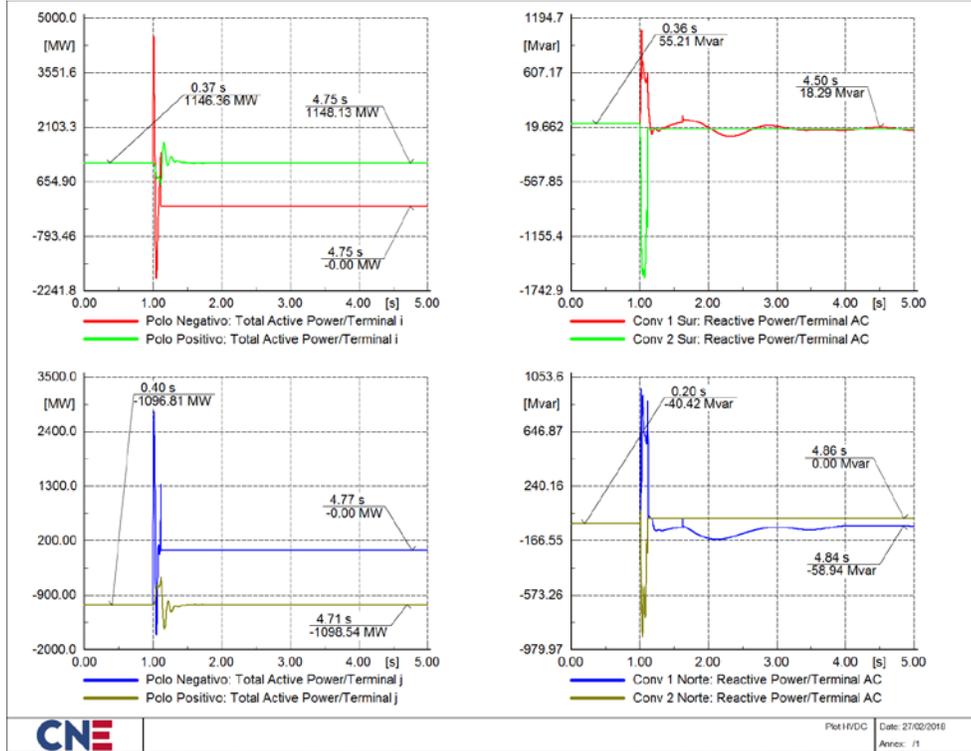


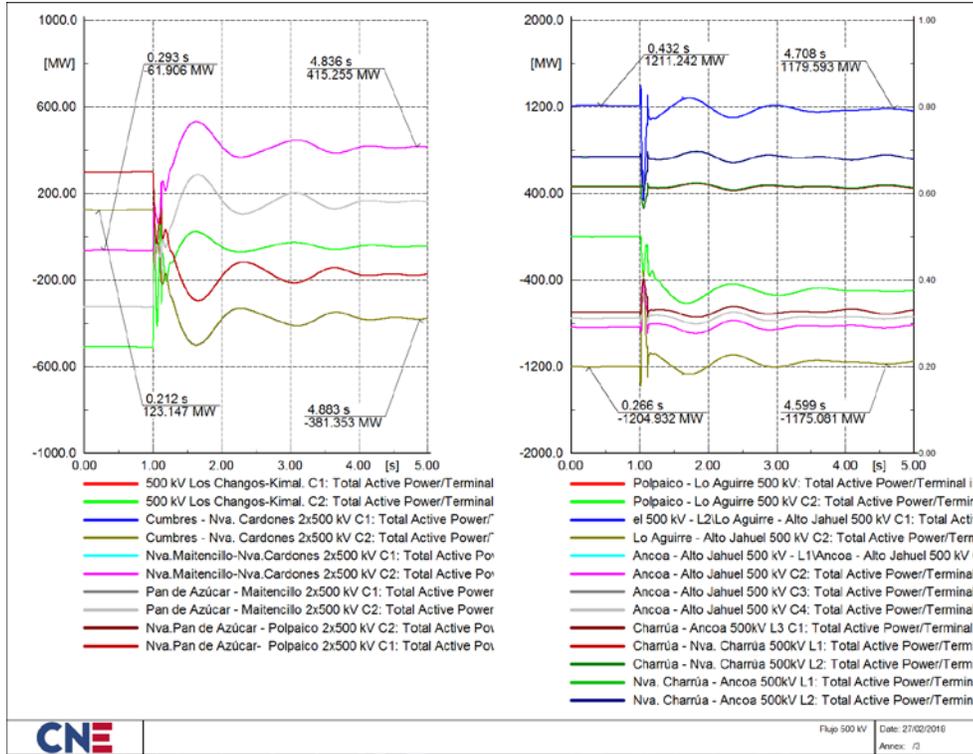
11.3.2 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – KIMAL





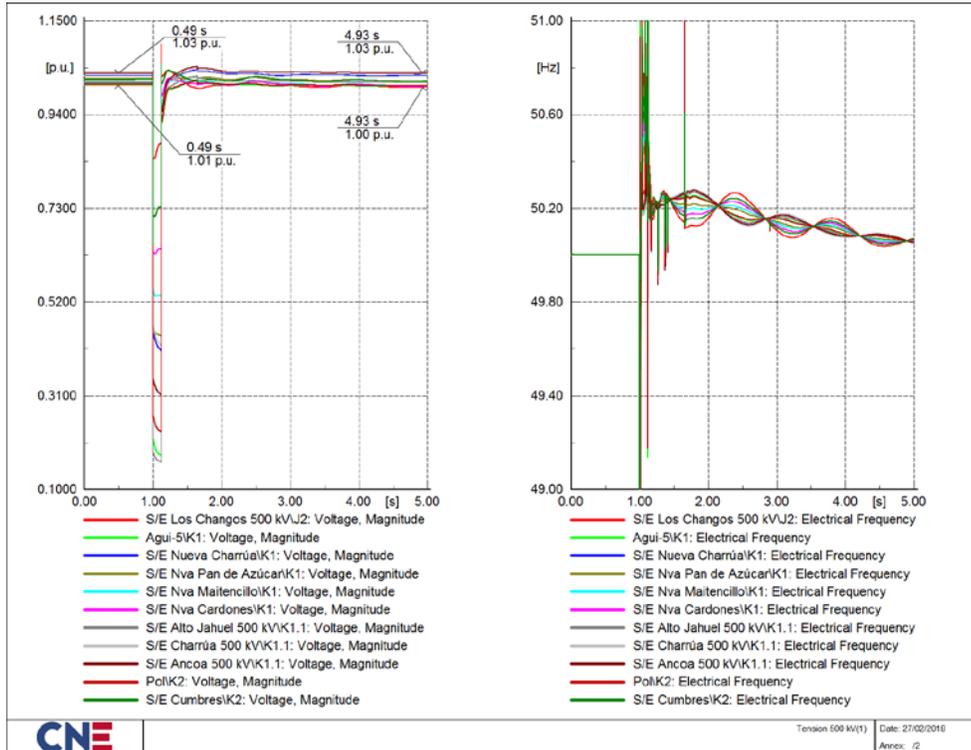
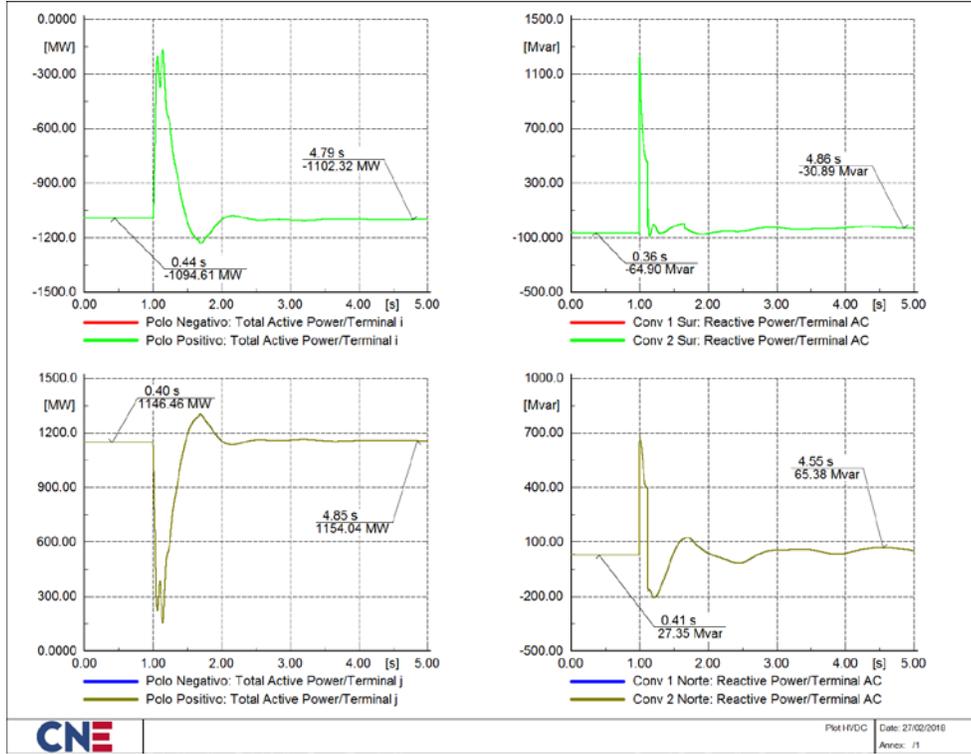
11.3.3 CORTOCIRCUITO EN EL POLO NEGATIVO DEL ENLACE HVDC

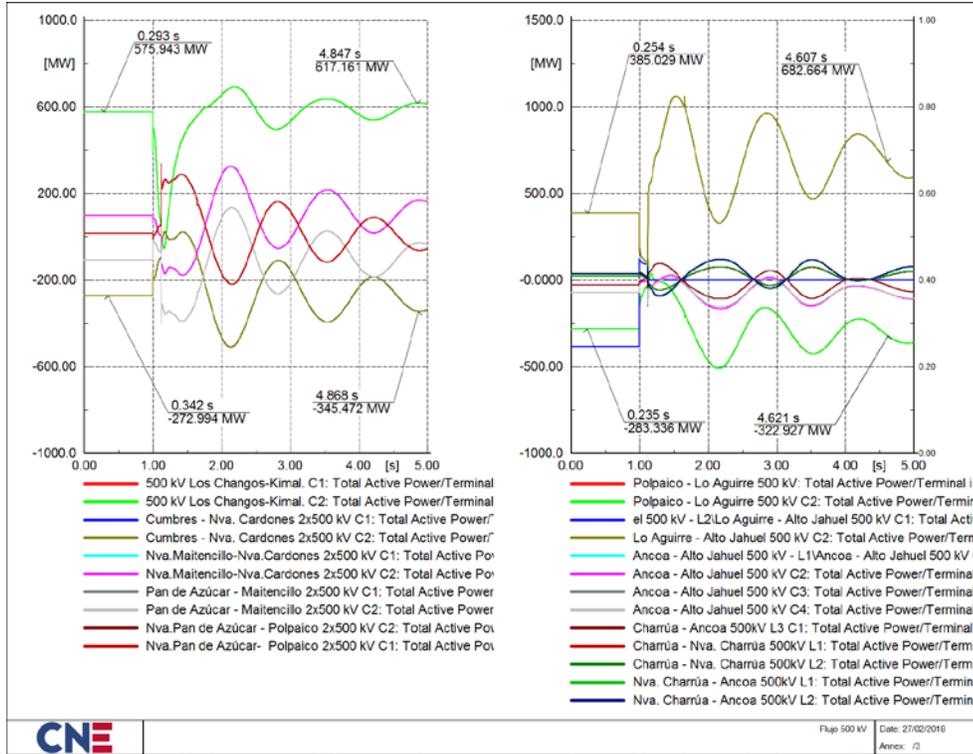




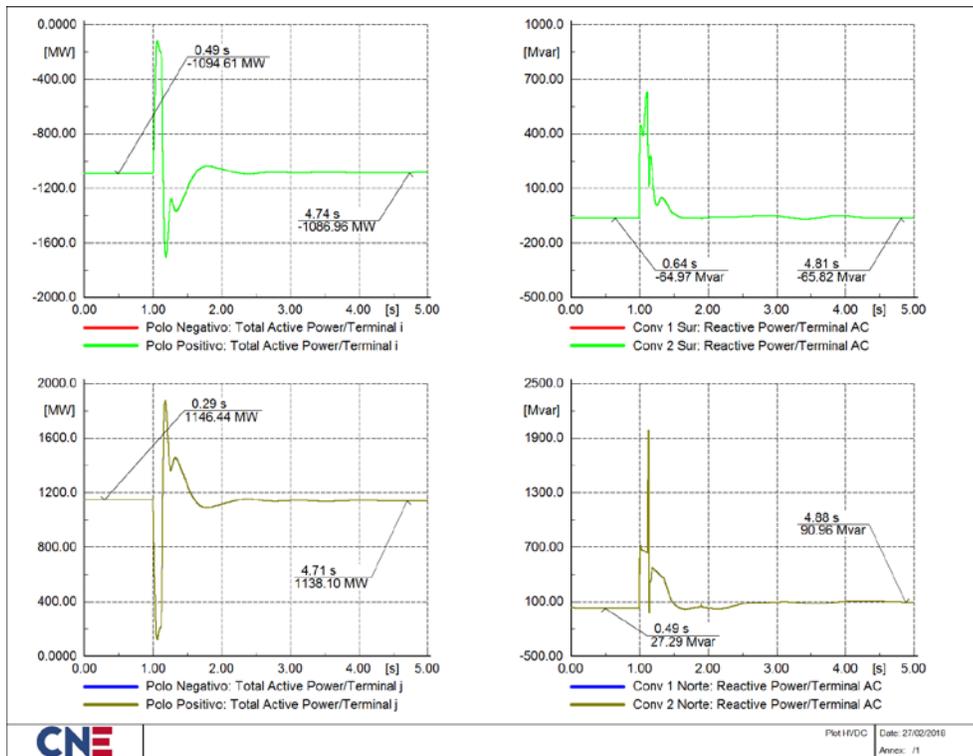
11.4 RESULTADOS PARA EL ESCENARIO 4: 2300 MW DESDE LA S/E KIMAL HACIA LA S/E LO AGUIRRE.

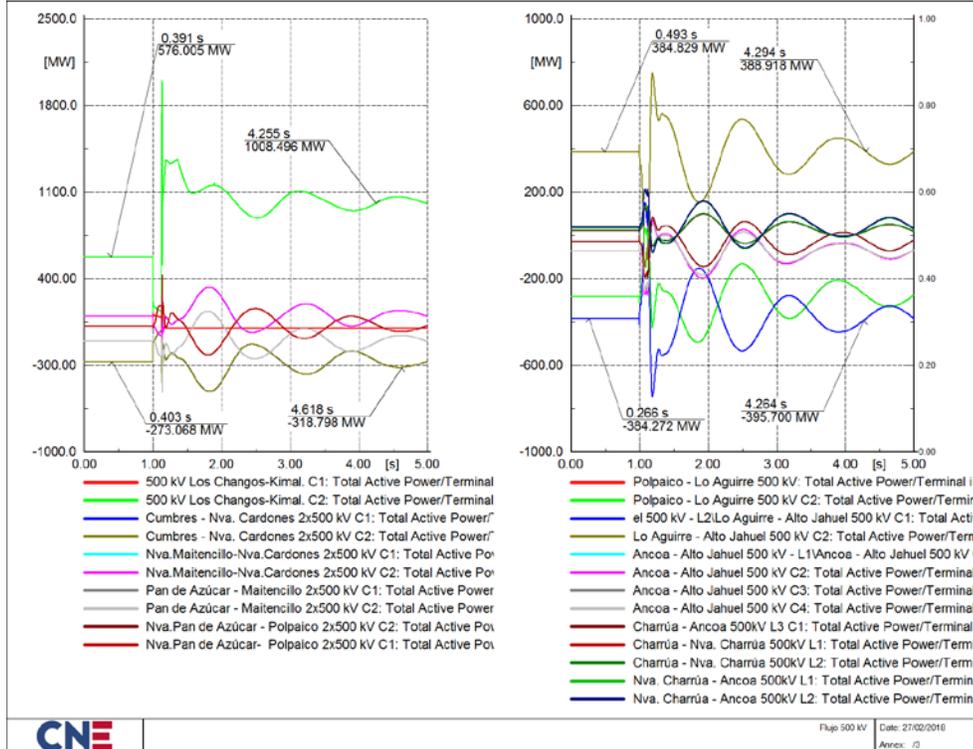
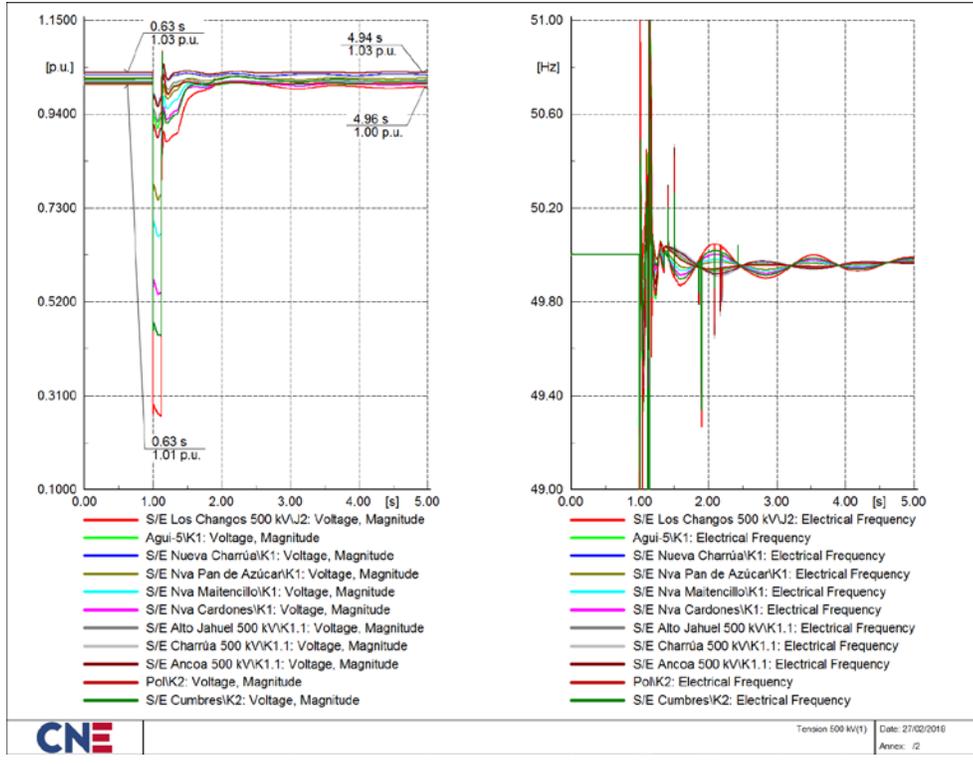
11.4.1 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV ALTO JAHUEL – LO AGUIRRE



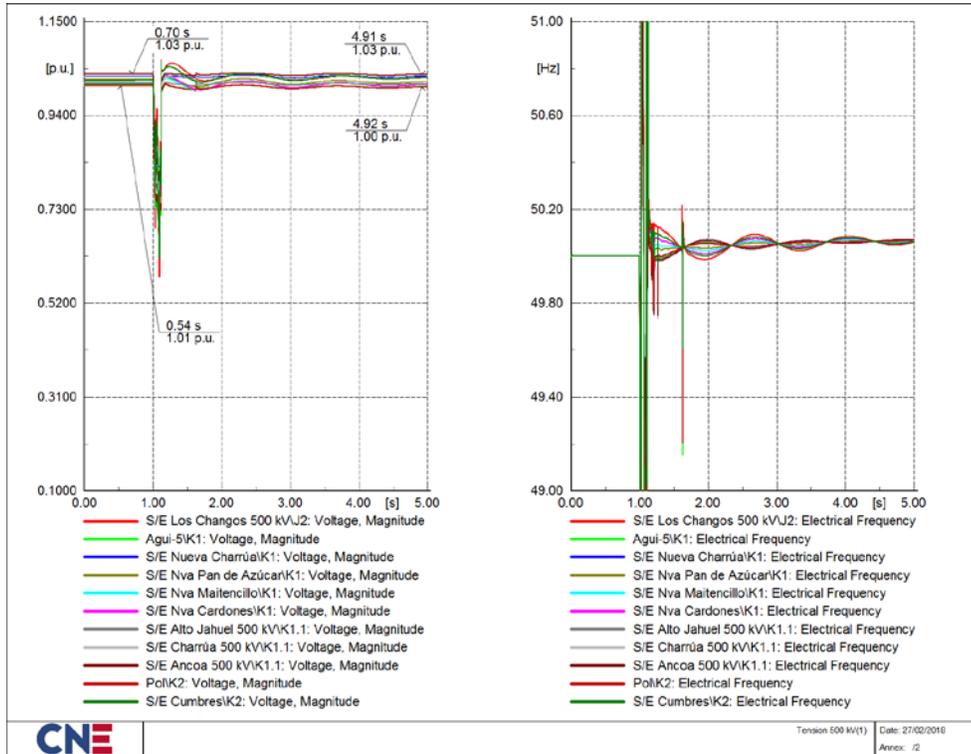
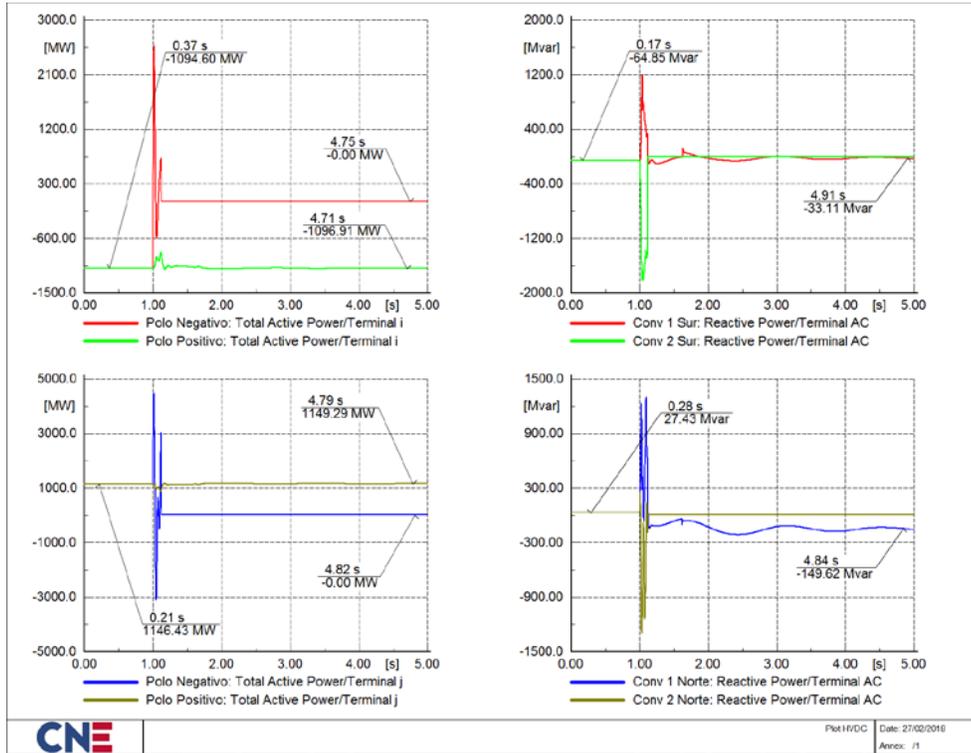


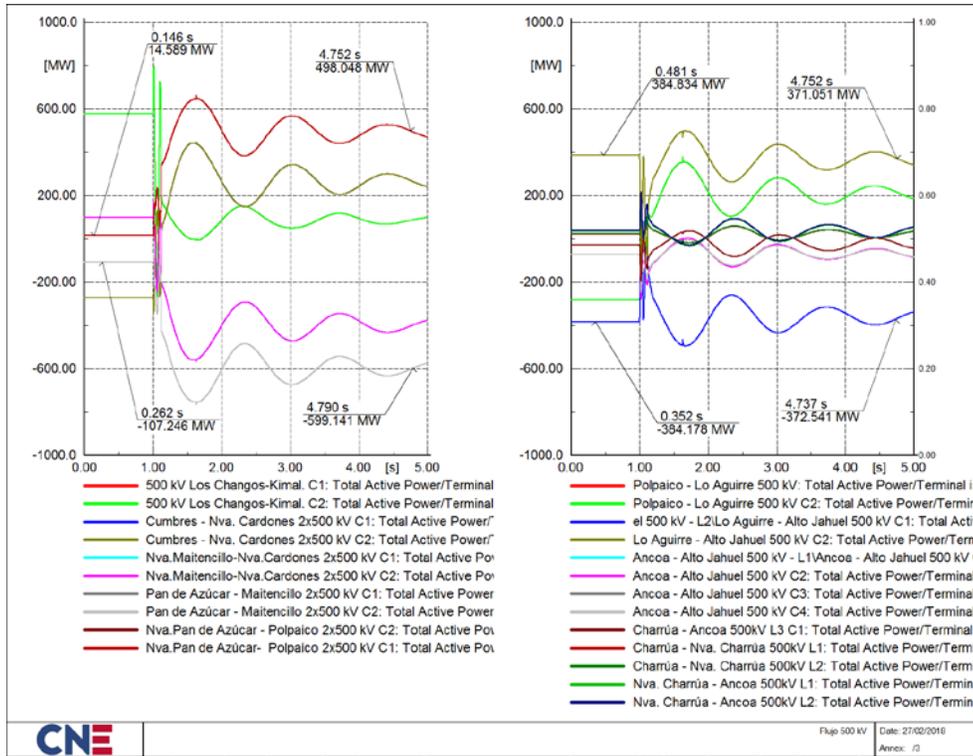
11.4.2 CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO 1 DE LA LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – KIMAL





11.4.3 CORTOCIRCUITO EN EL POLO NEGATIVO DEL ENLACE HVDC





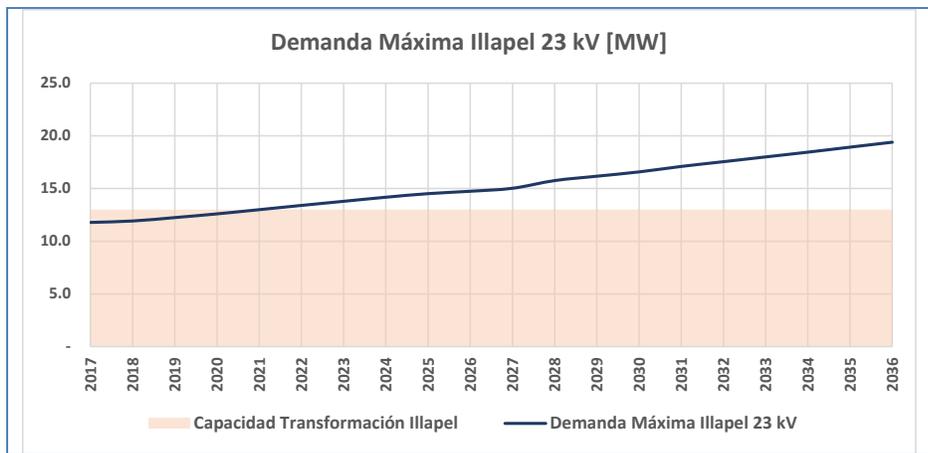
ANEXO 4: GRÁFICOS

11.5 GRÁFICOS DE TRANSFORMADORES DE RETIRO

A continuación se muestran gráficos que muestran los flujos máximos anuales durante el periodo de análisis y la capacidad máxima actual de los equipos de transformación de la subestación que justifican la necesidad de la expansión de las instalaciones para el cumplimiento de abastecimiento de la demanda, de acuerdo a los resultados presentados en el numeral 7.6.

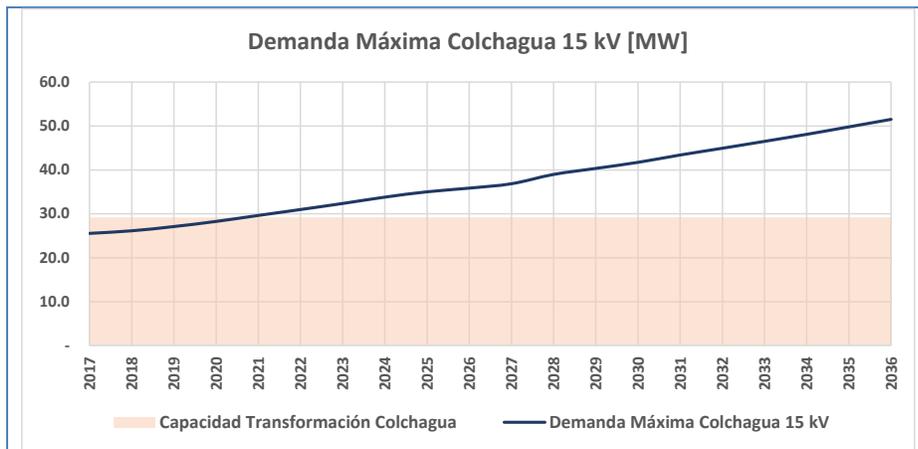
SISTEMA B

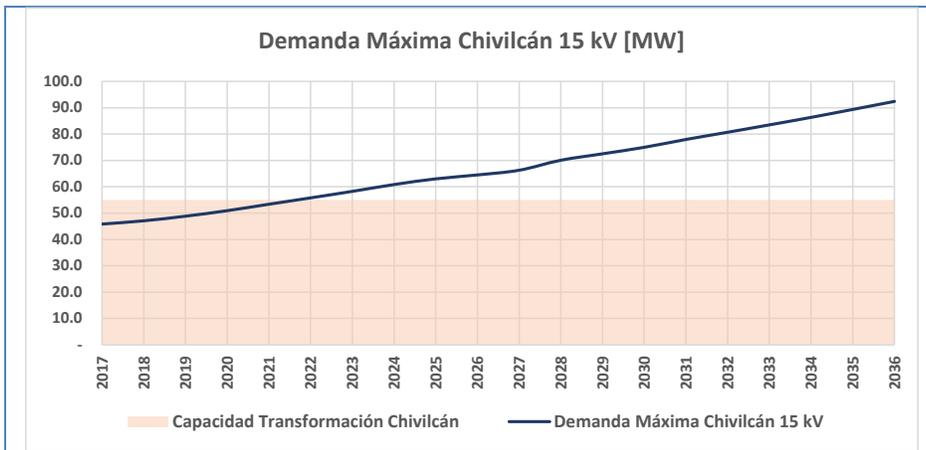
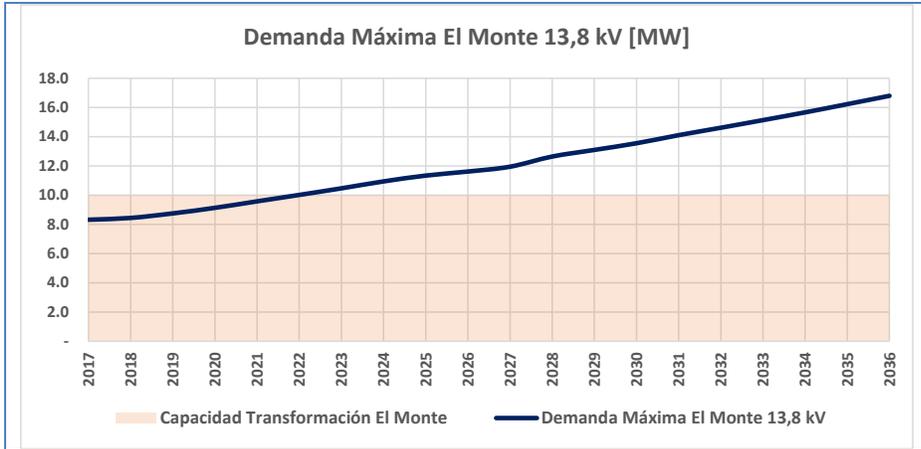
Gráfico 1: Evolución Transformadores Terminales Sistema B



SISTEMA E

Gráfico 2: Evolución Transformadores Terminales Sistema E





12 ANEXO 5: PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

Se detallan los planes de obra en generación utilizados.

Tabla 107: Fecha de Entrada de los Planes de Obra de Generación por escenario, periodo 2024 a 2037.

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Eólica	Eólica Chiguayante I	Chiguayante 066	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Chiguayante II	Chiguayante 066	-	Ene-33	Ene-33
Eólica	Eólica Cumbres	Cumbre 220	-	-	Ene-27
Eólica	Eólica Los Peumos	Los Peumos 220	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Los Varones	Los Varones 066	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Mulchén	Mulchén 220	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Nueva Ancud I	Nueva Ancud 220	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Nueva Ancud II	Nueva Ancud 220	-	Ene-33	Ene-33
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220	-	Ene-32	-
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220	-	Ene-33	-
Eólica	Eólica Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220	-	-	Ene-32
Eólica	Eólica Paposo I	Paposo 220	Ene-35	Ene-29	Ene-29
Eólica	Eólica Paposo II	Paposo 220	-	Ene-30	Ene-30
Eólica	Eólica Paposo III	Paposo 220	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Paposo IV	Paposo 220	-	Ene-33	-
Eólica	Eólica Punta Colorada II	Punta Colorada 220	-	Ene-32	Ene-32
Eólica	Eólica Punta Sierra I	Punta Sierra 220	-	Ene-29	Ene-29
Eólica	Eólica Punta Sierra II	Punta Sierra 220	-	Ene-30	Ene-33
Eólica	Eólica Punta Sierra III	Punta Sierra 220	-	Ene-33	-
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli I	Pichirropulli 220	-	-	Ene-30
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli II	Pichirropulli 220	-	Ene-27	-
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli III	Pichirropulli 220	-	Ene-29	-
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli IV	Pichirropulli 220	-	Ene-30	-
Solar FV	FV Algarrobal I	Algarrobal 220	-	Ene-27	Ene-27
Solar FV	FV Algarrobal II	Algarrobal 220	Ene-28	-	-
Solar FV	FV Algarrobal III	Algarrobal 220	Ene-31	-	-
Solar FV	FV Algarrobal V	Algarrobal 220	Ene-36	-	-
Solar FV	FV Andes I	Andes 220	-	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Andes II	Andes 220	-	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Andes III	Andes 220	Ene-31	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Andes IV	Andes 220	Ene-36	Ene-36	-
Solar FV	FV Cabildo	Cabildo 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Calama I	Calama 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Calama II	Calama 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Calama III	Calama 220	Ene-31	-	-

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Solar FV	FV Calama IV	Calama 220	Ene-33	-	-
Solar FV	FV Calama MT	Calama 023	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Calama MT II	Calama 023	-	Ene-33	Ene-33
Solar FV	FV Calama V	Calama 220	Ene-36	-	-
Solar FV	FV Capricornio I	Capricornio 220	Ene-31	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Capricornio II	Capricornio 220	Ene-36	Ene-31	Ene-28
Solar FV	FV Capricornio III	Capricornio 220	Ene-37	Ene-36	Ene-31
Solar FV	FV Capricornio IV	Capricornio 220	-	-	Ene-36
Solar FV	FV Centinela I	Centinela 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Centinela II	Centinela 220	-	Ene-27	Ene-27
Solar FV	FV Centinela III	Centinela 220	-	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Centinela IV	Centinela 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Centinela V	Centinela 220	-	Ene-36	Ene-32
Solar FV	FV Centinela VI	Centinela 220	-	-	Ene-36
Solar FV	FV Collahuasi I	Collahuasi 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Collahuasi II	Collahuasi 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Collahuasi III	Collahuasi 220	Ene-36	Ene-36	-
Solar FV	FV Combarbalá	Combarbalá 13.2	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Cóndores I	Cóndores 220	-	Ene-24	Ene-33
Solar FV	FV Cóndores II	Cóndores 220	Ene-31	Ene-31	Ene-36
Solar FV	FV Cóndores III	Cóndores 220	Ene-36	Ene-33	-
Solar FV	FV Cóndores IV	Cóndores 220	Ene-37	Ene-36	-
Solar FV	FV Cumbres	Cumbre 220	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Dolores MT	Dolores 023	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Dolores MT II	Dolores 023	-	Ene-31	-
Solar FV	FV Domeyko I	Domeyko 220	Ene-31	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Domeyko II	Domeyko 220	Ene-36	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Domeyko III	Domeyko 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Domeyko IV	Domeyko 220	-	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Don Hector	Punta Sierra 220	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Hernan Fuentes	H. Fuentes 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Incahuasi	Incahuasi 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Kimal I	Kimal 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Kimal II	Kimal 220	Ene-28	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Kimal III	Kimal 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Kimal IV	Kimal 220	Ene-36	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Lagunas I	Lagunas 220	-	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Lagunas II	Lagunas 220	Ene-31	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Lagunas III	Lagunas 220	Ene-32	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Lagunas IV	Lagunas 220	-	-	Ene-36

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Solar FV	FV Los Loros	Los Loros 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Miraje I	Miraje 220	-	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Miraje II	Miraje 220	Ene-28	Ene-27	Ene-27
Solar FV	FV Miraje III	Miraje 220	Ene-31	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Miraje IV	Miraje 220	Ene-36	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Miraje V	Miraje 220	-	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Monte patria	Monte Patria 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Nueva Cardones	Nueva Cardones 220	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220	-	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220	Ene-32	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar 220	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220	Ene-28	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte IV	Nueva Pozo Almonte 220	Ene-32	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Nueva Zaldívar I	Nueva Zaldívar 220	Ene-31	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Nueva Zaldívar II	Nueva Zaldívar 220	Ene-36	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Nueva Zaldívar III	Nueva Zaldívar 220	-	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Ovalle	Ovalle 110	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Parinacota I	Parinacota 220	-	Ene-24	Ene-33
Solar FV	FV Parinacota II	Parinacota 220	Ene-31	Ene-31	Ene-36
Solar FV	FV Parinacota III	Parinacota 220	Ene-36	Ene-33	-
Solar FV	FV Parinacota IV	Parinacota 220	Ene-37	Ene-36	-
Solar FV	FV Polpaico	Polpaico 220	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Pozo Almonte MT	Pozo Almonte 13.8	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Pozo Almonte MT II	Pozo Almonte 13.8	-	Ene-28	-
Solar FV	FV Pozo Almonte MT III	Pozo Almonte 13.8	-	Ene-31	-
Solar FV	FV Pozo Almonte MT IV	Pozo Almonte 13.8	-	Ene-32	-
Solar FV	FV Punitaqui	Punitaqui 13.2	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Punta Sierra	Punta Sierra 220	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Quillagua I	Quillagua 220	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Quillagua II	Quillagua 220	Ene-28	Ene-28	Ene-28
Solar FV	FV Quillagua III	Quillagua 220	-	Ene-31	Ene-31
Solar FV	FV Quillagua IV	Quillagua 220	Ene-36	Ene-36	Ene-36
Solar FV	FV Quinquimo	Quinquimo 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Salamanca	Salamanca 023	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Solar Cabildo	Cabildo 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Combarbala	Combarbala 13.2	-	-	Ene-27

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Solar FV	FV Solar Cumbres	Cumbre 220	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Don Hector	Punta Sierra 220	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar H. Fuentes	H. Fuentes 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Incahuasi	Incahuasi 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Los Loros	Los Loros 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Monte Patria	Monte Patria 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Nueva Cardones	Nueva Cardones 220	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar 220	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Ovalle	Ovalle 110	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Polpaico	Polpaico 220	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Punitaqui	Punitaqui 13.2	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Punta Sierra	Punta Sierra 220	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Quinquimo	Quinquimo 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Salamanca	Salamanca 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Vallenar	Vallenar 13.8	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Solar Vicuña	Vicuña 023	-	-	Ene-27
Solar FV	FV Tamarugal MT	Tamarugal 023	Ene-27	Ene-24	Ene-24
Solar FV	FV Tamarugal MT II	Tamarugal 023	-	Ene-31	-
Solar FV	FV Vallenar	Vallenar 13.8	-	Ene-27	-
Solar FV	FV Vicuña	Vicuña 023	-	Ene-27	-
TermoSolar	CSP Centinela I	Centinela 220	-	Ene-34	Ene-34
TermoSolar	CSP Centinela II	Centinela 220	-	Ene-35	Ene-35
TermoSolar	CSP Centinela III	Centinela 220	-	Ene-37	Ene-36
TermoSolar	CSP Centinela IV	Centinela 220	-	-	Ene-37
TermoSolar	CSP Kimal I	Kimal 220	-	Ene-34	Ene-34
TermoSolar	CSP Kimal II	Kimal 220	-	Ene-35	Ene-35
TermoSolar	CSP Kimal III	Kimal 220	-	Ene-36	Ene-37
TermoSolar	CSP Kimal IV	Kimal 220	-	Ene-37	-
TermoSolar	CSP Lagunas I	Lagunas 220	-	Ene-34	Ene-34
TermoSolar	CSP Lagunas II	Lagunas 220	-	Ene-35	Ene-35
TermoSolar	CSP Lagunas III	Lagunas 220	-	Ene-37	Ene-36
TermoSolar	CSP Lagunas IV	Lagunas 220	-	-	Ene-37
TermoSolar	CSP Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220	-	Ene-34	Ene-34
TermoSolar	CSP Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220	-	Ene-35	Ene-35
TermoSolar	CSP Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220	-	Ene-37	Ene-37
TermoSolar	CSP Nueva Zaldívar I	Nueva Zaldívar 220	-	Ene-34	Ene-33
TermoSolar	CSP Nueva Zaldívar II	Nueva Zaldívar 220	-	Ene-35	Ene-34
TermoSolar	CSP Nueva Zaldívar III	Nueva Zaldívar 220	-	Ene-37	Ene-35
TermoSolar	CSP Nueva Zaldívar IV	Nueva Zaldívar 220	-	-	Ene-37

Tabla 108: Potencia de los Planes de Obra de Generación por escenario, periodo 2024 a 2037.

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia de Generación [MW]		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Eólica	Eólica Chiguayante I	Chiguayante 066	-	125	90
Eólica	Eólica Chiguayante II	Chiguayante 066	-	85	30
Eólica	Eólica Cumbres	Cumbre 220	-	-	360
Eólica	Eólica Los Peumos	Los Peumos 220	-	40	50
Eólica	Eólica Los Varones	Los Varones 066	-	50	50
Eólica	Eólica Mulchén	Mulchén 220	-	50	50
Eólica	Eólica Nueva Ancud I	Nueva Ancud 220	-	320	70
Eólica	Eólica Nueva Ancud II	Nueva Ancud 220	-	260	200
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220	-	545	-
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220	-	210	-
Eólica	Eólica Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220	-	-	370
Eólica	Eólica Paposo I	Paposo 220	110	565	770
Eólica	Eólica Paposo II	Paposo 220	-	150	80
Eólica	Eólica Paposo III	Paposo 220	-	535	610
Eólica	Eólica Paposo IV	Paposo 220	-	210	-
Eólica	Eólica Punta Colorada II	Punta Colorada 220	-	350	370
Eólica	Eólica Punta Sierra I	Punta Sierra 220	-	200	268
Eólica	Eólica Punta Sierra II	Punta Sierra 220	-	70	440
Eólica	Eólica Punta Sierra III	Punta Sierra 220	-	395	-
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli I	Pichirropulli 220	-	-	193
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli II	Pichirropulli 220	-	63	-
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli III	Pichirropulli 220	-	83	-
Hidro-Pasada	HP Pichirropulli IV	Pichirropulli 220	-	158	-
Solar FV	FV Algarrobal I	Algarrobal 220	-	210	150
Solar FV	FV Algarrobal II	Algarrobal 220	100	-	-
Solar FV	FV Algarrobal III	Algarrobal 220	100	-	-
Solar FV	FV Algarrobal V	Algarrobal 220	200	-	-
Solar FV	FV Andes I	Andes 220	-	40	50
Solar FV	FV Andes II	Andes 220	-	40	50
Solar FV	FV Andes III	Andes 220	100	80	80
Solar FV	FV Andes IV	Andes 220	200	80	-
Solar FV	FV Cabildo	Cabildo 023	-	30	-
Solar FV	FV Calama I	Calama 220	60	40	50
Solar FV	FV Calama II	Calama 220	-	170	100
Solar FV	FV Calama III	Calama 220	100	-	-
Solar FV	FV Calama IV	Calama 220	50	-	-
Solar FV	FV Calama MT	Calama 023	40	20	45
Solar FV	FV Calama MT II	Calama 023	-	10	10
Solar FV	FV Calama V	Calama 220	100	-	-

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia de Generación [MW]		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Solar FV	FV Capricornio I	Capricornio 220	100	40	50
Solar FV	FV Capricornio II	Capricornio 220	100	80	50
Solar FV	FV Capricornio III	Capricornio 220	100	40	80
Solar FV	FV Capricornio IV	Capricornio 220	-	-	50
Solar FV	FV Centinela I	Centinela 220	200	80	100
Solar FV	FV Centinela II	Centinela 220	-	40	40
Solar FV	FV Centinela III	Centinela 220	-	40	50
Solar FV	FV Centinela IV	Centinela 220	-	40	80
Solar FV	FV Centinela V	Centinela 220	-	40	30
Solar FV	FV Centinela VI	Centinela 220	-	-	50
Solar FV	FV Collahuasi I	Collahuasi 220	200	80	50
Solar FV	FV Collahuasi II	Collahuasi 220	-	80	80
Solar FV	FV Collahuasi III	Collahuasi 220	200	80	-
Solar FV	FV Combarbalá	Combarbalá 13.2	-	5	-
Solar FV	FV Cóndores I	Cóndores 220	-	40	30
Solar FV	FV Cóndores II	Cóndores 220	100	40	50
Solar FV	FV Cóndores III	Cóndores 220	100	20	-
Solar FV	FV Cóndores IV	Cóndores 220	100	90	-
Solar FV	FV Cumbres	Cumbre 220	-	160	-
Solar FV	FV Dolores MT	Dolores 023	5	5	5
Solar FV	FV Dolores MT II	Dolores 023	-	5	-
Solar FV	FV Domeyko I	Domeyko 220	100	40	50
Solar FV	FV Domeyko II	Domeyko 220	100	40	50
Solar FV	FV Domeyko III	Domeyko 220	-	80	80
Solar FV	FV Domeyko IV	Domeyko 220	-	40	80
Solar FV	FV Don Héctor	Punta Sierra 220	-	210	-
Solar FV	FV Hernan Fuentes	H. Fuentes 023	-	20	-
Solar FV	FV Incahuasi	Incahuasi 023	-	6	-
Solar FV	FV Kimal I	Kimal 220	100	170	100
Solar FV	FV Kimal II	Kimal 220	100	80	50
Solar FV	FV Kimal III	Kimal 220	-	80	80
Solar FV	FV Kimal IV	Kimal 220	100	80	50
Solar FV	FV Lagunas I	Lagunas 220	-	80	100
Solar FV	FV Lagunas II	Lagunas 220	100	40	50
Solar FV	FV Lagunas III	Lagunas 220	100	40	80
Solar FV	FV Lagunas IV	Lagunas 220	-	-	50
Solar FV	FV Los Loros	Los Loros 023	-	20	-
Solar FV	FV Miraje I	Miraje 220	-	40	50
Solar FV	FV Miraje II	Miraje 220	100	20	40
Solar FV	FV Miraje III	Miraje 220	100	40	50

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia de Generación [MW]		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Solar FV	FV Miraje IV	Miraje 220	150	80	80
Solar FV	FV Miraje V	Miraje 220	-	40	50
Solar FV	FV Monte patria	Monte Patria 023	-	10	-
Solar FV	FV Nueva Cardones	Nueva Cardones 220	-	160	-
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220	200	130	100
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220	-	90	50
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220	-	80	100
Solar FV	FV Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220	100	60	50
Solar FV	FV Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar 220	-	160	-
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220	55	80	100
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220	100	80	50
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220	-	80	100
Solar FV	FV Nueva Pozo Almonte IV	Nueva Pozo Almonte 220	100	40	50
Solar FV	FV Nueva Zaldívar I	Nueva Zaldívar 220	200	40	50
Solar FV	FV Nueva Zaldívar II	Nueva Zaldívar 220	300	140	100
Solar FV	FV Nueva Zaldívar III	Nueva Zaldívar 220	-	40	50
Solar FV	FV Ovalle	Ovalle 110	-	50	-
Solar FV	FV Parinacota I	Parinacota 220	-	40	30
Solar FV	FV Parinacota II	Parinacota 220	100	40	50
Solar FV	FV Parinacota III	Parinacota 220	100	20	-
Solar FV	FV Parinacota IV	Parinacota 220	50	90	-
Solar FV	FV Polpaico	Polpaico 220	-	50	-
Solar FV	FV Pozo Almonte MT	Pozo Almonte 13.8	20	10	30
Solar FV	FV Pozo Almonte MT II	Pozo Almonte 13.8	-	5	-
Solar FV	FV Pozo Almonte MT III	Pozo Almonte 13.8	-	5	-
Solar FV	FV Pozo Almonte MT IV	Pozo Almonte 13.8	-	5	-
Solar FV	FV Punitaqui	Punitaqui 13.2	-	15	-
Solar FV	FV Punta Sierra	Punta Sierra 220	-	120	-
Solar FV	FV Quillagua I	Quillagua 220	100	80	100
Solar FV	FV Quillagua II	Quillagua 220	100	40	50
Solar FV	FV Quillagua III	Quillagua 220	-	80	80
Solar FV	FV Quillagua IV	Quillagua 220	100	40	80
Solar FV	FV Quinquimo	Quinquimo 023	-	20	-
Solar FV	FV Salamanca	Salamanca 023	-	10	-
Solar FV	FV Solar Cabildo	Cabildo 023	-	-	80
Solar FV	FV Solar Combarbalá	Combarbalá 13.2	-	-	7
Solar FV	FV Solar Cumbres	Cumbre 220	-	-	200
Solar FV	FV Solar Don Héctor	Punta Sierra 220	-	-	100
Solar FV	FV Solar H. Fuentes	H. Fuentes 023	-	-	40
Solar FV	FV Solar Incahuasi	Incahuasi 023	-	-	6

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia de Generación [MW]		
			Esc 1	Esc 2	Esc 3
Solar FV	FV Solar Los Loros	Los Loros 023	-	-	40
Solar FV	FV Solar Monte Patria	Monte Patria 023	-	-	25
Solar FV	FV Solar Nueva Cardones	Nueva Cardones 220	-	-	100
Solar FV	FV Solar Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar 220	-	-	150
Solar FV	FV Solar Ovalle	Ovalle 110	-	-	50
Solar FV	FV Solar Polpaico	Polpaico 220	-	-	100
Solar FV	FV Solar Punitaqui	Punitaqui 13.2	-	-	30
Solar FV	FV Solar Punta Sierra	Punta Sierra 220	-	-	100
Solar FV	FV Solar Quinquimo	Quinquimo 023	-	-	50
Solar FV	FV Solar Salamanca	Salamanca 023	-	-	24
Solar FV	FV Solar Vallenar	Vallenar 13.8	-	-	30
Solar FV	FV Solar Vicuña	Vicuña 023	-	-	35
Solar FV	FV Tamarugal MT	Tamarugal 023	20	10	30
Solar FV	FV Tamarugal MT II	Tamarugal 023	-	5	-
Solar FV	FV Vallenar	Vallenar 13.8	-	15	-
Solar FV	FV Vicuña	Vicuña 023	-	15	-
Termo Solar	CSP Centinela I	Centinela 220	-	110	150
Termo Solar	CSP Centinela II	Centinela 220	-	160	200
Termo Solar	CSP Centinela III	Centinela 220	-	250	80
Termo Solar	CSP Centinela IV	Centinela 220	-	-	245
Termo Solar	CSP Kimal I	Kimal 220	-	110	150
Termo Solar	CSP Kimal II	Kimal 220	-	160	200
Termo Solar	CSP Kimal III	Kimal 220	-	90	245
Termo Solar	CSP Kimal IV	Kimal 220	-	250	-
Termo Solar	CSP Lagunas I	Lagunas 220	-	110	150
Termo Solar	CSP Lagunas II	Lagunas 220	-	160	200
Termo Solar	CSP Lagunas III	Lagunas 220	-	250	80
Termo Solar	CSP Lagunas IV	Lagunas 220	-	-	245
Termo Solar	CSP Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220	-	110	150
Termo Solar	CSP Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220	-	170	50
Termo Solar	CSP Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220	-	250	245
Termo Solar	CSP Nueva Zaldívar I	Nueva Zaldívar 220	-	120	80
Termo Solar	CSP Nueva Zaldívar II	Nueva Zaldívar 220	-	170	180
Termo Solar	CSP Nueva Zaldívar III	Nueva Zaldívar 220	-	250	150
Termo Solar	CSP Nueva Zaldívar IV	Nueva Zaldívar 220	-	-	245

ARTÍCULO SEGUNDO: Publíquese en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl, el Informe Técnico Final que se aprueba conforme al artículo precedente, junto con el documento de respuestas a las observaciones recibidas por los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana del presente proceso de planificación, y los demás anexos, antecedentes y bases de datos de respaldo, los cuales forman parte integrante del mismo para todos los efectos legales.

ARTÍCULO TERCERO: Notifíquese la presente resolución mediante correo electrónico a los participantes y usuarios e instituciones interesadas debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana correspondiente al presente proceso, constituido mediante Resolución Exenta N° 714, quienes podrán presentar sus eventuales discrepancias ante Panel de Expertos dentro de los quince días hábiles siguientes a la notificación de la presente resolución.

Anótese, notifíquese y publíquese en el sitio web de la CNE.


ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


CZR/ISD/JMA/EFG/MFB/LZG/gav

Distribución:

- Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE