

**REF.:** Aprueba Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018.

**SANTIAGO, 14 NOV 2018**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 7 4 7**

**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" o "CNE", 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, y sus modificaciones posteriores, que "Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 18";
- 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 el Decreto Exento N° 418, de 4 de agosto de 2017, del Ministerio de Energía, que Fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el

abastecimiento de la demanda, modificado por el Decreto Exento N° 111, de 10 de abril de 2018, del Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente "Decreto Exento N° 418";

- g)** 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, modificada mediante Resolución Exenta N° 675, de 09 de octubre de 2018, publicada en el Diario Oficial de 17 de octubre de 2018, 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";
- h)** El Oficio ORD. N° 1745 del Ministerio de Energía, de 15 de diciembre de 2017, sobre criterios considerados para la definición de las obras nuevas que deben someterse a Estudio de Franjas;
- i)** La carta DE 00397-18, de 23 de enero de 2018, que contiene la Propuesta de Expansión 2018 presentada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente el "Coordinador" o "Coordinador Eléctrico Nacional";
- j)** Las presentaciones efectuadas por las empresas eléctricas dentro del período establecido en el artículo 91° de la Ley, con sus propuestas de proyectos de expansión de la transmisión;
- k)** La carta DE 02197-18 del Coordinador, de 30 de mayo de 2018, que contiene el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018;
- l)** Lo establecido en el Decreto exento N° 92, del Ministerio de Energía, de 09 de marzo de 2018, publicado en el Diario Oficial de 10 de abril de 2018, que "Aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022";
- m)** El Oficio ORD. N° 475 del Ministerio de Energía, de 29 de marzo de 2018, mediante el cual se remite Informe sobre criterios y variables ambientales y territoriales para la planificación de la transmisión;
- n)** El correo electrónico de 30 de mayo de 2018, mediante el cual se solicitó a los participantes y usuarios e instituciones interesadas ya inscritos en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017, la actualización de sus datos y la confirmación de su interés en seguir formando parte de dicho registro, constituido mediante 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", complementada mediante Resolución Exenta N° 23, de 15 de enero de 2018, en adelante e indistintamente, "Resolución Exenta N° 714";

- o)** Aviso publicado en el Diario Oficial de fecha 08 de junio de 2018, y en el diario La Tercera de los días 07 y 08 de junio del mismo año, que contiene la convocatoria a todas las personas naturales o jurídicas interesadas en participar en el proceso de planificación de la transmisión año 2018 (que no estuvieran inscritas en el registro del proceso del año 2017), a inscribirse en el registro de participación ciudadana correspondiente a dicho proceso;
- p)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 645, de 21 de septiembre de 2018, que "Constituye Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos", en adelante e indistintamente, "Resolución Exenta N° 645";
- q)** Lo dispuesto en el Decreto Exento N° 293, del Ministerio de Energía, del 29 de octubre de 2018, publicado en el Diario Oficial el 8 de noviembre del mismo año, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondiente al Plan de Expansión del año 2017; y
- r)** Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

#### **CONSIDERANDO:**

- 1)** Que, el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que, anualmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar los criterios y cumplir con los objetivos señalados en el mismo artículo;
- 2)** Que, para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el considerando anterior, y de acuerdo a lo establecido en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, la Comisión dictó dos resoluciones exentas: la Resolución Exenta N° 18 y sus modificaciones posteriores, mediante la cual se establecieron las normas

procedimentales aplicables al proceso de planificación de la transmisión, y la Resolución Exenta N° 711 y sus modificaciones posteriores, en la cual se reguló la metodología en conformidad a la cual se debe realizar dicho proceso;

- 3) Que, de acuerdo a lo establecido en el inciso primero del artículo 91° de la Ley y en el artículo 2° de la Resolución Exenta N° 18, mediante carta DE 00397-18, de 23 de enero de 2018, el Coordinador envió a la Comisión su Propuesta de Expansión para el año 2018;
- 4) Que, la Comisión, en conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley y en el artículo 3° de la Resolución Exenta N° 18, publicó en su página web la propuesta del Coordinador referida en el considerando anterior, y luego convocó a la etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión mediante la publicación de los correspondientes avisos en la página web de la Comisión, del Coordinador, en el Diario Oficial y en el diario La Tercera;
- 5) Que, de acuerdo a lo señalado en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley y en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 18, los promotores de proyectos presentaron sus propuestas de expansión de la transmisión, las que se encuentran publicadas en la página web de la CNE;
- 6) Que, mediante Decreto N° 92 Exento, de 09 de marzo de 2018, publicado en el Diario Oficial de 10 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprobó la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022, antecedente que fue considerado en el proceso de planificación de la transmisión, en cumplimiento de lo establecido en el inciso segundo del artículo 87° de la Ley y artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936;
- 7) Que, mediante carta DE 02197-18, de 30 de mayo de 2018, el Coordinador presentó un Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2018;
- 8) Que, mediante correo electrónico de 30 de mayo de 2018, la Comisión solicitó la actualización de los datos de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritos en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión del año 2017, constituido mediante Resolución Exenta N° 714, y la confirmación de su interés en continuar formando parte de dicho registro;

- 9) Que, asimismo, en cumplimiento de lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° y en el artículo 90° de la Ley, y en la Resolución Exenta N° 382, la Comisión publicó los correspondientes avisos en el Diario Oficial de fecha 08 de junio de 2018, y en el diario La Tercera de los días 07 y 08 de junio, con la convocatoria a todas las personas naturales o jurídicas interesadas en participar en el proceso de planificación de la transmisión año 2018 (que no estuvieran inscritas en el registro del proceso del año 2017), a inscribirse en el registro de participación ciudadana correspondiente a dicho proceso;
- 10) Que, mediante Resolución Exenta N° 645, se constituyó el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018;
- 11) Que, mediante Oficio ORD. N° 475, de 29 de marzo de 2018, el Ministerio de Energía remitió a la Comisión el informe a que se refiere el inciso tercero del artículo 87° de la Ley, con los criterios y variables ambientales y territoriales a considerar en el proceso de planificación;
- 12) Que, además, mediante Oficio ORD. N° 1745, de 15 de diciembre de 2017, el Ministerio de Energía informó sobre los criterios a considerar para la definición de las obras nuevas que deben someterse a Estudio de Franja, los que fueron considerados para efectos de estimar los plazos constructivos y de entrada en operación de algunas de las obras contenidas en el informe técnico preliminar que se aprueba en la parte resolutive del presente acto administrativo; y
- 13) Que, habiéndose dado cumplimiento a las etapas pertinentes del proceso de planificación de la transmisión establecidas en la normativa legal y de carácter reglamentaria respectiva, corresponde que esta Comisión, en conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 91° de la Ley y en el artículo 10° de la Resolución Exenta N° 18, emita el Informe Técnico Preliminar con el Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2018, para lo cual viene en dictar el presente acto administrativo.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Apruébase el “Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2018”, cuyo texto se transcribe a continuación:



# **INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018**

**Noviembre de 2018**

**Santiago de Chile**

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción</b> .....	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>Resumen Ejecutivo</b> .....	<b>19</b>
<b>3</b>	<b>Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional</b> .....	<b>20</b>
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN .....	20
3.1.1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo .....	20
3.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	20
3.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	21
3.1.1.3	Entrada en operación .....	21
3.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 21	
3.1.2	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar .....	21
3.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	21
3.1.2.2	Equipos de alta tensión .....	21
3.1.2.3	Entrada en operación .....	22
3.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 22	
3.1.3	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza .....	22
3.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	22
3.1.3.2	Equipos de alta tensión .....	22
3.1.3.3	Entrada en operación .....	23
3.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 23	
3.1.3.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto .....	23
3.1.4	Ampliación en S/E Cumbre .....	23
3.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	23
3.1.4.2	Equipos de alta tensión .....	24
3.1.4.3	Entrada en operación .....	24
3.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 24	
3.1.4.5	Licitación .....	24
3.1.5	Ampliación en S/E Ciruelos .....	24
3.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	24
3.1.5.2	Equipos de alta tensión .....	25
3.1.5.3	Entrada en operación .....	25
3.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 25	
3.1.5.5	Licitación .....	25



3.1.6	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli .....	25
3.1.6.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	25
3.1.6.2	Equipos de alta tensión .....	25
3.1.6.3	Entrada en operación .....	26
3.1.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	26
3.1.7	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre ...	26
3.1.7.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	26
3.1.7.2	Equipos de alta tensión .....	26
3.1.7.3	Entrada en operación .....	27
3.1.7.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	27
3.1.8	Ampliación en S/E Polpaico .....	27
3.1.8.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	27
3.1.8.2	Equipos de alta tensión .....	27
3.1.8.3	Entrada en operación .....	27
3.1.8.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	27
3.1.9	Ampliación en S/E Calama 220 kV .....	28
3.1.9.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	28
3.1.9.2	Equipos de alta tensión .....	28
3.1.9.3	Entrada en operación .....	28
3.1.9.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	28
3.1.9.5	Licitación .....	29
3.2	OBRAS NUEVAS.....	30
3.2.1	Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel.....	30
3.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	30
3.2.1.2	Equipos de alta tensión .....	31
3.2.1.3	Entrada en operación .....	31
3.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	31
3.2.2	Nueva S/E Seccionadora Roncacho .....	31
3.2.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	31
3.2.2.2	Equipos de alta tensión .....	32
3.2.2.3	Entrada en operación .....	33
3.2.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	33
3.2.3	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga .....	33

3.2.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	33
3.2.3.2	Equipos de alta tensión .....	34
3.2.3.3	Entrada en operación .....	34
3.2.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 34	
3.2.4	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre .....	34
3.2.4.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	34
3.2.4.2	Equipos de alta tensión .....	35
3.2.4.3	Entrada en operación .....	35
3.2.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 35	
3.2.4.5	Licitación .....	35
<b>4</b>	<b>Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1</b>	<b>OBRAS DE AMPLIACIÓN .....</b>	<b>36</b>
	Sistema A .....	36
4.1.1	Ampliación en S/E Centro .....	36
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	36
4.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	37
4.1.1.3	Entrada en operación .....	37
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 37	
4.1.2	Ampliación en S/E Pozo Almonte .....	37
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	37
4.1.2.2	Equipos de alta tensión .....	37
4.1.2.3	Entrada en operación .....	38
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 38	
4.1.3	Ampliación en S/E Tamarugal y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal 38	
4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	38
4.1.3.2	Equipos de alta tensión .....	38
4.1.3.3	Entrada en operación .....	39
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 39	
4.1.4	Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte .....	39
4.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	39
4.1.4.2	Equipos de alta tensión .....	39
4.1.4.3	Entrada en operación .....	39
4.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 40	

4.1.5	Ampliación en S/E Calama 110 kV .....	40
4.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	40
4.1.5.2	Equipos de alta tensión .....	40
4.1.5.3	Entrada en operación .....	40
4.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 40	
4.1.5.5	Licitación .....	41
Sistema B.....		41
4.1.1	Ampliación en S/E Ovalle .....	41
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	41
4.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	41
4.1.1.3	Entrada en operación .....	42
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 42	
Sistema C.....		42
4.1.1	Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca .....	42
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	42
4.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	43
4.1.1.3	Entrada en operación .....	43
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 43	
4.1.2	Ampliación en S/E El Totoral .....	43
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	43
4.1.2.2	Equipos de alta tensión .....	44
4.1.2.3	Entrada en operación .....	44
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 44	
4.1.3	Ampliación en S/E Rungue.....	44
4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	44
4.1.3.2	Equipos de alta tensión .....	44
4.1.3.3	Entrada en operación .....	45
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 45	
Sistema D .....		45
4.1.1	Nueva S/E Móvil Región Metropolitana .....	45
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	45
4.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	46
4.1.1.3	Entrada en operación .....	46

4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	46
4.1.2	Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura .....	46
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	46
4.1.2.2	Equipos de alta tensión .....	46
4.1.2.3	Entrada en operación .....	47
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	47
4.1.3	Ampliación en S/E Punta Peuco.....	47
4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	47
4.1.3.2	Equipos de alta tensión .....	47
4.1.3.3	Entrada en operación .....	47
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	48
Sistema E	.....	48
4.1.1	Seccionamiento en S/E Santa Bárbara.....	49
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	49
4.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	49
4.1.1.3	Entrada en operación .....	49
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	49
4.1.2	Ampliación en S/E Fátima .....	50
4.1.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	50
4.1.2.2	Equipos de alta tensión .....	50
4.1.2.3	Entrada en operación .....	50
4.1.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	50
4.1.3	Ampliación en S/E Chocalán .....	51
4.1.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	51
4.1.3.2	Equipos de alta tensión .....	51
4.1.3.3	Entrada en operación .....	51
4.1.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	51
4.1.4	Ampliación en S/E Mandinga.....	51
4.1.4.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	51
4.1.4.2	Equipos de alta tensión .....	52
4.1.4.3	Entrada en operación .....	52
4.1.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	52
4.1.5	Ampliación en S/E Loreto .....	52

4.1.5.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	52
4.1.5.2	Equipos de alta tensión .....	53
4.1.5.3	Entrada en operación .....	53
4.1.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 53	
4.1.6	Ampliación en S/E San Clemente.....	53
4.1.6.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	53
4.1.6.2	Equipos de alta tensión .....	53
4.1.6.3	Entrada en operación .....	54
4.1.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 54	
4.1.7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas .....	54
4.1.7.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	54
4.1.7.2	Equipos de alta tensión .....	54
4.1.7.3	Entrada en operación .....	54
4.1.7.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 54	
4.1.8	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó .....	55
4.1.8.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	55
4.1.8.2	Equipos de alta tensión .....	55
4.1.8.3	Entrada en operación .....	55
4.1.8.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 55	
4.1.9	Ampliación en S/E Pumahue.....	56
4.1.9.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	56
4.1.9.2	Equipos de alta tensión .....	56
4.1.9.3	Entrada en operación .....	56
4.1.9.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 56	
4.1.10	Ampliación en S/E Lihueimo .....	56
4.1.10.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	56
4.1.10.2	Equipos de alta tensión .....	57
4.1.10.3	Entrada en operación .....	57
4.1.10.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 57	
4.1.11	Ampliación en S/E Gorbea .....	57
4.1.11.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	57
4.1.11.2	Equipos de alta tensión .....	58
4.1.11.3	Entrada en operación .....	58

4.1.11.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	58
4.1.12	Ampliación en S/E Los Varones .....	58
4.1.12.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	58
4.1.12.2	Equipos de alta tensión .....	58
4.1.12.3	Entrada en operación .....	59
4.1.12.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	59
4.1.13	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares....	59
4.1.13.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	59
4.1.13.2	Equipos de alta tensión .....	59
4.1.13.3	Entrada en operación .....	60
4.1.13.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	60
4.1.14	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada .....	60
4.1.14.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	60
4.1.14.2	Equipos de alta tensión .....	60
4.1.14.3	Entrada en operación .....	60
4.1.14.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	61
4.1.15	Ampliación en S/E Portezuelo .....	61
4.1.15.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	61
4.1.15.2	Equipos de alta tensión .....	61
4.1.15.3	Entrada en operación .....	61
4.1.15.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	61
4.1.15.5	Licitación .....	62
4.1.16	Ampliación en S/E Nueva Nirivilo .....	62
4.1.16.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	62
4.1.16.2	Equipos de alta tensión .....	62
4.1.16.3	Entrada en operación .....	62
4.1.16.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales	62
4.1.16.5	Licitación .....	63
4.1.17	Ampliación en S/E Constitución.....	63
4.1.17.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	63
4.1.17.2	Equipos de alta tensión .....	63
4.1.17.3	Entrada en operación .....	63

4.1.17.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 63	
4.1.17.5	Licitación .....	64
4.1.18	Ampliación en S/E La Palma .....	64
4.1.18.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	64
4.1.18.2	Equipos de alta tensión .....	64
4.1.18.3	Entrada en operación .....	64
4.1.18.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 64	
4.1.18.5	Licitación .....	65
4.1.19	Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero .....	65
4.1.19.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	65
4.1.19.2	Equipos de alta tensión .....	65
4.1.19.3	Entrada en operación .....	65
4.1.19.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 65	
4.1.20	Ampliación en S/E Charrúa .....	66
4.1.20.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	66
4.1.20.2	Equipos de alta tensión .....	66
4.1.20.3	Entrada en operación .....	66
4.1.20.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 66	
4.1.21	Ampliación en S/E Negrete .....	67
4.1.21.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	67
4.1.21.2	Equipos de alta tensión .....	67
4.1.21.3	Entrada en operación .....	67
4.1.21.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 67	
Sistema F	.....	68
4.1.1	Ampliación en S/E Picarte.....	68
4.1.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	68
4.1.1.2	Equipos de alta tensión .....	68
4.1.1.3	Entrada en operación .....	69
4.1.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 69	
4.2	OBRAS NUEVAS.....	70
Sistema B	.....	70
4.2.1	Nueva S/E Seccionadora Damascal.....	70
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	70

4.2.1.2	Equipos de alta tensión .....	71
4.2.1.3	Entrada en operación .....	71
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 71	
Sistema C.....		71
4.2.1	Nueva S/E Seccionadora Ritoque .....	72
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	72
4.2.1.2	Equipos de alta tensión .....	72
4.2.1.3	Entrada en operación .....	73
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 73	
Sistema E.....		73
4.2.1	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito .....	73
4.2.1.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	73
4.2.1.2	Equipos de alta tensión .....	74
4.2.1.3	Entrada en operación .....	74
4.2.1.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 74	
4.2.2	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo –La Palma, tendido del primer circuito.....	74
4.2.2.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	74
4.2.2.2	Equipos de alta tensión .....	74
4.2.2.3	Entrada en operación .....	75
4.2.2.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 75	
4.2.3	Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido del primer circuito .....	75
4.2.3.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	75
4.2.3.2	Equipos de alta tensión .....	76
4.2.3.3	Entrada en operación .....	76
4.2.3.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 76	
4.2.4	Nueva S/E Seccionadora Codegua .....	76
4.2.4.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	76
4.2.4.2	Equipos de alta tensión .....	78
4.2.4.3	Entrada en operación .....	78
4.2.4.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 78	
4.2.4.5	Instalaciones del sistema de transmisión dedicadas intervenidas por el Proyecto.....	78
4.2.5	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva línea 2x220 kV Loica – Portezuelo .....	78
4.2.5.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	78

4.2.5.2	Equipos de alta tensión .....	79
4.2.5.3	Entrada en operación .....	80
4.2.5.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 80	
4.2.6	Nueva S/E Seccionadora Litueche .....	80
4.2.6.1	Descripción general y ubicación de la obra .....	80
4.2.6.2	Equipos de alta tensión .....	81
4.2.6.3	Entrada en operación .....	81
4.2.6.4	Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales 81	
4.2.6.5	Licitación .....	81
<b>5</b>	<b>Actualización de los Valores de inversión Referencial de los Proyectos .....</b>	<b>82</b>
<b>6</b>	<b>Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión .....</b>	<b>85</b>
6.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN .....	85
6.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN .....	85
6.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....	86
6.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	86
6.3.2	Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	87
6.3.3	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	88
6.3.3.1	Proyecto de Transmisión Decretados.....	88
6.3.3.2	Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción .....	89
6.3.3.3	Proyectos Comprometidos.....	89
6.3.4	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión .....	90
6.3.4.1	Ajuste por demanda.....	92
6.3.4.2	Distribución del parque de generación .....	94
6.3.4.3	Escenario 1 .....	96
6.3.4.4	Escenario 2 .....	97
6.3.4.5	Escenario 3 .....	98
6.3.4.6	Escenario 4 .....	99
6.3.4.7	Escenario 5 .....	100
6.3.4.8	Cumplimiento de Ley 20.698.....	101
6.3.5	Proyección de Precios de Combustibles .....	102
6.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas .....	104
6.3.6.1	Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico.....	105
6.3.6.2	Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico .....	108
6.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	112
6.3.8	Costos de Falla .....	115

6.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	116
<b>6.4</b>	<b>ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....</b>	<b>116</b>
6.4.1	Análisis Preliminar .....	116
6.4.2	Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión .....	116
6.4.2.1	Criterio de Holgura .....	117
6.4.3	Análisis de Seguridad y Resiliencia .....	118
6.4.3.1	Análisis de Seguridad .....	118
6.4.3.2	Análisis de Resiliencia.....	119
6.4.4	Análisis de Mercado Eléctrico Común .....	121
6.4.5	Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión .....	123
6.4.5.1	Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos.....	123
6.4.5.2	Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos .....	125
<b>7</b>	<b>Evaluación de los Proyectos y Resultados.....</b>	<b>127</b>
<b>7.1</b>	<b>NECESIDADES DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL.....</b>	<b>127</b>
7.1.1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo .....	127
7.1.1.1	Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica .....	127
7.1.2	Ampliación en S/E Nueva Pan De Azúcar .....	128
7.1.3	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.....	128
7.1.3.1	Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica .....	129
7.1.3.2	Análisis de Seguridad .....	131
7.1.3.3	Análisis Económico Complementario.....	135
7.1.3.4	Condicionamiento de la obra .....	141
7.1.3.5	Gráficos por las instalaciones de transmisión .....	141
7.1.3.6	Variaciones costos marginales asociados al ingreso de la expansión HVDC .....	148
7.1.4	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre .....	149
7.1.4.1	Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica .....	149
7.1.4.2	Gráficos por las instalaciones de transmisión .....	150
<b>7.2</b>	<b>NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA E.....</b>	<b>155</b>
7.2.1	Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva línea 2x110 kV Alto melipilla – Cerro Sombrero, tendido del primer circuito .....	155
7.2.1.1	Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica .....	156
7.2.2	Nueva S/E Seccionadora Codegua.....	157
7.2.2.1	Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica .....	158
7.2.2.2	Análisis de Factibilidad y Valorización de los Proyectos.....	159
7.2.2.3	Gráficos por las instalaciones de transmisión .....	159
7.2.3	Nueva S/E Seccionadora Loica, Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo, Ampliación en S/E Portezuelo y Nueva S/E Seccionadora Litueche.....	167

7.2.3.1	Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica .....	168
7.2.3.2	Gráficos por las instalaciones de transmisión .....	169
<b>7.3</b>	<b>NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD .....</b>	<b>173</b>
7.3.1	Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel.....	173
7.3.2	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza .....	174
7.3.2.1	Análisis de Factibilidad y Valorización de los Proyectos.....	175
7.3.3	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli.....	175
7.3.4	Ampliación en S/E Calama 220 kV .....	176
7.3.5	Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte.....	176
<b>7.4</b>	<b>NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADAS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN .</b>	<b>177</b>
7.4.1	Ampliación en S/E Centro.....	177
7.4.2	Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca.....	178
7.4.3	Nueva S/E Seccionadora Ritoque .....	179
7.4.4	Nueva S/E Móvil Región Metropolitana .....	180
7.4.5	Seccionamiento en S/E Santa Bárbara.....	180
7.4.6	Ampliación en S/E Charrúa .....	181
7.4.7	Ampliación en S/E Picarte.....	182
<b>7.5</b>	<b>NECESIDADES DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO .....</b>	<b>183</b>
7.5.1	Nueva S/E Seccionadora Damascal.....	183
7.5.2	Ampliación en S/E Ovalle.....	184
7.5.3	Refuerzo tramo Tap Vitacura – Vitacura .....	185
7.5.4	Ampliación en S/E Fátima.....	185
7.5.5	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas.....	186
7.5.6	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó .....	186
7.5.7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares – Linares y Ampliación en S/E Linares.....	187
7.5.8	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada.....	188
7.5.9	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero.....	189
7.5.10	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, Tendido del Primer Circuito, Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, Tendido del Primer Circuito, Ampliación en S/E La Palma y Ampliación en S/E Constitución.....	189
<b>7.6</b>	<b>NECESIDADES DE EXPANSIÓN PARA INYECCIÓN DE GENERACIÓN.....</b>	<b>191</b>
7.6.1	Nueva S/E Seccionadora Roncacho .....	192
7.6.2	Ampliación en S/E Calama 110 kV .....	192
7.6.3	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga .....	193
7.6.4	Ampliación en S/E Cumbre .....	193

7.6.5	Ampliación en S/E Ciruelos .....	193
7.6.6	Ampliación en S/E Polpaico .....	194
7.6.7	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal .....	194
7.6.8	Ampliación en S/E Pozo Almonte .....	194
7.6.9	Ampliación en S/E Punta Peuco.....	195
7.6.10	Ampliación en S/E Rungue.....	195
7.6.11	Ampliación en S/E Los Varones .....	195
7.6.12	Nueva S/E Seccionadora Litueche .....	195
7.6.13	Ampliación en S/E Negrete .....	195
<b>7.7</b>	<b>ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....</b>	<b>195</b>
7.7.1	Eventualidad 1: Maremoto .....	196
7.7.1.1	Análisis zona Tocopilla .....	196
7.7.1.2	Análisis zona Mejillones .....	197
7.7.1.3	Análisis zona Huasco .....	197
7.7.1.4	Análisis zona Coronel .....	198
7.7.2	Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustible .....	198
7.7.3	Hidrologías Extremas.....	199
<b>7.8</b>	<b>RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....</b>	<b>201</b>
<b>8</b>	<b>Valorización de las Obras de Expansión.....</b>	<b>203</b>
8.1	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA NACIONAL.....	203
8.2	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA ZONAL.....	204
8.2.1	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema A.....	204
8.2.2	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema B.....	205
8.2.3	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema C.....	206
8.2.4	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema D.....	207
8.2.5	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema E .....	208
8.2.6	Valorizaciones de Obras de Ampliación Sistema F .....	211
8.3	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA NACIONAL .....	212
8.4	PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA ZONAL .....	213
8.4.1	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema B .....	213
8.4.2	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema C .....	214
8.4.3	Valorizaciones de Obras Nuevas Sistema E .....	215
<b>9</b>	<b>Anexo 1: Antecedentes Evaluación de otros proyectos.....</b>	<b>216</b>
9.1	PROYECTOS NO RECOMENDADOS .....	216
<b>10</b>	<b>Anexo 2: Valorización de Proyectos .....</b>	<b>230</b>

10.1	METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS .....	230
10.1.1	Estructura General del Modelo de Valorización .....	230
10.1.2	Criterios y Consideraciones Utilizadas .....	237
10.1.3	Dimensionamiento de Instalaciones .....	239
10.1.4	Precios Unitarios .....	239
10.1.5	Cálculo de los Intereses Intercalarios .....	239
10.1.6	Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) .....	240
<b>11</b>	<b>Anexo 3: Estabilidad de Sistema HVDC .....</b>	<b>241</b>
11.1	RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2x500 kV NUEVA PAN DE AZÚCAR – MAITENCILLO, CIRCUITO 2 .....	245
11.2	RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2x500 kV PARINAS – CUMBRES, CIRCUITO 1 .....	246
11.3	RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2x500 kV LO AGUIRRE – ALTO JAHUEL, CIRCUITO 2 .....	247
11.4	RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2x500 kV LOS CHANGOS – PARINAS, CIRCUITO 1 .....	248
<b>12</b>	<b>Anexo 4: Gráficos .....</b>	<b>249</b>
12.1	GRÁFICOS DE TRANSFORMADORES DE RETIRO .....	249
	Sistema A .....	249
	Sistema C .....	249
	Sistema E .....	250
<b>13</b>	<b>Anexo 5: Planes de Obra de Generación .....</b>	<b>254</b>
<b>14</b>	<b>Anexo 6: Resultados del Análisis de Resiliencia por Maremotos .....</b>	<b>284</b>
14.1	ANÁLISIS ZONA TOCOPILLA .....	284
14.2	ANÁLISIS ZONA MEJILLONES .....	287
14.3	ANÁLISIS ZONA HUASCO .....	291
14.4	ANÁLISIS ZONA CORONEL .....	293

## 1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 87° del DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”, “LGSE” o “Ley General de Servicios Eléctricos”, anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que debe 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 (PELP) que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° de la misma ley. Al respecto, cabe señalar que mediante Decreto Exento N° 92 del Ministerio de Energía, de 09 de marzo de 2018, se aprobó la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022.

Además, el mismo inciso segundo del artículo 87° de la Ley señala que la planificación de la transmisión debe considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico.

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 aquello permita dar cumplimiento a los objetivos señalados en el referido artículo 87°. Puntualiza la Ley que estas expansiones no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y que deberán considerarse 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, a saber, los decretos de expansión de la transmisión.

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, la que 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 N° 20.936, 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 2017, y Resolución Exenta N° 45, de 30 de enero de 2018, se establecieron las normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936. 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 y reemplazada por la Resolución Exenta N° 711 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, 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 Preliminar.

Por su parte, dando cumplimiento a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° de la Ley, y conforme a 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 en el Diario Oficial y en diarios de circulación nacional, a la inscripción de quienes

---

no se encontraran ya inscritos en el registro correspondiente al proceso de planificación del año 2017<sup>1</sup>, en el registro correspondiente al presente proceso de planificación. Además, se solicitó a quienes ya se encontraban inscritos en el registro de participación ciudadana del proceso de planificación del año 2017 la renovación de sus antecedentes y la confirmación de su interés en seguir formando parte del mencionado registro. La convocatoria concluyó con la dictación de la Resolución Exenta N° 645 de la Comisión, de 12 de septiembre de 2018, a través de la cual se constituyó el Registro de Participación Ciudadana del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley, y en las demás disposiciones citadas, a continuación se presenta el Informe Técnico Preliminar con el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018.

---

<sup>1</sup> Constituido mediante Resolución Exenta N° 714 de la Comisión Nacional de Energía, de 12 de diciembre de 2017, complementada mediante Resolución Exenta N° 23, de 15 de enero de 2018.

---

## 2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este Informe Preliminar consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2018, 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 la transmisión dentro del plazo establecido al efecto, y los informes enviados por el Coordinador con su propuesta de expansión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 91° de la Ley.

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 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, y en consideración a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de planificación de la transmisión.

El presente Informe Preliminar contiene un listado de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y un listado de obras de expansión de los Sistema de Transmisión Zonal. Dentro de estos listados, se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 13 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 1.253 millones de dólares, de las cuales 9 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 57 millones aproximadamente, y 4 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 1.196 millones aproximadamente.

Respecto del Sistema de Transmisión Zonal, se presenta un total de 42 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 165 millones de dólares, de las cuales 34 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 69 millones aproximadamente, y 8 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 96 millones aproximadamente.

No se incluyen en el presente plan de expansión obras correspondientes a sistemas de transmisión para polos de desarrollo, atendido que el Decreto Exento N° 92 de 2018, del Ministerio de Energía, no incluyó polos de desarrollo.

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción durante el primer semestre de 2020.

### 3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

#### 3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación 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	Ejecución
1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	24	3,01	48,10	Interchile S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	24	1,80	28,84	Interchile S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza	36	8,06	128,98	Centinela Transmisión S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Cumbre	24	1,38	22,02	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Condicionada
5	Ampliación en S/E Ciruelos	24	1,06	16,98	Transec S.A.	Condicionada
6	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	24	2,81	44,95	Eletrans S.A.	Obligatoria
7	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	36	36,47	583,55	Transec S.A.	Obligatoria
8	Ampliación en S/E Polpaico	24	1,20	19,21	Transec S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Calama 220 kV	24	1,36	21,78	CGE S.A.	Obligatoria

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

#### 3.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV MAITENCILLO – NUEVA MAITENCILLO

##### 3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo, que actualmente posee un conductor 4xACAR 500 MCM por circuito, por una configuración de conductores que permita una capacidad de transporte de, al menos, 1.600 MVA a 35° C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo del equipamiento serie necesario en las respectivas subestaciones para permitir transferencias acorde a la nueva capacidad del tramo.

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

---

### **3.1.1.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 3,01 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 48,10 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR**

### **3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la subestación Nueva Pan de Azúcar a través de la incorporación de un nuevo paño central, manteniendo la tecnología existente, para una futura diagonal en configuración interruptor y medio de manera de permitir la conexión del proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres”.

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, sistemas de 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 este nudo.

---

### **3.1.2.3 Entrada en operación**

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 1,80 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 28,84 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CENTINELA Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV EL COBRE – ESPERANZA**

### **3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación de la subestación Centinela, actualmente en construcción, y el seccionamiento de la línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza. El proyecto considera la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV, en configuración interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, que permitan la conexión de la línea antes mencionada y para nuevos proyectos de la zona.

Además, el proyecto considera la construcción de enlaces de un kilómetro aproximadamente de longitud para el seccionamiento de la línea mencionada en la S/E Centinela, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona. La conexión en la S/E Centinela se deberá realizar completando las 3 medias diagonales disponibles y construyendo una nueva media diagonal.

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, sistemas de 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.

### **3.1.3.2 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 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### 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 8,06 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 128,98 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### 3.1.3.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación 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 2: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto**

Instalación	Propietario
Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza	Centinela Transmisión S.A.

## 3.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE

### 3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la extensión de la plataforma, barras principales y todas las instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Cumbre en configuración interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación de la zona.

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, sistemas de 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.

---

### **3.1.4.2 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 este nudo.

### **3.1.4.3 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 1,38 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 22,02 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.1.4.5 Licitación**

La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción de, al menos, uno de los siguientes proyectos de generación: “Planta Solar Fotovoltaica Almeyda” de aproximadamente 52 MW; “Planta Solar Fotovoltaica Malgarida II” de aproximadamente 167 MW, ambos de propiedad Acciona Energía Chile SpA.

## **3.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E CIRUELOS**

### **3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la subestación Ciruelos, en configuración doble barra con barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación de la zona. El proyecto considera la extensión de la plataforma, barra y todas las instalaciones comunes necesarias del patio de 220 kV.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de 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 este nudo.

### **3.1.5.3 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 1,06 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 16,98 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.1.5.5 Licitación**

La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción del proyecto de generación denominado “Parque Eólico Pichilingue” de aproximadamente 113 MW, de propiedad Acciona Energía Chile SpA.

## **3.1.6 REACTOR EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI**

### **3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la instalación de un reactor trifásico de 50 MVA en la barra de 220 kV de la S/E Nueva Pichirropulli. El proyecto considera los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio, completando una media diagonal disponible, manteniendo la tecnología existente de los equipos.

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

### **3.1.6.2 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.

---

### **3.1.6.3 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 2,81 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 44,95 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV ALTO JAHUEL - LO AGUIRRE Y AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE**

#### **3.1.7.1 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, la que actualmente posee un conductor 4 x ACAR 355 mm<sup>2</sup>, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 3.000 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, que deberá compartir la unidad de reserva con el banco de autotransformadores existente, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, completando las medias diagonales disponibles tanto en el patio de 500 kV como en el patio de 220 kV. Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación del patio de 500 kV con la finalidad de tener espacios disponibles para la conexión del enlace entre esta subestación y la futura subestación convertora Lo Aguirre<sup>2</sup>. Las ampliaciones de los patios de 500 kV y 220 kV deben utilizar la tecnología existente.

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

#### **3.1.7.2 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 este nudo.

---

<sup>2</sup> La futura subestación convertora Lo Aguirre forma parte de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional “Nueva Línea HVDC Kimal—Lo Aguirre” propuesta en el presente plan de expansión, cuya descripción se encuentra en el numeral 3.2.4. de este Informe Técnico Preliminar.

---

### **3.1.7.3 Entrada en operación**

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 36,47 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 583,55 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E POLPAICO**

### **3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la S/E Polpaico en dos nuevas posiciones, en configuración doble barra principal más barra de transferencia, una de las cuales quedará reservada para la instalación de un futuro equipo de transformación 500/220 kV. El proyecto considera la extensión de la plataforma, barras y todas las instalaciones comunes necesarias del patio de 220 kV

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

### **3.1.8.2 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 este nudo.

### **3.1.8.3 Entrada en operación**

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 1,20 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

---

El COMA referencial se establece en 19,21 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **3.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA 220 KV**

#### **3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la incorporación de una nueva barra en el patio de 220 kV en la S/E Calama, modificando la configuración del patio de 220 kV de barra simple a doble barra con doble interruptor. La capacidad de la nueva barra deberá ser al menos de 1.000 MVA con 75° C en el conductor y 35° C temperatura ambiente. Por limitaciones de espacio en esta subestación, esta normalización deberá proporcionar las facilidades para la conexión de equipos del tipo HCS o Hybrid Compact Switchgear para las normalizaciones e instalaciones de paños futuros.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de la actual barra principal de la S/E Calama 220 kV mediante el reemplazo de los actuales conductores por uno que mantenga las mismas características técnicas de la nueva barra antes mencionada.

El proyecto considera dejar tres (3) espacios disponibles en plataforma con sus respectivas mallas de puesta a tierra, plataforma, barras y deberá contener todos los elementos comunes necesarios para la conexión de los paños del proyecto "S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata – S/E Calama" y de la normalización de la unidad de transformación de la instalación zonal existente, así como modificaciones al sistema de control y protecciones, ampliación de los servicios auxiliares, entre otros.

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

#### **3.1.9.2 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.

#### **3.1.9.3 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 1,36 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

---

El COMA referencial se establece en 21,78 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **3.1.9.5 Licitación**

El proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 4.1.5 del Sistema A, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente, siempre que esta última obra se pueda incluir en el proceso de licitación debido a la declaración en construcción del proyecto de generación denominado “Planta Solar Fotovoltaica Usya” de propiedad Acciona Energía Chile SpA. De lo contrario, la obra podrá ser licitada y adjudicada por separado.

## 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.

**Tabla 3: Obras Nuevas del Sistema Nacional**

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel	24	8,24	131,91	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora Roncacho	24	4,93	78,92	Obligatoria
3	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	24	6,76	108,09	Obligatoria
4	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	84	1.176	18.815	Condicionada

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

### 3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA SANTA ISABEL

#### 3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa, denominada S/E Santa Isabel, la cual además conecta la línea de 220 kV de doble circuito que existe entre la conexión en derivación Santa Isabel y la S/E Maule.

La configuración de la subestación corresponderá a interruptor y medio en tecnología AIS con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y una temperatura ambiente de 35°C con sol. La obra considera la construcción de dos diagonales completas para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa y una media diagonal para la conexión de la línea 1x220 kV Santa Isabel – Maule y terreno nivelado para dos futuras diagonales que permitan la conexión de futuros proyectos de la zona. La subestación se deberá emplazar alrededor del actual Tap Santa Isabel 220 kV, dentro de un radio de 4 kilómetros desde dicho punto.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como

---

también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como 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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 8,24 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 131,91 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **3.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA RONCACHO**

### **3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota<sup>3</sup>, denominada S/E Roncacho. 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 temperatura ambiente de 35°C con sol.

---

<sup>3</sup> Obra contenida en el Decreto N° 373, del Ministerio de Energía, de 16 de mayo de 2016, publicado en el Diario Oficial el 23 de mayo de 2016, que fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

---

En la nueva subestación se deberán construir una diagonal necesaria para el seccionamiento de la línea previamente indicada y espacios con plataforma y barras extendidas para tres futuras diagonales que permitan la conexión de los nuevos proyectos de generación y transmisión de la zona.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 60 km de la S/E Parinacota 220 kV siguiendo el trazado de la futura línea 2x220 kV Parinacota – Nueva Pozo Almonte, dentro de un radio de 6 kilómetros desde dicho punto. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá redefinir la distancia entre la nueva S/E Roncacho 220 kV y la S/E Parinacota 220 kV en caso de cambios significativos en el trazado de la futura línea 2x220 kV Parinacota – Nueva Pozo Almonte, en las respectivas bases de licitación.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, 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 ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 4,93 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 78,92 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **3.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA AGUA AMARGA**

### **3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora en la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada, denominada S/E Agua Amarga. 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 temperatura ambiente de 35°C con sol. En la nueva subestación se deberá considerar la construcción de dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea previamente indicada y espacios para dos diagonales con plataforma y barra extendida que permitan la conexión de los nuevos proyectos de generación y transmisión de la zona.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 42 km de la S/E Maitencillo 220 kV siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se

---

requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, 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 ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 6,76 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 108,09 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **3.2.4 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE**

### **3.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión HVDC en bipolo con retorno metálico de, al menos,  $\pm 600$  kV, entre la subestación convertora Kimal y la subestación convertora Lo Aguirre.

La longitud aproximada de la línea es 1.500 km, con una capacidad de transmisión por cada polo de, al menos, 2.000 MW.

Además, el proyecto considera la construcción de 4 estaciones convertoras HVAC/HVDC junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, dos en cada una de las subestaciones anteriormente señaladas. Adicionalmente, el proyecto considera los enlaces en corriente alterna entre las subestaciones convertoras y las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, con los respectivos paños de conexión en estas subestaciones.

---

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

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

En las respectivas bases de licitación se podrán detallar y definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como 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.

#### **3.2.4.2 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 84 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1.176 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 18,82 millones de dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **3.2.4.5 Licitación**

La licitación de esta obra quedará condicionada a que el último Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de Transmisión que se haya emitido previo a la fecha en que deba darse inicio a la referida licitación, considere en el 50% de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión definidos en dicho Plan, un potencial de, al menos, 3.000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre y durante todo el horizonte de planificación.

## 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 A

La identificación de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema A comprende aquellas que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Parinacota y Escondida del Sistema Eléctrico Nacional.

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

**Tabla 4: Obras de Ampliación del Sistema A**

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Centro	24	1,76	28,09	CGE S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Pozo Almonte	24	2,55	40,86	Engie Energía S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	24	1,52	24,39	Engie Energía S.A.	Obligatoria
4	Seccionamiento línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte	24	2,99	47,87	Engie Energía S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Calama 110 kV	24	0,22	3,57	CGE S.A.	Condicionada

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

#### 4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E CENTRO

##### 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23-13,8 kV de capacidad 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) en la S/E Centro con sus respectivos paños de conexión a las barras de alta tensión y media tensión.

Asimismo, el proyecto incluye las adecuaciones necesarias para la conexión del equipo de transformación a las barras de 23 kV y 13,8 kV existentes.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.1.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,76 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 28,09 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E POZO ALMONTE**

#### **4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 110/23 kV de capacidad 30 MVA en la S/E Pozo Almonte con sus respectivos paños de conexión a las barras de alta y media tensión.

Adicionalmente, el proyecto incluye el reemplazo del transformador existente 110/66 kV de 30 MVA, por un nuevo equipo de transformación de, al menos, 90 MVA de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.2.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 2,55 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 40,86 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E TAMARUGAL Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV POZO ALMONTE – TAMARUGAL**

#### **4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador existente 66/23 kV de capacidad 10 MVA por un nuevo equipo de transformación de, al menos, 30 MVA de capacidad y la construcción de una barra simple en el patio de 66 kV con cuatro posiciones, dos de las cuales serán utilizadas por el paño del transformador y por un nuevo paño para la línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de transporte de la línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal, mediante el reemplazo del conductor existente por un nuevo conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.3.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,52 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 24,39 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.4 SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X110 KV ARICA – POZO ALMONTE**

##### **4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en la actual S/E Dolores. El proyecto requiere la ampliación de la actual barra simple en 110 kV de la S/E Dolores, para así permitir la conexión del seccionamiento de dicha línea con sus respectivos paños de conexión en alta tensión.

Además, el proyecto considera el reemplazo del actual transformador 110/24 kV, de capacidad 2 MVA, por uno de, al menos, 30 MVA, incluyendo un nuevo paño de conexión en 110 kV.

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, sistemas de 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

---

#### **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 2,99 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 47,87 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA 110 KV**

##### **4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 110 kV de la subestación Calama en la actual configuración de barras, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos de generación de la zona.

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, sistemas de 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 ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 0,22 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 3,57 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### 4.1.5.5 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción del proyecto de generación denominado “Planta Solar Fotovoltaica Usya”, de aproximadamente 51 MW, de propiedad Acciona Energía Chile SpA. Adicionalmente, el proyecto deberá ser licitado y adjudicado para su construcción, coordinadamente y en conjunto con la obra descrita en el numeral 3.1.9, con el objeto de que sean adjudicadas a un mismo oferente.

### 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 5: 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	Ejecución
1	Ampliación en S/E Ovalle	24	0,50	7,98	CGE S.A.	Obligatoria

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

#### 4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E OVALLE

##### 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la barra principal del patio de 66 kV de la S/E Ovalle y el cambio de conductor de la misma, la que actualmente posee un conductor Cu 4/0 AWG, por un conductor con capacidad de, al menos, 180 MVA con 75°C en el conductor y temperatura ambiente de 25°C con sol.

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

##### 4.1.1.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### 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 0,50 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 7,98 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 6: 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	Ejecución
1	Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca	30	3,64	58,18	Chilquinta Energía S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E El Totoral	24	1,37	21,97	Empresa Eléctrica Litoral	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Rungue	24	2,47	39,58	Enel Distribución S.A.	Obligatoria

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

#### 4.1.1 LÍNEA 1X110 KV BOSQUEMAR – TAP REÑACA – REÑACA

##### 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea entre Tap Reñaca y la S/E Reñaca, utilizando las estructuras existentes, y la modificación de la línea de transmisión 1x110 kV Concón – Bosquemar para crear una línea de transmisión de 110 kV doble circuito entre el Tap Reñaca y la S/E Bosquemar, uno de los cuales será el actual 1x110 kV Concón – Bosquemar y el otro será el nuevo circuito 1x110 kV Tap Reñaca – Bosquemar, todo esto con la finalidad de crear un nuevo circuito 1x110 kV Reñaca – Bosquemar de 11,5 km. de longitud y una capacidad de, al menos, 100 MVA a 25 °C con sol. El proyecto incluye los paños de línea en las subestaciones Reñaca y Bosquemar y el tensado del conductor de la actual línea 1x110 kV Concón – Bosquemar con la finalidad de lograr una capacidad de transferencia equivalente a la del nuevo circuito.

---

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

#### **4.1.1.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 3,64 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 58,18 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E EL TOTORAL**

#### **4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador de 66/12 kV y 8 MVA de capacidad existente en la S/E El Totoral, por un equipo de 15 MVA junto a la construcción de su respectivo paño de conexión en 66 kV. Además, el proyecto incluye la ampliación de la barra de 12 kV en dos posiciones y un nuevo paño para un futuro alimentador.

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, sistemas de 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,37 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 21,97 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E RUNGUE**

#### **4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el reemplazo del transformador existente 44/23 kV, 3,5 MVA, por una nueva unidad de 20 MVA y la instalación de un segundo transformador de 44/23 kV, 20 MVA, ambos con sus respectivos paños de alta tensión. El proyecto incluye la ampliación del patio de 44 kV a través de la construcción de una barra simple seccionada que permita la conexión de los transformadores y de la actual doble conexión en derivación de la subestación. En el patio de 12 kV se considera la construcción de una nueva sección de barra, un paño seccionador que permita la conexión con la barra existente, el paño del nuevo transformador y un nuevo paño para un futuro alimentador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.3.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### 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 2,47 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 39,58 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América

## 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 las obras de ampliación necesarias para el Sistema D de Transmisión Zonal.

**Tabla 7: 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	Ejecución
1	Nueva S/E Móvil Región Metropolitana	20	5,25	83,93	Enel Distribución S.A.	Obligatoria
2	Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	24	0,85	13,61	Enel Distribución S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Punta Peuco	24	2,22	35,48	Enel Distribución S.A.	Obligatoria

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

### 4.1.1 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN METROPOLITANA

#### 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 Metropolitana mediante una S/E Móvil 110/23/12,5 kV de 50 MVA. Se entenderá por S/E Móvil a un conjunto de equipos montados sobre plataformas móviles y camiones 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 las 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 Tránsito y demás normativa aplicable.

---

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la adecuación de las subestaciones a respaldar, tales como 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.

#### **4.1.1.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 5,25 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 83,93 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.2 REFUERZO TRAMO TAP VITACURA – VITACURA**

#### **4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x110 kV Tap Vitacura – Vitacura, que actualmente posee un conductor AASC 500 mm<sup>2</sup>, por un conductor de alta temperatura con capacidad de, al menos, de 400 MVA a 35°C con sol en cada uno de los circuitos.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones, tales como sistemas de 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 0,85 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 13,61 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA PEUCO**

#### **4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 110/23 kV de capacidad de 50 MVA en la S/E Punta Peuco, con su respectivo paño de conexión en alta tensión. En el patio de 23 kV se considera la construcción de una nueva sección de barra, un paño seccionador que permita la conexión con la barra existente, el paño del nuevo transformador y tres paños para futuros alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.3.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### 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 2,22 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 35,48 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 8: 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	Ejecución
1	Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	24	1,23	19,69	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Fátima	30	5,70	91,18	CGE S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Chocalán	24	1,39	22,30	CGE S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Mandinga	24	1,26	20,21	CGE S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Loreto	24	1,41	22,60	CGE S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E San Clemente	24	1,08	17,20	CGE S.A.	Obligatoria
7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	24	0,58	9,35	CGE S.A.	Obligatoria
8	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	24	3,96	63,34	CGE S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Pumahue	24	1,26	20,13	CGE S.A.	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Lihueimo	24	1,27	20,35	CGE S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Gorbea	24	0,98	15,63	CGE S.A.	Obligatoria
12	Ampliación en S/E Los Varones	24	1,25	19,95	Besalco S.A.	Obligatoria
13	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	24	5,10	81,54	CGE S.A.	Obligatoria
14	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	24	1,74	27,90	CGE S.A.	Obligatoria
15	Ampliación en S/E Portezuelo	24	7,54	120,65	CGE S.A.	Condicionada
16	Ampliación en S/E Nueva Nirivilo	24	0,67	10,76	Consorcio Celeo Redes	Condicionada
17	Ampliación en S/E Constitución	24	0,41	6,53	CGE S.A.	Condicionada
18	Ampliación en S/E La Palma	24	0,46	7,33	CGE S.A.	Condicionada

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Propietario	Ejecución
19	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero	24	0,46	7,32	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Obligatoria
20	Ampliación en S/E Charrúa	24	2,73	43,63	Transelect S.A.	Obligatoria
21	Ampliación en S/E Negrete	24	0,76	12,11	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Obligatoria

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

#### **4.1.1 SECCIONAMIENTO EN S/E SANTA BÁRBARA**

##### **4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Duqueco – Faenas Pangué en la S/E Santa Bárbara, con sus respectivos paños de conexión en 66 kV. Además, el proyecto incluye la ampliación de la subestación Santa Bárbara para la construcción de una barra principal en 66 kV que permita la conexión del seccionamiento antes mencionado y de la conexión del actual equipo de transformación.

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, sistemas de 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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 1,23 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

---

El COMA referencial se establece en 19,69 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E FÁTIMA**

##### **4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la modificación del patio de 154 kV de la S/E Fátima a configuración doble barra principal más transferencia, a través de la construcción de esta última, el respectivo paño de transferencia y la instalación de equipos de maniobra que permitan a los paños existentes su conexión a la transferencia. Además, el proyecto considera el seccionamiento completo de la línea de transmisión 2x154 kV Alto Jahuel – Punta Cortés en la S/E Fátima, con la construcción de dos paños de línea y la reutilización de los dos paños existentes de la actual conexión en derivación. Por último, la obra incluye el traslado e instalación en la S/E Fátima del equipo de transformación 154/66/14,8 kV actualmente instalado en la S/E Paine, con la construcción de sus respectivos paños en ambos niveles de tensión.

Todas las obras del patio de 154 kV y el equipamiento a utilizar deben ser en estándar 220 kV.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.2.2 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 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 5,70 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 91,18 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

### **4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CHOCALÁN**

#### **4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Chocalán, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 10 MVA por una unidad de capacidad de 20 MVA y la construcción de su respectivo paño en el lado de alta tensión. Además, considera la ampliación del patio de media tensión y la construcción de dos paños para futuros alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.3.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,39 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

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

### **4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E MANDINGA**

#### **4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Mandinga, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 8 MVA por una de capacidad de 15 MVA y la construcción de su respectivo paño en el lado de alta tensión. Además, el proyecto considera la ampliación del patio de media tensión y la construcción de un paño para un futuro alimentador.

---

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### **4.1.4.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,26 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 20,21 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E LORETO**

#### **4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Loreto, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/15 kV de 10,5 MVA por una de capacidad de 20 MVA. Además, el proyecto considera la ampliación del patio de media tensión y la construcción de dos paños para futuros alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

---

#### **4.1.5.2 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 siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,41 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 22,60 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E SAN CLEMENTE**

##### **4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E San Clemente, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 10 MVA por una de capacidad de 20 MVA. Además, el proyecto considera la ampliación del patio de media tensión y la construcción de dos paños para futuros alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.6.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,08 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 17,20 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV MONTEERRICO – COCHARCAS**

#### **4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas, que actualmente posee un conductor CU 1/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 56 MVA a 35°C con sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 0,58 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

---

El COMA referencial se establece en 9,35 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E MOLINA Y SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – CURICÓ**

##### **4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Molina, mediante la instalación de una nueva unidad de transformación 66/15 kV, 30 MVA. Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación del patio de 66 kV mediante la construcción de dos barras principales en aislación aire para permitir la conexión de la línea 2x66 kV Itahue – Curicó, de los transformadores existentes y del nuevo transformador, para lo cual considera la construcción de un paño de 66 kV para este equipo con conexión a ambas barras a través de equipos de maniobra, y la construcción de cuatro paños de línea para el seccionamiento completo de la línea señalada. Finalmente, considera un nuevo patio en media tensión en celdas, con paños para el nuevo transformador, 5 posiciones de alimentadores, dos seccionadores que permitan la conexión con las barras existentes, transformador de potencial y un banco de condensadores de media tensión.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.8.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 3,96 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 63,34 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

## **4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E PUMAHUE**

### **4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de transformación 66/15 kV de 30 MVA en la subestación Pumahue, con su respectivo paño de conexión en alta tensión. En media tensión, el proyecto considera un patio en celdas, con paños para el nuevo transformador, 5 posiciones de alimentadores, un seccionador que permita la conexión con la barra existente y transformador de potencial.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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 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.

### **4.1.9.2 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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 1,26 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 20,13 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## **4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E LIHUEIMO**

### **4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de transformación 66/13,8 kV de 15 MVA en la subestación Lihueimo, con sus respectivos paños de conexión, en ambos niveles de tensión. Además, el proyecto considera la construcción de un paño en alta tensión para el equipo

---

existente, la ampliación del patio de media tensión y la construcción de un paño para un futuro alimentador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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 los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

#### **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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,27 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 20,35 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E GORBEA**

##### **4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Gorbea, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 6,25 MVA por una de capacidad de 10 MVA. Además, el proyecto considera la construcción de un paño en alta tensión para dicho equipo, la ampliación del patio de media tensión y la construcción de un paño para un futuro alimentador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

---

#### **4.1.11.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 0,98 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 15,63 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E LOS VARONES**

##### **4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación de la barra en el patio de 220 kV de la S/E Los Varones para una diagonal completa y tres nuevas posiciones en el patio de 66 kV, de acuerdo a la configuración establecida en el Decreto Exento N° 418 del año 2017<sup>4</sup>.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.12.2 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.

---

<sup>4</sup> Decreto N° 418, del Ministerio de Energía, de 04 de agosto de 2017, publicado en el Diario Oficial el 19 de agosto de 2017, que Fija Listado de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, Necesarias para el Abastecimiento de la Demanda.

---

#### **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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 1,25 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 19,95 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.13 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV TAP LINARES NORTE – LINARES Y AMPLIACIÓN EN S/E LINARES**

##### **4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares de aproximadamente 2,32 km de longitud, que actualmente posee un conductor CU 1/0 AWG, mediante el reemplazo del conductor actual por uno que permita una capacidad de transporte de, al menos, 60 MVA a 35°C con sol.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un nuevo equipo de transformación 154/66 kV de capacidad 75 MVA en la S/E Linares y su respectivo paño en ambos niveles de tensión, junto con la ampliación de la barra de 154 kV y la construcción de los paños de la línea 1x154 kV Charrúa - Itahue que secciona la actual subestación Linares. En el patio de 66 kV se considera la construcción de una nueva sección de barra donde se conectará el nuevo transformador, junto con un paño seccionador que permita la conexión con la barra existente y el traslado del paño de la línea 1x66 kV Linares – Chacahuín a esta nueva sección de barra.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.13.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 5,10 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 81,54 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.14 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV TAP LOMA COLORADA – LOMA COLORADA Y AMPLIACIÓN EN S/E LOMA COLORADA**

##### **4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada de aproximadamente 1 km de longitud, que actualmente posee un conductor CU 3/0 AWG, mediante el reemplazo del conductor actual por uno que permita una capacidad de transporte de, al menos, 60 MVA a 35°C con sol.

Además, el proyecto incluye la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV de 30 MVA con sus respectivo paño de conexión en alta tensión en la S/E Loma Colorada, junto con la construcción de tres paños en media tensión para futuros alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.14.2 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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

---

#### **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 1,74 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 27,90 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.1.15 AMPLIACIÓN EN S/E PORTEZUELO**

##### **4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la ampliación de la actual S/E Portezuelo para la construcción de un nuevo patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con barras y plataforma para 4 diagonales, para lo cual se requiere la compra de terreno adyacente al terreno donde actualmente se emplaza la subestación. Además, el proyecto incluye la instalación de un nuevo banco de transformadores monofásicos con conexión automática a la unidad de reserva 220/66 kV, 150 MVA, la extensión de la barra de 66 kV para dos nuevas posiciones y la conexión del nuevo equipo de transformación a las barras de 220 kV y 66 kV en la S/E Portezuelo.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.15.2 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 entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 7,54 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 120,65 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

#### **4.1.15.5 Licitación**

El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva línea 2x220 kV Loica – Portezuelo”<sup>5</sup>.

#### **4.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA NIRIVILO**

##### **4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la extensión de las barras del patio de 66 kV de la subestación Nueva Nirivilo en configuración doble barra principal más transferencia, para 4 nuevas posiciones, que permita la conexión de los proyectos “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.

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 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.

##### **4.1.16.2 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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 0,67 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 10,76 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

<sup>5</sup> Este proyecto corresponde en una obra nueva de transmisión zonal que se propone en este plan de expansión, cuya descripción se encuentra en el numeral 4.2.5. del Sistema E del presente Informe Técnico.

---

#### **4.1.16.5 Licitación**

El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” o de la obra “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo –La Palma, tendido del primer circuito”.

#### **4.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E CONSTITUCIÓN**

##### **4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la extensión de la barra de 66 kV en configuración barra simple de la S/E Constitución, para 2 nuevas posiciones, tal que permita la conexión del proyecto “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito”.

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.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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 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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 0,41 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 6,53 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

#### **4.1.17.5 Licitación**

El inicio del proceso de licitación de esta obra quedará condicionado a la adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito”.

#### **4.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E LA PALMA**

##### **4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la extensión de la barra de 66 kV en configuración barra simple de la S/E La Palma, para 2 nuevas posiciones, de manera tal que permita la conexión del proyecto “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.

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.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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 los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

##### **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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 0,46 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 7,33 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 adjudicación de la obra “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo –La Palma, tendido del primer circuito”.

#### **4.1.19 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHARRÚA – CABRERO**

##### **4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero de aproximadamente 6,99 km de longitud, que actualmente posee un conductor ACSR Linnet 170,5 mm<sup>2</sup> por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 50 MVA a 35°C con sol.

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, tales como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

##### **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 entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 0,46 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 7,32 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

## **4.1.20 AMPLIACIÓN EN S/E CHARRÚA**

### **4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la instalación de nuevos paños en el patio de 220 kV y en el patio de 154 kV de la S/E Charrúa, para permitir la doble vinculación del actual transformador 220/154 kV de capacidad 390 MVA a ambas secciones de barra existentes en el patio de 154 kV y a dos de las tres secciones de barra del patio de 220 kV 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.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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 los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como, emplazamiento dentro de la subestación, espacios a utilizar, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

### **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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

### **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 2,73 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 43,63 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

---

#### **4.1.21 AMPLIACIÓN EN S/E NEGRETE**

##### **4.1.21.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en el reemplazo del equipo de transformación 66/23 kV, 16 MVA, por un equipo de 40 MVA de capacidad, junto con el reemplazo de todo el equipamiento serie que limite la capacidad del nuevo equipo.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

##### **4.1.21.2 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 este nudo.

##### **4.1.21.3 Entrada en operación**

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

##### **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 0,76 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 12,11 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 Quellón del Sistema Eléctrico Nacional.

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

**Tabla 9: 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	Ejecución
1	Ampliación en S/E Picarte	24	2,38	38,06	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

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

### 4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E PICARTE

#### 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la modificación del patio de 66 kV de forma tal de crear un patio en configuración barra principal seccionada que permita la conexión de la nueva línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte<sup>6</sup>, actualmente en construcción, y la construcción de paños de línea de instalaciones existentes y del paño seccionador.

El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, 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.

#### 4.1.1.2 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.

---

<sup>6</sup> Obra de expansión zonal fijada en el Decreto N° 418, del Ministerio de Energía, de 04 de agosto de 2017, publicado en el Diario Oficial el 19 de agosto de 2017, que Fija Listado de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, Necesarias para el Abastecimiento de la Demanda.



#### **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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 2,38 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 38,06 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

## 4.2 OBRAS NUEVAS

### SISTEMA B

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

**Tabla 10: Obras Nuevas del Sistema B**

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Damascal	24	5,69	91,04	Obligatoria

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

#### 4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA DAMASCAL

##### 4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Vicuña y la instalación de un equipo de transformación 110/23 kV de 30 MVA. La configuración del patio de 110 kV la subestación Damascal corresponderá a barra principal seccionada con barra de transferencia aislada en aire, con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberán construir dos paños para el seccionamiento de la mencionada línea, paño acoplador, paño seccionador y paño para el transformador, mientras que el patio de media tensión será en celdas con una posición para el transformador, dos posiciones para futuros alimentadores, una celda para medida y una celda para servicios auxiliares.

Adicionalmente, en el patio de 110 kV se deberá considerar espacio adicional para, al menos, 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 32 km de la S/E Pan de Azúcar 220 kV siguiendo el tendido de la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Vicuña, dentro de un radio de 4 kilómetros desde dicho punto.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como

también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales como 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 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 5,69 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 91,04 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **SISTEMA C**

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

**Tabla 11: Obras Nuevas del Sistema C**

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Ritoque	24	5,70	91,28	Obligatoria

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

---

## **4.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA RITOQUE**

### **4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Ritoque que permita el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea 2x110 kV Ventanas – Torquemada, incluyendo un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 30 MVA. El patio de 110 kV será en configuración barra principal seccionada más barra de transferencia donde se deberán construir dos paños para el seccionamiento del circuito mencionado, paño acoplador, paño seccionador, paño para el transformador y espacio con plataforma y barras construidas para, al menos, 2 posiciones, mientras que el patio de media tensión será en celdas con posiciones para el transformador, servicios auxiliares, transformador de potencial y, al menos, 4 alimentadores.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 16 km de la S/E Torquemada 110 kV siguiendo el tendido de la línea 1x110 kV Torquemada – Ventanas, dentro de un radio de 2,5 kilómetros desde dicho punto.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

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, 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 ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### 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 5,70 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 91,28 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### SISTEMA E

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

**Tabla 12: Obras Nuevas del Sistema E**

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial millones de USD	C.O.M.A. Referencial miles de USD	Ejecución
1	Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	36	11,41	182,62	Obligatoria
2	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito	36	13,74	219,80	Obligatoria
3	Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido del primer circuito	24	6,11	97,81	Obligatoria
4	Nueva S/E Seccionadora Codegua	36	11,63	186,06	Obligatoria
5	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	36	37,63	602,04	Obligatoria
6	Nueva S/E Seccionadora Litueche	24	4,45	71,22	Condicionada

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

#### 4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA NIRIVILO – CONSTITUCIÓN, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

##### 4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV, tendido del primer circuito, entre la futura S/E Nueva Nirivilo y la existente S/E Constitución, con capacidad de al menos 60 MVA por circuito a 35 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

En las respectivas bases de licitación se podrán definir los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones, tales 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 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 11,41 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 182,62 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.2.2 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA NIRIVILO –LA PALMA, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO**

#### **4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV, tendido del primer circuito, entre la futura S/E Nueva Nirivilo<sup>7</sup> y la existente S/E La Palma, con capacidad de al menos 60 MVA por circuito a 35 °C con sol. El proyecto considera los paños de línea en las subestaciones señaladas.

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

---

<sup>7</sup> Obra de expansión zonal fijada en el Decreto N° 418, del Ministerio de Energía, de 04 de agosto de 2017, publicado en el Diario Oficial el 19 de agosto de 2017, que Fija Listado de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, Necesarias para el Abastecimiento de la Demanda.

#### **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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 13,74 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 219,80 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.2.3 NUEVA S/E CERRO SOMBRERO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV ALTO MELIPILLA – CERRO SOMBRERO, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO**

#### **4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación llamada Cerro Sombrero, la cual se conectará a la S/E Alto Melipilla a través del tendido del primer circuito de la línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, que deberá contar con una capacidad de, al menos, 90 MVA por circuito a 25 °C con sol. El patio de 110 kV será en configuración barra principal seccionada más barra de transferencia y considera la construcción del paño de la línea mencionada, paño seccionador, paño acoplador y la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/13,2 kV, 30 MVA, con su respectivo paño en alta tensión y espacio con plataforma y barras extendidas para 2 posiciones. En media tensión, se considera un patio en celdas con una posición para el transformador, cinco posiciones para futuros alimentadores, celda para servicios auxiliares, transformador de potencial y un banco de condensadores de media tensión. Adicionalmente, el proyecto considera la construcción del paño de línea en uno de los espacios disponibles del patio en 110 kV de la S/E Alto Melipilla.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 1 kilómetro de la actual S/E Alto Melipilla 110 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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como

---

también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

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 publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

#### **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 6,11 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 97,81 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.2.4 NUEVA S/E SECCIONADORA CODEGUA**

#### **4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Codegua, que permita el seccionamiento de las líneas 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal y 1x66 kV Rancagua – San Francisco de Mostazal, en el tramo San Francisco de Mostazal – Tap Graneros, aproximadamente a 25 kilómetros al norte de la S/E Sauzal, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal. La obra considera la construcción de un tramo de línea en 66 kV de aproximadamente 6 km, para el adecuado seccionamiento de la línea Rancagua – San Francisco de Mostazal, mediante el uso de estructuras de simple circuito, manteniendo, a lo menos, la capacidad del segmento comprendido entre la subestación San Francisco de Mostazal y Tap Graneros.

---

La nueva subestación considera la construcción de un patio en 110 kV en configuración barra principal seccionada con barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con cuatro paños de línea asociados al seccionamiento en 110 kV, paño acoplador y paño seccionador. Además, la subestación deberá contar con un transformador 110/66 kV de, al menos, 100 MVA, así como el respectivo paño de transformación en ambos niveles de tensión y se deberá considerar espacios con plataforma y barras construidas para, al menos, 2 posiciones en barra de 110 kV.

Asimismo, la subestación incluye un patio de 66 kV en configuración barra principal con barra de transferencia en tecnología AIS, con dos paños de línea asociados al seccionamiento en 66 kV, paño seccionador, paño acoplador y espacio con plataforma y barras construidas para, al menos, 2 posiciones. Para ambos patios, 110 kV y 66 kV, se considera una capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y temperatura ambiente de 35°C con sol.

Adicionalmente, se deberá considerar espacio con terreno nivelado para un futuro patio de media tensión.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 33 km de la S/E Alto Jahuel 110 kV siguiendo el tendido de la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

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.

#### 4.2.4.2 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.

#### 4.2.4.3 Entrada en operación

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 11,63 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 186,06 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### 4.2.4.5 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 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 la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado:

**Tabla 13: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto**

Instalación	Propietario
Línea 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal	Transelec S.A.

### 4.2.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LOICA Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV LOICA – PORTEZUELO

#### 4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación seccionadora Loica, mediante el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Rapel – Lo Aguirre y 1x220 kV Alto Melipilla – Rapel, en las cercanías de la actual S/E Rapel.

La nueva subestación considera la construcción de un patio de 220 kV, en configuración Interruptor y Medio y con tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, además del seccionamiento

---

de los tres circuitos en 220 kV que llegan a S/E Rapel. Se considera una capacidad en barras de, a lo menos, 1.500 MVA con 75°C en el conductor y temperatura ambiente de 35°C con sol. La subestación deberá contar con al menos 4 diagonales completas para el seccionamiento de los tres circuitos mencionados y la conexión de la nueva línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y, además, el proyecto deberá considerar espacio con plataforma y barras construidas para, a lo menos, dos diagonales y terreno nivelado para otras dos diagonales que permitan la conexión de futuros proyectos. Tanto los seccionamientos como la nueva línea deberán ser conectados en diagonales distintas.

El proyecto incluye la construcción de una nueva línea de transmisión 2x220 kV entre la nueva subestación seccionadora Loica 220 kV y el nuevo patio 220 kV de la subestación Portezuelo, con una longitud aproximada de 37 km y una capacidad de, al menos, 300 MVA por circuito a 35°C con sol. El proyecto considera los respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 3 km de la S/E Rapel 220 kV siguiendo el tendido de la línea 2x220 kV Rapel – Lo Aguirre, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

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.

#### **4.2.5.2 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.

#### **4.2.5.3 Entrada en operación**

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 37,63 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 602,04 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

### **4.2.6 NUEVA S/E SECCIONADORA LITUECHE**

#### **4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra**

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación seccionadora Litueche, mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Portezuelo – Quelentaro, aproximadamente a 10 kilómetros al sur de la S/E Quelentaro, siguiendo la línea 1x110 kV Portezuelo – Quelentaro.

La nueva subestación considera la construcción de un patio de 110 kV, en configuración barra principal seccionada con barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear con capacidad en barras de, a lo menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C con sol y la construcción de dos paños para el seccionamiento de la línea mencionada, paño acoplador, paño seccionador y espacio con plataforma y barras construidas para, al menos, 5 posiciones.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 10 kilómetros de S/E Quelentaro, siguiendo el tendido de la línea 1x110 kV Quelentaro – Portezuelo, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto. Sin perjuicio de lo anterior, el coordinador podrá definir la ubicación dentro de la zona de emplazamiento anteriormente señalada, en las respectivas bases de licitación.

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.

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

Será responsabilidad del Adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como

---

también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, respecto a la coordinación de las obras, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte, efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones, producto de las obras nuevas. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas, producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

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.

#### **4.2.6.2 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.

#### **4.2.6.3 Entrada en operación**

El proyecto deberá entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo Decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

El V.I. referencial del proyecto es de 4,45 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 71,22 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

#### **4.2.6.5 Licitación**

La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción de uno o más proyectos de generación en la zona, que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW.

## 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 14 y la Tabla 18.

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

Donde, para 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 14: Valores Base Índices**

Índice	Valor Base	Mes
$IPC_0$	118,73	Agosto de 2018, Base Prom. 2013 =100
$DOL_0$	656,25	Agosto 2018
$CPI_0$	252,146	Agosto 2018

Y donde los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  de la fórmula señalada para las distintas obras son los siguientes:

**Tabla 15: Coeficientes Indexación Obras de Ampliación de Transmisión Nacional**

Nº	Ampliación	$\alpha$	$\beta$
1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	0,5	0,5
2	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	0	1
3	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza	0,5	0,5
4	Ampliación en S/E Cumbre	0,5	0,5
5	Ampliación en S/E Ciruelos	0,5	0,5
6	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	0	1
7	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	0	1
8	Ampliación en S/E Polpaico	0,5	0,5
9	Ampliación en S/E Calama 220 kV	0,5	0,5

**Tabla 16: Coeficientes Indexación Obras Nuevas de Transmisión Nacional**

Nº	Obra Nueva	$\alpha$	$\beta$
1	Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel	0	1,0
2	Nueva S/E Seccionadora Roncacho	0	1,0
3	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	0	1,0
4	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	0	1,0

**Tabla 17: Coeficientes Indexación Obras de Ampliación de Transmisión Zonal**

Nº	Ampliación	$\alpha$	$\beta$
1	Ampliación en S/E Centro	0	1
2	Ampliación en S/E Pozo Almonte	0	1
3	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	0	1
4	Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte	0	1
5	Ampliación en S/E Calama 110 kV	0,5	0,5
6	Ampliación en S/E Ovalle	0,5	0,5
7	Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca	0,5	0,5
8	Ampliación en S/E El Totoral	0	1
9	Ampliación en S/E Rungue	0	1
10	Nueva S/E Móvil Región Metropolitana	0	1
11	Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	0,5	0,5
12	Ampliación en S/E Punta Peuco	0	1
13	Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	0,5	0,5
14	Ampliación en S/E Fátima	0,5	0,5
15	Ampliación en S/E Chocalán	0,5	0,5
16	Ampliación en S/E Mandinga	0	1
17	Ampliación en S/E Loreto	0	1
18	Ampliación en S/E San Clemente	0	1
19	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	0	1
20	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	0,5	0,5

Nº	Ampliación	$\alpha$	$\beta$
21	Ampliación en S/E Pumahue	0	1
22	Ampliación en S/E Lihueimo	0	1
23	Ampliación en S/E Gorbea	0	1
24	Ampliación en S/E Los Varones	0	1
25	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	0,5	0,5
26	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	0,5	0,5
27	Ampliación en S/E Portezuelo	0,5	0,5
28	Ampliación en S/E Nueva Nirivilo	0	1
29	Ampliación en S/E Constitución	0,5	0,5
30	Ampliación en S/E La Palma	0	1
31	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero	0,5	0,5
32	Ampliación en S/E Charrúa	0,5	0,5
33	Ampliación en S/E Negrete	0,5	0,5
34	Ampliación en S/E Picarte	0,5	0,5

**Tabla 18: Coeficientes Indexación Obras Nuevas de Transmisión Zonal**

Nº	Obra Nueva	$\alpha$	$\beta$
1	Nueva S/E Seccionadora Damascal	0	1,0
2	Nueva S/E Seccionadora Ritoque	0	1,0
3	Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	0	1,0
4	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito	0	1,0
5	Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido del primer circuito	0	1,0
6	Nueva S/E Seccionadora Codegua	0	1,0
7	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	0	1,0
8	Nueva S/E Seccionadora Litueche	0	1,0

## **6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN**

Para la elaboración del presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión, la Comisión aplicó la metodología establecida en la Ley y en la Resolución Exenta N° 711 de 2017 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, en adelante, “Resolución Exenta N° 711 o “RE N° 711”. A continuación se detalla la metodología aplicada.

### **6.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN**

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

- 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 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 Exenta N° 711, como también se consideraron 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 en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de 20 años, más 2 años de extensión, con fecha de inicio en el mes de abril del 2018.

## 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 Exenta N° 711, en el presente plan se consideró la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales proporcionados por el Ministerio de Energía en el Informe remitido mediante Oficio Ord. N°475 de 29 de marzo de 2018, denominado “Variables Ambientales para la Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2018”. Dicho informe se basa en las siguientes fuentes de datos:

- Coordinación interinstitucional con los organismos sectoriales competentes a través de la ISE Energía.
- Infraestructura de Datos Espaciales de Energía o IDE ENERGÍA.

En términos generales, se identifican un total de 29 variables ambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, las cuales han sido agrupadas en cuatro categorías:

- Naturales (12): Reserva de Región Virgen, Parque Nacional, Monumento Natural, Reserva Nacional, Reserva Forestal, Santuario de la Naturaleza, Sitios RAMSAR, Bien Nacional Protegido, Sitios definidos en las Estrategias Regionales de Biodiversidad, Sitios prioritarios de Conservación de la Biodiversidad, Bosque Nativo, Iniciativas de Conservación Privada.
- Culturales (8): Monumentos Históricos, Zonas Típicas o Pintorescas, Sitios Arqueológicos/Paleontológicos, Sitios del Patrimonio Mundial, Áreas de Desarrollo Indígena, Terrenos Indígenas (con derechos reconocidos).
- Productivas (4): Atractivos Turísticos, Zonas de Interés Turístico (ZOIT) y Centro de Interés Turístico Nacional (CEIT), Área de Explotación Minera, Suelos Clase I, II y III.
- Planificación (5): Límite Urbano, Plan Regulador Intercomunal o Metropolitano, Plan Regulador Comunal, Plan Seccional, Zona Urbana Consolidada.

La información anterior se utilizó en la etapa “Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión” y consistió en superponer la información de infraestructura energética instalada en el territorio nacional (generación, transmisión, etc.) junto con los distintos niveles de información asociados a las variables ambientales y territoriales antes mencionadas, para luego utilizar el resultado de dicha superposición como 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.

Asimismo, se consideraron los objetivos de eficiencia energética contenidos en el Informe Final Corregido de la Planificación Energética de Largo Plazo<sup>8</sup>.

### 6.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, en el presente plan se ha utilizado como antecedente los primeros 10 años de previsión de la demanda de energía eléctrica para los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo al Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, más reciente, respecto de la fecha de inicio del proceso de planificación, que corresponde al aprobado mediante Resolución Exenta N° 250 de 15 de mayo de 2017.

Por su parte, el antecedente de la previsión de demanda de energía eléctrica para los clientes libres del SEN para los primeros 10 años del horizonte de análisis se extrajo del Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo.

Ambos antecedentes, tanto demanda de los clientes regulados como la demanda de los clientes libres antes descritas, son recogidos en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2018, aprobado mediante Resolución Exenta N° 58, de fecha 31 de enero de 2018.

Para los siguientes años, se realizó un ejercicio de extensión de la información correspondiente a la demanda de clientes regulados y libres, utilizando la tasa de proyección de demanda contenida en los escenarios de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).

La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

**Tabla 19: Demanda de energía del SEN**

Año	Demanda Baja (GWh)	Demanda Media (GWh)	Demanda Alta (GWh)
2018	70.190	70.190	70.190
2019	72.266	72.266	72.266
2020	74.334	74.334	74.334
2021	76.588	76.588	76.588
2022	78.954	78.954	78.954
2023	81.260	81.260	81.260
2024	83.569	83.569	83.569
2025	86.001	86.001	86.001
2026	88.372	88.372	88.372
2027	90.806	90.806	90.806
2028	94.662	95.387	95.880
2029	96.513	97.973	99.074
2030	97.111	100.481	102.259
2031	97.888	103.238	106.287

<sup>8</sup> Informe Final corregido del Ministerio de Energía, de fecha 19 de febrero de 2018. Disponible en <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>

Año	Demanda Baja (GWh)	Demanda Media (GWh)	Demanda Alta (GWh)
2032	99.100	105.805	109.851
2033	100.618	108.325	113.473
2034	102.123	110.814	117.141
2035	103.851	113.452	121.005
2036	105.534	116.067	124.849
2037	107.275	118.772	128.867

### 6.3.3 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Corresponde a las obras de transmisión decretadas en un proceso de planificación de la transmisión anterior, los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-19 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo a lo señalado en el numeral 4 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711<sup>9</sup>.

#### 6.3.3.1 Proyecto de Transmisión Decretados

En el presente proceso de planificación fueron consideradas las obras del Sistema de Transmisión Nacional contenidas en los siguientes decretos de expansión:

1. Decreto Exento N° 115, del Ministerio de Energía, de 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, para las obras necesarias para el abastecimiento de la demanda.
2. Decreto Exento N° 82, del Ministerio de Energía, de 29 de febrero de 2012, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Sigüientes.
3. Decreto Exento N° 310, del Ministerio de Energía, de 29 de julio de 2013, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes y fija valores de inversión referenciales para nuevos procesos de licitación de obras que indica.
4. Decreto Exento N° 201, del Ministerio de Energía, de 4 de junio del 2014, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes y fija valor de inversión referencial para nuevo proceso de licitación de obra que indica.
5. Decreto Exento N° 158, del Ministerio de Energía, de 16 de abril de 2015, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.

<sup>9</sup> El artículo 11° N° 4 de la Resolución Exenta N° 711 establece que los proyectos comprometidos son aquellos "...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".

6. 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 siguientes.
7. Decreto Exento N° 422, del Ministerio de Energía, de 9 de agosto de 2017, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

Asimismo, fueron consideradas las obras de expansión del Sistema de Transmisión Zonal contenidas en el siguiente decreto:

1. Decreto Exento N° 418, del Ministerio de Energía, de 4 de agosto de 2017, y sus modificaciones posteriores, que Fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.

Por último, fueron consideradas las obras de expansión de los sistemas de transmisión nacional y zonal incluida en el Informe Técnico Definitivo de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 04 de Septiembre de 2018, que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. En particular, para las obras de ampliación se considera el Decreto Exento N°293, del Ministerio de Energía, del 29 de octubre de 2018, publicado en el Diario Oficial el 8 de noviembre del mismo año, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondiente al Plan de Expansión del año 2017.

### 6.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se ha considerado como antecedente para el presente plan de expansión, aquellas instalaciones de generación y transmisión que han sido declaradas en construcción, de acuerdo a la Resolución Exenta N° 389 de la Comisión, de 23 de mayo de 2018, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

### 6.3.3.3 Proyectos Comprometidos

Asimismo, se han considerado los proyectos de generación “comprometidos”, esto es, que sus titulares hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 (adjudicados al 2016), 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 licitación de suministro 2015/01 y en la licitación del año 2017 (2017/01), los que se detallan a continuación:

**Tabla 20: Proyectos de generación comprometidos**

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Eólica	Cabo Los Leones I Ampliación	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

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
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
Eólica	Tolpán Sur	Oct-20
Eólica	Aurora	Sept-18
Eólica	Alena	Jun-20
Eólica	Parque Eólico San Rarincó	Dic-23
Eólica	Parque Eólico Punta de Talca	Jun-23
Hidro Pasada	Central Minihidroeléctrica I	Oct-20
Hidro Pasada	Central Minihidroeléctrica II	Oct-20
Hidro Pasada	Central Minihidroeléctrica III	Oct-20
Solar	Granja Solar	Dic-19
Solar	Alcones	Ene-21
Solar	El Sol de Vallenar I	Dic-21
Solar	Inca de Varas I	Ene-21
Solar	Inca de Varas II	Ene-21
Solar	Escondido	Jun-20
Solar	Valleland Solar	May-20
Solar	Parque Solar Punta del Viento	Ene-24
Solar	Sol de Vallenar – Fase II	Dic-23
Solar	Atacama Solar – Fase II	Abr-20
Solar	Atacama Solar – Fase III	Oct-23

Por su parte, se consideró el proyecto Parque Fotovoltaico Domeyko, el cual se encuentra comprometido para el suministro de clientes libres, en contratos de largo plazo y que fue acreditado ante la Comisión durante el proceso de planificación, en conformidad a lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 711.

#### **6.3.4 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.

---

En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado la información contenida en el Decreto Exento N° 92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018, que aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022.

En especial, para la construcción de los Escenarios de Generación para la planificación de la transmisión (EGPT) se utilizó la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711. En este sentido, el artículo 11° de la Resolución citada anteriormente, en el numeral 5, respecto de 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 las 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 Decreto de la Planificación Energética (PELP) establece cinco escenarios energéticos equiprobables, los cuales surgen a partir de los siguientes factores, los que a su vez, recogen diferentes variables: disposición social para proyectos, demanda energética, cambios tecnológicos en almacenamientos en baterías, costos de externalidades ambientales, costos de inversión de tecnologías renovables y precio de combustibles fósiles. Dado estos factores y variables de análisis, de la PELP se obtienen diferentes planes de obra de generación para cada uno de los cinco escenarios definidos, los cuales ya incorporan las variables y factores previamente señalados, en especial la disposición social para proyectos, los cambios tecnológicos en almacenamientos de baterías y costos de externalidades ambientales.

Luego, del análisis y resultados obtenidos en la PELP, en la aplicación de los principales factores, esto es, demanda de energía eléctrica, precios de tecnologías y precios de combustibles, se concluye que los cinco escenarios energéticos contenidos en la PELP presentan características distintas, que no permiten agrupar o subsumir algún escenario en otro, o establecer escenarios intermedios que recojan todas las variables, en especial tomando en consideración la

---

proyección de combustibles en todo el horizonte de planificación<sup>10</sup>. Cabe destacar que las tendencias que utiliza la PELP para las principales variables y factores ya señalados (demanda de energía eléctrica, precios de tecnologías y precios de combustibles) son consistentes con los estudios y antecedentes que maneja actualmente la Comisión.

En consecuencia, esta Comisión estimó que se deben considerar los cinco escenarios energéticos definidos en la PELP, de conformidad a lo dispuesto en la Resolución N°711 y en la Ley, en especial para dar cumplimiento al mandato de asegurar que la transmisión no sea un obstáculo para el desarrollo de cualquiera de estos escenarios, tal como lo señala la letra c) del artículo 87° de la Ley.

Posteriormente, para la conformación de los cinco escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión, esta Comisión consideró el parque de generación existente, la entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos, y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP.

Con lo anterior, se procedió a realizar un ajuste de la oferta de generación con respecto a la demanda de energía eléctrica, toda vez que la proyección de demanda de largo plazo utilizada por la PELP debe ser actualizada respecto de los valores proyectados por esta Comisión, de acuerdo a los antecedentes y criterios a que se refieren los numerales 6.3.2 y 6.3.3. Para efectos de lo anterior, se determinó la capacidad de expansión de generación por cada escenario y en todo el horizonte de análisis, ajustándose proporcionalmente a la diferencia en dichas proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Por último, esta Comisión, ha verificado el cumplimiento de los requerimientos de energía renovable no convencional de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 20.698 para los cinco escenarios de generación para la planificación de la transmisión que resultaron de los ajustes antes mencionados.

A continuación se explican en mayor detalle los ajustes y criterios utilizados por esta Comisión para determinar los escenarios de generación para la planificación de la transmisión.

#### **6.3.4.1 Ajuste por demanda**

Como ya se señaló, en primera instancia, la Comisión evaluó y definió que en el presente proceso de planificación de la transmisión serán utilizados los cinco escenarios energéticos, dado los resultados diferentes que se obtuvieron en la construcción de los mismos aplicando los factores y variables considerados en la PELP. Luego se procedió a efectuar ciertos ajustes a dichos escenarios para la conformación de los escenarios de generación para la planificación de la transmisión, o bien, escenarios de generación.

Primero, se consideró para cada escenario de generación, el parque generador existente, los proyectos de generación en construcción y comprometidos y, por último, la generación que establece cada escenario de generación resultante del ejercicio de la PELP. Con dicha información, se modeló y simuló en el software indicado en el numeral 6.4.1 del presente

---

<sup>10</sup> En especial, téngase presente la modificación introducida por la Resolución Exenta N°675 de 2018 a la Resolución Exenta N°711 de 2017.

---

Informe, cada uno de los escenarios de generación de manera independiente y con el sistema de transmisión sin restricciones, para luego analizar el comportamiento en el sistema eléctrico.

De las simulaciones antes descritas, se obtuvieron los despachos esperados de las unidades y los costos marginales del sistema eléctrico en los bloques de día y en los bloques de noche, y se compararon con los valores de costos marginales de los respectivos bloques presentados por los ejercicios de la PELP. De lo anterior, se observaron grandes diferencias de costos marginales en los bloques de demanda nocturna para todos los escenarios de generación, lo cual se atribuye principalmente a la diferencia en la proyección de demanda y en la construcción de los bloques de demanda representativos de cada hora del día. Lo anterior, impacta directamente en los resultados de las simulaciones, siendo necesario, por ejemplo, recurrir a la generación de unidades diésel para lograr abastecer la demanda.

Cabe mencionar que, los modelos de simulación utilizados por la PELP consideran un sistema de transmisión simplificado, a diferencia del modelo utilizado por esta Comisión, el cual representa un sistema de transmisión completo. Lo mismo ocurre respecto a la representación de bloques de demanda, por cuanto la PELP utiliza 8 bloques trimestralmente, mientras que la Comisión utiliza 16 bloques mensuales.

Además, en los bloques de demanda diurnos se observan diferencias significativas en los escenarios de demanda alta, principalmente en los costos marginales y los vertimientos de las unidades ERNC en dichas horas, atribuidas a los diferentes perfiles de generación utilizados para las unidades fotovoltaicas entre la PELP y la Planificación de la Transmisión.

Dado lo anterior, esta Comisión realizó un ajuste debido a las diferencias en la proyección de la demanda de energía eléctrica evaluando los bloques representativos del día y de la noche.

Para dar solución a la diferencia de los costos marginales en los bloques de demanda nocturno, se procedió a calcular la diferencia entre la demanda de punta de la PELP y la de la planificación de la transmisión 2018, por cada escenario. A dicha diferencia, se le adiciona la capacidad de generación que el presente ejercicio de planificación está retirando, por ejemplo centrales térmicas a carbón y otros proyectos que se les ha revocado la declaración de construcción que efectúa esta Comisión por no cumplir con los requisitos establecidos para ello. El monto de capacidad de generación obtenido de lo descrito anteriormente determina el monto de generación que debe ser incorporada a cada escenario para la planificación de transmisión, que podrá ser unidades Eólicas, Hidráulica, Termosolar o GNL, según corresponda. El tipo de unidad generadora que se incorpora dependerá de las tecnologías que se promueven en el respectivo escenario de la planificación energética de largo plazo. En el caso de los bloques diurnos, para mantener consistencia con los perfiles de costos marginales entre ambos proceso de planificación, se realiza una reducción de la capacidad instalada de unidades fotovoltaicas, en función de factores de planta promedios en los diferentes bloques del día.

De esta manera, el reemplazo de unidades fotovoltaicas por otro tipo de unidades de generación permitió bajar sustancialmente los costos marginales en los bloques diurnos y bloques nocturnos. En particular, en el reemplazo de unidades fotovoltaicas por unidades eólicas, se determinaron aquellos proyectos de generación que representaban mayor aporte en los bloques nocturnos y menor en los bloques diurnos, logrando reducir los cambios en la

---

capacidad de generación fotovoltaica instalada del escenario de generación. Se debe indicar que las zonas en donde se ubicaron las nuevas centrales eólicas guardan relación con los potenciales eólicos indicados en la PELP.

Por último, al analizar los perfiles solares utilizados por la PELP y en el presente proceso de planificación, se observó que la capacidad máxima de despacho de las unidades fotovoltaicas tenía una diferencia relevante. Lo anterior se justifica por la conformación de los bloques representativos de las horas del día propios en cada modelo de simulación, obteniéndose como consecuencia que la potencia máxima de despacho posible de las unidades fotovoltaicas en la PELP sea un 19% menor para centrales ubicadas en la zona norte del país, un 9% menor para las unidades en la zona central y un 5% menor para las unidades de la zona centro-sur, que los valores de proyectos existentes y de lo evaluado en la planificación de la transmisión 2018.

Por lo anterior, dado que la diferencia de demanda neta que se obtiene en cada escenario para la generación fotovoltaica es significativamente menor y que la PELP ubica las centrales fotovoltaicas principalmente en la zona norte del país, los escenarios de generación utilizados se reducen en un 19% de la capacidad instalada de unidades fotovoltaicas con respecto a los resultados del ejercicio de la PELP.

#### **6.3.4.2 Distribución del parque de generación**

En cuanto a la distribución de la generación por cada escenario de generación, se han distribuido en las distintas barras del sistema de acuerdo a los montos globales de generación por zona dispuestos en la PELP ajustados de acuerdo a lo descrito anteriormente, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectados en las propias barras de media tensión.

Conforme lo señalado el artículo 11° inciso 5 de la Resolución Exenta N° 711, la distribución de las centrales de generación se estructuró mediante el uso de las siguientes fuentes de información:

- 1 Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)
- 2 Estado de los proyectos que de acuerdo a lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional y en conformidad a la modificación introducida por la Resolución Exenta N° 606 a la Resolución Exenta N° 154 de 2017, que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, a la fecha tienen puntos de conexión pendientes que fueron otorgados por los antiguos CDEC previo a la entrada en vigencia de la ley N° 20.936 de 2016.
- 3 Propuesta anual de expansión de transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2018.
- 4 Antecedentes presentados por empresas, relativo a proyectos en estudio.
- 5 Planes de expansión de la transmisión precedentes.

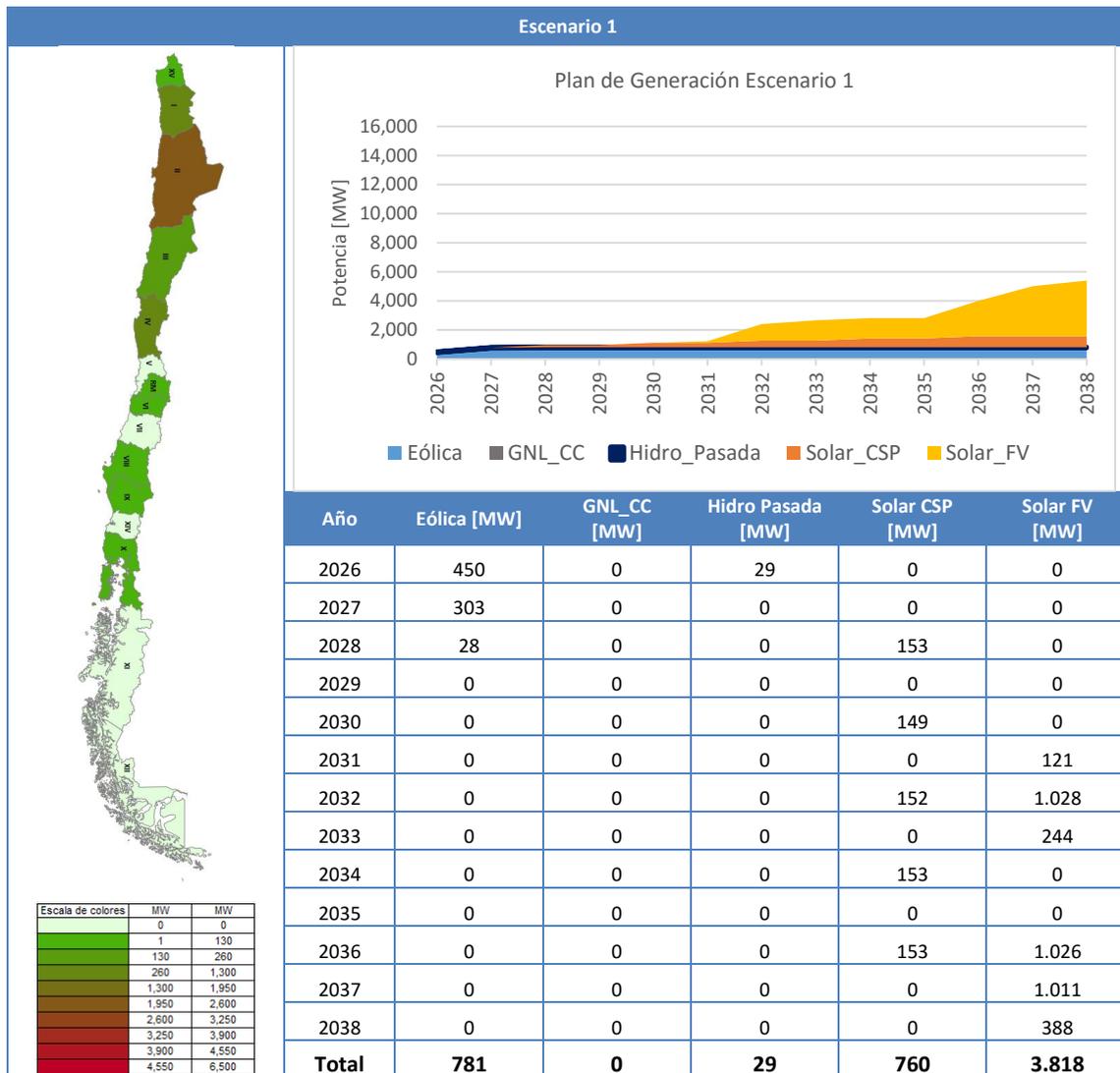


Finalmente, como resultado de las consideraciones, análisis y ajustes descritos anteriormente se obtuvieron como resultantes los Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión, que se indican en los numerales siguientes:

### 6.3.4.3 Escenario 1

El plan de obra de generación denominado “Escenario 1” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, proyección de precios de combustibles fósiles medio y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2026, distribuido principalmente entre las barras del sistema comprendidas en las regiones primera y segunda. Este escenario considera la proyección baja 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.

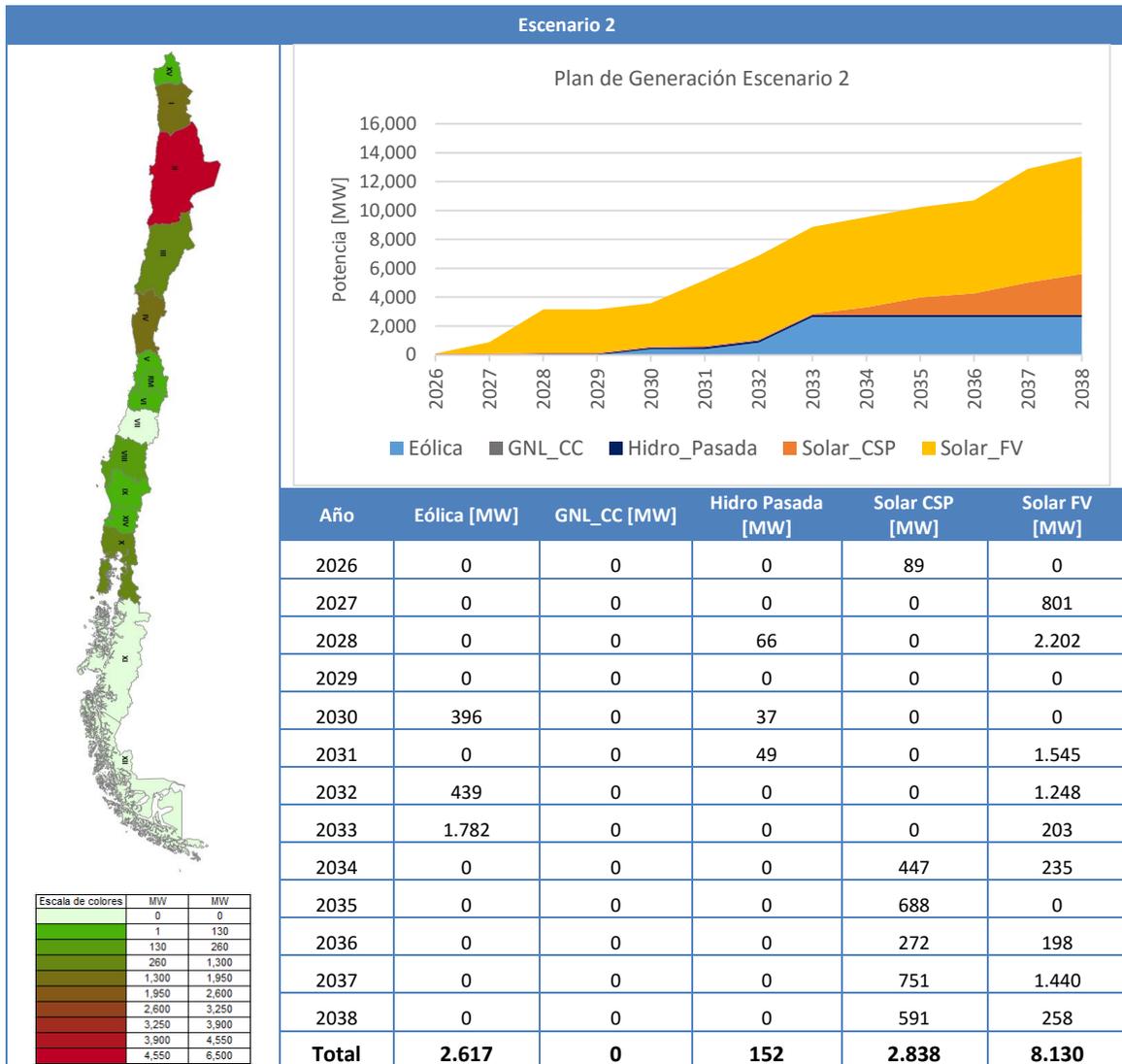
**Tabla 21: Plan de Obra de generación Escenario 1.**



### 6.3.4.4 Escenario 2

El plan de obra de generación denominado “Escenario 2” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, proyección de precios de combustibles fósiles alto y un mayor desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2026, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones primera, segunda y cuarta 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 y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

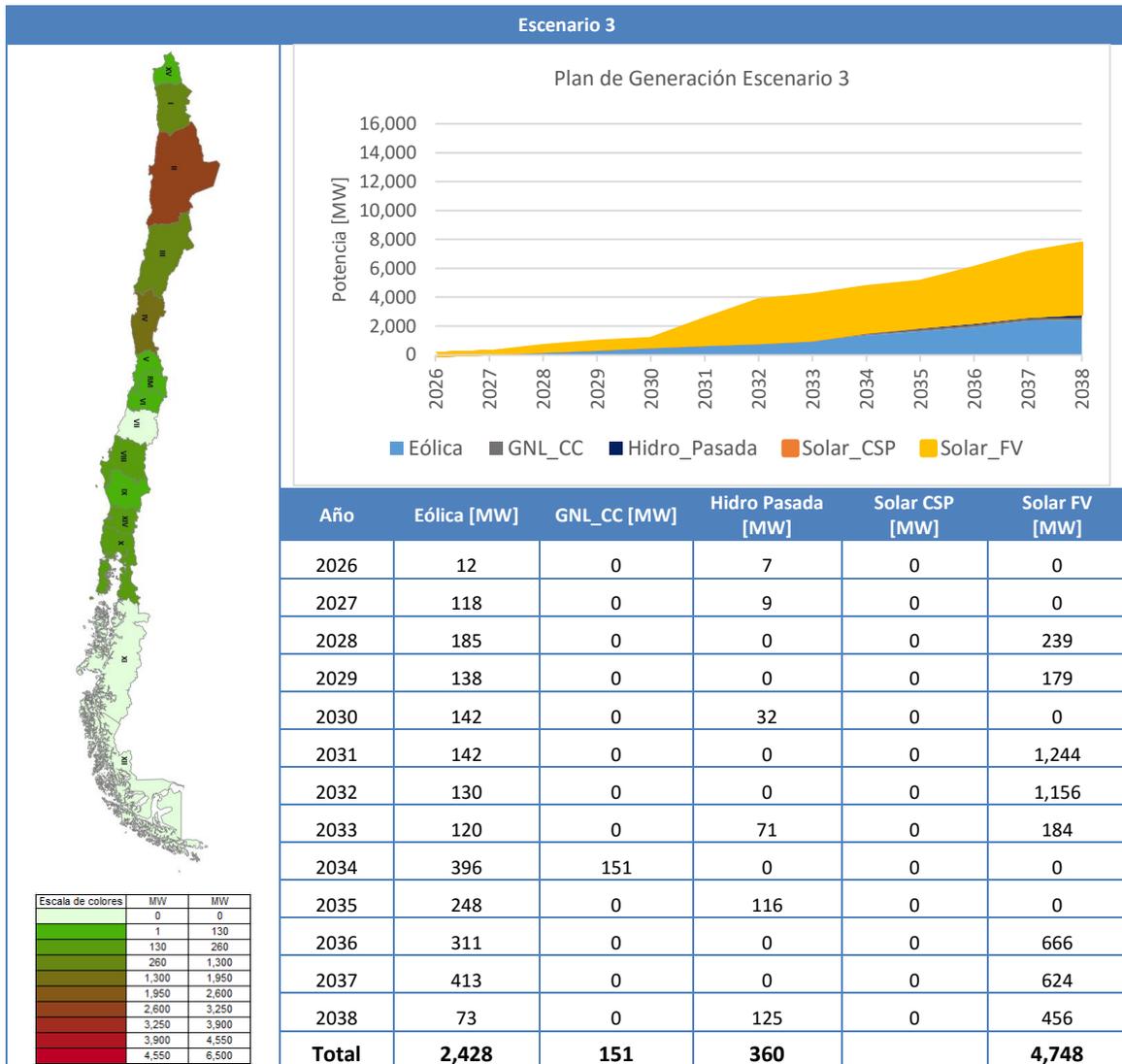
**Tabla 22: Plan de Obra de generación Escenario 2.**



### 6.3.4.5 Escenario 3

El plan de obra de generación denominado “Escenario 3” considera una proyección de demanda de energía eléctrica media, proyección de precios de combustibles fósiles bajo y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2026 conforme lo definido en la PELP, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda y cuarta. Este escenario además considera la disminución de proyección media 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 y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

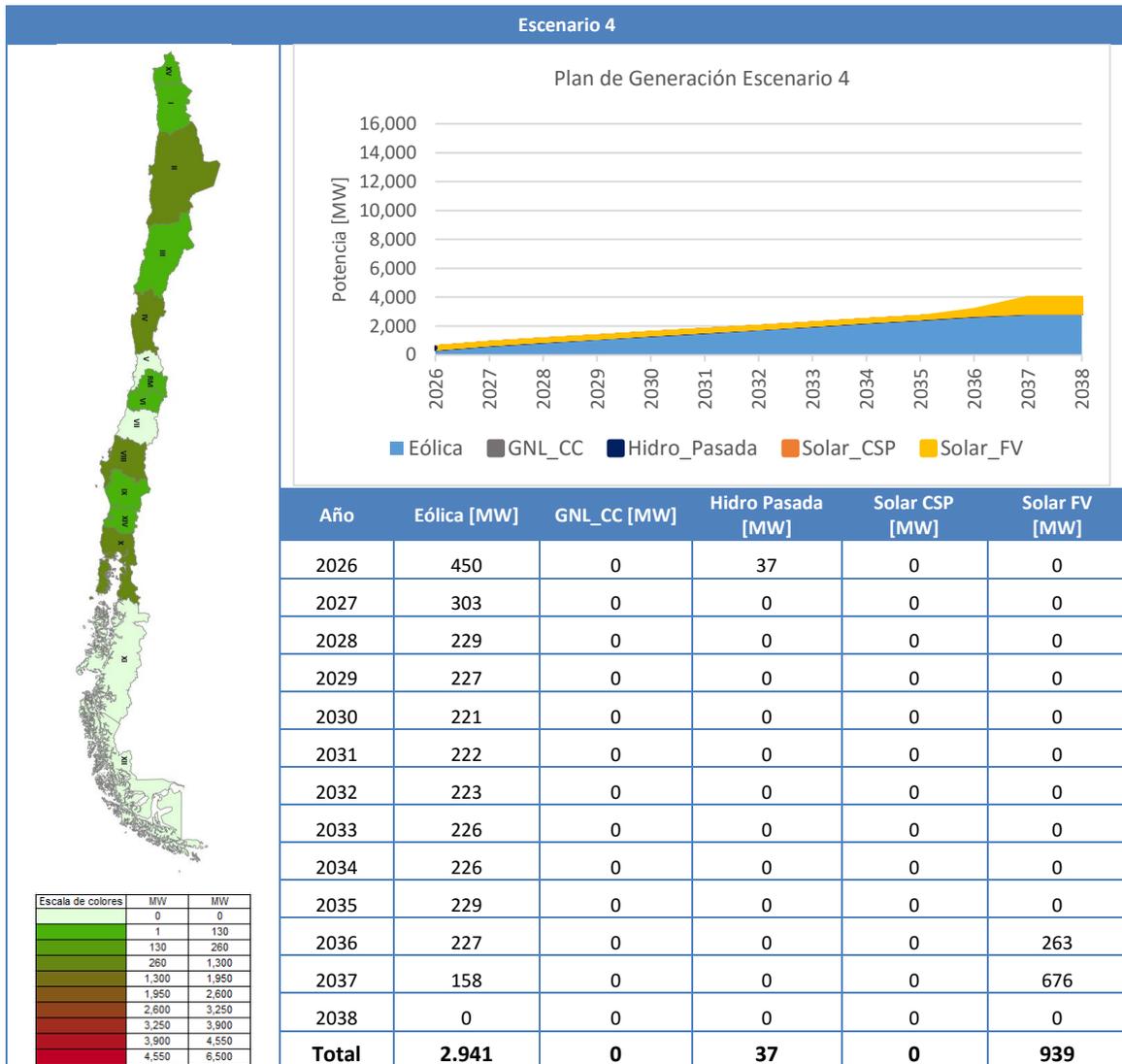
**Tabla 23: Plan de Obra de generación Escenario 3.**



### 6.3.4.6 Escenario 4

El plan de obra de generación denominado “Escenario 4” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, proyección de precios de combustibles fósiles bajo y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2026 conforme lo definido en la PELP, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones segunda, cuarta y octava. Este escenario además considera una proyección alta en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

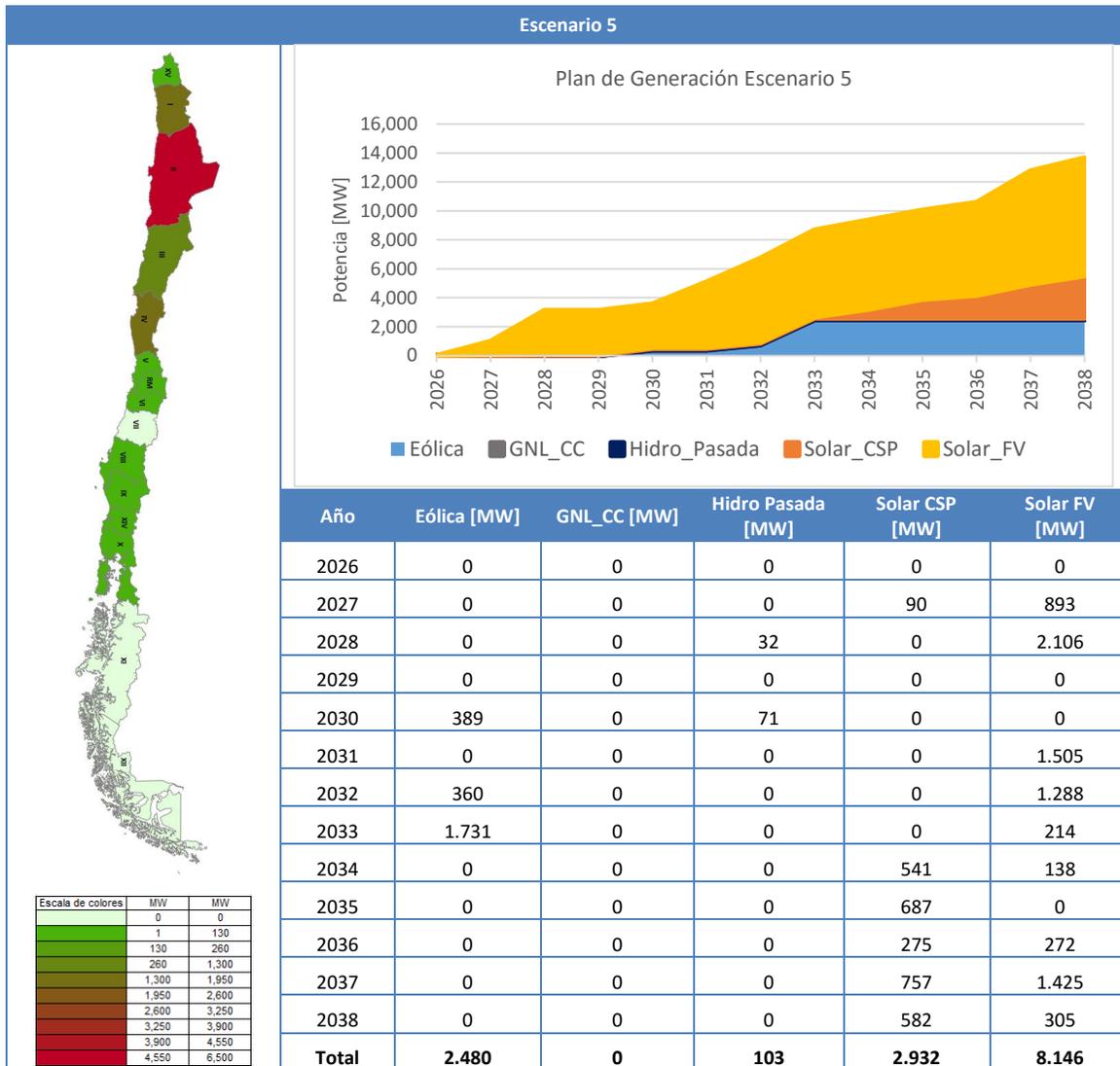
**Tabla 24: Plan de Obra de generación Escenario 4.**



### 6.3.4.7 Escenario 5

El plan de obra de generación denominado “Escenario 5” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, proyección de precios de combustibles fósiles alta y un desarrollo de las tecnologías ERNC a partir del año 2027 conforme lo definido en la PELP, distribuido principalmente en las barras del sistema comprendidas en las regiones primera, segunda y cuarta. Este escenario además considera una proyección baja en cuanto a 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 y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

**Tabla 25: Plan de Obra de generación Escenario 5.**



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

**Tabla 26: Resumen de los Escenarios de generación para la planificación de la Transmisión.**

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]	Escenario 4 [MW]	Escenario 5 [MW]
Eólica	781	2.617	2.428	2.941	2.480
GNL_CC			151		
Hidro de Pasada	29	152	360	37	103
Solar	3.818	8.130	4.748	939	8.146
Termosolar	760	2.838			2.932
<b>TOTAL</b>	<b>5.388</b>	<b>13.737</b>	<b>7.687</b>	<b>3.917</b>	<b>13.661</b>

Las diferencias que se muestran en los escenarios de generación seleccionados se deben principalmente a las proyecciones de demanda de energía eléctrica de largo plazo, precios de combustibles y ubicación de las centrales de generación que la planificación energética ha considerado y que, en consecuencia, ha resultado en un ajuste del requerimiento de oferta de generación para el abastecimiento de la demanda. En particular, respecto de los proyectos de generación, los escenarios 2 y 3 incorporan mayores proyectos renovables solares y termosolares por la reducción de costos de inversión.

#### **6.3.4.8 Cumplimiento de Ley 20.698**

Como ya se señaló, los escenarios de generación utilizados para la planificación permiten dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley N° 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 27: Cumplimiento Ley 20.698.**

Año	Grado de Cumplimiento [%]					
	Requerimiento Inyecciones ERNC [%]	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2018	6,5%	17,51%	17,51%	17,51%	17,50%	17,51%
2019	7,4%	25,04%	25,04%	25,04%	25,04%	25,04%
2020	8,6%	26,77%	26,78%	26,78%	26,77%	26,78%
2021	10,4%	32,24%	32,23%	32,24%	32,22%	32,24%
2022	11,9%	31,77%	31,76%	31,77%	31,78%	31,76%
2023	13,5%	31,83%	31,81%	31,82%	31,82%	31,82%
2024	15,1%	32,61%	32,63%	32,63%	32,64%	32,64%
2025	17,5%	31,97%	31,98%	31,98%	31,97%	31,97%
2026	17,9%	33,04%	32,05%	31,43%	32,88%	31,35%
2027	18,4%	33,39%	33,57%	31,26%	33,23%	33,83%
2028	18,7%	34,08%	36,90%	32,01%	33,41%	36,93%

### 6.3.5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

De una forma similar a la proyección de demanda y en conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan, para los primeros 10 años del horizonte de análisis, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2018, aprobado mediante Resolución Exenta N° 58, de fecha 31 de enero de 2018, extendiéndose a partir del año 2027 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles.

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

**Tabla 28: Costo del GNL usado en la modelación del SEN.**

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2018	7,849	7,849	7,849
2019	9,278	9,278	9,278
2020	9,913	9,913	9,913
2021	9,780	9,780	9,780
2022	9,620	9,620	9,620
2023	9,650	9,650	9,650
2024	9,805	9,805	9,805
2025	9,914	9,914	9,914
2026	10,073	10,073	10,073
2027	10,204	10,204	10,204
2028	10,401	10,333	10,278
2029	10,567	10,448	10,278

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2030	10,724	10,497	10,255
2031	10,876	10,614	10,215
2032	10,972	10,616	10,179
2033	11,066	10,526	10,133
2034	11,191	10,497	10,068
2035	11,224	10,598	10,038
2036	11,278	10,575	10,051
2037	11,288	10,575	10,030

**Tabla 29: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN.**

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2018	83,889	83,889	83,889
2019	84,537	84,537	84,537
2020	85,117	85,117	85,117
2021	85,095	85,095	85,095
2022	85,446	85,446	85,446
2023	85,792	85,792	85,792
2024	85,926	85,926	85,926
2025	86,053	86,053	86,053
2026	85,889	85,889	85,889
2027	85,875	85,875	85,875
2028	85,571	85,571	85,571
2029	85,222	85,222	85,222
2030	86,313	85,664	84,859
2031	87,357	85,746	83,748
2032	88,519	85,915	82,685
2033	89,892	86,250	81,732
2034	91,467	86,763	80,928
2035	92,595	86,890	79,813
2036	93,976	87,213	78,825
2037	94,985	87,262	77,683

**Tabla 30: Costo del Crudo WTI usado en la modelación del SEN.**

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2018	64,408	64,408	64,408
2019	71,897	71,897	71,897
2020	76,438	76,438	76,438
2021	79,840	79,840	79,840

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2022	82,461	82,461	82,461
2023	84,062	84,062	84,062
2024	85,531	85,531	85,531
2025	88,101	88,101	88,101
2026	90,472	90,472	90,472
2027	91,947	91,947	91,947
2028	92,756	92,552	92,249
2029	94,475	93,793	92,781
2030	97,440	95,976	93,803
2031	100,162	98,014	94,825
2032	103,403	100,429	96,013
2033	103,636	100,537	95,935
2034	105,838	102,143	96,659
2035	106,765	102,762	96,820
2036	110,190	105,293	98,024
2037	110,935	105,759	98,075

### 6.3.6 MODELAMIENTO DE LA DEMANDA Y DE LAS UNIDADES SOLARES Y EÓLICAS

En conformidad a lo establecido en el numeral 7 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, 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 hábiles es mayor que la de días no hábiles.
- 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 del año 2017, 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.

### **6.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico**

En este apartado se procede a describir la metodología empleada para el modelamiento de las centrales solares en el modelo de despacho económico. Dicha metodología se estructura en tres etapas: (i) Determinación de perfiles solares referenciales para cada zona geográfica, (ii) Representación de perfiles solares en estructura de bloques y (iii) Desarrollo de perfil para tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP).

#### **i. Determinación de perfiles solares para cada zona**

Se han definido tres zonas geográficas, cada cual consta con un perfil referencial de potencia horaria fotovoltaico. Dicho perfil se ha construido a partir de centrales existentes actualmente y con más de un año de operación en el sistema (y estadística disponible). La zona 1 se encuentra comprendida entre la región de Arica y Parinacota y la región de Coquimbo, hasta S/E Punta Colorada. En tanto, la zona 2 se encuentra comprendida entre la región de Coquimbo desde S/E Punta Colorada y la región del Maule hasta S/E Parral, y la zona 3 comprende todas las centrales fotovoltaicas ubicadas al sur de la Región del Maule.

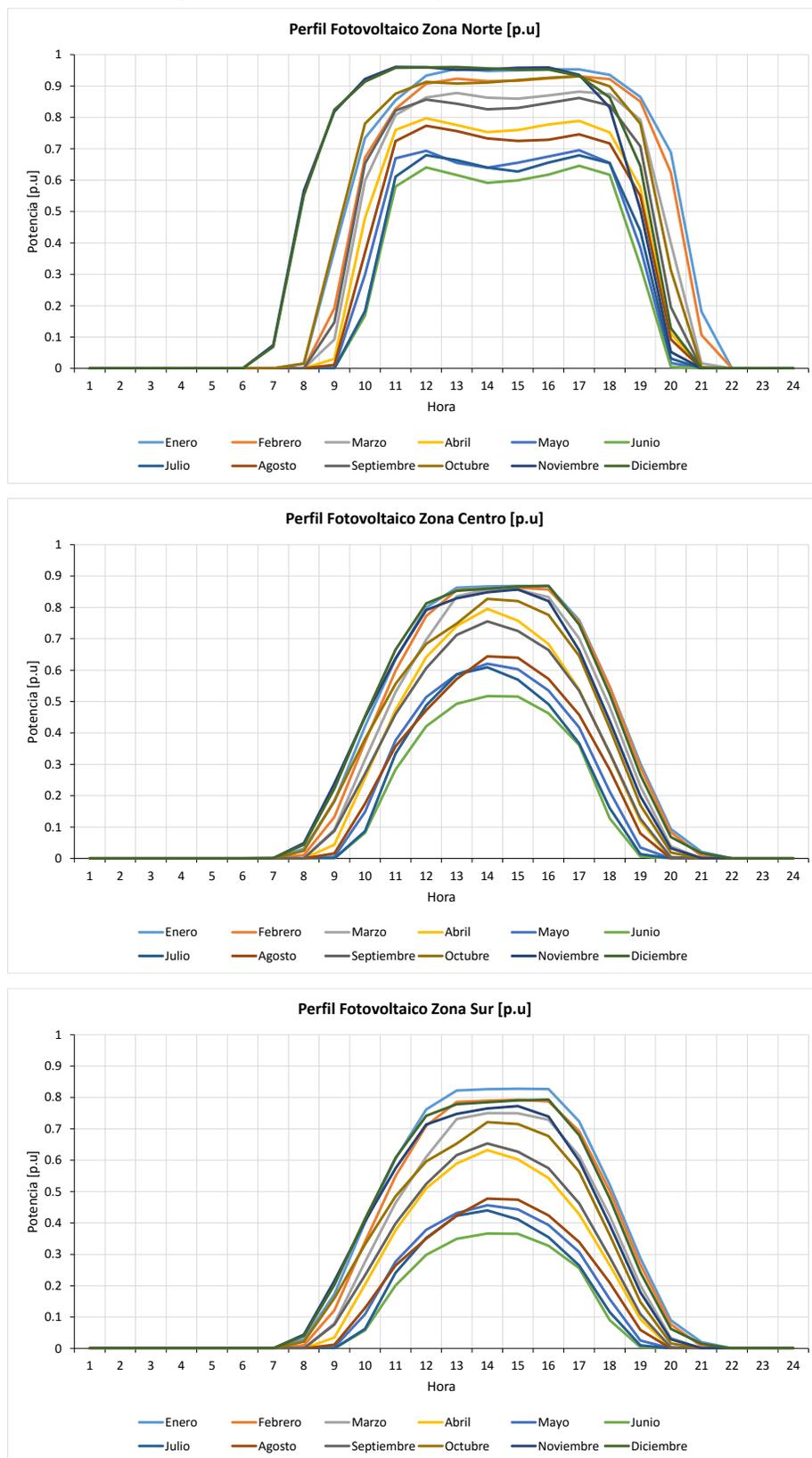
Dado que a la fecha de emisión del presente Informe Técnico no existe ninguna central fotovoltaica en la zona 3 con a lo menos un año de estadística de generación fotovoltaica, se utilizó el perfil de la zona 2 y se ponderó con un factor mensual calculado en base a la radiación solar GHI (Global Horizontal Irradiance) de las localidades de Polpaico (Centro) y Los Varones (Sur), obtenidos desde el Explorador de Energía Solar del Ministerio de Energía<sup>11</sup>.

La Figura 1 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

---

<sup>11</sup> Explorador Solar. URL: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

Figura 1: Perfil Fotovoltaico para las distintas zonas.



## ii. Representación de perfiles solares en estructura de bloques

Los perfiles horarios generados en la etapa anterior para cada mes, deben ser adecuados a la estructura de bloques definida en base a la demanda eléctrica, para su correcta representación en el modelo de despacho económico. Dado que la estructura de bloques hace distinción entre días hábiles y no hábiles, y dicha distinción no es aplicable para el recurso solar, es que se genera un “día-tipo” para cada mes mediante el promedio de los perfiles diarios de un mes.

Luego, mediante la relación “mes-hora->bloque”, que caracteriza a la demanda eléctrica, es posible adecuar los perfiles fotovoltaicos obtenidos de cada día-tipo, a la estructura del modelo de despacho hidrotérmico.

## iii. Desarrollo de perfil para tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP)

El desarrollo del perfil para la tecnología de Concentración Solar de Potencia considera la complementariedad existente de dicha tecnología con la tecnología solar fotovoltaica, cuyo perfil fue determinado para la zona 1, en concordancia con la ubicación del potencial solar térmico determinado en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).

Dado lo anterior es que se utilizó un solo perfil (en p.u) para las centrales de Concentración Solar de Potencia, el cual basa su cálculo en la potencia del perfil fotovoltaico asociado a la zona 1. En primer lugar, se ha calculado una potencia complementaria a la solar fotovoltaica en p.u. como indica la siguiente ecuación:

$$Potencia\ Complemento\ (p.u) = 1 - Potencia\ FV(p.u)$$

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios, como la que se aprecia en la Tabla 31, en la cual se han destacado en color rojo, aquellas horas cuando la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color azul las horas del día donde una fracción de la energía sería almacenada para su posterior utilización en las otras horas del día.

**Tabla 31: Potencia Complementaria para cada mes-hora**

HORA	MES											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.93	0.93
8	0.98	1	1	1	1	1	1	1	1	0.98	0.43	0.45
9	0.63	0.81	0.91	0.97	1	1	1	0.99	0.85	0.6	0.18	0.18
10	0.27	0.33	0.4	0.52	0.7	0.83	0.82	0.63	0.35	0.22	0.08	0.09
11	0.15	0.17	0.19	0.24	0.33	0.42	0.39	0.28	0.18	0.12	0.04	0.04
12	0.07	0.09	0.14	0.2	0.31	0.36	0.32	0.23	0.14	0.09	0.04	0.04
13	0.05	0.08	0.12	0.22	0.34	0.38	0.34	0.24	0.16	0.09	0.05	0.04
14	0.05	0.08	0.14	0.25	0.36	0.41	0.36	0.27	0.17	0.09	0.05	0.04
15	0.05	0.08	0.14	0.24	0.34	0.4	0.37	0.28	0.17	0.08	0.04	0.05
16	0.05	0.08	0.13	0.22	0.32	0.38	0.34	0.27	0.15	0.07	0.04	0.05
17	0.05	0.07	0.12	0.21	0.3	0.35	0.32	0.25	0.14	0.07	0.06	0.07
18	0.06	0.08	0.13	0.25	0.34	0.38	0.35	0.28	0.16	0.1	0.17	0.14
19	0.13	0.15	0.21	0.42	0.61	0.67	0.56	0.45	0.29	0.22	0.49	0.36
20	0.31	0.38	0.6	0.89	0.98	0.99	0.97	0.91	0.8	0.69	0.95	0.87
21	0.82	0.89	0.98	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

A partir de dichos valores y considerando una operación factible para una central CSP con una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas, es que se adoptó un perfil para la tecnología CSP donde:

$$Potencia\ CSP\ (p.u) = \begin{cases} 1, & \text{si } 0.95 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) \\ 0.9, & \text{si } 0.8 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.95 \\ 0.8, & \text{si } 0.3 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.8 \\ 0.6, & \text{si } Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.3 \end{cases}$$

### 6.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico

En este apartado se procede a describir la metodología empleada para el modelamiento de las centrales eólicas en el modelo de despacho económico. La anterior puede ser desglosada en tres etapas: (i) serie de tiempo del recurso primario, (ii) transformación del recurso primario en potencia eléctrica, y (iii) representación de la potencia eólica en bloques.

## i. Serie de tiempo del recurso primario

Para el modelamiento de las centrales eólicas, tanto existentes como en construcción y comprometidas, se extrajo la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía. Lo anterior considerando una serie histórica de 37 años<sup>12</sup>, y la altura del aerogenerador, la cual fue obtenida desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de no contar con la información en el Explorador Eólico, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

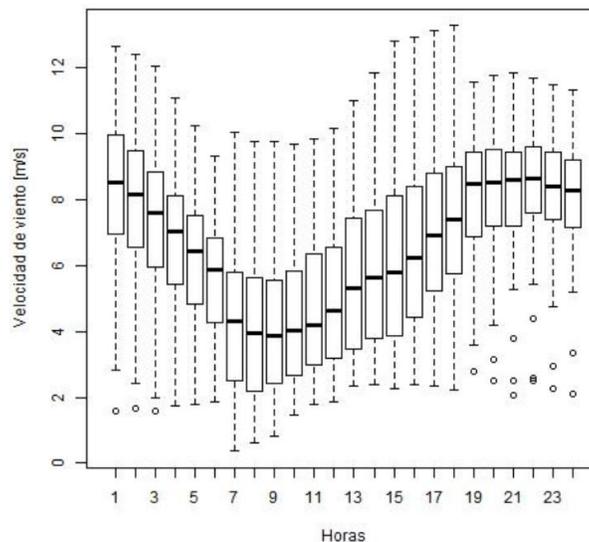
Posteriormente, y debido a que se cuenta con información de 60 afluentes para las centrales hidroeléctricas, se procedió a realizar un modelamiento similar para las centrales eólicas. Es decir, para el modelamiento de estas centrales se consideró 60 años de información, sin embargo, al tener una data reducida (37 años), se procedió a escoger aleatoriamente distintos años de la serie eólica hasta completar los 60 años, procurando que un año de la serie a lo más se encuentre repetido una vez. Cabe destacar que la relación afluente hídrico con el eólico se procedió a realizar de forma aleatoria, sin considerar una correlación temporal entre ambos.

Una vez realizado lo anterior, debido a que la serie de tiempo cuenta con resolución horaria, se escogió para cada año y mes, un día de manera aleatoria. Por lo tanto, se tienen 60 días totales escogidos de manera aleatoria para representar los afluentes en cada mes.

Concluida la elección de los días que representan a cada mes, se extrae para cada uno de esos días, de forma horaria, la información del recurso primario, para cada una de las centrales eólicas, de modo tal de respetar la correlación espacial y temporal de cada una de ellas.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, a través de un gráfico estilo boxplot, para el mes de enero:

**Figura 2: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes Enero.**



<sup>12</sup> Los datos de la serie de tiempo entre el periodo comprendido por los años 1980 y 2016 corresponden a una reconstrucción estadística.

---

## ii. Transformación del recurso primario en potencia eléctrica

La potencia que puede entregar una turbina eólica está determinada por la ecuación presentada a continuación, donde se puede apreciar que el factor que incide de mayor forma en el valor de la potencia es la velocidad del viento. Un factor asociado a la construcción es el del área de barrido del rotor, por lo que con el paso del tiempo se han ido construyendo rotores con diámetro cada vez más grande.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Donde:

$P$ : Potencia eólica generada.

$\rho$ : Densidad del aire en la altura a evaluar.

$A$ : Área del rotor.

$v$ : Velocidad de viento.

En general resulta difícil obtener una estimación del parámetro “ $\rho$ ”, por lo que los fabricantes definen empíricamente la curva potencia-velocidad, la cual es distinta para cada modelo que tienen. En particular en la figura mostrada a continuación se presenta la característica potencia-velocidad de una turbina. Como se puede apreciar la curva de potencia-velocidad típica de una turbina posee un rango de velocidades en las cuales puede generar potencia eólica, sin embargo, el considerar dicha curva para cuantificar la potencia total de un parque eólico puede tender a errores. Esto se debe a que en un parque, debido a diversos factores, las turbinas reciben distintas velocidades de viento, lo que produce que la curva potencia-velocidad de un parque equivalente tienda a suavizar el perfil.

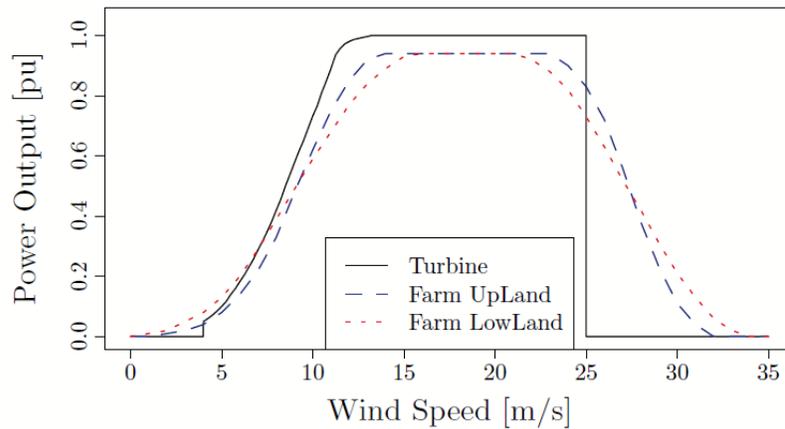
Por otra parte, existen trabajos<sup>1314</sup> en los cuales se consideraron como efectos a tomar en cuenta para la transformación de potencia-velocidad del parque equivalente, la eficiencia del arreglo (efecto de reducción de velocidad debido a tener turbinas aguas arriba), velocidad de corte, efectos topográficos, promediado espacial, disponibilidad (de acuerdo a la ubicación de la turbina, sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 3 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que este se encuentre emplazado en una altura cercana al nivel del mar o para aquel que se encuentre emplazado en una altura considerable. Se puede apreciar que la velocidad de corte de potencia eólica no es la misma que para el caso del aerogenerador individual y que es mucho más suave el tránsito para llegar a esta.

---

<sup>13</sup> Norgaard Per and Holttinen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004.

<sup>14</sup> J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.

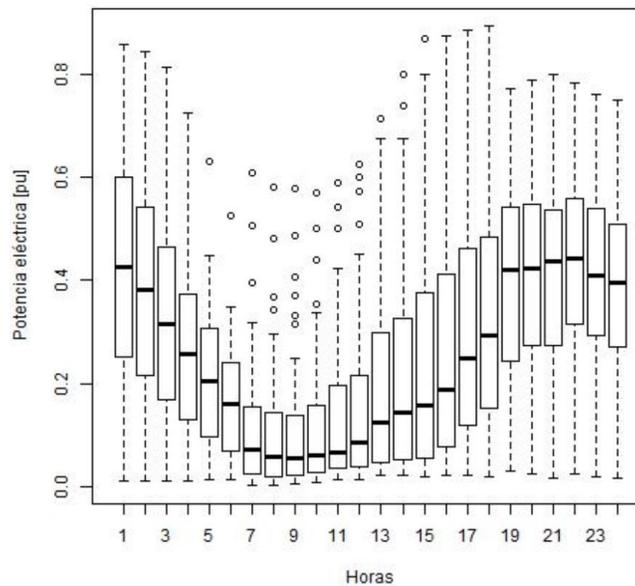
**Figura 3: Potencia de acuerdo a la Velocidad del viento.**



En particular para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica, utilizados para el plan de expansión 2018, se consideró el promedio de la curva “Farm UpLand” y “Farm LowLand”, por cuanto en el Sistema Eléctrico Nacional existen parques eólicos ubicados en distintas zonas geográficas.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, a través de un gráfico estilo boxplot, para el mes de enero:

**Figura 4: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes Enero.**



### iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

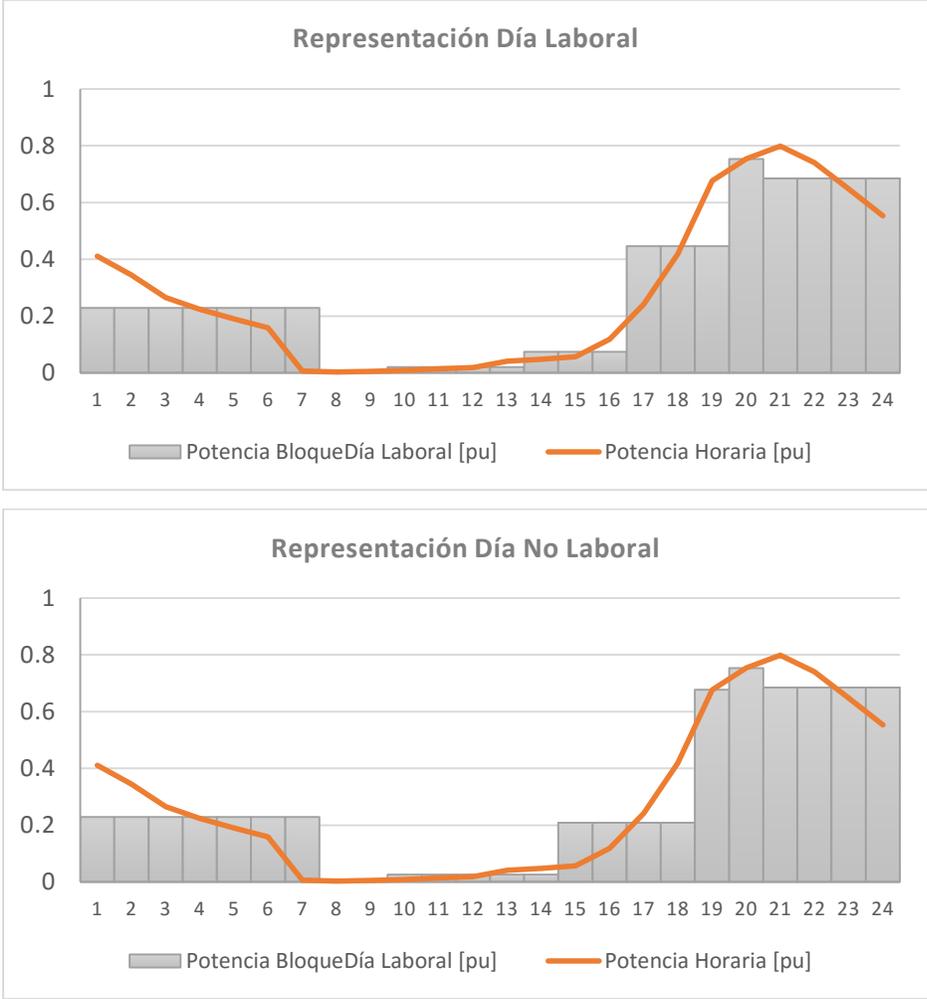
Los datos obtenidos como resultados del proceso anterior deben ser transformados a bloques para su representación en el modelo de despacho económico. Para lo anterior, y tomando en consideración que los bloques se encuentran diferenciados por días hábiles y no hábiles, principalmente debido al comportamiento de la demanda eléctrica, no existe un motivo para



realizar una diferenciación de estos respecto a la potencia eólica, por lo tanto, los 60 afluentes eólicos fueron transformados para días hábiles y no hábiles.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, para el mes de enero:

**Figura 5: Representación de la Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes Enero.**



### 6.3.7 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 al último Informe Final de licitaciones de suministro de clientes regulados, aprobado mediante Resolución Exenta N° 250 de 15 de mayo de 2017. En el caso de los sistemas de transmisión zonal, se han modelado 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 disponible 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.

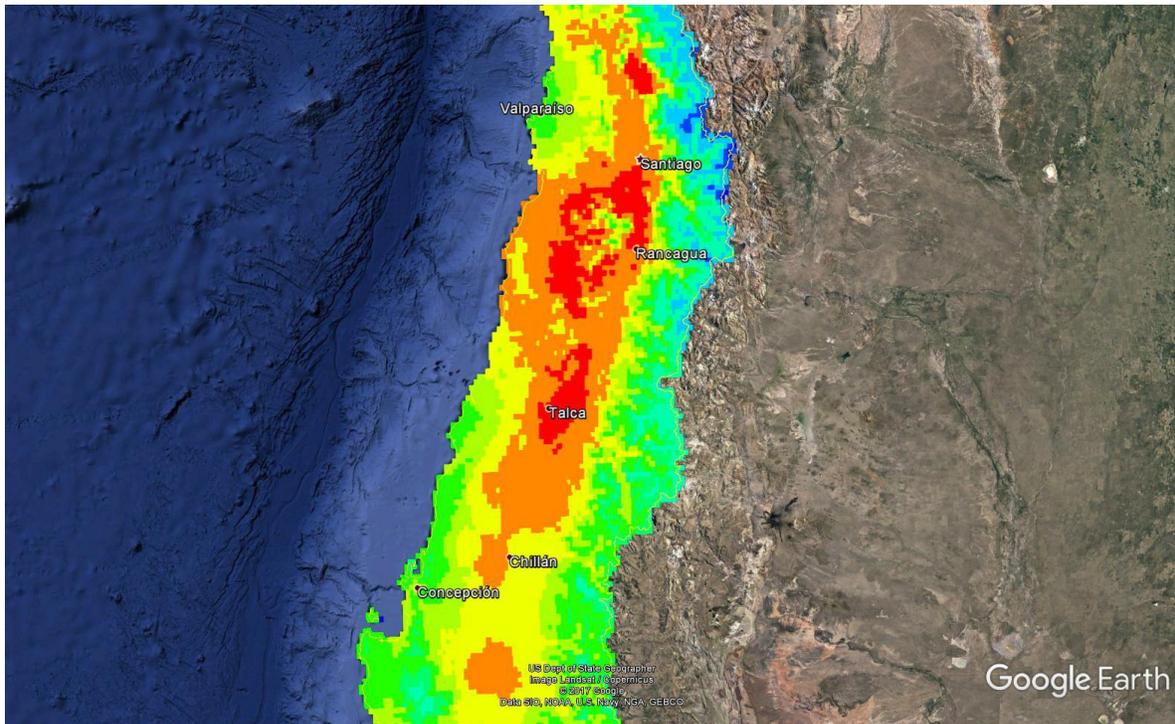
La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de tamaño aproximado 5x4 km que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir 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 Albers<sup>15</sup>.

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.

---

<sup>15</sup>Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. [www.rulamahue.cl/mapoteca](http://www.rulamahue.cl/mapoteca). Universidad de La Frontera. Temuco.

Figura 6: Zonas geográficas térmicas – Chile central.

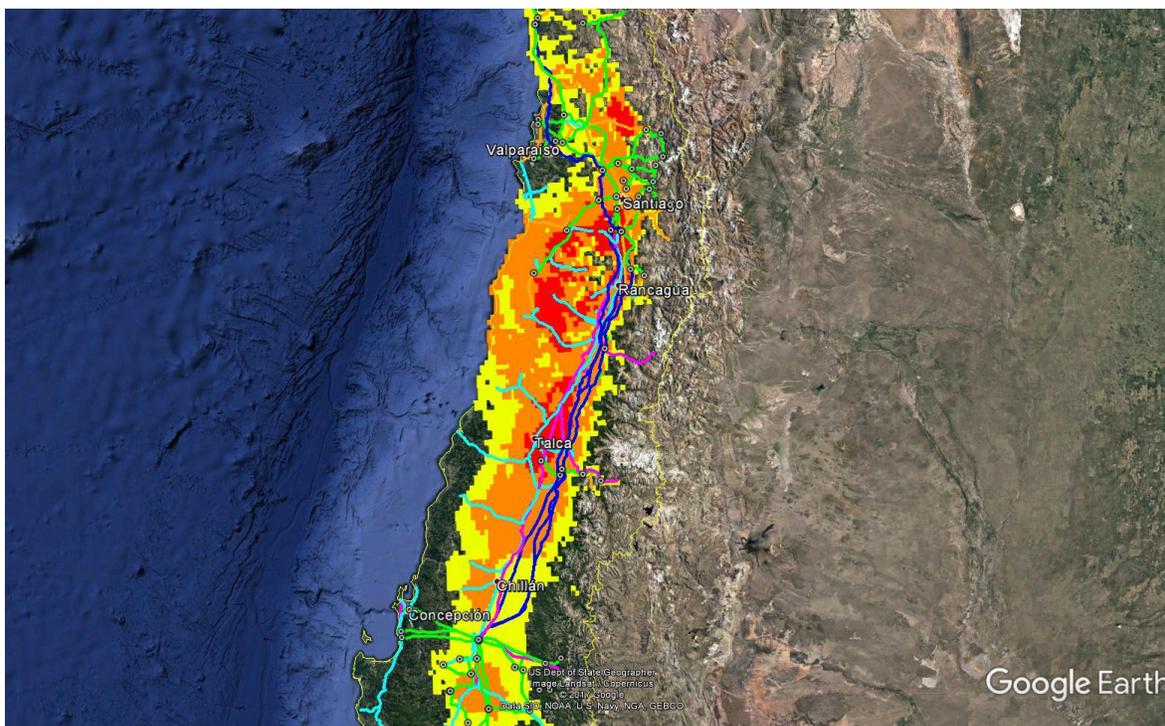


Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente. Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30°C (zonas de color rojo) se definió utilizar una temperatura 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 7: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central.



### 6.3.8 COSTOS DE FALLA

Los costos de falla utilizados para el presente proceso de planificación anual son los determinados por esta Comisión sobre la base del estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM”, de acuerdo a lo indicado en la Resolución Exenta N° 58, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

En cuanto a los valores de Costo de Falla de Larga Duración del SEN, se utilizaron aquellos que fueron determinados para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el propio Informe Técnico Definitivo mencionado anteriormente, que se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 32: Costo de falla de larga duración SEN.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	717,31
5-10%	1.043,62
10-20%	1.507,11
Sobre 20%	2.055,13

En cuanto al Costo de Falla de Corta Duración, se utilizó el valor base determinado en el estudio a que se hace referencia en el presente numeral, indexado a julio 2018, y que se indica en la siguiente tabla:

**Tabla 33: Costo de falla de corta duración SEN.**

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	13,15

### **6.3.9 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 las exigencias establecidas 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, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 5 de la resolución Exenta N° 711, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2018.

A continuación se detallan 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 identificaron los proyectos que por su naturaleza no tienen directa relación con las necesidades de abastecimiento de la demanda sino que apuntan al objetivo de 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 identificaron las necesidades de transmisión relacionadas con el abastecimiento de la demanda y/o con el objetivo de 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 posibiliten la incorporación de 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, de pérdidas técnicas, de 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 de la aplicación del análisis anterior, la Comisión aplicó, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 18° de la Resolución Exenta N° 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 proyectos de equipamientos de transformación de las subestaciones 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. Para lo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada mediante la tasa de crecimiento alta antes definida para todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión para estos efectos el año 2022.

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 para 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 Exenta 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, de acuerdo a lo señalado en la letra a) del artículo 19° de la resolución Exenta N° 711, 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 Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), con lo cual se obtuvo un monto representativo del efecto de la 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, en conformidad a lo señalado en el inciso cuarto de la letra a) del artículo 19° de la resolución Exenta N° 711, 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 su evolución en el tiempo. 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, 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 las cuales se realizan los análisis de la planificación de la transmisión y, de igual manera, medir el aporte que le dan al sistema 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 y (iii) 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 estudiar el riesgo que presenta para el sistema eléctrico un evento de tsunami, el cual puede dejar indisponible un determinado grupo de centrales que se encuentren emplazadas cerca de la costa. Para la realización de este análisis de resiliencia, se identificaron cuatro zonas afectas a esta eventualidad, conforme lo analizado por el Coordinador, en el territorio nacional: (i) Tocopilla, en la cual se encuentran las centrales Tocopilla y Norgener; (ii) Mejillones, en la cual se encuentran las centrales Gas Atacama, Mejillones, Cochrane, Angamos, Kelar y la futura central Infraestructura Energética Mejillones; (iii) Huasco, en la cual se encuentra la central Guacolda; y (iv) Coronel, en la cual se encuentran las centrales Bocamina, Bocamina 2 y Santa María.

La metodología consistió en dejar fuera de servicio el conjunto de centrales mencionadas en una de las cuatro zonas identificadas, y verificar el cumplimiento de los artículos de la NTSyCS para el estado de operación normal, incluyendo el cumplimiento del criterio N-1 para el Sistema de Transmisión Nacional. La realización del análisis tomó en cuenta la demanda máxima coincidente proyectada en la totalidad del SEN para el año 2023, en atención al horizonte en el cual una eventual expansión podría concretarse.

- 
- **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 2024 o durante el año 2030, 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 el aporte en cuanto a resiliencia que los proyectos analizados otorgan al sistema frente a un shock de precios de combustibles.

- **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 país<sup>16</sup>. 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

---

<sup>16</sup> 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.

---

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 encuentran modelados los proyectos bajo análisis, y (ii) caso con proyectos, en el cual se encuentran modelados 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.

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 el artículo 20° de la Resolución Exenta 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. 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 mencionados. Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*<sup>17</sup>, 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

*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<sub>c</sub>*: 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 análisis<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> 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.

<sup>18</sup> Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

---

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 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 en el documento denominado “Variables Ambientales y Territoriales para la Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2018”, remitido a la Comisión mediante Oficio Ordinario N°475 de 29 de marzo de 2018, 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 aplicó la siguiente metodología:

- Obtención de información técnica de instalaciones de transmisión para la evaluación del 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 precios 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, 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 a los sistemas de transmisión dedicados, 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, sin considerar desconexiones e interrupciones de suministro de las instalaciones intervenidas, 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, sin interrupción de suministro.
- 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 by-pass que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características de 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.

Luego, y en cumplimiento con lo establecido en el inciso final del artículo 89° de la Ley, dentro del análisis de ingeniería de cada obra de expansión, se definió en los casos que correspondía, posiciones de paño en subestaciones dentro de las descripciones de proyectos, ya sean estas

---

nuevas o existentes, de uso exclusivo 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.

En conformidad a lo establecido en el inciso final de la letra a) del artículo 21° de la Resolución Exenta N° 711, de los proyectos analizados en esta sub etapa de factibilidad y valorización no pasarán a la siguiente sub etapa de evaluación económica, incorporándose directamente al Plan de Expansión, aquellos que hayan resultado del Análisis de Suficiencia referidos es en el literal a) del artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, es decir, aquellos proyectos de expansión que correspondan a equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, siempre que, calculados los respectivos plazos constructivos se exceda en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes.

Asimismo, pasarán directamente a formar parte del Plan de Expansión aquellos proyectos que hayan resultado del Análisis de Seguridad descrito en el numeral a) del artículo 19° de la Resolución Exenta N° 711, esto es, que permitan otorgar las redundancias necesarias de acuerdo al referido análisis.

#### **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 hubieran 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:** De acuerdo a lo establecido en el inciso quinto del artículo 87° de la Ley, 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 2018” de febrero de 2018, 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 de la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) de la obra, sus Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (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 Valor de Inversión (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 utilizaron 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 han 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 Análisis 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 Análisis 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 generación para la planificación, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711.

En el caso de aquellos proyectos resultantes de la etapa de Análisis 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 Exenta N° 711, en esta etapa se podrá evaluar 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 podrá considerar 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. 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 NECESIDADES DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

#### 7.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV MAITENCILLO – NUEVA MAITENCILLO

Durante el año 2022, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Exento N° 373/2016 del Ministerio de Energía, entrarán en operación de los nuevos circuitos en 220 kV de la nueva línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar, los que reforzarán el actual sistema en 220 kV entre las subestaciones Maitencillo y Pan de Azúcar.

Por otra parte, la evacuación de generación que se tiene proyectada desde la zona de Maitencillo, genera problemas de congestión o insuficiencia de la capacidad de transmisión en la línea Maitencillo – Nueva Maitencillo, considerando 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 existente, la cual utiliza 4 conductores ACAR 500 por circuito, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 1.600 MVA a 35° C con sol. Además el proyecto considera las adecuaciones de paños y conexiones de línea en ambas subestaciones y todas las adecuaciones necesarias en las respectivas subestaciones que permitan dichos niveles de transferencia.

##### 7.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

A continuación se muestran los costos esperados de operación y falla del sistema en valor presente para cada escenario de generación, 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 34: Evaluación económica del proyecto analizado**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.103	29.607	29.769	23.904	30.686
Costo Operacional Con Proyecto	23.097	29.602	29.761	23.895	30.684
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.103	29.608	29.767	23.901	30.690
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-0,1	-1,2	2,0	2,6	-4,3
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	0,4	-0,7	2,5	3,0	-3,9
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	0,8	-0,3	2,9	3,5	-3,4

De los resultados mostrados en el cuadro anterior, se observa que en tres de los cinco escenarios el proyecto analizado presenta beneficios en términos esperados. Dichos beneficios se justifican dado que el proyecto permite solucionar los problemas de cortos y mediano plazo

---

para la inyección de las centrales generadoras de la zona y otorgando mayor seguridad al sistema de transmisión nacional. En base a lo anterior, la obra presenta beneficios en al menos el 50% de los escenarios evaluados por lo que la obra se propone en el presente plan de expansión.

### **7.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR**

Durante el año 2022, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Exento N° 373/2016 del Ministerio de Energía, entrarán en operación los nuevos circuitos en 220 kV de la nueva línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar, los que reforzarán el actual sistema en 220 kV de la misma zona. Luego, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Exento N° 422/2017 del Ministerio de Energía, para el año 2023 entrarán en operación los circuitos en 220 kV de la nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres y un nuevo equipo de compensación estática de reactivos en la barra de 220 kV de la S/E Nueva Pan de Azúcar.

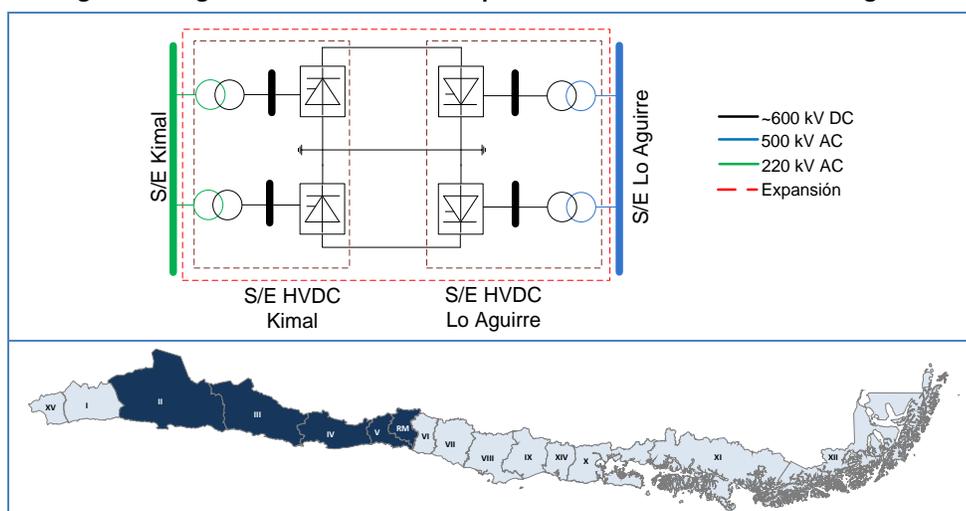
Producto de esta última obra de expansión, se requiere una obra de ampliación en la S/E Nueva Pan de Azúcar, compuesta por la incorporación de un nuevo paño central en tecnología GIS para una futura diagonal en el patio de 220 kV, con el objetivo de posibilitar la conexión de la nueva línea.

### **7.1.3 NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE**

El proyecto de expansión del sistema de transmisión nacional “*Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre*” tiene como objetivos aumentar el nivel de seguridad al sistema de transmisión nacional, permitir grandes transferencias de energía entre la zona 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 600 kV, entre la S/E Kimal y la S/E Lo Aguirre. Este proyecto contempla además la construcción de cuatro subestaciones convertoras HVAC/HVDC, dos en cada subestación anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea es de 1.500 km, con una línea de transmisión Bipolo de capacidad de al menos 2.000 MW por polo. La conexión de la línea HVDC en la S/E Kimal se realizaría 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 la S/E Lo Aguirre, 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 norte y sur del país. Cabe mencionar que de los análisis realizados, se ha considerado que el nuevo Sistema HVDC tiene como limitación de transferencia un máximo de 1.500 MW, condición de operación N-1, con una liberación de transferencia en AC a 2.000 MVA.

**Figura 8: Diagrama referencial de la expansión nacional HVD Kimal – Lo Aguirre**



### 7.1.3.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

Previo a la presentación de los resultados del análisis de suficiencia, es necesario destacar que los análisis realizados por esta Comisión han considerado una serie de configuraciones para el nuevo sistema HVDC. Todas las alternativas de expansión para dicho sistema consideran 4 convertoras HVDC/HVAC, 2 en cada subestación.

Para efectos de lo anterior, se analizan cuatro alternativas de expansión:

- Bipolo de 3.000 MW con cuatro convertoras de 1.500 MW cada una,
- Bipolo de 2.000 MW con cuatro convertoras de 1.000 MW cada una,
- Bipolo de 3.000 MW con cuatro convertoras de 1.500 MW cada una, con liberación en AC, y
- Bipolo de 3.000 MW con cuatro convertoras de 1.000 MW cada una, con liberación en AC.

A continuación se presentan los beneficios operacionales de las 4 alternativas de expansión para el nuevo sistema HVDC, sólo considerando los costos operacionales y falla del sistema en valor presente, para cada escenario de generación, producto del ingreso en operación de cada alternativa de expansión.

**Tabla 35: Beneficios operacionales del proyecto analizado**

Beneficios Operacionales en Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Proyecto 3.000 MW y 4x1.500 MW	564	2.107	1.022	212	2.281
Proyecto 2.000 MW y 4x1.000 MW	572	2.248	1.054	211	2.436
Proyecto 3.000 MW y 4x1.500 MW, con liberación AC	571	2.319	1.068	210	2.507
Proyecto 3.000 MW y 4x1.000 MW, con liberación AC	571	2.319	1.068	210	2.507

Cabe mencionar que las alternativas c) y d) tienen los mismos beneficios operacionales dado que se ha supuesto que en la obra con 4 convertoras de 1.000 MW se puede operar con la misma exigencia operacional que la de 4 convertoras de 1.500 MW, pudiendo considerar para dichos efectos una sobrecarga de 15 minutos en dicho sistema HVDC en caso de ocurrir alguna contingencia, por ejemplo, en una convertora.

En cuanto a los resultados obtenidos de los análisis estocásticos, según se presenta en la tabla anterior, se puede observar que los beneficios operacionales para todas las alternativas de expansión están dentro del mismo orden de magnitud, diferenciándose en mayor medida para los escenarios de generación 2 y 5, los cuales poseen una mayor penetración de energía renovable no convencional. Por lo tanto, faltaría definir entre las alternativas propuestas, considerando el Valor de Inversión de las obras, cuál es la más eficiente económicamente para los escenarios de generación utilizados.

A continuación, se presenta, de manera individual, los beneficios de cada alternativa de expansión, considerando, adicionalmente al costo de operación y falla, el Valor de Inversión (V.I.) y las distintas tasas de descuento de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

**Tabla 36: Evaluación económica de la alternativa a)**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.061	29.396	29.678	23.813	30.484
Costo Operacional Con Proyecto	22.498	27.289	28.656	23.601	28.203
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.571	28.362	29.729	24.675	29.276
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	23.465	28.257	29.623	24.569	29.171
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	23.363	28.154	29.521	24.467	29.068
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-510	1.033	-52	-861	1.207
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	-404	1.139	54	-756	1.313
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	-302	1.242	157	-653	1.416

**Tabla 37: Evaluación económica de la alternativa b)**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.061	29.396	29.678	23.813	30.484
Costo Operacional Con Proyecto	22.490	27.148	28.623	23.603	28.048
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.358	28.017	29.492	24.471	28.917
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	23.273	27.931	29.407	24.386	28.831
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	23.190	27.848	29.324	24.303	28.748
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-297	1.379	185	-658	1.567
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	-211	1.465	271	-572	1.653
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	-129	1.548	354	-489	1.736

**Tabla 38: Evaluación económica de la alternativa c)**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.061	29.396	29.678	23.813	30.484
Costo Operacional Con Proyecto	22.491	27.077	28.610	23.603	27.977
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.564	28.151	29.684	24.677	29.050
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	23.459	28.045	29.578	24.571	28.945
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	23.356	27.943	29.475	24.469	28.842
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-503	1.245	-6	-864	1.434
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	-397	1.351	100	-758	1.539
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	-295	1.453	202	-655	1.642

**Tabla 39: Evaluación económica de la alternativa d)**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.061	29.396	29.678	23.813	30.484
Costo Operacional Con Proyecto	22.491	27.077	28.610	23.603	27.977
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.470	28.057	29.590	24.583	28.956
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	23.374	27.960	29.493	24.487	28.860
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	23.280	27.867	29.400	24.393	28.766
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-409	1.339	88	-770	1.528
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	-313	1.435	184	-673	1.624
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	-219	1.529	278	-580	1.718

De los análisis y resultados presentados anteriormente, se puede observar que la configuración de la nueva línea HVDC que entrega mayores beneficios operacionales al sistema, en los cinco escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, corresponde a la configuración de la alternativa b), Bipolo de 2.000 MW con cuatro convertoras de 1.000 MW.

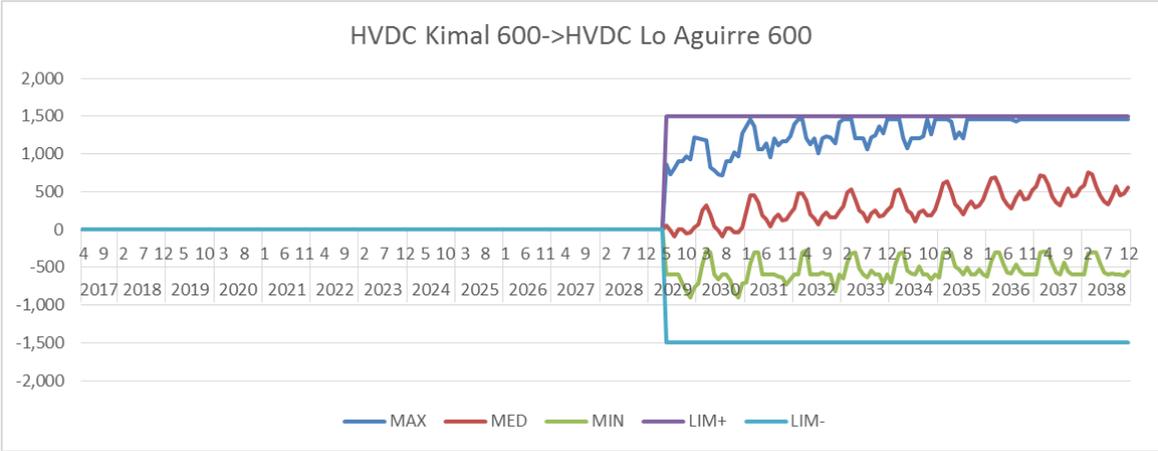
Además, se observa que en tres de los cinco escenarios de generación la alternativa de expansión b) consigue beneficios en términos esperados. En el caso de los escenarios de generación N° 1 y N° 4, donde existe una menor demanda y menor penetración ERNC en el norte del país, los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión, conforme a la metodología descrita en numeral 6.4.5.2. En conclusión, para esta etapa de análisis, la obra presenta mejores beneficios en forma conjunta y su propuesta otorga, en el largo plazo, las capacidades de transferencia que permitan evacuar la generación más eficiente y en consecuencia, eliminar posibles congestiones a nivel del sistema de transmisión nacional.

### 7.1.3.2 Análisis de Seguridad

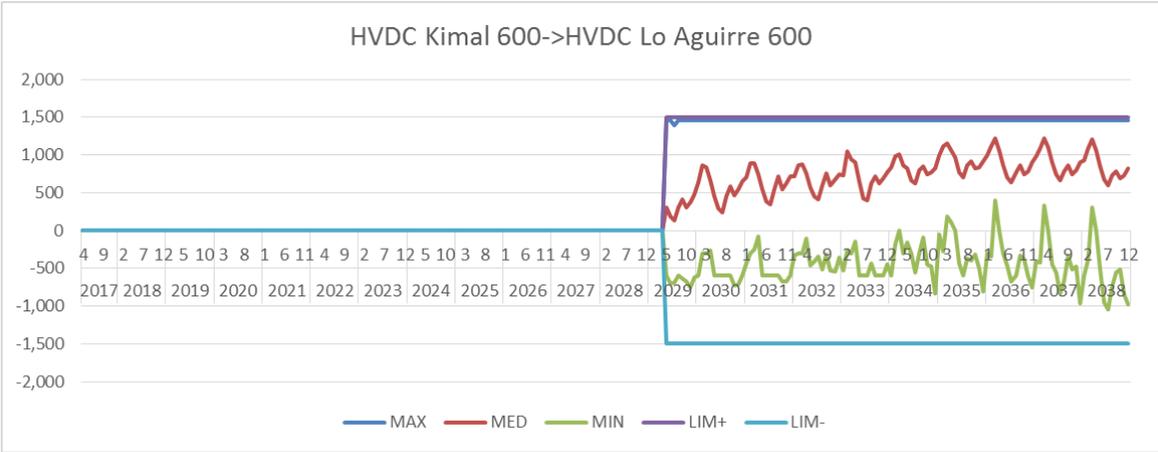
El presente análisis eléctrico tiene por objetivo mostrar los resultados obtenidos en la evaluación del cumplimiento del criterio de seguridad N-1 en condiciones de uso máximo del nuevo enlace HVDC, análisis que se encuentran respaldados en la base de datos PowerFactory llamada “BD CNE Expansión 2018 V18\_11\_07.pfd”.

Para determinar el uso máximo del enlace HVDC propuesto se examinaron los resultados de las simulaciones estocásticas para dos escenarios de operación, en particular, se considera un escenario de demanda baja (escenario 1) y uno de demanda alta (escenario 2), de acuerdo a los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión. De la revisión se encontró que el mayor flujo de potencia por el enlace HVDC sucede desde la S/E Kimal hacia la S/E Lo Aguirre, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

**Gráfico 1: Flujo de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 600 kV, Escenario 1**



**Gráfico 2: Flujo de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 600 kV, Escenario 2, MW**



De la revisión de ambos escenarios, se concluye que el escenario 2 es el que presenta un uso mayor del enlace HVDC, por lo que la verificación del criterio de seguridad N-1 se realiza para este escenario (escenario 2), que corresponde a transferencias de 1.500 MW desde la S/E Kimal hacia la S/E Lo Aguirre y un despacho con una hidrología media.

No se evaluó la situación correspondiente a transferencias desde la S/E Lo Aguirre hacia la S/E Kimal debido a que los flujos de potencia por las líneas de 500 kV y el enlace HVDC no presentan restricciones ya que son menores a las capacidades de transmisión de las líneas.

Las condiciones de operación se construyeron para el año 2030 procurando representar, en el software de análisis eléctrico, el despacho de las centrales y la demanda del sistema tal que el uso del enlace HVDC fuese coherente con el funcionamiento del resto del sistema de transmisión. La demanda y generación considerada en el análisis se detalla a continuación:

**Tabla 40: Parámetros de las condiciones de operación**

Año	Mes	Bloque	Demanda zona Norte Grande [MW]	Generación zona Norte Grande [MW]	Demanda zona Norte y Sur [MW]	Generación zona Norte y Sur [MW]
2030	Diciembre	10	3.180,8	4.552,2	10.182,7	9.350,4

Las condiciones de operación y contingencias realizadas en el análisis del enlace HVDC son:

- Operación Normal (ON): Todos los elementos serie operan en su condición normal.
- Contingencia N° 1 (C1): Salida de servicio del circuito 2 de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que es la línea con mayor flujo de potencia entre las SS/EE Lo Aguirre y Kimal.
- Contingencia N°2 (C2): Salida de servicio del circuito 2 de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo, que es la segunda línea con mayor flujo de potencia entre las SS/EE Lo Aguirre y Kimal.
- Contingencia N°3 (C3): Salida de servicio del polo negativo del enlace HVDC. Para esta condición de operación se supuso que el polo positivo es capaz de modificar su consigna de potencia para transmitir 1.000 MW, transfiriendo los restantes 500 MW al sistema de tensión alterna.

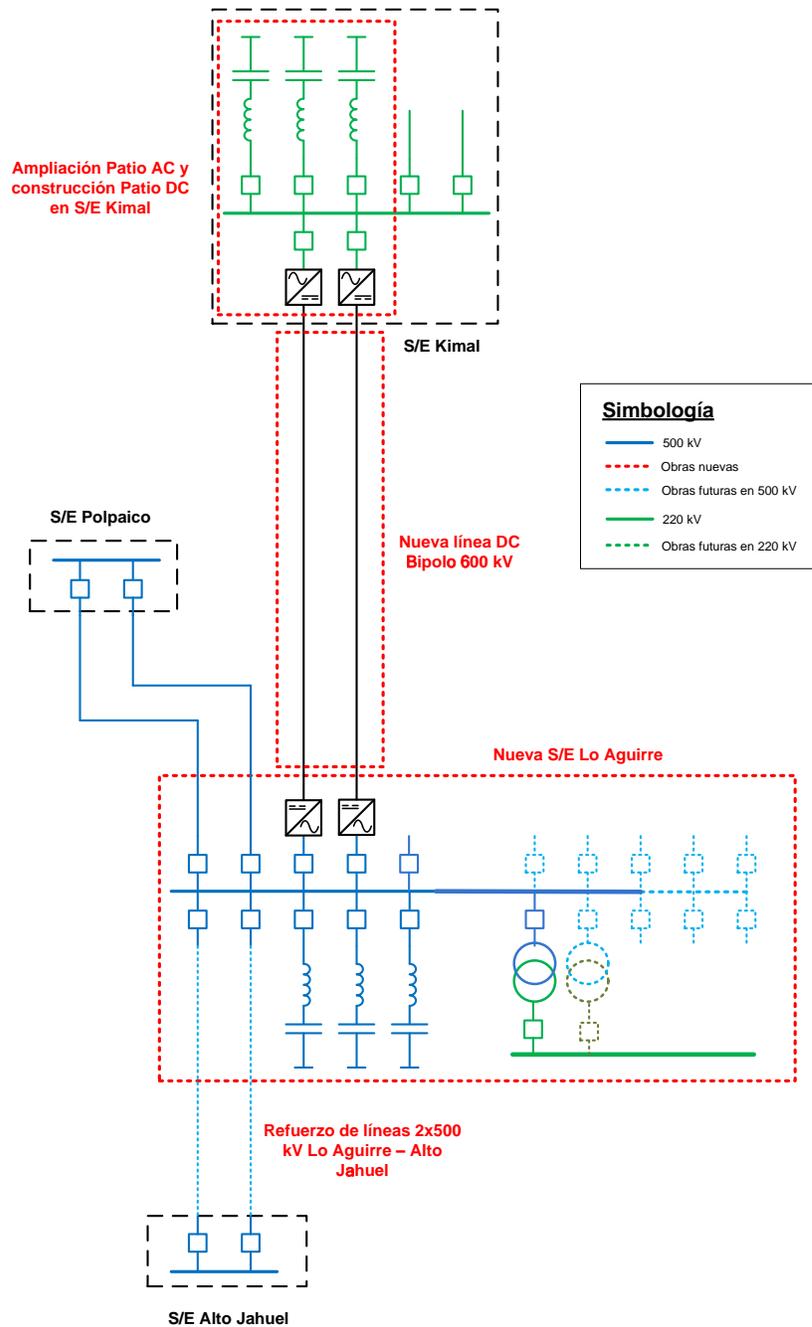
El flujo de potencia por las líneas de interés para cada simulación se presenta en la siguiente tabla. A partir de estos datos, se concluye que la transferencia de 1.500 MW por el nuevo enlace HVDC desde la S/E Kimal hacia la S/E Lo Aguirre es posible cumpliendo el criterio de seguridad N-1.

**Tabla 41: Flujos por las líneas analizadas**

Línea	Capacidad de transmisión [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]				
		ON	C1	C2	C3	Máximo
2x500 kV Los Changos - Kimal C1	1.500	134,2	134,2	135,3	126,8	135,3
2x500 kV Los Changos - Kimal C2	1.500	134,2	134,2	135,3	126,8	135,3
2x500 kV Parinas - Los Changos C1	1.500	245,4	237,4	236,5	306,5	306,5
2x500 kV Parinas - Los Changos C2	1.500	245,4	237,4	236,5	306,5	306,5
2x500 kV Cumbres - Parinas C1	1.500	148,9	157,2	158,1	302,5	302,5
2x500 kV Cumbres - Parinas C2	1.500	148,9	157,2	158,1	302,5	302,5
2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones C1	1.500	219,0	228,2	226,9	421,9	421,9
2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones C2	1.500	219,0	228,2	226,9	421,9	421,9
2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo C1	1.500	400,9	397,0	386,0	608,3	608,3
2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo C2	1.500	400,9	397,0	386,0	608,3	608,3
2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar C1	1.500	711,6	695,4	1.268,0	926,1	1.268,0

Línea	Capacidad de transmisión [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]				
		ON	C1	C2	C3	Máximo
2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar C2	1.500	711,6	695,4	-	926,1	926,1
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico C1	1.500	758,4	1.341,9	750,6	966,2	1.341,9
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico C2	1.500	758,4	-	750,6	966,2	966,2
2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre C1	1.500	216,7	142,7	195,6	387,6	387,6
2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre C2	1.500	216,7	142,7	195,6	387,6	387,6
2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel C1	1.500	429,6	426,1	430,0	414,4	430,0
2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel C2	1.500	429,6	426,1	430,0	414,4	430,0
Polo positivo Enlace HVDC	2.000	750,0	750,0	750,0	1.000,0	1.000,0
Polo negativo Enlace HVDC	2.000	750,0	750,0	750,0	-	750,0

Figura 9: Diagrama referencial de la expansión nacional HVD Kimal – Lo Aguirre con obras asociadas



### 7.1.3.3 Análisis Económico Complementario

Adicionalmente al análisis presentado en los numerales anteriores para la solución de transmisión con sistema HVDC, se presenta una aproximación al análisis económico mediante un método de decisión que minimiza la pérdida máxima esperada, denominada “*MinMax Regret*”, de manera de determinar cuál es la alternativa óptima de expansión considerando la alta incertidumbre asociada a los escenarios de generación futuros con los cuales se basa el presente Plan de Expansión, es decir, minimizar el máximo arrepentimiento.

En este sentido, es necesario mencionar que los 5 escenarios de generación utilizados por la Comisión en este ejercicio de planificación se asumen como equiprobables e independientes entre sí, y que las alternativas de expansión se evalúan en cada uno de dichos escenarios, midiendo su comportamiento en los costos operacionales y falla del sistema y considerando el valor de inversión anualizado de cada alternativa de expansión del nuevo sistema HVDC, todas durante el mismo horizonte de análisis.

Para aplicar la metodología MinMax, se asume que cada alternativa de expansión propuesta será evaluada considerando que se cumple un escenario distinto al que origina dicha propuesta, de manera que se determine el arrepentimiento o aumento de costos por haber escogido esa alternativa de expansión. Posteriormente, mediante la aplicación de dicha metodología, se seleccionará aquella alternativa de expansión que minimiza el máximo arrepentimiento.

A modo de simplificación, y para efectos de determinar los costos de los arrepentimientos, se ha supuesto que las alternativas de expansión se mantienen fijas en todo el horizonte de análisis (20 años) toda vez que la evaluación económica de las alternativas de expansión para el sistema HVDC, dado los plazos de estudio de franja, licitación, adjudicación y plazos constructivos de la obra, sólo muestran los efectos en el sistema durante sólo 8 años de operación de obra de expansión (2030 – 2038). Se asume que, si en el futuro se presenta un escenario generación distinto, sólo se podrán tomar medidas correctivas después de este periodo de 8 años, a modo de permitir adaptar la transmisión al nuevo escenario.

A continuación, se presenta una tabla resumen, a partir de los Costos de Operación y Falla + Inversión determinados en el numeral 7.1.3.1, con tasa de descuento alta, con las diferencias de costos de la mejor alternativa entre los proyectos analizados para el Sistema HVDC, en decir aquella que minimiza el máximo arrepentimiento.

**Tabla 42: Diferencias de Costos con la mejor Alternativa por Escenario con tasa de descuento alta**

Escenarios	Base	Alternativa a)	Alternativa b)	Alternativa c)	Alternativa d)
Escenario 1	0	510	297	503	409
Escenario 2	1.379	346	0	135	40
Escenario 3	185	237	0	191	97
Escenario 4	0	861	658	864	770
Escenario 5	1.567	360	0	134	40
Máximo Arrepentimiento	1.567	861	<b>658</b>	864	770

De los resultados obtenidos, se puede observar que la minimización del máximo arrepentimiento se logra con el proyecto de expansión de la alternativa b), que considera 4 convertoras de 1.000 MW y un Bipolo de 2x2.000 MW. El arrepentimiento entre la mejor alternativa y la siguiente, es decir, aquella con la misma cantidad y potencia en unidades convertoras pero con una línea Bipolo 2x3.000 MW, tiene una diferencia en aproximadamente 110 millones de dólares. Dicha diferencia en costos es muy similar a la diferencia en inversión que tienen ambas alternativas, ésta última dado principalmente por el tipo de estructuras que son necesarias para soportar una línea Bipolo HVDC de capacidad superior.

Adicionalmente, de los resultados de la tabla anterior, se puede concluir que la peor alternativa, en términos de su máximo arrepentimiento, sería la condición base, es decir, el no proponer alguna alternativa de expansión para el sistema, llegando a tener una diferencia de aproximadamente 900 millones de dólares al minimizar el máximo arrepentimiento.

Por último, se muestran en las siguientes tablas los análisis por minimización del máximo arrepentimiento, para el caso de la tasa de descuento media y baja.

**Tabla 43: Diferencias de Costos con la mejor Alternativa por Escenario con tasa de descuento media**

Escenarios	Base	Alternativa a)	Alternativa b)	Alternativa c)	Alternativa d)
Escenario 1	0	404	211	397	313
Escenario 2	1.465	326	0	114	30
Escenario 3	271	217	0	171	86
Escenario 4	0	756	572	758	673
Escenario 5	1.653	340	0	114	29
Máximo Arrepentimiento	1.653	756	572	758	673

**Tabla 44: Diferencias de Costos con la mejor Alternativa por Escenario con tasa de descuento baja**

Escenarios	Base	Alternativa a)	Alternativa b)	Alternativa c)	Alternativa d)
Escenario 1	0	302	129	295	219
Escenario 2	1.548	306	0	95	19
Escenario 3	354	197	0	152	76
Escenario 4	0	653	489	655	580
Escenario 5	1.736	320	0	94	18
Máximo Arrepentimiento	1.736	653	489	655	580

Adicionalmente, se ha realizado un análisis del atraso en un año de la alternativa b), que para el caso de los resultados presentados anteriormente, es la alternativa más eficiente económicamente. En los siguientes desarrollos se denominará alternativa e), Bipolo de 2.000 MW con cuatro convertoras de 1.000 MW cada una, atraso en un año.

A continuación, se presentan los beneficios la alternativa e), considerando, el costo de operación y falla, el Valor de Inversión (V.I.) y las distintas tasas de descuento de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

**Tabla 45: Evaluación económica de la alternativa e)**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.061	29.396	29.678	23.813	30.484
Costo Operacional Con Proyecto	22.496	27.200	28.642	23.608	28.108
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.315	28.020	29.462	24.427	28.927
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	23.235	27.939	29.381	24.347	28.847
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	23.156	27.861	29.303	24.268	28.768
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-254	1.376	216	-614	1.556

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	-173	1.457	296	-533	1.637
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	-95	1.535	375	-455	1.715

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla anterior, se puede observar que en el 50% de los escenarios se presentan beneficios al implementar la obra de expansión. En comparación con la alternativa b), se puede observar que la alternativa de atrasar el sistema HVDC en un año obtiene menores beneficios operacionales, sin embargo, al adicionarle el V.A.T.T. de la obra, muestra un mejor comportamiento en 3 escenarios de generación, obteniendo leves mejores beneficios totales que la alternativa b). Este efecto, si bien en promedio de todos los escenarios representa el 1,4% de la inversión del sistema HVDC, se ve altamente influenciado por la actualización de los costos y beneficios en valor presente y por el hecho que la evaluación económica incorpora solamente 8 años de operación del sistema HVDC (2030-2038).

Adicionalmente, en consistencia con los objetivos que la Ley establece para la planificación de la transmisión, se ha realizado un análisis de resiliencia bajo una condición hidrológica extrema, de manera de visualizar el efecto que tendría el atraso de este proyecto de expansión. Para esto, se ha considerado tanto para la alternativa b) como para la alternativa e) del sistema HVDC, una condición hidrológica seca, y se le aplicará la metodología “MinMax” de manera de obtener la alternativa que minimiza el máximo arrepentimiento.

A continuación, se presenta una tabla resumen con las diferencias de costos de la mejor alternativa al aplicar la metodología “MinMax”, resultados que se obtienen a partir de los Costos de Operación y Falla + Inversión para la condición hidrológica extrema y una tasa de descuento alta.

**Tabla 46: Diferencias de Costos con la mejor Alternativa por Escenario con tasa de descuento alta**

Escenarios	Alternativa b)	Alternativa e)
Escenario 1	29	0
Escenario 2	0	61
Escenario 3	19	0
Escenario 4	40	0
Escenario 5	0	59
Máximo Arrepentimiento	40	61

De los resultados obtenidos, se puede observar que la minimización del máximo arrepentimiento se logra con el proyecto de expansión de la alternativa b) con una diferencia de aproximadamente 20 millones de USD. Cabe destacar que, de acuerdo a los últimos 10 años, las hidrologías cada vez han tenido un comportamiento más seco, por lo que es lógico pensar que en el largo plazo la tendencia de las hidrologías debiese ir en esa dirección. Además, los análisis estocásticos que se realizan actualmente consideran el promedio de los costos operacionales asociados a todas las hidrologías históricas a partir del año 1960, las cuales se ven influenciadas principalmente por las hidrologías húmedas que se tuvieron hace más de 20 años atrás.

A continuación, se muestran para la misma condición de hidrología extrema, los resultados a los análisis de minimización del máximo arrepentimiento, para el caso de la tasa de descuento media y baja.

**Tabla 47: Diferencias de Costos con la mejor Alternativa por Escenario con tasa de descuento media**

Escenarios	Alternativa b)	Alternativa e)
Escenario 1	24	0
Escenario 2	0	66
Escenario 3	14	0
Escenario 4	35	0
Escenario 5	0	63
Máximo Arrepentimiento	35	66

**Tabla 48: Diferencias de Costos con la mejor Alternativa por Escenario con tasa de descuento baja**

Escenarios	Alternativa b)	Alternativa e)
Escenario 1	20	0
Escenario 2	0	71
Escenario 3	10	0
Escenario 4	30	0
Escenario 5	0	68
Máximo Arrepentimiento	30	71

Adicionalmente, mediante el análisis de Mercado Eléctrico Común, de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711, se determinó el beneficio económico del sistema por la incorporación del sistema HVDC y una sensibilidad correspondiente al atraso en un año en su entrada en operación, esto es, para los años 2030 y 2031 respectivamente.

La siguiente tabla presenta el costo de energía de retiro promedio por cada escenario de generación y para cada caso analizado:

**Tabla 49: Costo de Energía de Retiro y beneficios en millones de USD para los años 2030 y 2031**

Escenario	Base	HVDC	HVDC atraso 1 año	Beneficio HVDC	Beneficio HVDC atraso 1 año
Escenario 1	10.131	9.913	10.022	218	109
Escenario 2	13.823	12.669	13.210	1154	613
Escenario 3	13.230	12.861	13.027	369	203
Escenario 4	10.064	9.998	10.044	66	20
Escenario 5	14.328	13.082	13.659	1246	669

Como se puede observar, existe un beneficio económico para el sistema en todos los escenarios de generación para la planificación de la transmisión ante la entrada del sistema HVDC en el año 2030. En cambio, en el caso cuando el proyecto se atrasa un año, aunque se presenta una

---

disminución en el costo de energía de retiro de los clientes, aproximadamente en promedio 288 millones de dólares más bajo que en el caso del proyecto entrando el año 2030, situación que se demuestra en las columnas de beneficio de la tabla anterior.

Adicionalmente a los análisis técnico económicos antes desarrollados, existen razones cualitativas que indican que no es apropiado atrasar la entrada en operación del sistema HVDC, que son:

- Alta probabilidad de creciente penetración ERNC en el sistema. Esto se vería influenciado principalmente por la disminución de los costos de inversión para los proyectos de generación solar fotovoltaica y eólica, según las proyecciones de precios de tecnologías que se presentan en el Informe Final del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía. Adicionalmente, si bien aún no existe una política pública asociada a la descarbonización del sistema eléctrico, éste podría ser un factor relevante en la definición de los planes de generación que se establecen en la misma PELP.
- De acuerdo al Informe Técnico de Licitaciones de Suministro a Clientes Regulados, se estima que al año 2033 se requeriría contratar cerca de 22.000 GWh de energía eléctrica, lo que implicaría la entrada de nuevos proyectos de generación más eficientes técnica y económicamente para el sistema.
- De acuerdo al comportamiento meteorológico de este último tiempo por efecto del cambio climático, se espera que los próximos años se presenten condiciones ambientales que tiendan a hidrologías secas.
- Debido a la gran envergadura del Sistema HVDC propuesto, se pueden presentar atrasos naturales por diversos motivos:
  - En el caso que la presente obra requiera Estudio de Franja de acuerdo a lo establecido en artículo 92° de la Ley, requiere un periodo para la Ejecución del Estudio Preliminar de Franja y su respectiva Evaluación Ambiental Estratégica, y la Aprobación por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.
  - Proceso de Elaboración de Bases y Licitación de la Obra que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional. Además, en el caso que dicha obra sea declarada desierta se deberá dar inicio a un nuevo proceso de licitación, lo cual implicaría un atraso en, al menos, un año en su entrada en operación.
  - Declaración de Impacto Ambiental de la Obra ante el SEIA, de acuerdo a la normativa aplicable a las obras de transmisión en el territorio nacional.
  - Construcción física de la Obra.

En conclusión, de acuerdo a los análisis técnicos, económicos y cualitativos realizados por esta Comisión, en el presente plan de expansión se propone la obra de transmisión nacional “*Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre*”, asociada a la alternativa b) antes descrita, con los resguardos que se indicarán en el siguiente numeral.

#### 7.1.3.4 Condicionamiento de la obra

Debido a la incertidumbre asociada a los escenarios de generación futuros, esta Comisión condicionará la licitación de la obra a una revisión posterior, de manera de poder verificar que los supuestos que han otorgado la necesidad de proponer la presente obra al actual plan de expansión cuenten con similares características y tendencias, principalmente en cantidad y ubicación los proyectos de generación en la zona norte del sistema. Para dichos efectos, se determinó que el valor de generación que deberá cumplir el 50% de los escenarios de generación de la planificación de la transmisión, corresponderá al valor mínimo que existe entre los 3 escenarios que definieron la conveniencia económica de incluir el proyecto en el presente plan de expansión.

De acuerdo a lo anterior, se condicionará la licitación de dicha obra al potencial de generación que se tenga en la zona norte del sistema. Para dichos efectos, la Comisión deberá realizar, previo a la confección de las bases de licitación que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, un Informe que verifique que en al menos el 50% de los escenarios de generación de la transmisión vigente a la fecha, tengan un potencial de al menos 3.000 MW de generación al norte de la S/E Cumbre y durante todo el horizonte de planificación.

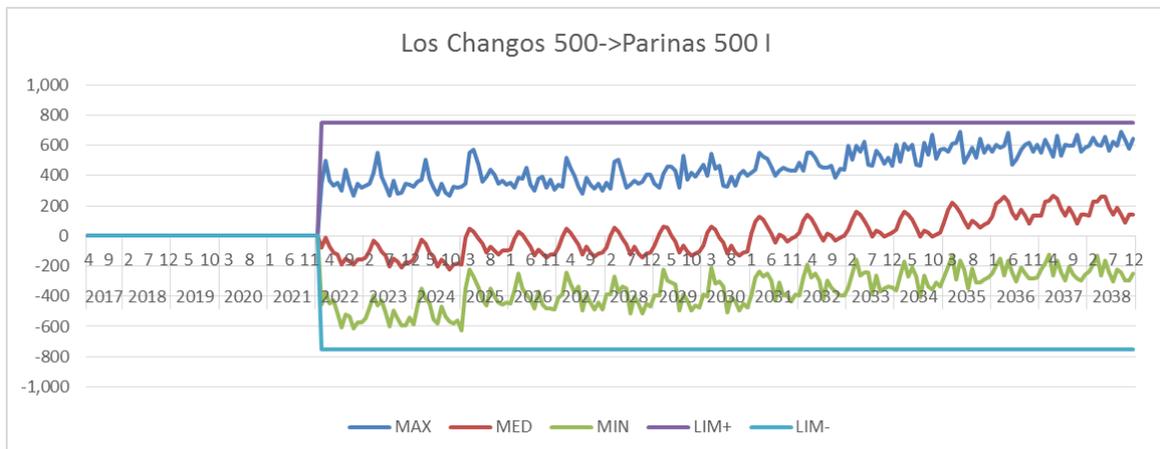
#### 7.1.3.5 Gráficos por las instalaciones de transmisión

En la presente sección se muestra la evolución de los flujos por las principales instalaciones del sistema de transmisión nacional que experimentarían variaciones importantes en las transferencias de energía, producto del ingreso de la obra de expansión del Sistema HVDC. Los flujos de potencia presentados en esta sección son los obtenidos a partir de la evaluación de la alternativa b).

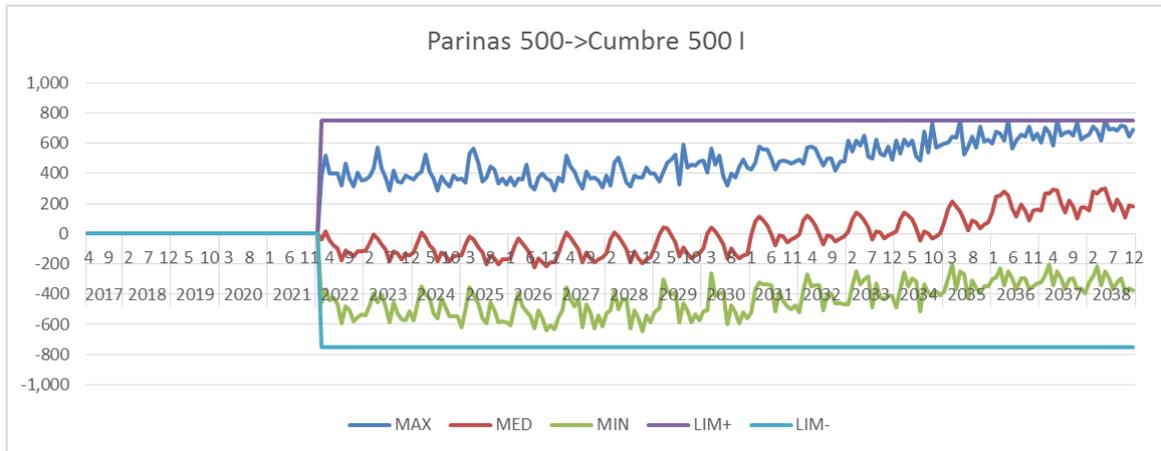
Los siguientes gráficos son obtenidos a partir de un escenario de demanda baja (escenario 1) y uno de demanda alta (escenario 2), de acuerdo a los escenarios de generación utilizados en el presente plan de expansión, para la condición base sin expansión de transmisión. Los flujos para el resto de los escenarios se adjuntan en la planilla “Resumen Flujos AC y HVDC.xlsx”.

- i. Flujos para la línea 2x500 kV Los Chagos – Parinas – Cumbres (Condición Base)

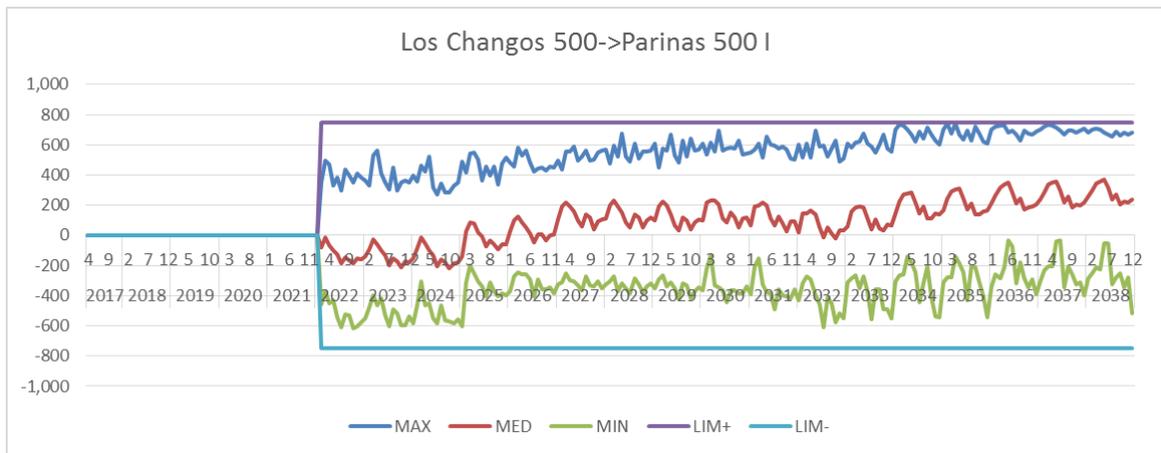
**Gráfico 3: Flujo de línea Los Chagos – Parinas 500 kV sin expansión – Escenario 1, MW**



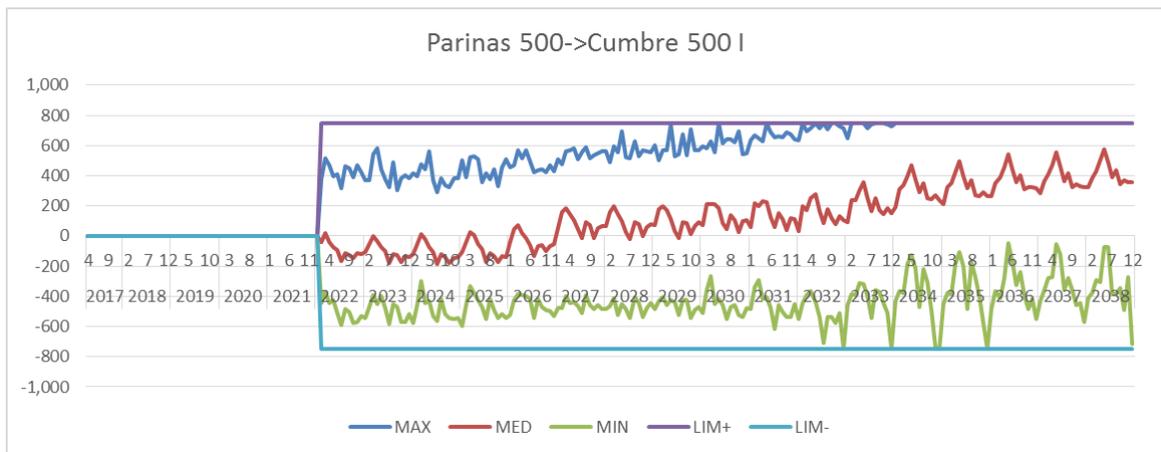
**Gráfico 4: Flujo de línea Parinas – Cumbres 500 kV sin expansión – Escenario 1, MW**



**Gráfico 5: Flujo de línea Los Chagos – Parinas 500 kV sin expansión – Escenario 2, MW**



**Gráfico 6: Flujo de línea Parinas – Cumbres 500 kV sin expansión – Escenario 2, MW**





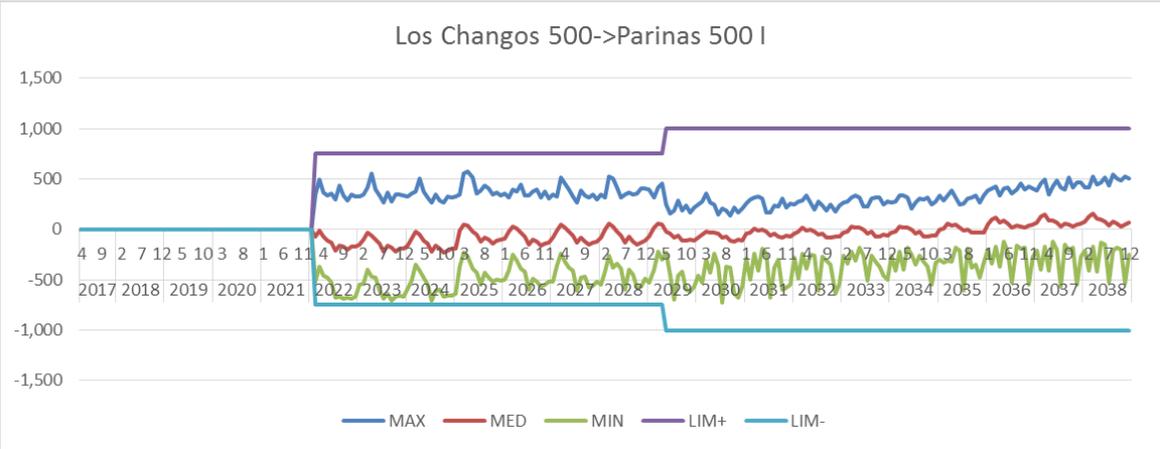
De los gráficos anteriores, se observa que las instalaciones de transmisión existentes no son suficientes para transportar la energía que se espera se desarrolle, en al menos para los escenarios de demanda alta (escenario 2 y 5), entre la primera y segunda región del país, produciendo en este caso vertimientos de fuentes de energía renovables y desacoples económicos en el sistema producto de la saturación de instalaciones nacionales existentes.

Se espera que hacia el año 2034, la línea de transmisión 2x500 kV Parinas – Cumbres alcance su capacidad máxima de transporte un 0,5% del tiempo y hacia el año 2037 este aumenta hasta un 7,3% del tiempo para un escenario de demanda alta, mientras que para un escenario de demanda baja (escenario 1 y 4), no se visualiza que se alcance la máxima transferencia de la misma línea durante el período de análisis.

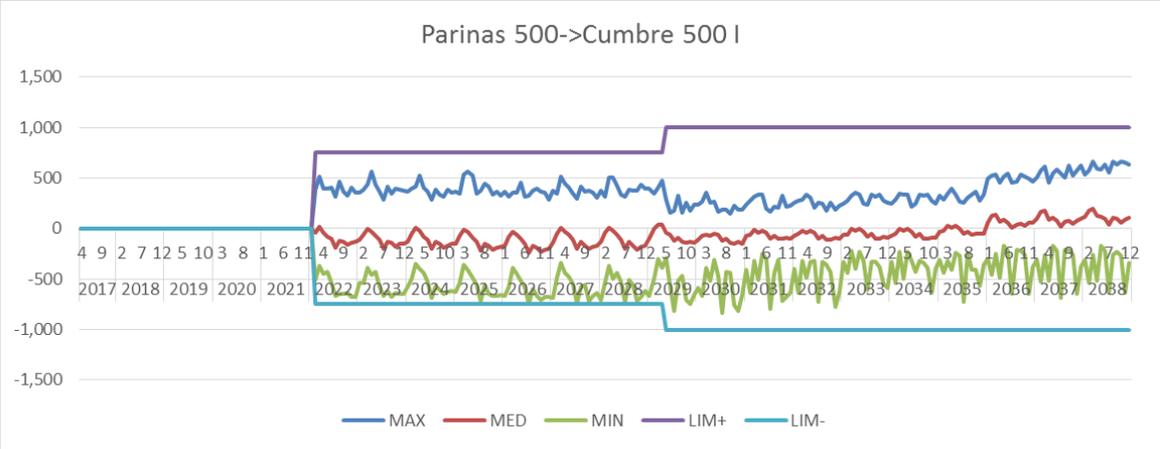
A continuación, se presentan los gráficos para las mismas instalaciones de transmisión anteriores, pero considerando la expansión del sistema mediante la alternativa b) para el HVDC.

ii. Flujos para la línea 2x500 kV Los Changos – Parinas – Cumbres (Con Expansión)

**Gráfico 7: Flujo de línea Los Changos – Parinas 500 kV con expansión – Escenario 1, MW**



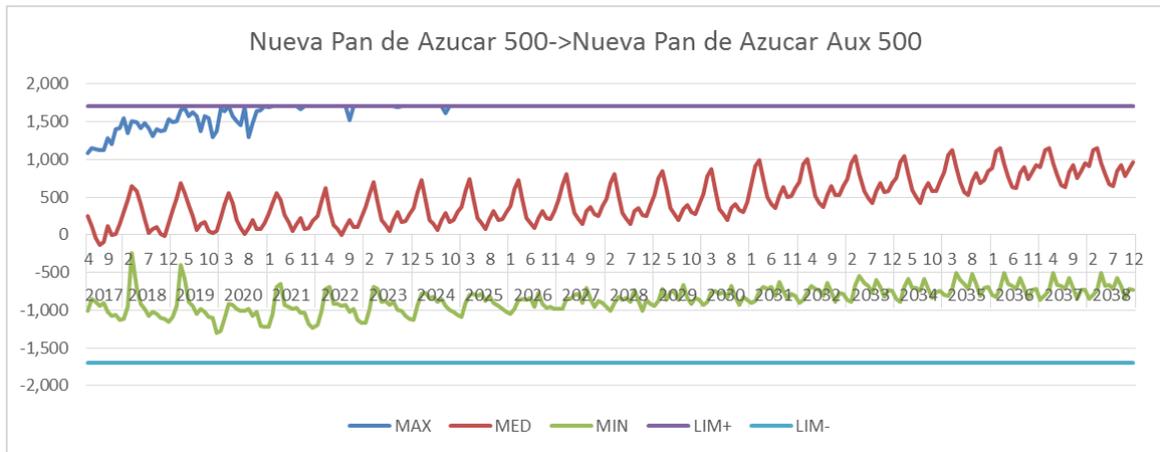
**Gráfico 8: Flujo de línea Parinas – Cumbres 500 kV con expansión – Escenario 1, MW**



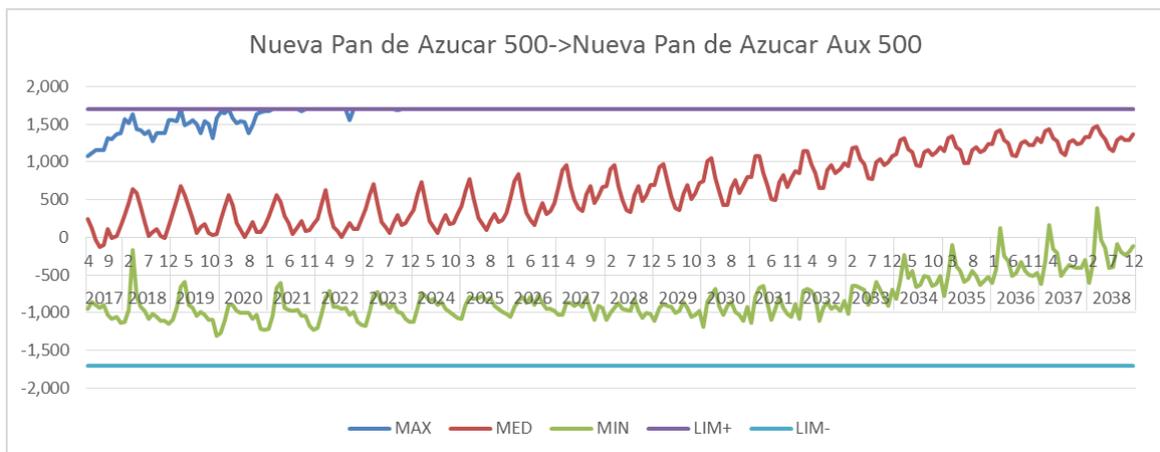


iii. Flujos para la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (Condición Base)

**Gráfico 11: Flujo de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV sin expansión – escenario 1, MW**



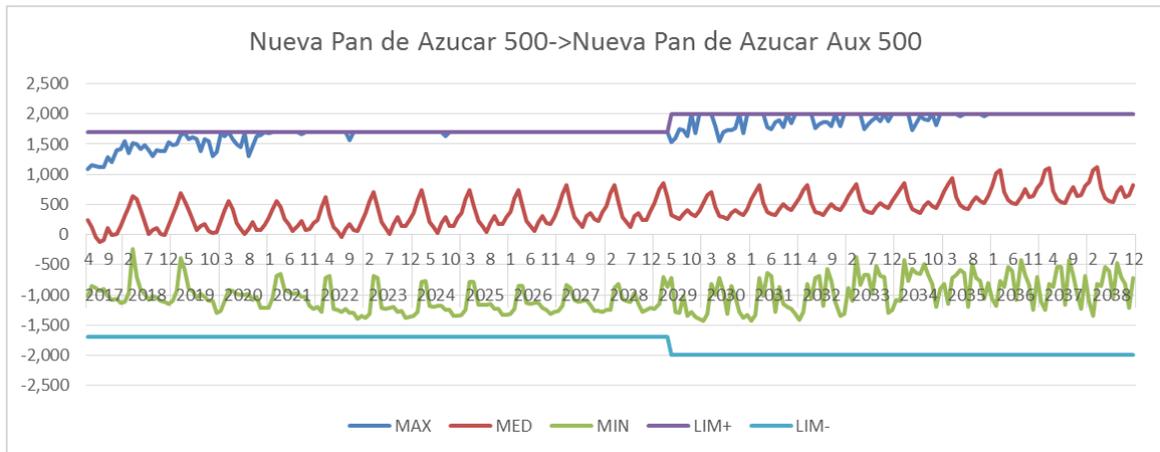
**Gráfico 12: Flujo de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV sin expansión – Escenario 2, MW**



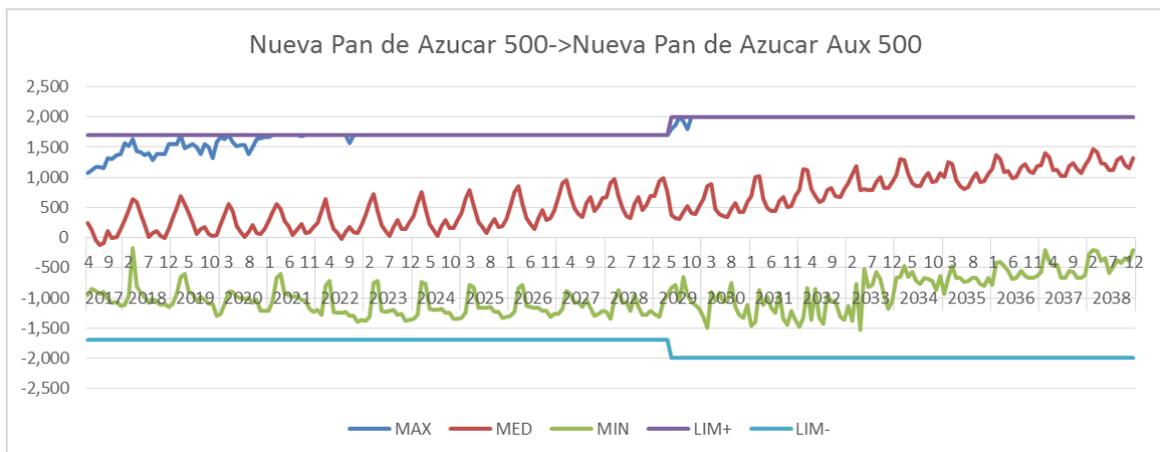
A partir de los gráficos mostrados anteriormente, se puede observar que para un escenario de demanda alta (escenario 2 y 5), el sistema de transmisión existente no se encuentra capacitado para transportar los bloques de energía que se produce entre la primera y la cuarta región de nuestro país, principalmente dada por fuentes de energías renovables no convencional, hacia los principales centros de consumo. Del análisis de los datos de las simulaciones, se obtiene que la línea alcanza su capacidad máxima de transferencia en un 1,2% del tiempo para el año 2022 y que se incrementan hasta el 40% el año 2037. En el caso de un escenario de demanda baja (escenario 1 y 4) alcanzaría la capacidad máxima de transferencia en un 1,2% del tiempo el año 2022 y un 27% del tiempo el año 2037.

iv. Flujos para la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (Con Expansión)

**Gráfico 13: Flujo de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con expansión- Escenario 1, MW**



**Gráfico 14: Flujo de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con expansión- Escenario 2, MW**

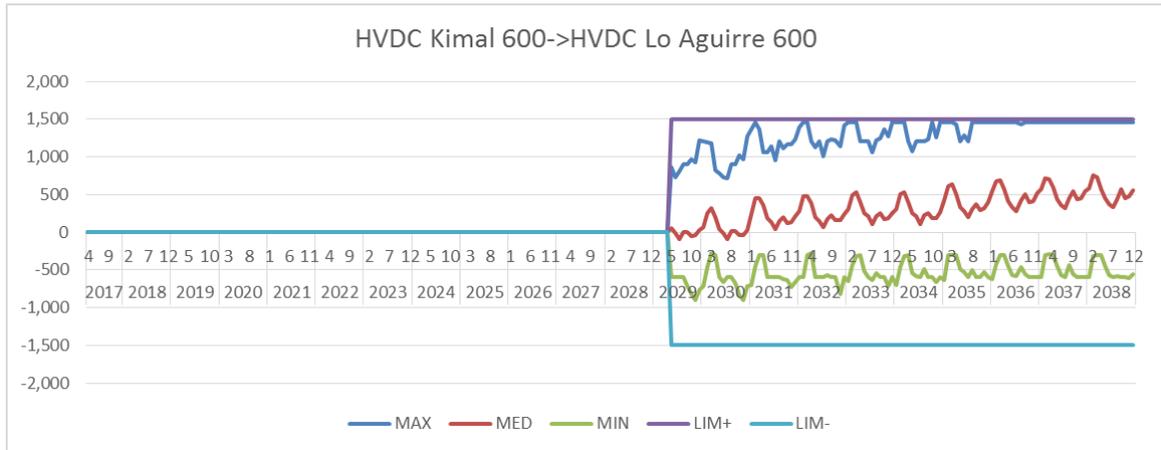


Considerando el ingreso del sistema HVDC, se logra disminuir los períodos en que la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico alcanza su transferencia máxima, pasando de un 19% en el caso sin expansión a un 3,2% el año 2030, este caso considerando un escenario de demanda alta (escenario 2 y 5). En el caso de un escenario de demanda baja (escenario 1 y 4) se pasa de tener transferencias máximas de un 7% del tiempo a 0,1% del tiempo. Finalmente, al analizar los flujos del año 2037 por la misma línea en análisis, incluso con la expansión HVDC se observa que en un 34% del período la línea alcanza su capacidad máxima de transporte para un escenario de demanda alta y para un escenario de demanda baja se alcanza la capacidad máxima de transferencia un 11% del tiempo.

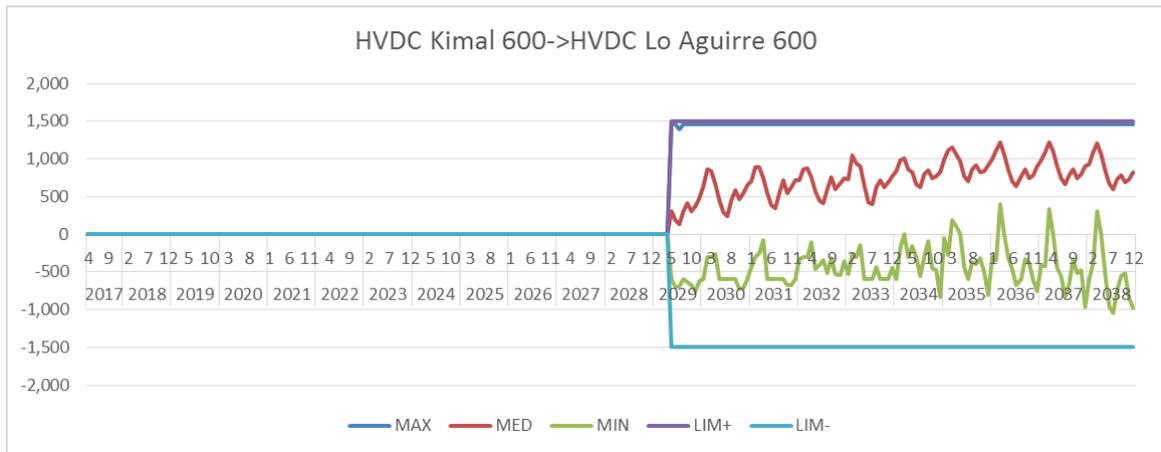
v. Flujos para la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre

Con la finalidad de observar el uso de la expansión propuesta para el sistema HVDC, se mostrarán los gráficos de los escenarios 1 y 2, siendo estos dos casos en los cuales se obtienen o no los beneficios necesarios para pagar la obra durante el horizonte de análisis.

**Gráfico 15: Flujo de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 600 kV –Escenario 1, MW**



**Gráfico 16: Flujo de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 600 kV –Escenario 2, MW**



Como se puede observar de los gráficos anteriores, incluso en un escenario de demanda baja, el sistema HVDC se utiliza por sobre el 50% de su capacidad desde el año de su ingreso en operación, es decir al año 2030, llegando al final del período a transferir su capacidad máxima.

Para el escenario de demanda baja se espera que al año 2037 el sistema HVDC alcance su capacidad máxima de transferencia en un 3,7% del tiempo, mientras que en un escenario de demanda alta, la capacidad máxima de transferencia se alcanza un 24% del tiempo el mismo año.

### 7.1.3.6 Variaciones costos marginales asociados al ingreso de la expansión HVDC

Con la finalidad de observar el impacto que tiene en los costos marginales el sistema HVDC propuesto (alternativa b), se presentan los costos marginales sistémicos del sistema sin expansión y las variaciones que se logran por escenario tras el ingreso de la obra.

Gráfico 17: Costos Marginales Sistémicos sin expansión HVDC, US\$/MW

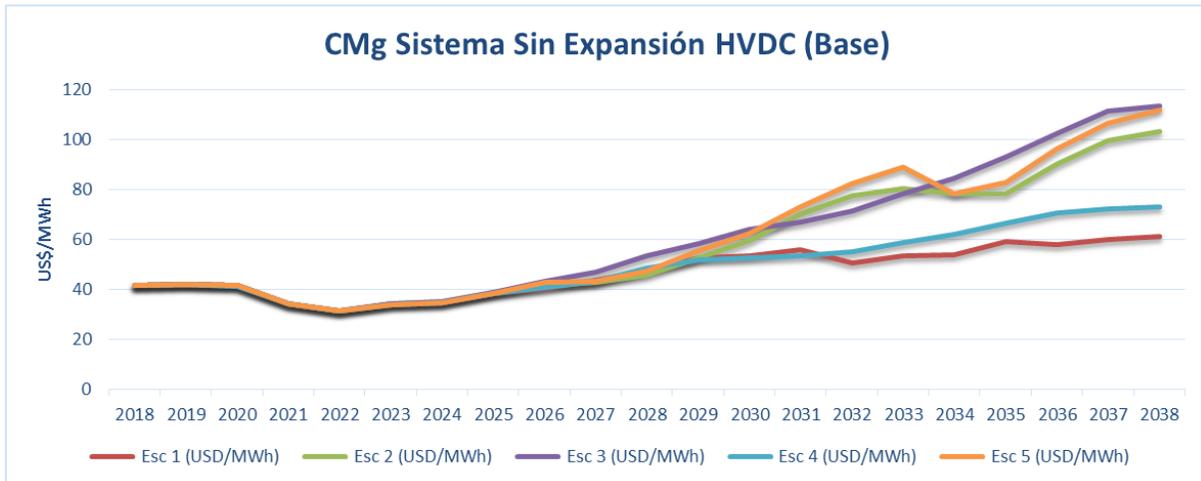
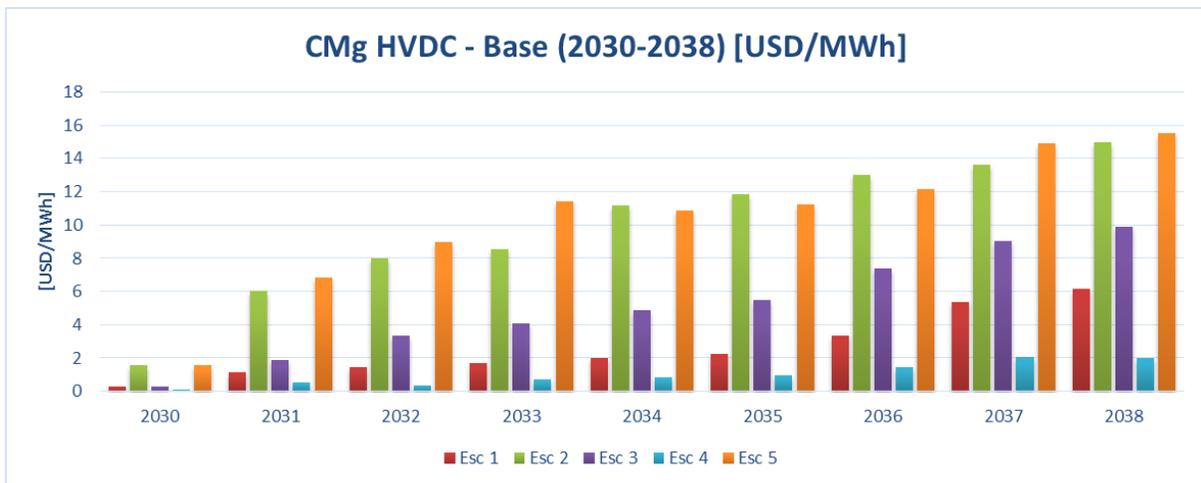


Gráfico 18: Beneficios de Costos Marginales Sistémicos al incluir el sistema HVDC, US\$/MW



De los gráficos anteriores, se observa que los beneficios son crecientes en todos los escenarios, siendo los escenarios 2, 3 y 5 los que presentan los mayores cambios en los costos marginales sistémicos. Lo expuesto anteriormente, coincide con que los mayores beneficios operacionales se obtienen en los escenarios de demanda alta (escenarios 2 y 5) y demanda media (escenario 3). Adicionalmente, se debe mencionar que el fuerte desarrollo de las fuentes de energía renovable en la zona norte del sistema, genera la necesidad de tener un sistema de transmisión

más robusto y con holgura, que permita evacuar toda la energía desde los principales centros de generación hacia los centros de consumos ubicados en la zona norte y centro-sur de Chile.

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

El proyecto de expansión del sistema de transmisión nacional denominado “Aumento de capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre” tiene como objetivo eliminar las restricciones de transmisión que se observan en el corto y mediano plazo entre las subestaciones Alto Jahuel y Lo Aguirre, principalmente dado por la inyección de los proyectos ERNC de la zona sur del Sistema Eléctrico Nacional. Cabe mencionar que este proyecto, durante el proceso de planificación del año 2017, fue incorporado en complemento al sistema HVDC propuesto en dicho proceso.

El proyecto considera dos refuerzos en el sistema de corriente alterna existente. 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 3.000 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.

##### 7.1.4.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue analizado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios de costos operacionales y falla que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

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 50: Evaluación económica del proyecto analizado**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	23.096	29.601	29.760	23.894	30.683
Costo Operacional Con Proyecto	23.061	29.396	29.678	23.813	30.484
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	23.116	29.450	29.732	23.868	30.538
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	23.112	29.446	29.728	23.864	30.534
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	23.108	29.442	29.724	23.860	30.530
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	-19	150	28	26	145
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	-15	154	32	30	149
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	-11	158	36	34	153

De los resultados anteriores, se observa que en cuatro de los cinco escenarios el proyecto propuesto consigue beneficios en términos esperados. Salvo en el escenario N° 1, donde los beneficios no logran cubrir los costos anualizados de inversión, conforme a la metodología aplicada. Sin perjuicio de lo anterior, el proyecto presenta beneficios en al menos el 50% de los escenarios por lo que esta Comisión propone la obra en el presente proceso de expansión.

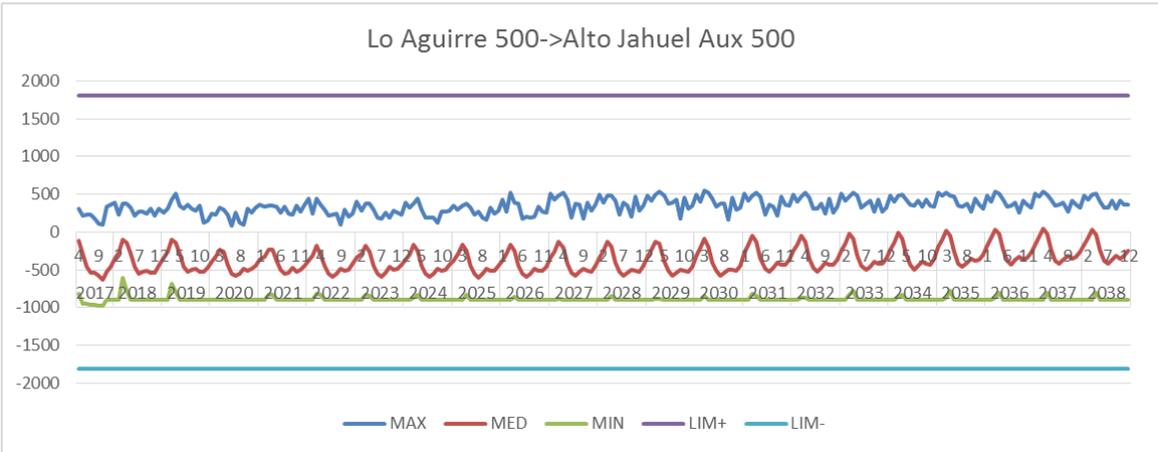


Destacar que la propuesta permitirá solucionar los problemas de corto y largo plazo tanto en el abastecimiento de la demanda, la inyección de los potenciales de generación de la zona y otorgando mayor seguridad al sistema de transmisión nacional.

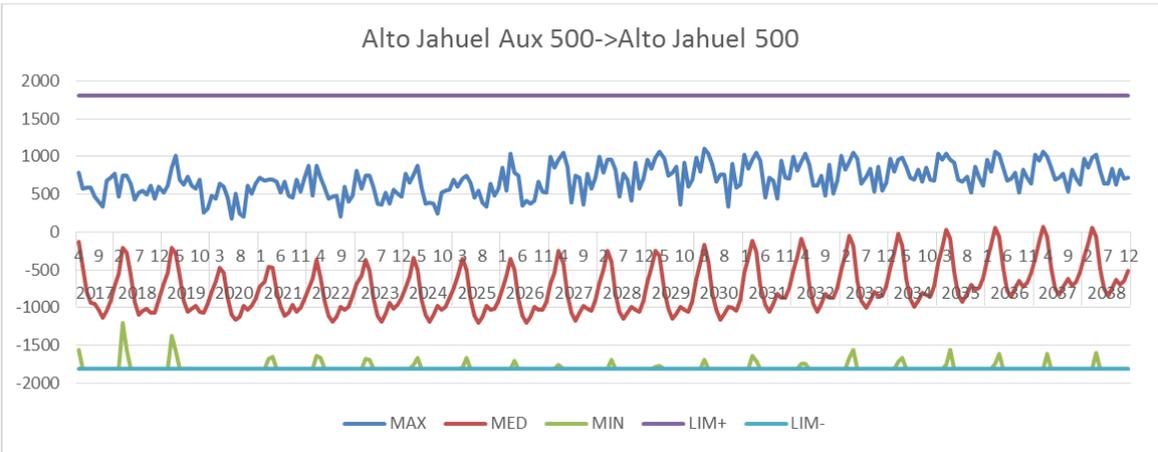
### 7.1.4.2 Gráficos por las instalaciones de transmisión

A continuación se presentan los flujos esperados por las principales líneas de transmisión de la zona, para la condición base sin expansión de transmisión. En particular, se muestran los flujos en los escenarios 1 y 2, correspondientes a escenarios de generación de baja y alta penetración de energía renovables no convencional, respectivamente.

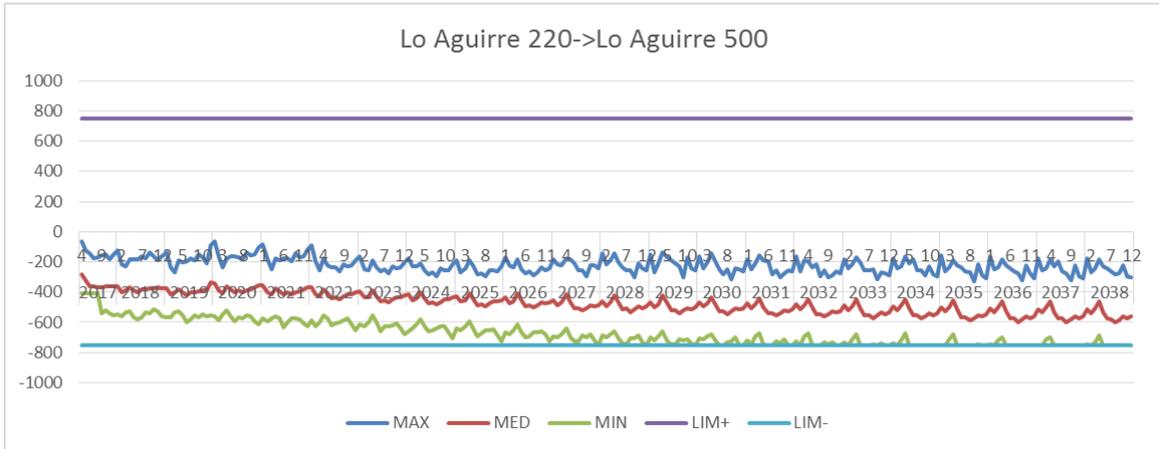
**Gráfico 19: Flujos esperados en línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre. Esc 1**



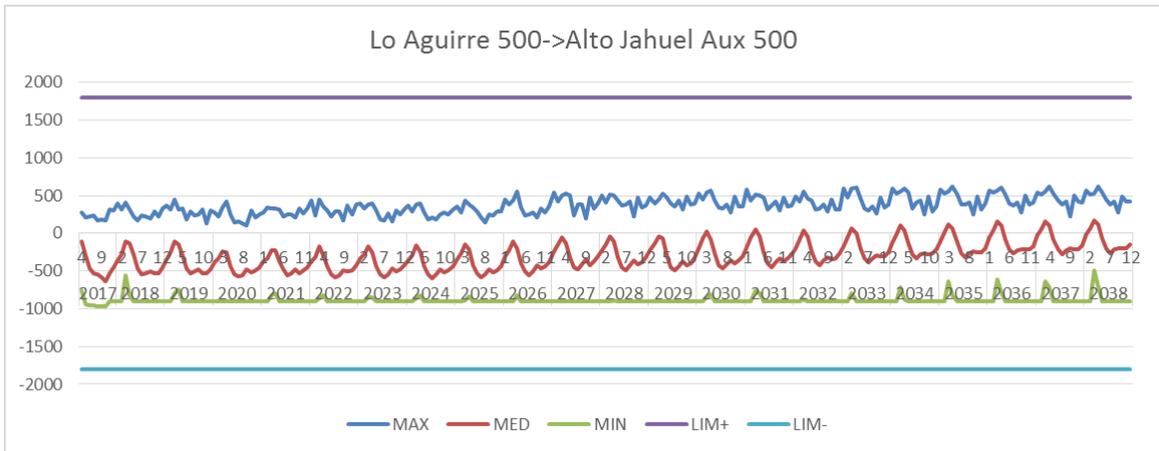
**Gráfico 20: Flujos esperados del auxiliar de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre. Esc 1**



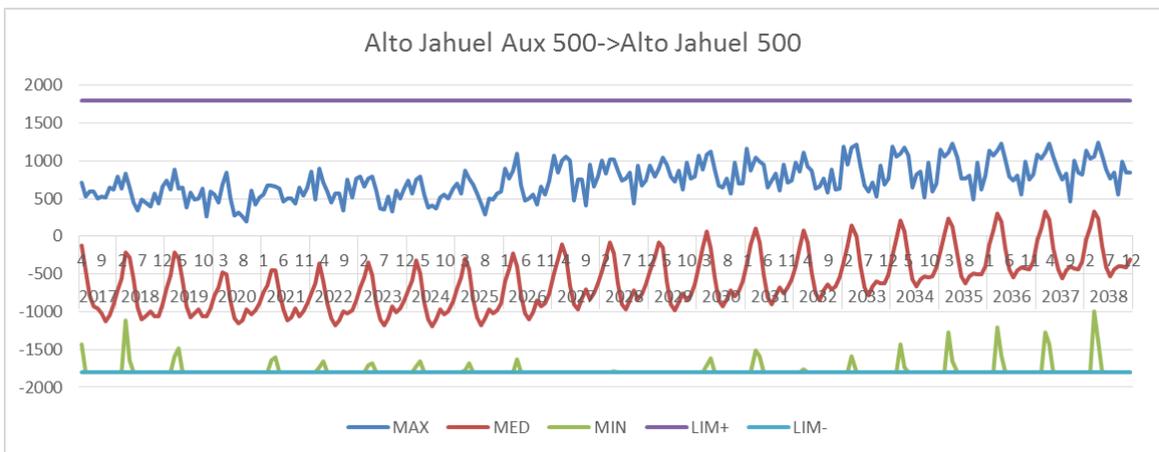
**Gráfico 21: Flujos esperados en equipos de transformación de S/E Lo Aguirre. Esc 1**



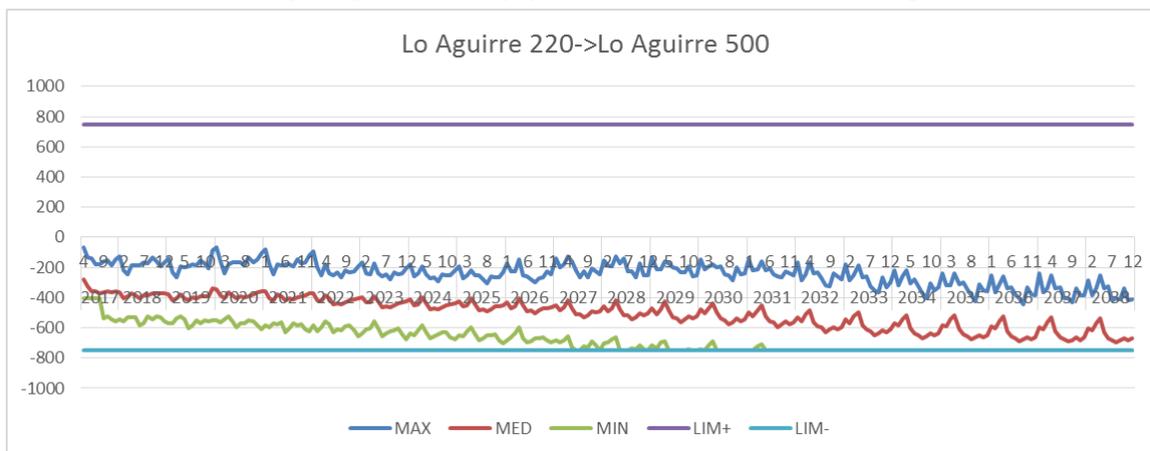
**Gráfico 22: Flujos esperados en línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre. Esc 2**



**Gráfico 23: Flujos esperados del auxiliar de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre. Esc 2**

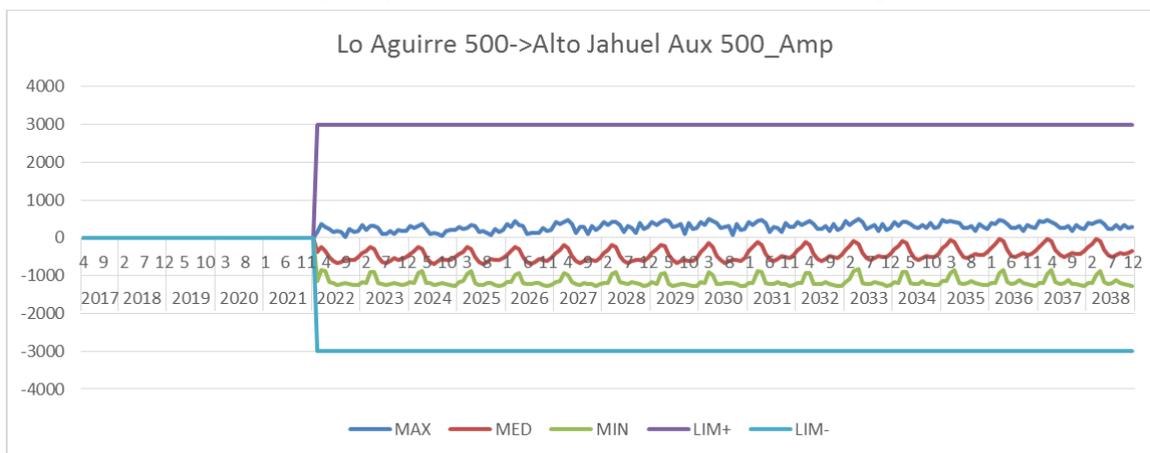


**Gráfico 24: Flujos esperados en equipos de transformación de S/E Lo Aguirre. Esc 2**



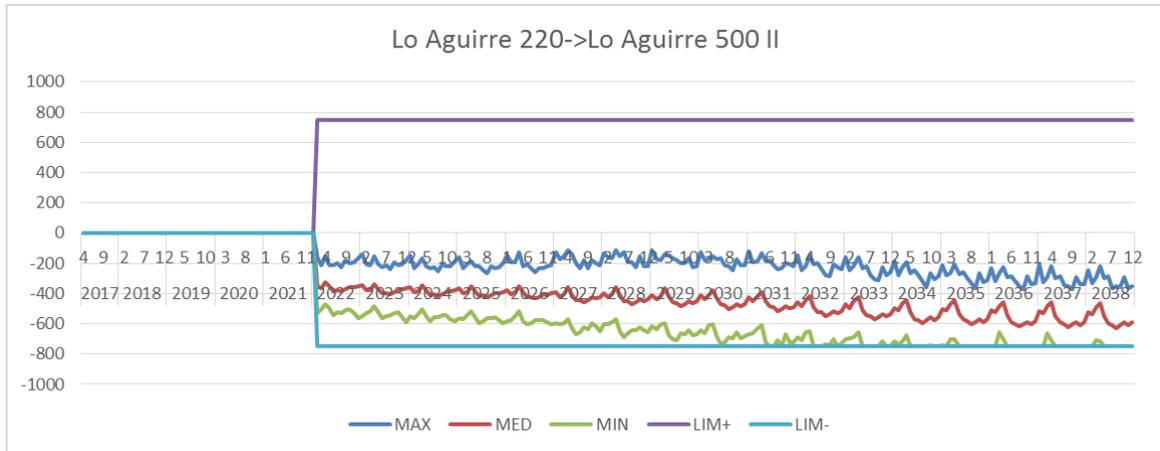
En los gráficos anteriores, se puede visualizar que en el corto y mediano plazo se verían limitaciones en las transferencias de energía y potencia en las líneas de 500 kV entre las subestaciones Lo Aguirre y Alto Jahuel y en el transformador 500/220 kV de Lo Aguirre. En base a lo anterior, se ha propuesto la obra de expansión *Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre*, para lo cual se muestran a continuación los flujos esperados por las mismas instalaciones de transmisión considerando la expansión propuesta, para los mismos escenarios de generación anterior.

**Gráfico 25: Flujos esperados en línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre. Esc 1**









## 7.2 NECESIDADES DE EXPANSIÓN ZONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL, SISTEMA E

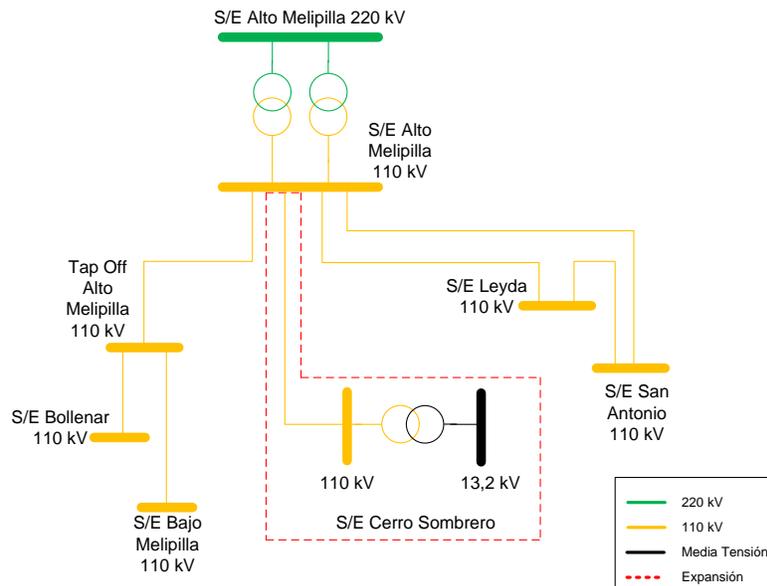
### 7.2.1 NUEVA S/E CERRO SOMBRERO Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV ALTO MELIPILLA – CERRO SOMBRERO, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto de expansión de transmisión zonal denominado “Nueva S/E Cerro Sombrero y Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Cerro Sombrero, tendido del primer circuito” tiene como objetivo el abastecimiento de los consumos de demanda de la Comuna de Melipilla y mejorar la seguridad y confiabilidad de la zona. Actualmente la línea 1x110 kV entre la S/E Alto Melipilla y la S/E Bajo Melipilla, abastece los consumos asociados a las subestaciones primarias de distribución Bajo Melipilla, El Maitén, El Paico, El Monte y Chocalán. La proyección de demanda de la zona muestra que en el mediano plazo la capacidad de la línea 1x110 kV Alto Melipilla-Bajo Melipilla superaría el 90% de su máxima capacidad de transferencia, por lo que es necesaria la búsqueda de una solución para otorgar suficiencia a la zona.

Por lo anterior, se analizó la propuesta de la empresa Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) la que consiste en la construcción de una nueva subestación primaria de distribución denominada Cerro Sombrero, la cual se conectaría de manera radial a la S/E Alto Melipilla e incluiría un nuevo equipo de transformación 110/13,2 kV. Dicho equipo de transformación permitirá bajar la carga de la línea 1x110 kV antes mencionada mediante el traspaso de carga en M.T. de los consumos que actualmente son abastecidos desde SE Bajo Melipilla. Se estima que la transferencia de carga en M.T. debería ser cercano al 70%, por lo que bajo esa condición la zona quedaría cubierta en términos de suficiencia hasta el año 2037.

Finalmente, se presenta el diagrama del proyecto antes descrito.

**Figura 10: Diagrama referencial del proyecto**



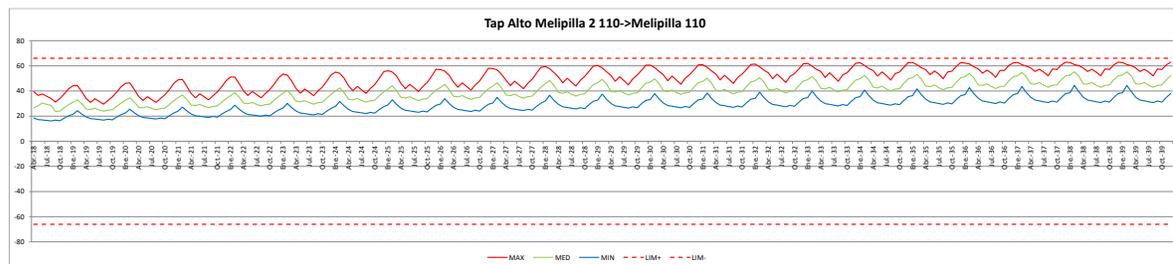
En complemento de las expansiones de la zona, es necesario indicar que se encuentra en proceso de adjudicación la obra “Ampliación en S/E Alto Melipilla”<sup>19</sup>, la cual incorpora un nuevo banco de autotransformadores 220/110kV 150MVA, la cual permite disponer de potencia suficiente para abastecer los consumos de la zona durante el horizonte de análisis.

**7.2.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica**

El presente proyecto fue analizado económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de manera que se puedan determinar los beneficios de costos operacionales y falla que otorga la obra durante el horizonte de análisis.

A continuación, se muestran los flujos esperados para el escenario 2 de generación para la planificación de la transmisión utilizado por esta Comisión, en particular, sobre la instalación 1x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla.

**Gráfico 31 Flujos esperados en MW de línea 1x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla**



<sup>19</sup> Obra de expansión zonal fijada en el Decreto N° 418, del Ministerio de Energía, de 04 de agosto de 2017, publicado en el Diario Oficial el 19 de agosto de 2017, que Fija Listado de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, Necesarias para el Abastecimiento de la Demanda

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 51: Evaluación económica del proyecto analizado**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	28.909	44.449	41.209	30.249	45.278
Costo Operacional Con Proyecto	28.871	44.177	41.072	30.212	45.004
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (7%)	28.878	44.183	41.079	30.219	45.010
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (6%)	28.877	44.183	41.078	30.218	45.009
Costo Operacional Con Proyecto + AVI (5%)	28.877	44.182	41.078	30.218	45.009
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 7%	32	266	130	31	268
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 6%	32	267	131	31	269
Beneficios (Base – Proyecto) AVI Tasa 5%	33	267	132	32	269

De los resultados anteriores, se observa que en los cinco escenarios el proyecto propuesto presenta beneficios en términos esperados. Dado lo anterior, esta Comisión propone la obra en el presente proceso de expansión, la cual permitirá cubrir las necesidades por suficiencia de la zona de Melipilla y otorgará mayor seguridad y confiabilidad.

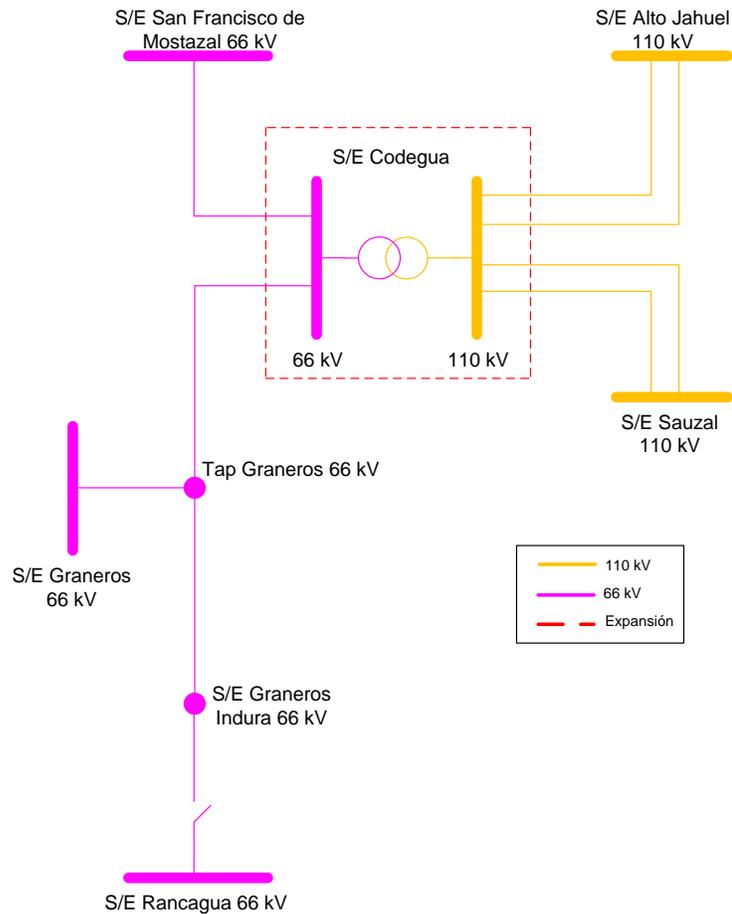
### 7.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA CODEGUA

El proyecto de expansión de transmisión zonal denominado “*Nueva S/E Seccionadora Codegua*” tiene por objetivo dar suficiencia, seguridad y confiabilidad a los consumos abastecidos a través de las subestaciones San Francisco de Mostazal, Graneros y Rancagua, mediante la construcción de una nueva subestación denominada Codegua, que seccionará la línea 1x66 kV Rancagua – San Francisco de Mostazal y la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal. Esta última instalación, pertenece al segmento de transmisión dedicada, por lo que se deberá considerar en la valorización de la obra propuesta los costos asociados y/o eventuales daños producidos por la intervención de dicha instalación, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87° de la Ley.

El proyecto asimismo incluye un nuevo equipo de transformación 110/66 kV de capacidad de al menos 100 MVA.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto “*Nueva S/E Seccionadora Codegua*”.

**Figura 11: Diagrama referencial del proyecto**



Adicionalmente a la obra señalada anteriormente, se han analizado dos nuevas obras presentadas por el promotor CGE S.A., las que apuntan a cubrir las mismas necesidades y objetivos de la obra “Nueva S/E Seccionadora Codegua”. La primera consiste en construir una nueva subestación denominada “Nueva S/E El Guindal 110/15 kV” la que secciona la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Sauzal, en las cercanías de la zona de Machalí, incorporando un nuevo equipo de transformación 110/15 kV. La segunda alternativa es un proyecto denominado “Nueva S/E Rancagua Sur 220/66 kV, Nueva S/E Seccionadora el Olivar y Nueva LT 2x66 kV Rancagua Sur – El Olivar”, la que consiste en la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 2x220 kV Candelaria – Colbún y la línea 1x66 kV Rancagua – San Fernando, esta última mediante una nueva subestación denominada El Olivar. Dichas obras se conectarían mediante una nueva línea 2x66 kV – Rancagua Sur – El Olivar y un equipo de transformación 220/66 kV ubicado en la nueva S/E Rancagua Sur.

### 7.2.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto, como también los proyectos propuestos por la empresa CGE S.A., fueron analizados económicamente de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, de

manera que se puedan determinar los beneficios de costos operacionales y falla que otorga cada una de ellas durante el horizonte de análisis y para las distintas tasas de descuento. La siguiente tabla muestra un resumen en valor actualizado de los beneficios operacionales de las tres alternativas para la zona.

**Tabla 52: Evaluación económica de los proyectos analizados**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Beneficios Operacionales con Proyecto Rancagua Sur (CGE) Tasa Alta	-24	-23	-23	-24	-21
Beneficios Operacionales con Proyecto Codegua (CNE) Tasa Alta	32	247	104	34	242
Beneficios Operacionales con Proyecto El Guindal (CGE) Tasa Alta	-7	-9	-9	-8	-8
Beneficios Operacionales con Proyecto Rancagua Sur (CGE) Tasa Media	-22	-21	-20	-21	-18
Beneficios Operacionales con Proyecto Codegua (CNE) Tasa Media	33	248	105	35	243
Beneficios Operacionales con Proyecto El Guindal (CGE) Tasa Media	-6	-8	-8	-7	-7
Beneficios Operacionales con Proyecto Rancagua Sur (CGE) Tasa Baja	-19	-18	-18	-18	-15
Beneficios Operacionales con Proyecto Codegua (CNE) Tasa Baja	34	249	106	36	244
Beneficios Operacionales con Proyecto El Guindal (CGE) Tasa Baja	-5	-7	-7	-6	-6

Como se puede observar de los resultados anteriores, la propuesta presentada por esta Comisión, presenta beneficios en los cinco escenarios de generación para la planificación de la transmisión, a diferencia de los proyectos presentados por el promotor. Dado lo anterior, esta Comisión propone la obra “Nueva S/E Seccionadora Codegua” en el presente proceso de expansión, la cual permitirá cubrir las necesidades de suficiencia, seguridad y confiabilidad de la zona de San Francisco de Mostazal.

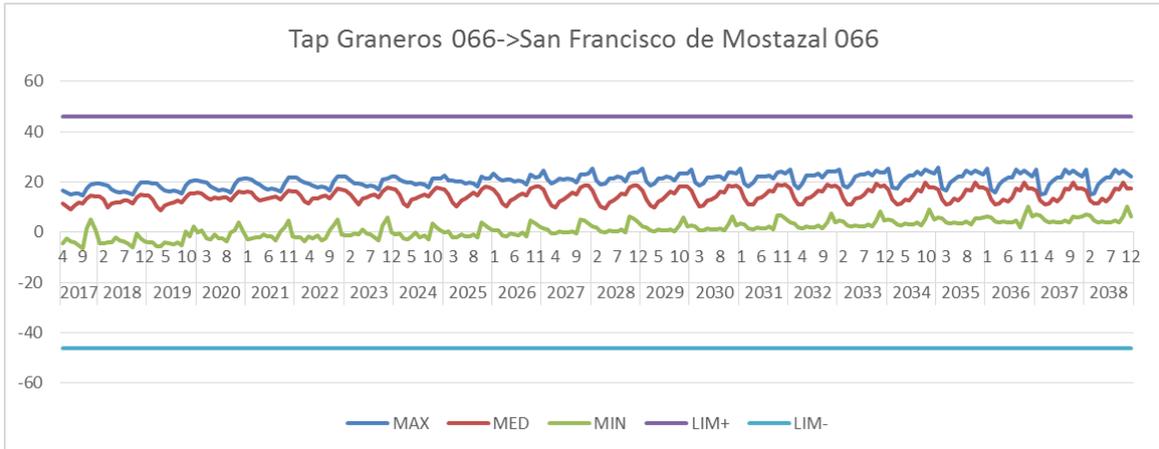
### 7.2.2.2 Análisis de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Codegua”, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la interconexión de esta obra con las líneas existentes, de esta forma se asegura la no interrupción de suministro de los circuitos a intervenir. 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 2,9%.

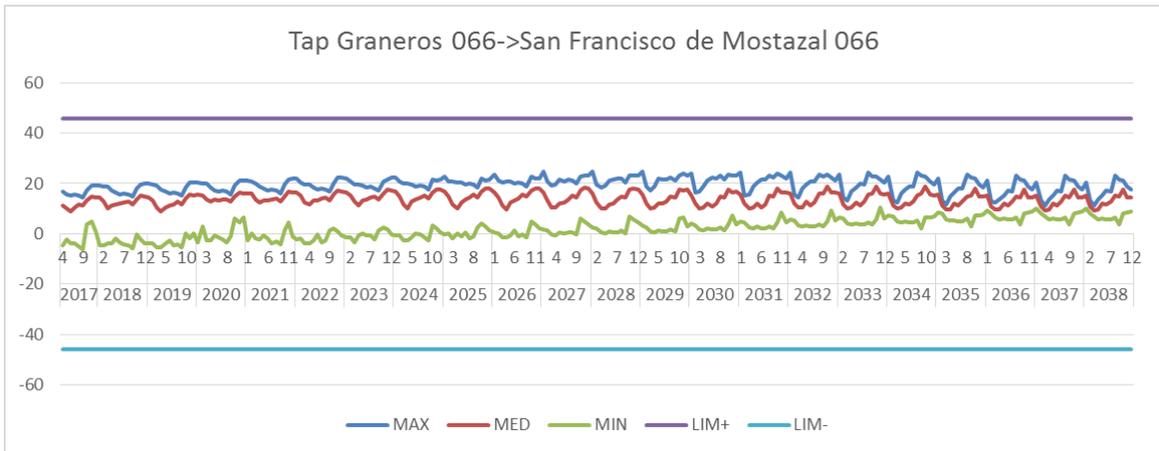
### 7.2.2.3 Gráficos por las instalaciones de transmisión

A continuación se presentan los flujos esperados por las principales líneas de transmisión de la zona donde se emplazaría la obra de expansión Nueva S/E Seccionadora Codegua, para la condición base sin expansión de transmisión. En particular, se muestran los flujos en los escenarios 1 y 2, correspondientes a escenarios de demanda baja y alta, respectivamente.

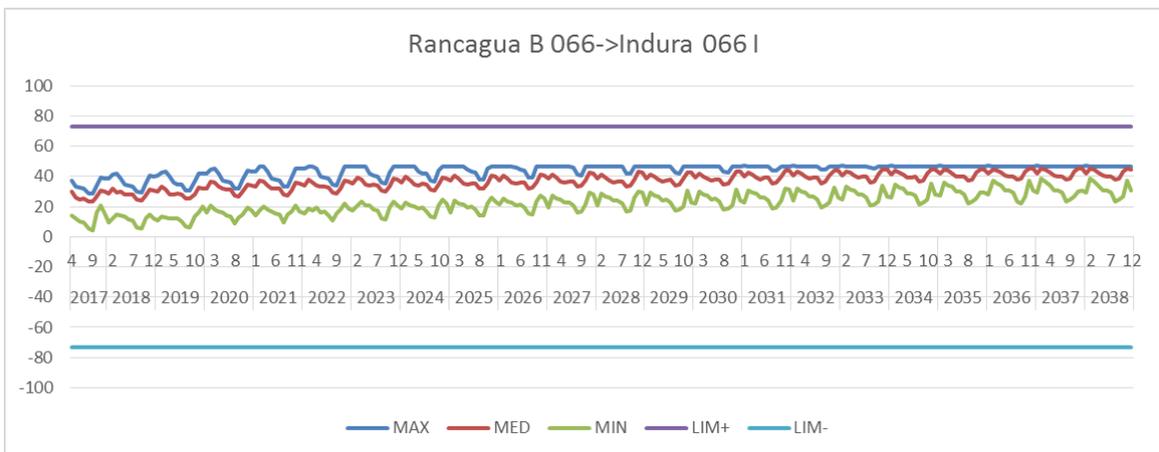
**Gráfico 32: Flujos esperados en MW por línea 1x66 kV Tap Graneros – San Francisco de Mostazal. Esc-1**



**Gráfico 33: Flujos esperados en MW por línea 1x66 kV Tap Graneros – San Francisco de Mostazal Esc-2**



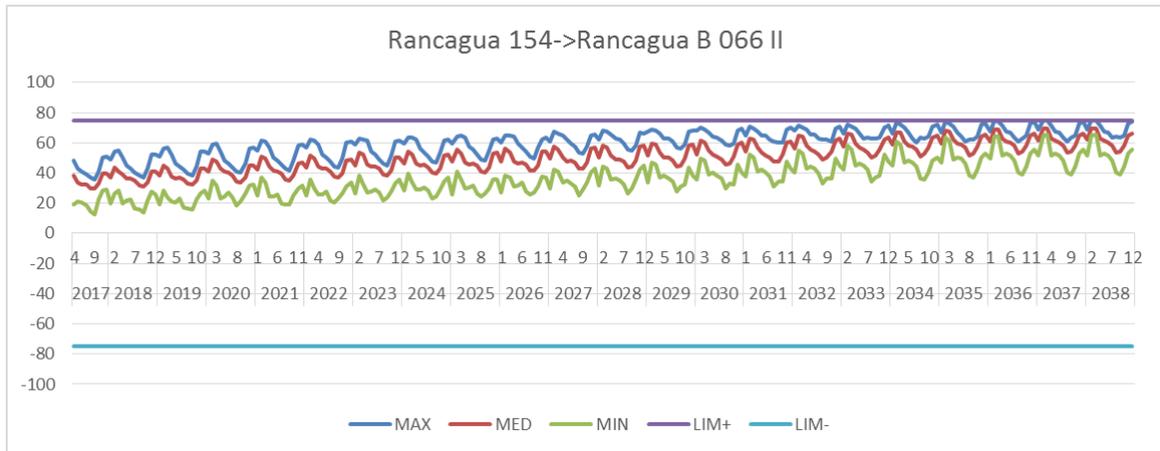
**Gráfico 34: Flujos esperados en MW por la línea 1x66 kV Rancagua – Indura Esc-1**





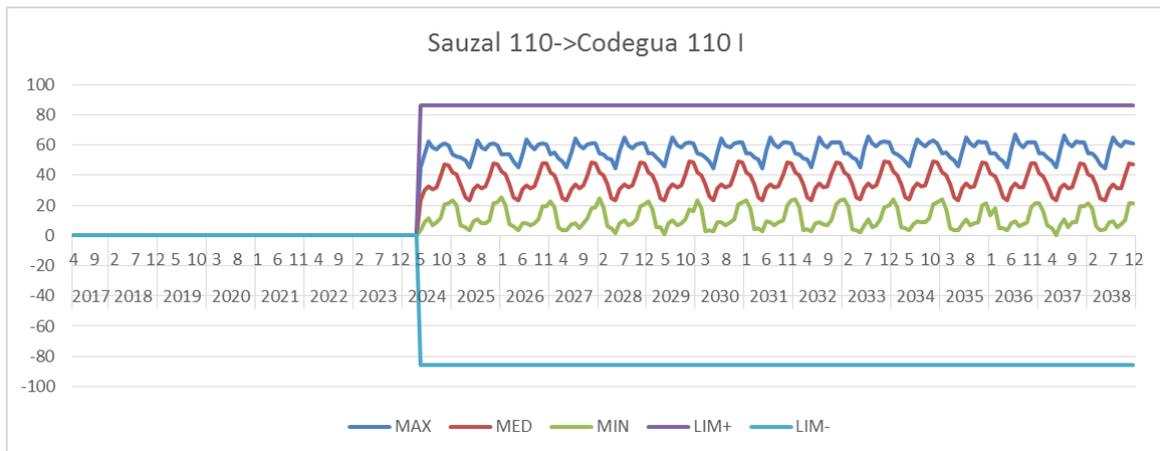


**Gráfico 41: Flujos esperados en MW por el Transformador AT4 154/66 kV en Rancagua Esc-2**



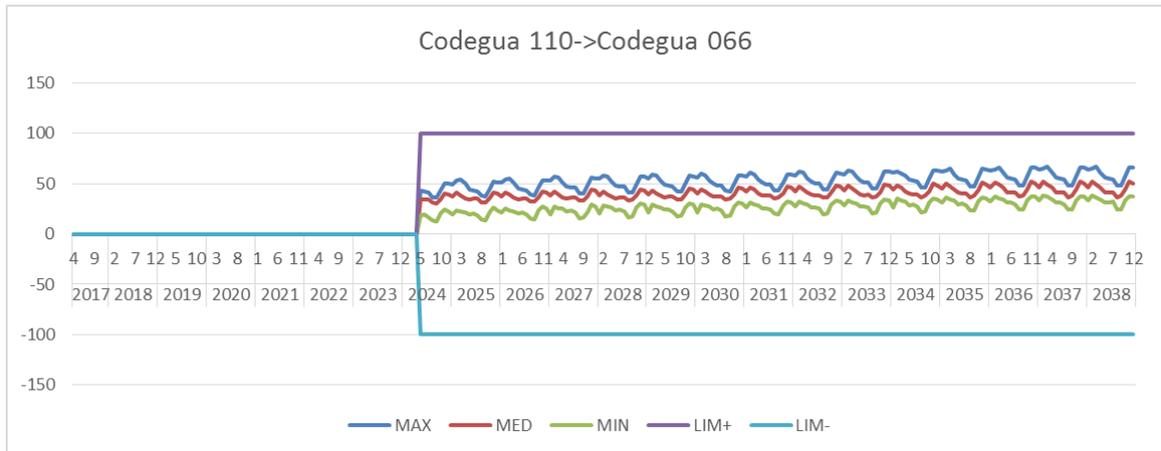
En los gráficos anteriores, se puede visualizar que en el corto y mediano plazo se verían limitaciones en las transferencias de energía y potencia en las líneas de 66 kV que se conectan a la S/E Rancagua, en particular Tap Graneros, Indura y San Francisco de Mostazal. En base a lo anterior, y analizando una solución estructural para la zona, que cumpla con el objetivo de ser una expansión económicamente eficiente, se ha propuesto la obra de expansión Nueva S/E Seccionadora Codegua, para lo cual se muestran a continuación los flujos esperados por las mismas líneas de transmisión considerando la expansión propuesta, para los mismos escenarios de generación anterior.

**Gráfico 42: Flujos esperados por la línea 2x110 kV Sauzal – Codegua Esc-1**

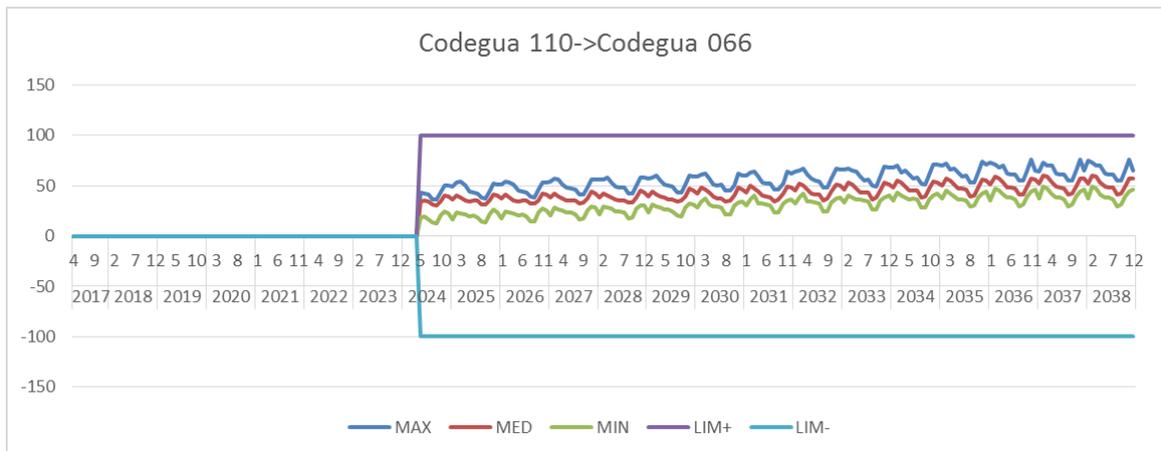




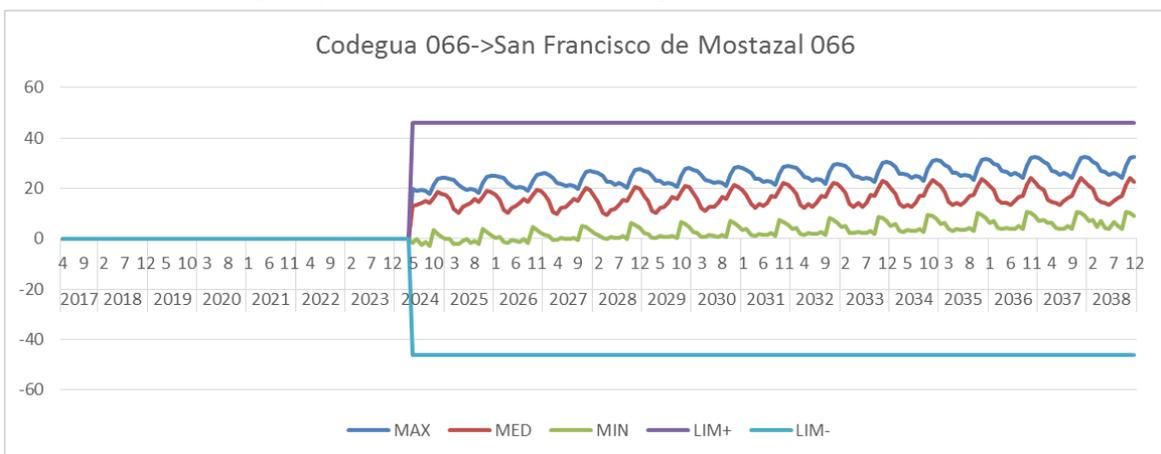
**Gráfico 46: Flujos esperados por el Transformador 110/66 kV Codegua, circuito 1 Esc-1**



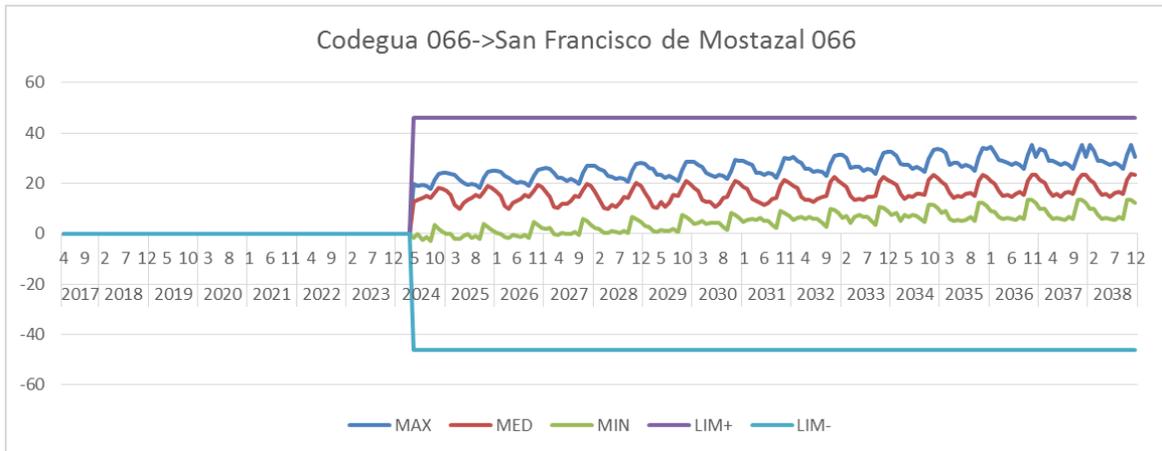
**Gráfico 47: Flujos esperados por el Transformador 110/66 kV Codegua, circuito 1 Esc-2**



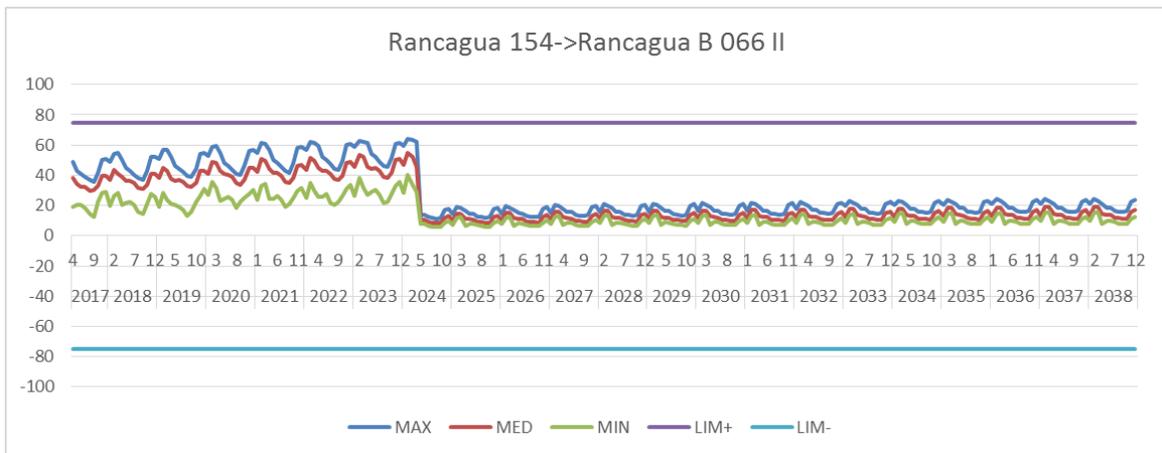
**Gráfico 48: Flujos esperados por la línea 1x66 Codegua – San Francisco de Mostazal Esc-1**



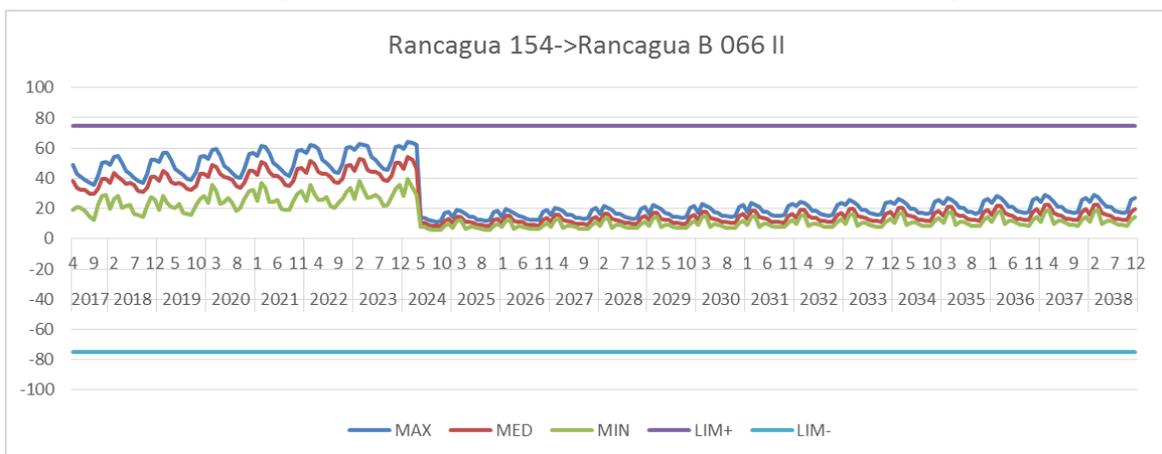
**Gráfico 49: Flujos esperados por la línea 1x66 Codegua – San Francisco de Mostazal Esc-2**



**Gráfico 50: Flujos esperados por el Transformador AT4 154/66 kV en Rancagua Esc-1**



**Gráfico 51: Flujos esperados por el Transformador AT4 154/66 kV en Rancagua Esc-2**



---

### **7.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA LOICA, NUEVA LÍNEA 2X220 KV LOICA – PORTEZUELO, AMPLIACIÓN EN S/E PORTEZUELO Y NUEVA S/E SECCIONADORA LITUECHE**

Los proyectos de expansión de transmisión zonal denominado “*Nueva S/E Seccionadora Loica, Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y Ampliación en S/E Portezuelo*” tienen por objetivo dar suficiencia, seguridad y confiabilidad a los consumos abastecidos a través de las subestaciones Portezuelo, La Esperanza, Marchigue, Lihueimo y Alcones, todos mediante líneas de 66 kV que se conectan a través de la S/E Portezuelo 110/66 kV. Además, los proyectos antes mencionados tienen la finalidad de permitir la conexión y evacuación del potencial de generación eólica y solar de la zona, de acuerdo a los antecedentes que posee esta Comisión y de acuerdo a los antecedentes proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional en su propuesta de expansión para el año 2018 y por los promotores de proyecto.

Para el cumplimiento de dichos objetivos, se propone unir directamente el sistema 220 kV de la línea que conectan la S/E Rapel con la subestación Portezuelo. El proyecto considera la construcción de una nueva subestación seccionadora denominada Loica en 220 kV, la cual seccionará los tres circuitos en 220 kV a la salida de la subestación Rapel, la construcción de una línea 2x220 kV de aproximadamente 37 km de longitud hacia la S/E Portezuelo, la cual deberá ampliarse para la construcción de un nuevo patio en 220 kV más la construcción e instalación de un equipo de transformación 220/66 kV de 150 MVA. Dicho proyecto tiene una modificación a lo presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional, principalmente porque se requiere un apoyo en términos de seguridad al sistema de 66 kV de la zona. Sin perjuicio de lo anterior, se han analizado todas las alternativas presentadas por el Coordinador y los promotores de proyectos.

Adicionalmente, se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora Litueche de manera de permitir el acceso para la conexión de nuevos proyectos de generación en la zona. Dicho proyecto quedará condicionado a la declaración en construcción de proyectos que hayan sido aprobados por parte del Coordinador, de acuerdo a lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.



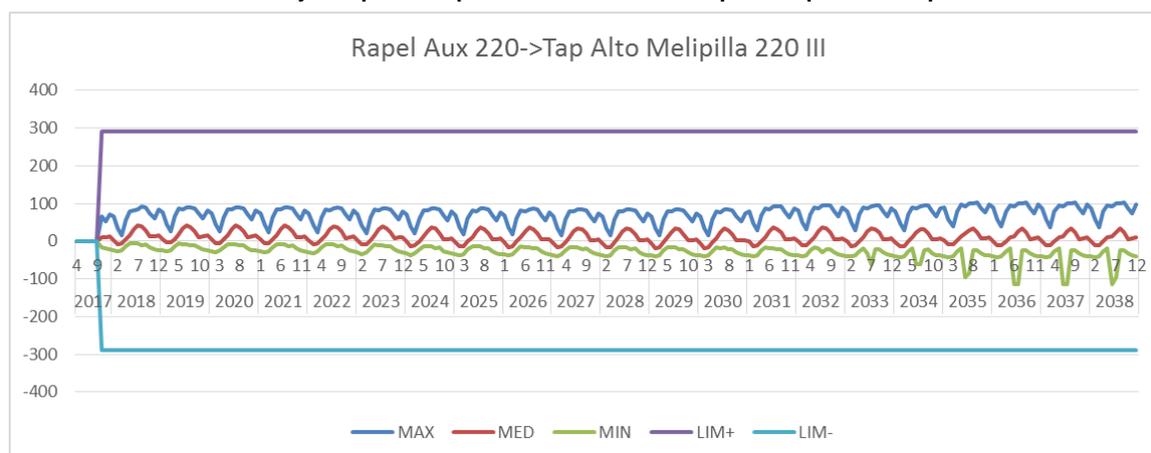
Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Beneficios Operacionales con Proyecto Loica-Litueche (Coordinador) Tasa Media	-41	-37	-37	-40	-41
Beneficios Operacionales con Proyecto Loica-Portezuelo (CNE)Tasa Media	218	442	333	219	442
Beneficios Operacionales con Proyecto Litueche-Portezuelo (Transec) Tasa Baja	-13	-12	-11	-13	-14
Beneficios Operacionales con Loica-Litueche (Coordinador) Tasa Baja	-36	-33	-33	-36	-37
Beneficios Operacionales con Proyecto Loica-Portezuelo (CNE) Tasa Baja	222	446	337	223	446

Como se puede observar de los resultados anteriores, la propuesta presentada por esta Comisión, presenta beneficios en los cinco escenarios de generación para la planificación de la transmisión, a diferencia de los otros proyectos presentados. Dado lo anterior, esta Comisión propone las obras descritas en el presente proceso de expansión, la cual permitirá cubrir las necesidades de suficiencia y seguridad, más el acceso a nuevos proyectos de generación de la zona.

### 7.2.3.2 Gráficos por las instalaciones de transmisión

A continuación se presentan los flujos esperados por las principales líneas de transmisión de la zona donde se emplazaría la obra de expansión *Nueva S/E Seccionadora Loica, Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo y Ampliación en S/E Portezuelo*, para la condición base sin expansión de transmisión. En particular, se muestran los flujos en los escenarios 1 y 2, correspondientes a escenarios de generación de baja y alta penetración de energía renovables no convencional, respectivamente.

**Gráfico 52: Flujos esperados por la línea 3x220 kV Rapel – Tap Alto Melipilla Esc-1**

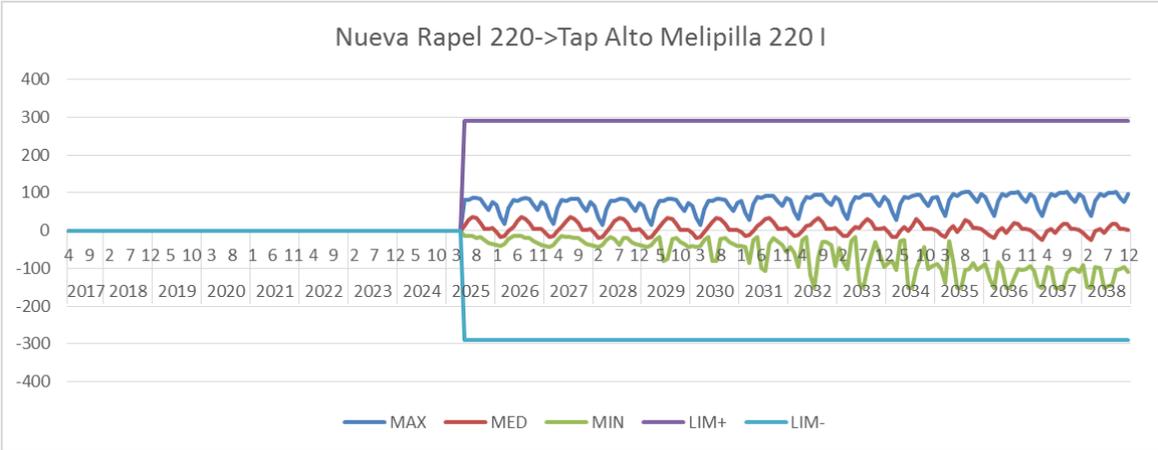




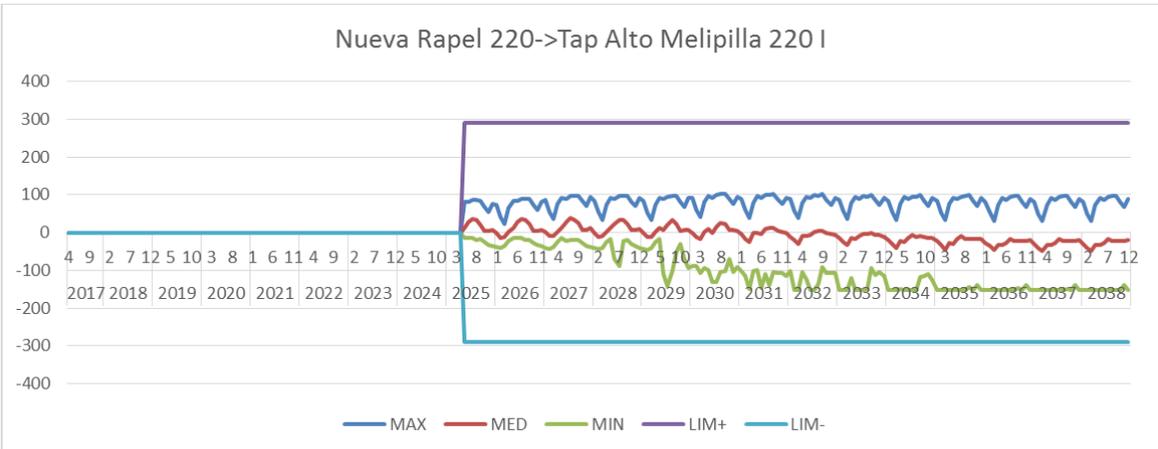


En los gráficos anteriores, se puede visualizar que en el corto y mediano plazo se verían limitaciones en las transferencias de energía la transformación en S/E Portezuelo 110/66 kV. En base a lo anterior, y analizando una solución estructural para la zona, y que cumpla con el objetivo de una expansión económicamente eficiente y nuevo sistema de transmisión que permita la conexión de generación renovable de la zona, se ha propuesto la obra de expansión ya mencionada, para lo cual se muestran a continuación los flujos esperados por las mismas líneas de transmisión considerando la expansión propuesta, para los mismos escenarios de generación anterior

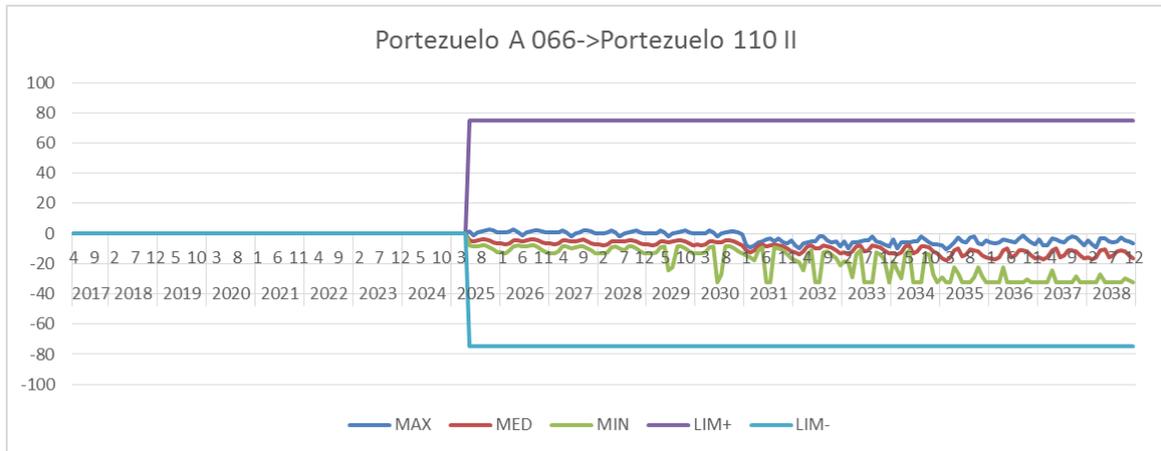
**Gráfico 56: Flujos esperados por la línea 3x220 kV Nueva Rapel – Tap Alto Melipilla Esc-1**



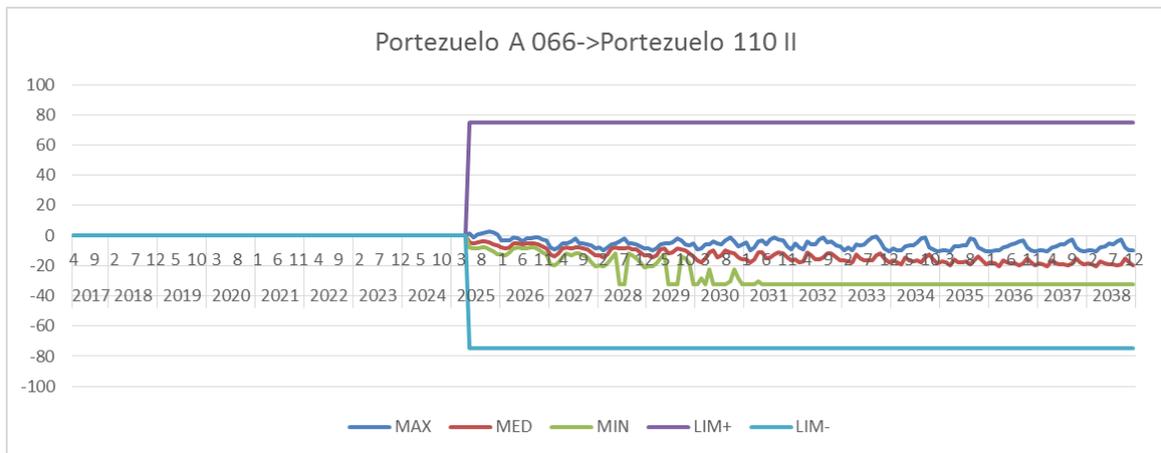
**Gráfico 57: Flujos esperados por la línea 3x220 kV Nueva Rapel – Tap Alto Melipilla Esc-2**



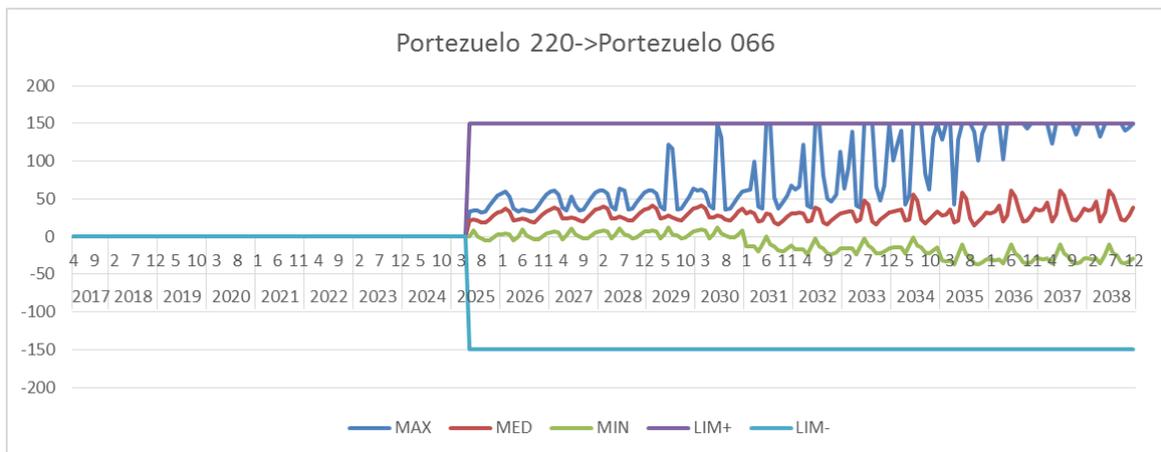
**Gráfico 58: Flujos esperados por el Transformador 110/66 kV en Portezuelo Esc-1**



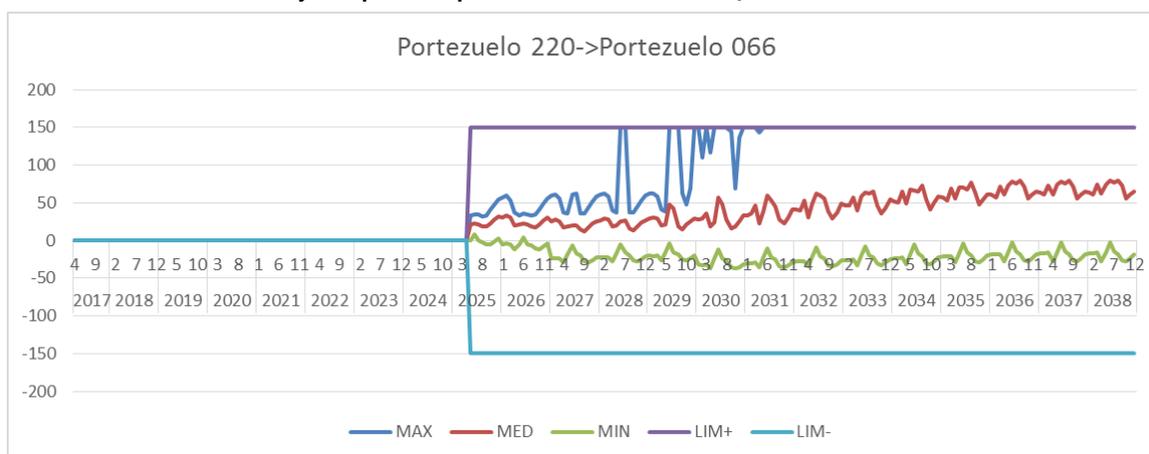
**Gráfico 59: Flujos esperados por el Transformador 110/66 kV en Portezuelo Esc-2**



**Gráfico 60: Flujos esperados por el Transformador 220/66 kV en Portezuelo Esc-1**



**Gráfico 61: Flujos esperados por el Transformador 220/66 kV en Portezuelo Esc-2**



### 7.3 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 obras de expansión que necesita el sistema para evitar perder el nivel de seguridad de sus instalaciones a lo menos hasta el año 2023.

**Tabla 54: Proyectos de expansión de transmisión zonal por seguridad**

N°	Proyecto	Sistema
1	Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel	Nacional
2	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza	Nacional
3	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	Nacional
4	Ampliación en S/E Calama 220 kV	Nacional
5	Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte	Zonal A

#### 7.3.1 NUEVA S/E SECCIONADORA SANTA ISABEL

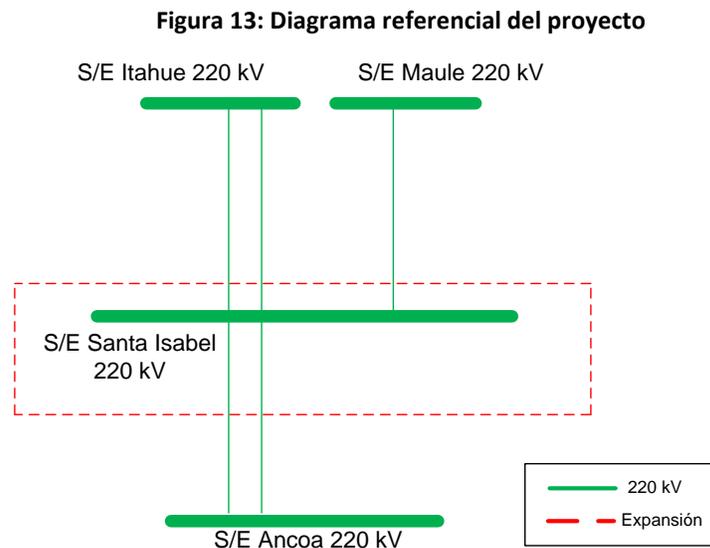
En el Decreto Exento N° 418/2017 se encuentra contenido el proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Apoyo Maule”, el cual consiste en la construcción de una nueva línea de 1x220 kV, de aproximadamente 21 km de longitud, y una nueva subestación denominada Santa Isabel, cuya conexión será en derivación a la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa.

Al realizar los análisis de seguridad y calidad de servicio de la zona, considerando una contingencia en el circuito 2x220 kV Itahue – Ancoa en el cual se conecta la S/E Santa Isabel, y considerando además que no se cuenta con generación hidroeléctrica en la zona, se produce una sobrecarga en el transformador de Itahue 220/154 kV. Por otra parte, en el caso de sí contar con generación en la zona, y ante la misma contingencia, de igual manera existen caídas de

tensión en las barras de 66 kV de la zona, no cumpliéndose con las exigencias de la normativa técnica vigente.

En base a lo anterior, se requiere la construcción de una nueva subestación seccionadora en la actual conexión en derivación Santa Isabel, y el seccionamiento completo de la línea 2x220 kV Itahue – Ancoa. La subestación debe emplazarse en las cercanías del punto de conexión en derivación Santa Isabel, el cual por razones de seguridad deberá conectarse en la nueva subestación.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.



### 7.3.2 AMPLIACIÓN EN S/E CENTINELA Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV EL COBRE – ESPERANZA

De acuerdo a lo dispuesto en el Decreto N° 23T/2015, la S/E Esperanza, el tramo de línea de transmisión 1x220 kV El Tesoro – Esperanza y la S/E El Tesoro han sido calificada como parte del sistema de transmisión nacional.

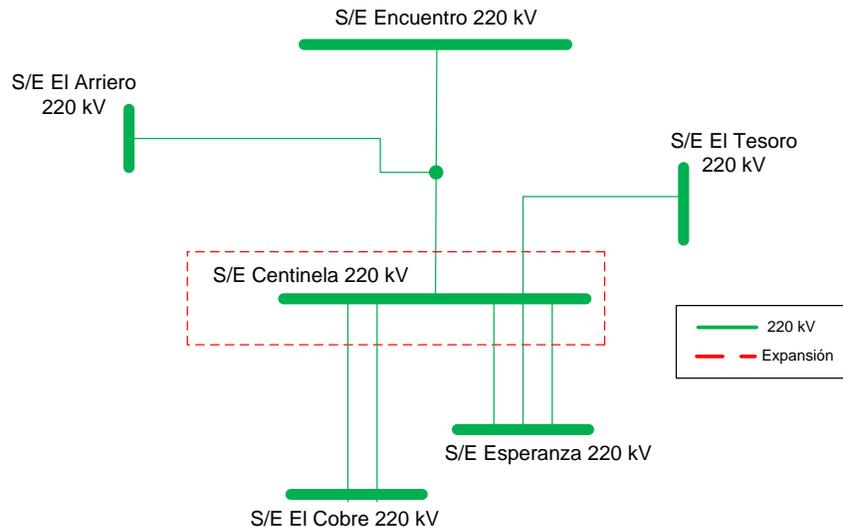
En el caso de la S/E Esperanza, presenta una configuración de barra simple, la que debido al terreno en el cual se encuentra circunscrito, no es posible realizar su ampliación. Producto de lo anterior, y para dar cumplimiento con la NTSyCS, se requiere seccionar los circuitos de la línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza, conectando de este modo la S/E El Cobre con la S/E Centinela, a través de una línea doble circuito, y la S/E Esperanza de forma radial a la S/E Centinela, reutilizando la actual línea 2x220 kV El Cobre – La Esperanza. El proyecto considera la construcción de las acometidas para posibilitar la conexión de la S/E El Cobre y S/E Esperanza a la S/E Centinela, manteniendo las características técnicas de la actual línea de transmisión.

Adicionalmente, el proyecto incluye la ampliación de las barras en S/E Centinela, en la actual configuración interruptor y medio, para que permita la conexión de las líneas mencionadas

anteriormente, y dejar disponibilidad en barra para la conexión de tres nuevos elementos en la subestación.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

**Figura 14: Diagrama referencial del proyecto**



### 7.3.2.1 Análisis de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

En la ingeniería de factibilidad desarrollada para el proyecto “Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre – Esperanza”, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la interconexión de esta obra con las líneas existentes, de esta forma se asegura la no interrupción de suministro de los circuitos a intervenir. 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 2,6%.

### 7.3.3 REACTOR EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI

El proyecto de transmisión nacional “Reactor en S/E Nueva Pichirropulli” tiene como objetivo mantener los estándares y exigencias definidas para el sistema por NTSyCS para todas las condiciones de operación, en particular las exigencias asociadas a la magnitud de tensión en las barras del sistema.

En los análisis realizados, se observa que los niveles de tensión que se presentan en la zona sur del sistema ante bajas transferencias por las líneas se encuentran por sobre el rango de operación establecido por NTSyCS en la actualidad y durante todo el periodo de análisis, por lo que se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación reactiva (reactor) en alguna barra de la zona sur del sistema.

Para estos efectos, se propone la conexión de un reactor trifásico de 50 MVAR en la barra de 220 kV de la S/E Nueva Pichirropulli.

### 7.3.4 AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA 220 KV

En el presente Plan de Expansión se incorpora la obra decretada en el proceso de Expansión Troncal 2016 – 2017, mediante Decreto Exento N° 422 de 2017, la cual posteriormente fue declarada desierta de acuerdo al proceso de licitación que lleva el Coordinador.

La obra consiste en la modificación de la configuración de la actual S/E Calama 220 kV, de manera que se ajuste a las nuevas exigencias de normativa vigente para instalaciones pertenecientes del sistema de transmisión nacional. En particular, la obra de ampliación en la subestación contempla la incorporación de una nueva barra, de manera de dejar una configuración de doble barra con doble interruptor.

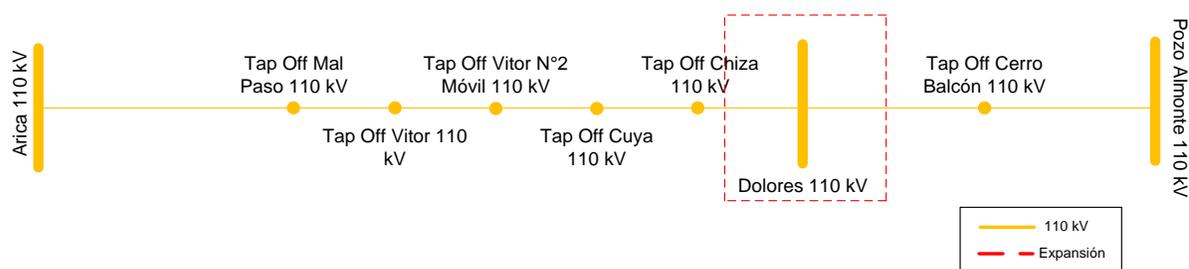
### 7.3.5 SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X110 KV ARICA – POZO ALMONTE

El proyecto zonal “*Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte*” tiene como objetivo mejorar la seguridad y calidad de servicio a los consumos existentes conectados en derivación en la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte que, debido a la longitud de la línea y el estado de conexión de los consumos, presentan una tasa de falla alta y una indisponibilidad promedio del servicio de 10,87 horas al año, siendo 1,7 horas la duración promedio por falla.

Para estos efectos, el proyecto considera la ampliación de la actual subestación Dolores, que permita la construcción de una barra principal en 110 kV y la conexión del seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte, incluyendo los paños de línea respectivo. Además, el proyecto considera el reemplazo del actual transformador 110/24 kV de capacidad 2 MVA por uno de al menos 30 MVA, incluyendo su paño de conexión en 110 kV.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 15: Diagrama referencial del proyecto



## 7.4 NECESIDADES DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADAS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN

Las siguientes obras propuestas se justifican mediante los análisis de seguridad por Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), para lo cual se determinaron los beneficios que entrega cada obra mediante el ahorro de Energía No Suministrada esperada, de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1.

En las evaluaciones, 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%.

**Tabla 55: Proyectos de expansión de transmisión zonal por seguridad de acuerdo a CFCD**

N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E Centro	Zonal A
2	Línea 2x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca, Tendido del Segundo Circuito	Zonal C
3	Nueva S/E Seccionadora Ritoque	Zonal C
4	Nueva S/E Móvil Región Metropolitana	Zonal D
5	Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	Zonal E
6	Ampliación en S/E Charrúa	Zonal E
7	Ampliación en S/E Picarte	Zonal F

### 7.4.1 AMPLIACIÓN EN S/E CENTRO

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Ampliación en S/E Centro” tiene como objetivo otorgar seguridad en el abastecimiento de la demanda de la comuna de Antofagasta frente a la pérdida de uno de los equipos de transformación 110/23 kV ubicados en la S/E Centro.

El proyecto considera la ampliación de la barra en 110 kV y la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 50 MVA en la S/E Centro con sus respectivos paños de conexión de alta y media tensión.

La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 56: Evaluación económica del proyecto analizado**

S/E Centro	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,77	1,72	0,12	0,92
Beneficios tasa descuento media	2,77	1,86	0,12	0,78
Beneficios tasa descuento alta	2,77	2,01	0,12	0,64

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Ampliación en S/E Centro” tiene un beneficio promedio de 0,8 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución de este proyecto.

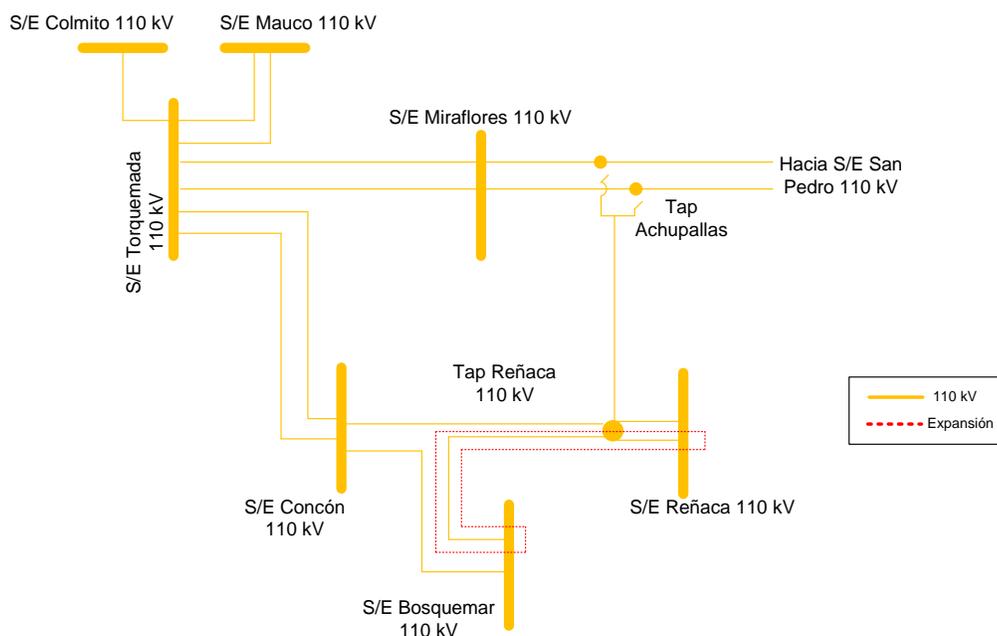
#### 7.4.2 LÍNEA 1X110 KV BOSQUEMAR – TAP REÑACA – REÑACA

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca” tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del tramo de transmisión comprendido entre las subestaciones Bosquemar y Reñaca en 110 kV, permitiendo la recuperación de la condición de seguridad N-1 de estas últimas, dada la condición de operación normalmente abierta del circuito comprendido entre Tap Achupallas y Tap Reñaca.

El proyecto consiste en la implementación de un segundo circuito en los tramos de línea de transmisión de Bosquemar – Tap Reñaca 1x110 kV, y Tap Reñaca – Reñaca 1x110 kV, por una extensión de aproximadamente 11,5 km, mediante un conductor de capacidad de al menos 100 MVA a 35°C con sol, con los respectivos paños de conexión en las subestaciones Bosquemar y Reñaca.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

**Figura 16: Diagrama referencial del proyecto**



Adicionalmente, una vez construida la obra y producida su entrada en operación al sistema, por condiciones de seguridad se deberá ejecutar la desconexión del tramo de línea de transmisión comprendido entre Tap Achupallas – Tap Reñaca 110 kV.

La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 57: Evaluación económica del proyecto analizado**

Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	4,32	3,80	0,15	0,36
Beneficios tasa descuento media	4,32	4,15	0,15	0,01
Beneficios tasa descuento alta	4,32	4,51	0,15	-0,34

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “*Línea 2x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca, tendido del segundo circuito*” es indiferente en cuanto a los beneficios, sin perjuicio de ello, en términos de holguras y seguridad para la zona, esta Comisión estima que la obra es necesaria por lo cual la incorpora en el presente informe de expansión.

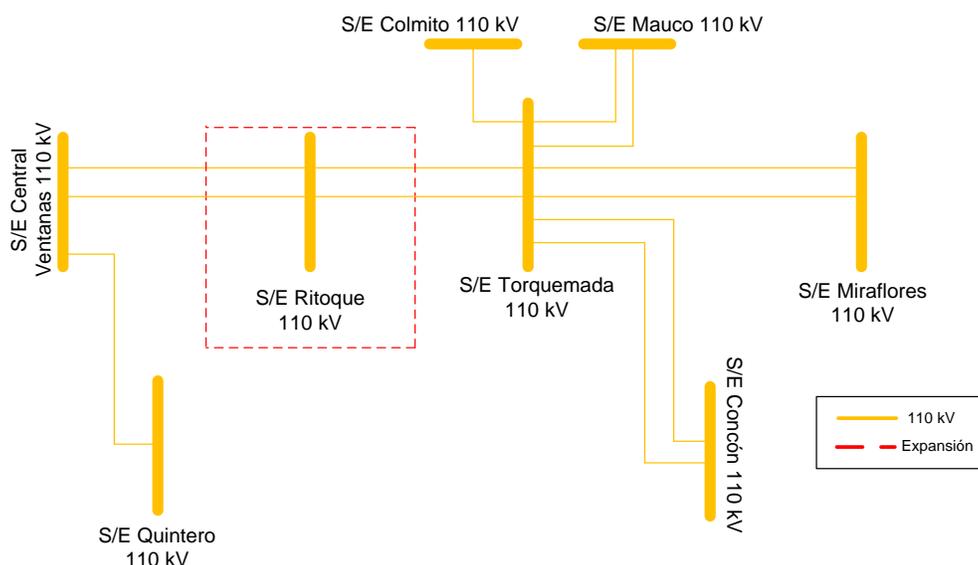
### 7.4.3 NUEVA S/E SECCIONADORA RITOQUE

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “*Nueva S/E Seccionadora Ritoque*” tiene como objetivo abastecer la demanda de las comunas de Quintero, Puchuncaví y otras zonas aledañas, además de aumentar la seguridad y confiabilidad de los consumos conectados actualmente a S/E Quintero.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación a través del seccionamiento de la línea de transmisión 2x110 kV Ventanas – Torquemada, incluyendo un nuevo equipo de transformación 110/12 kV de 30 MVA, con sus respectivos paños de línea y paños de transformación, tanto en alta tensión como en media tensión. Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de las respectivas barras, y a lo menos 4 paños de alimentador de M.T.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

**Figura 17: Diagrama referencial del proyecto**



La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 58: Evaluación económica del proyecto analizado**

S/E Ritoque	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	5,18	3,41	0,271	1,51
Beneficios tasa descuento media	5,18	3,82	0,271	1,09
Beneficios tasa descuento alta	5,18	4,26	0,271	0,66

De la tabla anterior se concluye que el proyecto de Ritoque otorga un beneficio promedio de 1,1 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe de expansión del proyecto señalado.

#### 7.4.4 NUEVA S/E MÓVIL REGIÓN METROPOLITANA

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Nueva S/E Móvil Región Metropolitana” tiene como objetivo disminuir los tiempos de recuperación de los equipos de transformación de la región Metropolitana.

El proyecto consiste en la construcción de una subestación móvil de a lo menos 50 MVA de capacidad, que sea capaz de conectar sus devanados primarios en tensiones de 110 kV, mientras que su devanado secundario debe ser capaz de entregar tensiones de 23 y 12,5 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 Metropolitana.

La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 59: Evaluación económica del proyecto analizado**

Región Metropolitana	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	15,64	4,10	-	11,55
Beneficios tasa descuento media	15,64	4,49	-	11,15
Beneficios tasa descuento Alta	15,64	4,90	-	10,75

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Nueva S/E Móvil Región Metropolitana” tiene un beneficio promedio de 11,1 millones de dólares. Por lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente informe de expansión el mencionado proyecto.

#### 7.4.5 SECCIONAMIENTO EN S/E SANTA BÁRBARA

El proyecto de expansión “Seccionamiento en S/E Santa Bárbara” tiene como objetivo otorgar seguridad en el abastecimiento de los consumos de la zona de Santa Bárbara, ubicado a 40 km.

de la ciudad de Los Ángeles seccionando la línea 1x66 kV Duqueco – Faenas Pangué, actualmente en conexión en derivación.

El proyecto considera la ampliación de la actual subestación Santa Bárbara a fin de permitir la construcción de una barra principal en 66 kV y la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Duqueco – Faenas Pangué, incluyendo los paños de línea respectivo y equipo de transformación actual.

La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 60: Evaluación económica del proyecto analizado**

S/E Santa Bárbara	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	5,60	1,07	2,46	2,06
Beneficios tasa descuento media	5,60	1,18	2,46	1,96
Beneficios tasa descuento Alta	5,60	1,28	2,46	1,85

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “*Seccionamiento en S/E Santa Bárbara*” tiene un beneficio promedio de 2,0 millones de dólares, por lo anterior esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto.

#### **7.4.6 AMPLIACIÓN EN S/E CHARRÚA**

La propuesta de la doble vinculación del transformador TR1 220/154/13.2 kV a las barras de 154 kV y 220 kV de la S/E Charrúa se basa en la valorización la ENS ante la falla de severidad 9 en la sección 1 de la barra de 154 kV en la subestación Charrúa, la cual tiene como consecuencia la salida de servicio del transformador TR1 220/154/13.2 kV, seguido de la pérdida de suministro a las SS/EE conectadas a la barra de 66 kV en la S/E Charrúa, además de las SS/EE Los Ángeles, Chillán, Monterrico Parral, y todas las subestaciones que se alimentan radialmente desde estas.

El análisis consideró que es posible respaldar la demanda en las S/E Los Ángeles y sus subestaciones radiales a través de las SS/EE Los Varones y Los Peumos. Por otro lado, el análisis supuso que no es posible respaldar la demanda en la barra de 66 kV de la S/E Charrúa, y la demanda en las SS/EE Chillán, Monterrico, Parral y sus subestaciones radiales. Se supuso además que una falla de severidad 9 en la sección 1 de la barra de 154 kV podría ser despejada en dos horas.

En estas condiciones, se calculó que la energía no suministrada durante dos horas debido a la salida de servicio de las dos secciones de barra de 154 kV en la S/E Charrúa. La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 61: Evaluación económica del proyecto analizado**

S/E Santa Bárbara	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	2,86	2.55	0,09	0.22
Beneficios tasa descuento media	2,86	2.76	0,09	0.01
Beneficios tasa descuento Alta	2,86	2.97	0,09	-0.20

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Ampliación en S/E Charrúa” 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 doble vinculación del transformador TR1 220/154/13,2 kV a las barras de 154 kV y 220 kV de la S/E Charrúa.

#### 7.4.7 AMPLIACIÓN EN S/E PICARTE

El proyecto de expansión “Ampliación en S/E Picarte” tiene como objetivo otorgar seguridad en el abastecimiento de los consumos de la zona de Valdivia, considerando su actual configuración de barras y la futura obra de expansión “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, tendido del primer circuito”, mandatada mediante el Decreto Exento N°418 de 2017.

El proyecto considera la ampliación de la barra y el seccionamiento de la misma que permita la conexión de la nueva línea en construcción y la habilitación de paños de instalaciones existentes.

La siguiente tabla muestra los beneficios que resultan del análisis.

**Tabla 62: Evaluación económica del proyecto analizado**

S/E Picarte	ENS * CFCD Sin Proyecto Millones [US\$]	VATT Millones [US\$]	ENS * CFCD Con Proyecto Millones [US\$]	Beneficio Millones [US\$]
Beneficios tasa descuento baja	3,53	2,23	0,203	1,10
Beneficios tasa descuento media	3,53	2,41	0,203	0,92
Beneficios tasa descuento Alta	3,53	2,59	0,203	0,74

De la tabla anterior se concluye que el proyecto “Ampliación en S/E Picarte” tiene un beneficio promedio de 0,9 millones de dólares, por lo anterior esta Comisión incorpora en el presente informe la ejecución obligatoria del proyecto.

## 7.5 NECESIDADES DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO

Para llevar a cabo el análisis de requerimiento de abastecimiento de la demanda se consideró un horizonte de análisis de veinte años y 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 63: Proyectos de expansión de transmisión zonal por suficiencia**

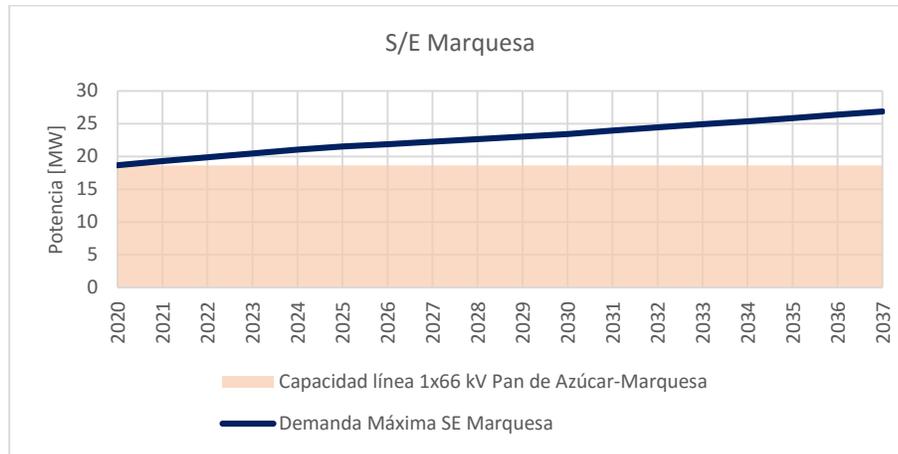
N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E Pozo Almonte	Zonal A
2	Nueva S/E Seccionadora Damascal	Zonal B
3	Ampliación en S/E Ovalle	Zonal B
4	Ampliación en S/E El Totoral	Zonal C
5	Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Zonal D
6	Ampliación en S/E Fátima	Zonal E
7	Ampliación en S/E Chocalán	Zonal E
8	Ampliación en S/E Mandinga	Zonal E
9	Ampliación en S/E Loreto	Zonal E
10	Ampliación en S/E San Clemente	Zonal E
11	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Zonal E
12	Ampliación en S/E Molina y seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Curicó	Zonal E
13	Ampliación en S/E Pumahue	Zonal E
14	Ampliación en S/E Lihueimo	Zonal E
15	Ampliación en S/E Gorbea	Zonal E
16	Aumento Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares – Linares y Ampliación en S/E Linares	Zonal E
17	Aumento Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Zonal E
18	Aumento Capacidad Línea 1x66 kV Tap Charrúa – Cabrero	Zonal E
19	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, Tendido del Primer Circuito	Zonal E
20	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, Tendido del Primer Circuito	Zonal E
21	Ampliación en S/E La Palma	Zonal E
22	Ampliación en S/E Constitución	Zonal E
23	Ampliación en S/E Nueva Nirivilo	Zonal E

### 7.5.1 NUEVA S/E SECCIONADORA DAMASCAL

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Nueva S/E Damascal” tiene como objetivo eliminar problemas de suficiencia en la línea 1x66 kV Pan de Azúcar – Marquesa, específicamente en la sección de tramo San Joaquín – Marquesa, debido a crecimientos actuales de demanda en S/E Marquesa. Adicionalmente el proyecto permitiría el ingreso de nuevos consumos industriales en dicha subestación.

A continuación se presenta la proyección de demanda de la S/E Marquesa y la capacidad de la sección de tramo San Joaquín – Marquesa.

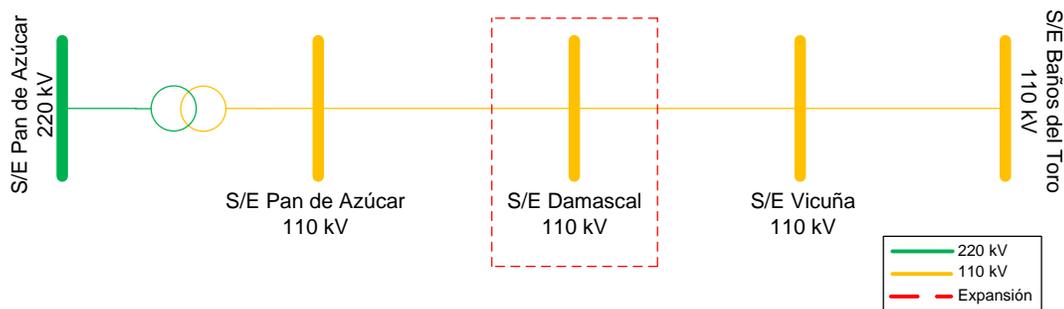
**Figura 18 Evolución demanda en S/E Marquesa**



El proyecto considera el seccionamiento de la línea de transmisión 1x110 kV Pan de Azúcar – Vicuña, a través de la Nueva S/E Damascal, y la instalación de un equipo de transformación 110/23 kV de 30 MVA en dicha subestación. Se estima que la subestación se encontrará aproximadamente en el km 35 de la línea 1x110 Pan de Azúcar - Vicuña.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

**Figura 19: Diagrama referencial del proyecto**



### 7.5.2 AMPLIACIÓN EN S/E OVALLE

El proyecto de expansión del sistema de transmisión zonal “Ampliación S/E Ovalle” tiene como objetivo eliminar los problemas de suficiencia que se dan en el nivel de 66 kV de la subestación.

Para efectos del análisis, este fue realizado con demanda máxima coincidente proyectada al año 2022 en las S/E El Sauce, S/E Monte Patria, S/E Ovalle y S/E Punitaqui, obteniéndose como resultado que no sería posible, desde aquel año, asegurar la transferencia del paño transformador 110/66 kV en la S/E Ovalle.

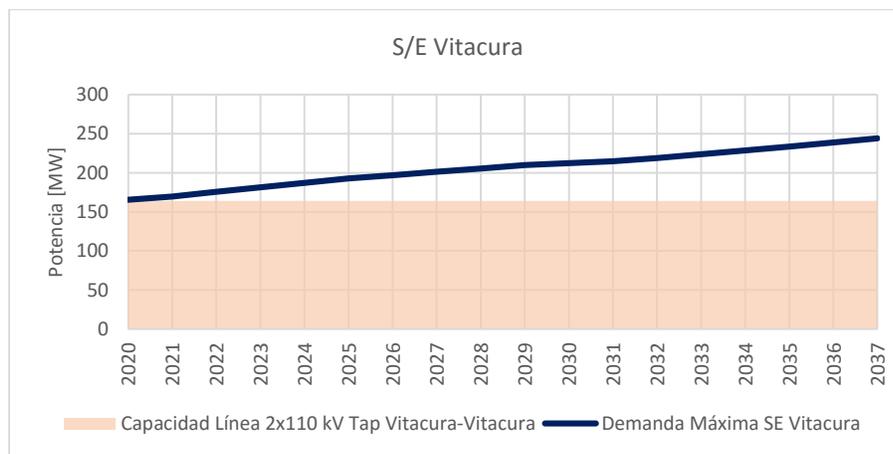
El proyecto considera el cambio de conductor de la barra principal en 66 kV, que actualmente posee un conductor Cu 4/0 AWG, por un conductor de al menos 180 MVA a 25°C con sol.

### 7.5.3 REFUERZO TRAMO TAP VITACURA – VITACURA

El proyecto de expansión zonal “*Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura*” 2x110 kV tiene como objetivo el abastecimiento de la demanda durante todo el horizonte de estudio. La proyección de crecimiento de la demanda en la S/E Vitacura al año 2020 muestra que se presentarían problemas de abastecimiento en el tramo 2x110 kV Tap Vitacura – Vitacura, en particular cuando en la zona se considera demanda máxima coincidente y una temperatura de 30° C con sol.

Para efectos de los anterior, se requiere el cambio del conductor del tramo actual, 500 mm<sup>2</sup> AASC de 165 MVA a 30°C con sol, por un conductor de alta temperatura de capacidad al menos de 400 MVA a 30°C con sol en cada uno de los circuitos, de forma tal de asegurar el abastecimiento y la seguridad en todo el horizonte de estudio para el tramo en cuestión.

Figura 20 Evolución demanda en línea Tap Vitacura - Vitacura



### 7.5.4 AMPLIACIÓN EN S/E FÁTIMA

El proyecto de expansión zonal “*Ampliación en S/E Fátima*” tiene por objetivo abastecer la demanda de la zona de Paine, Buin y Maipo perteneciente a la Región Metropolitana de Santiago, a través del equipo de transformación 154/69/14,8 kV 75 MVA existente en dicha subestación. A partir del año 2022 y de acuerdo a medidas operativas que ha presentado el Coordinador en su propuesta de enero 2018, se podrían dar cargabilidades por sobre el 80% para las instalaciones: línea de transmisión 1x66 kV Fátima – Paine, Transformador Paine 154/69/14,8 kV 75 MVA y el Transformador Fátima 154/69/14,8 kV 75 MVA. Para estos efectos, se propone incluir en el presente plan de expansión el seccionamiento en la S/E Fátima de la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Punta Cortés y el traslado del transformador 154/69/14,8 kV 75 MVA desde la S/E Paine a la S/E Fátima.

---

El proyecto consiste en la modificación del patio de 154 kV de la S/E Fátima en configuración doble barra principal más transferencia. Además, considera la construcción de los paños de línea para el seccionamiento de la línea de transmisión 2x154 kV Alto Jahuel – Punta Cortés en la S/E Fátima. Por último, la obra incluye el traslado del equipo de transformación 154/66/14,8 kV proveniente de la S/E Paine.

#### **7.5.5 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV MONTERRICO – COCHARCAS**

El proyecto de expansión zonal “*Aumento de capacidad línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas*” tiene por objetivo el abastecimiento de las demandas de las subestaciones Cocharcas y San Carlos, ubicadas en la comuna de Chillán, región del Ñuble. A partir del año 2022, de acuerdo a los antecedentes que maneja esta Comisión y los proporcionados por el Coordinador, la línea antes mencionada se estima que alcance la capacidad máxima de transferencia de la línea a 35°C. Para solucionar lo anterior y dar mayor seguridad y confiabilidad al abastecimiento de la zona, esta Comisión propone el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas, en aproximadamente 10 km de longitud por un conductor de al menos 56 MVA de capacidad a 35 ° C con sol.

#### **7.5.6 AMPLIACIÓN EN S/E MOLINA Y SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – CURICÓ**

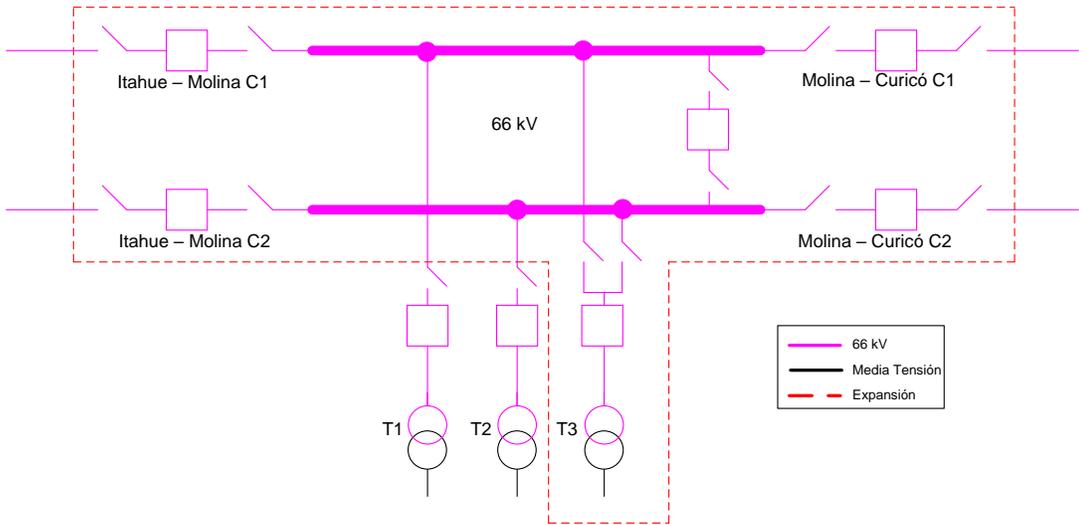
El proyecto de expansión zonal “*Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Curicó*” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de la comuna de Molina y además otorgar un mayor nivel de seguridad mediante el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Curicó, actualmente en conexión en derivación. Para el caso de la suficiencia, se propone, adicionalmente a los 2 equipos de transformación existentes, un tercer transformador 66/15 kV de capacidad 30 MVA, debido a que la proyección en la demanda al año 2022 superaría el 90% de la capacidad de los equipos de la subestación.

En el caso de la seguridad de la zona, y dado el poco espacio en terreno que posee la actual S/E Molina, se propone el seccionamiento de la línea mediante la instalación de paños de línea en los extremos de los circuitos de la línea 2x66 kV Itahue – Curicó más un paño acoplador entre secciones que se forman con este tipo de configuración.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.



**Figura 21: Diagrama referencial del proyecto**



### 7.5.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV TAP LINARES – LINARES Y AMPLIACIÓN EN S/E LINARES

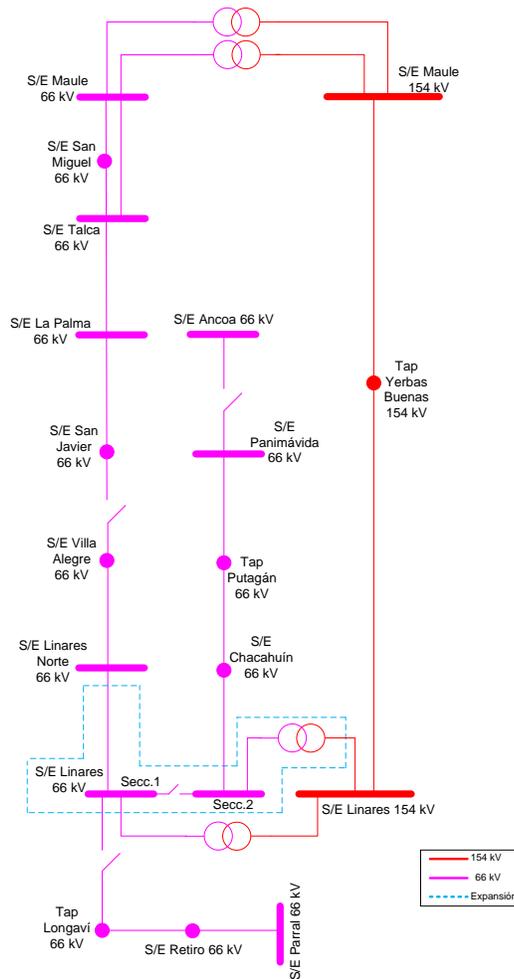
El proyecto de expansión zonal denominado “Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Linares – Linares y Ampliación en S/E Linares” tiene por objetivo dar suficiencia a los consumos de las subestaciones Tap Linares Norte, Villa Alegre, Chacahuín y Panimávida, todos en tensión 66 kV, y adicionalmente otorgar seguridad y confiabilidad en el abastecimiento frente a la falla del transformador T1 154/66 kV de 75 MVA ubicado en la S/E Linares.

Por lo anterior, se propone la instalación de un segundo equipo de transformación 154/66kV de 75MVA, lo que permitirá atender los crecimientos de la demanda de la zona y mejorar la seguridad de suministro de los clientes de la comuna de Linares, Villa Alegre y Colbún. Adicionalmente, se propone la instalación de paños de línea para los circuitos en 154 kV Linares – Yervas Buenas y Linares – Parral, con su respectiva ampliación de las barras principales en 154 kV y 66 kV.

Por último, para dar suficiencia a los consumos aguas debajo de la S/E Linares en 66 kV, se propone incluir el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Norte de aproximadamente 2,32 km de longitud por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 60 MVA a 35°C con Sol.

A continuación se muestra un diagrama unilíneal de la propuesta de configuración para los proyectos antes mencionados.

**Figura 22: Diagrama referencial del proyecto**



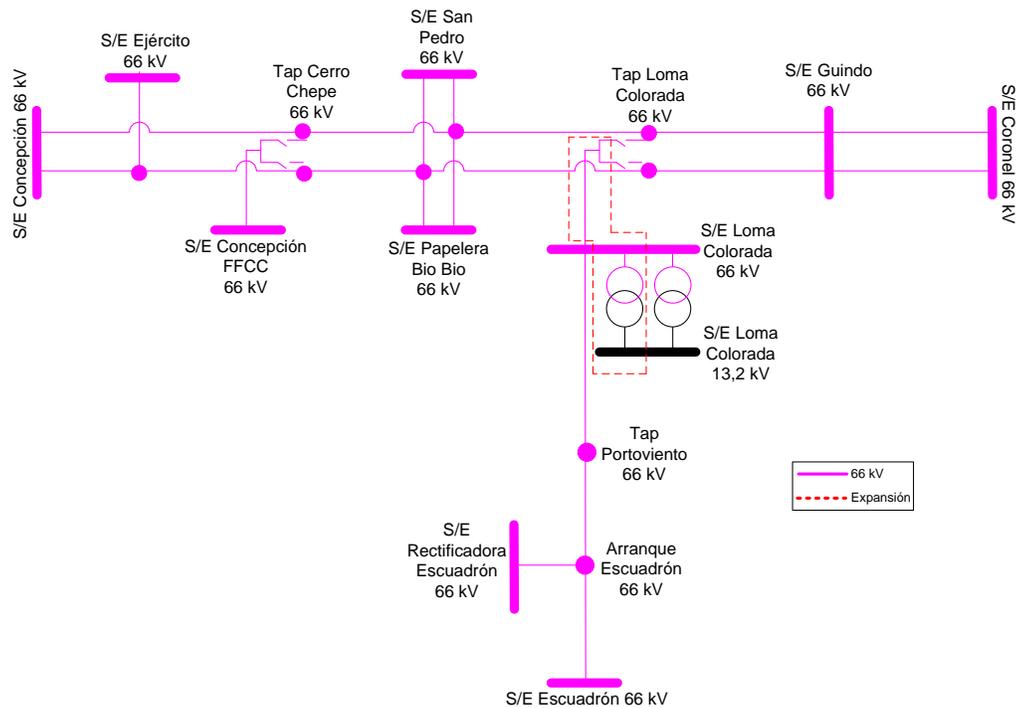
### 7.5.8 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV TAP LOMA COLORADA - LOMA COLORADA Y AMPLIACIÓN EN S/E LOMA COLORADA

El proyecto de expansión zonal denominado “Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada” tiene por objetivo abastecer los consumos de la subestación Loma Colorada, ubicada en la Comuna de Lautaro, principalmente por los crecimientos que se visualizan en el corto plazo que muestran que al año 2022 los equipos de transformación 66/13,2 MVA se verían superado por sobre el 90% de su capacidad. Para esto se propone la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 30 MVA de capacidad, con su respectivo paño de conexión en alta tensión y las ampliaciones necesarias para su conexión.

Adicionalmente, bajo la misma justificación, se propone el aumento de capacidad de la actual línea conectada de forma radial desde el Tap Loma Colorada en 66 kV, mediante un nuevo conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 60 MVA a 35°C con sol.

A continuación se muestra un diagrama unilineal de la propuesta de configuración para los proyectos antes mencionados.

**Figura 23: Diagrama referencial del proyecto**



### 7.5.9 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHARRÚA – CABRERO

El proyecto de expansión zonal “Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero” tiene por objetivo el abastecimiento de los consumos de la zona de Cabrero de acuerdo a los crecimiento de demanda que se visualizan en el corto plazo. De acuerdo a lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional, se verían sobrecargas en los conductores existentes al considerar una temperatura ambiente de 35°C, lo cual coincide con las temperaturas de verano del sector. Para solucionar esto, se propone el cambio de conductores de la actual línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero de aproximadamente 1,95 km de longitud, actualmente con una capacidad CU 2/0 AWG por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 50 MVA a 35°C con Sol, mediante un conductor del tipo AAAC Greeley o bien un conductor de alta temperatura de manera que no requiere cambios en las estructuras existentes.

### 7.5.10 NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA NIRIVILO – CONSTITUCIÓN, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO, NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA NIRIVILO – LA PALMA, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO, AMPLIACIÓN EN S/E LA PALMA Y AMPLIACIÓN EN S/E CONSTITUCIÓN.

Los proyectos de expansión del sistema de transmisión zonal (tanto obras nuevas como obras de ampliación) en la zona de San Javier y Constitución tienen por objetivo otorgar suficiencia y seguridad en el abastecimiento de los consumos de las subestaciones La Palma, San Javier, Nirivilo y Constitución. Actualmente la línea 1x66 kV San Javier – Nirivilo – Constitución, que alimenta la ciudad de Constitución y sus alrededores, es insuficiente para abastecer los consumos industriales y residenciales de la zona bajo todas las condiciones de demanda y

---

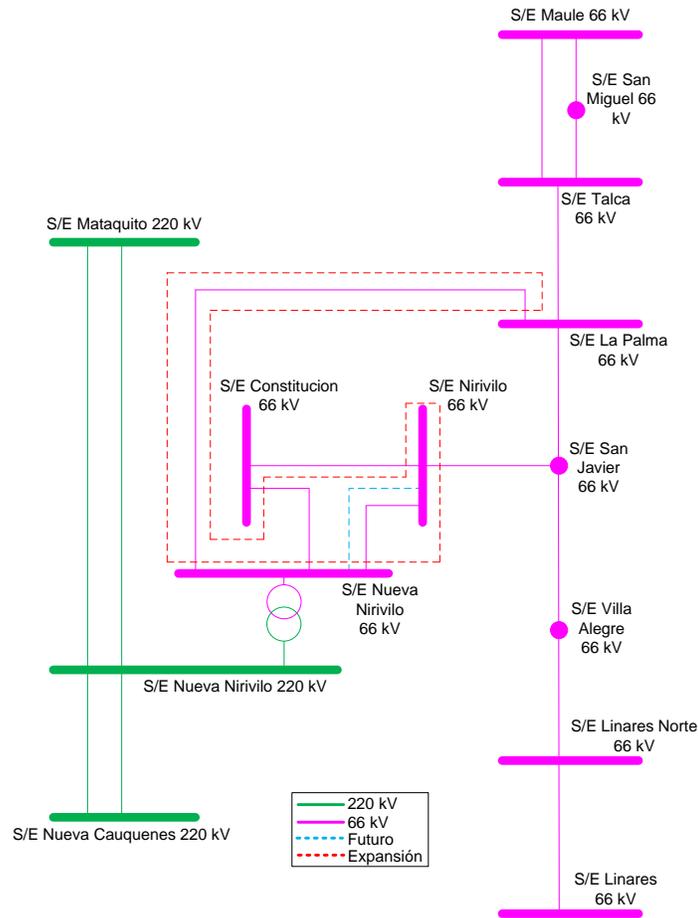
generación, y no permite otorgar una adecuada seguridad frente a la indisponibilidad de dicha instalación de transmisión. De acuerdo a los análisis y propuestas realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional y las propuestas de los promotores de proyectos para solucionar los problemas de la zona, esta Comisión ha propuesto una solución económicamente eficiente que permita ser un complemento al proyecto zonal costero sur adjudicado en la reciente licitación de obras de expansión zonal asociado al Decreto Exento N°418 de 2017.

En base a lo expuesto anteriormente, se proponen dos nuevas líneas de transmisión, con tendido del primer circuito, con torres de doble circuito. La primera consta de una nueva línea entre la S/E Nueva Nirivilo 66 kV y la S/E La Palma, de longitud aproximada 40 km, mientras que la segunda obra consta en un nueva línea entre la S/E Nueva Nirivilo 66 kV y la S/E Constitución, de longitud aproximada 34 km. Ambas obras incluyen las ampliaciones en las respectivas subestaciones Nueva Nirivilo, La Palma y Constitución, de manera de permitir la conexión de las obras nuevas de líneas de transmisión.

Cabe mencionar, que una vez ingreso el proyecto “*Costero Sur*” de nueva línea 2x220 kV entre Itahue – Hualqui, otorgará mayor seguridad en el abastecimiento de dicha zona, la cual se espera su ingreso durante el año 2023.

A continuación se muestra un diagrama unilineal de la propuesta de configuración para los proyectos antes mencionados.

**Figura 24: Diagrama referencial del proyecto**



## 7.6 NECESIDADES DE EXPANSIÓN PARA INYECCIÓN DE GENERACIÓN

Para llevar a cabo el análisis de necesidades de expansión para permitir la evacuación de nuevos proyectos de generación se consideró un horizonte de análisis de veinte años y los distintos escenarios de generación para la planificación de la transmisión en el país de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.3.4. En esta sección se listan las expansiones de líneas y transformación que necesita el sistema para permitir la conexión de nuevos y futuros proyectos de generación en el período de análisis.

**Tabla 64: Proyectos de expansión de transmisión para inyección de generación**

N°	Proyecto	Sistema	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Roncacho	Nacional	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	Nacional	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Cumbre	Nacional	Condicionada
4	Ampliación en S/E Ciruelos	Nacional	Condicionada
5	Ampliación en S/E Polpaico	Nacional	Obligatoria

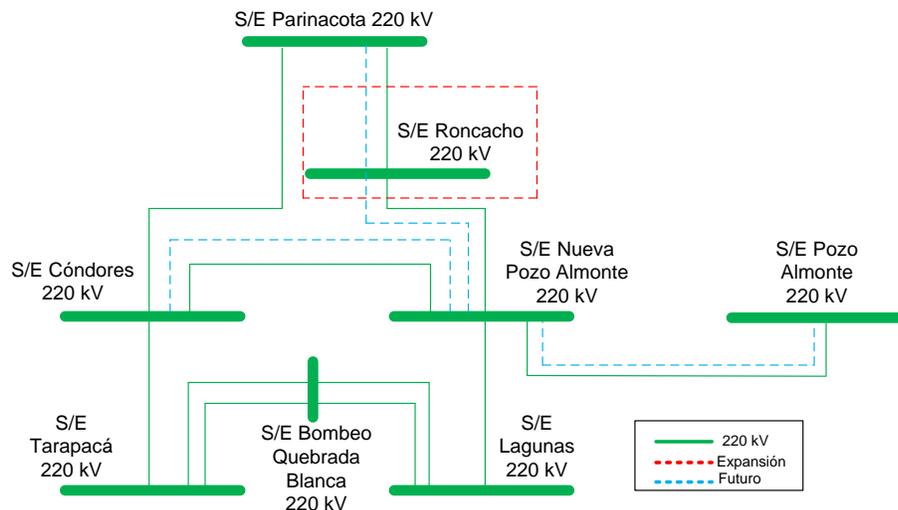
N°	Proyecto	Sistema	Ejecución
6	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Zonal A	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Pozo Almonte	Zonal A	Obligatoria
8	Ampliación en S/E Calama 110 kV	Zonal A	Condicionada
9	Ampliación en S/E Punta Peuco	Zonal D	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Rungue	Zonal C	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Los Varones	Zonal E	Obligatoria
12	Nueva S/E Seccionadora Litueche	Zonal E	Condicionada
13	Ampliación en S/E Negrete	Zonal E	Obligatoria

### 7.6.1 NUEVA S/E SECCIONADORA RONCACHO

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de Pampa Camarones, ubicada en región de Arica y Parinacota. Para estos efectos, se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora denominada “Roncacho” en tensión 220 kV, configuración interruptor y medio, que seccione la línea nueva en construcción 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

**Figura 25: Diagrama referencial del proyecto**



### 7.6.2 AMPLIACIÓN EN S/E CALAMA 110 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona donde se encuentra ubicada la S/E Calama. Para estos efectos, se propone ampliar las barras del patio de 110 kV en la misma configuración actual, para permitir la instalación de dos nuevos paños de conexión para futuros proyectos.

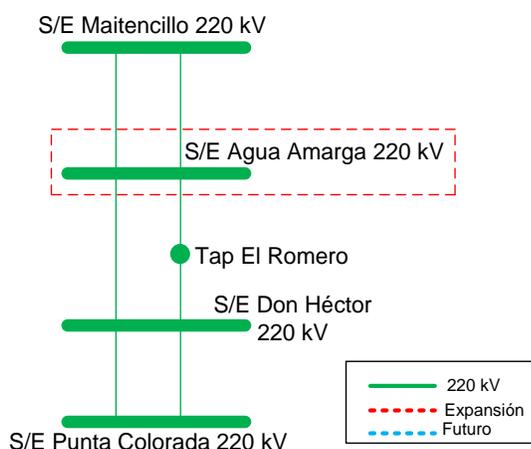
La obra quedará condicionada a la ejecución del proyecto de generación denominado Planta Solar Fotovoltaica Usya de aproximadamente 51 MW, de propiedad Acciona Energía Chile SpA.

### 7.6.3 NUEVA S/E SECCIONADORA AGUA AMARGA

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de Domeyko, a 40 km de la actual S/E Maitencillo, ubicada en región de Atacama. Para estos efectos, se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora denominada Agua Amarga en tensión 220 kV, configuración interruptor y medio, que seccione la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada. El presente proyecto se enmarca dentro de la declaración del proyecto comprometido por la empresa Parque Solar Domeyko SpA, de la empresa Soventix Powerful Returns, para el abastecimiento del consumo de un cliente libre.

A continuación se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 26: Diagrama referencial del proyecto



### 7.6.4 AMPLIACIÓN EN S/E CUMBRE

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona donde se encuentra ubicada la S/E Cumbre 500/220 kV. Para estos efectos, se propone ampliar las barras del patio de 220 kV en la configuración actual interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, permitiendo la conexión de 4 nuevos proyectos.

La obra quedará condicionada a la ejecución del proyecto de generación denominado “Planta Solar Fotovoltaica Ameyda” de aproximadamente 52 MW o del proyecto “Planta Solar Fotovoltaica Malgarida II” de aproximadamente 167 MW, ambos de propiedad Acciona Energía Chile SpA.

### 7.6.5 AMPLIACIÓN EN S/E CIRUELOS

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona donde se encuentra ubicada la S/E Ciruelos 220 kV. Para estos efectos, se propone ampliar las barras del patio de 220 kV en la configuración actual doble barra con barra de transferencia, para tres nuevas posiciones, permitiendo la conexión de nuevos proyectos.

La obra quedará condicionada a la ejecución del proyecto de generación denominado Parque Eólico Pichilingue de aproximadamente 113 MW, de propiedad Acciona Energía Chile SpA.

### 7.6.6 AMPLIACIÓN EN S/E POLPAICO

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable de la zona donde se ubica la S/E Polpaico. Para estos efectos, se propone ampliar la barra en el patio de 220 kV en nuevas posiciones de acuerdo a la actual configuración doble barra principal más transferencia.

### 7.6.7 AMPLIACIÓN EN S/E TAMARUGAL Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV POZO ALMONTE – TAMARUGAL

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable de la comuna de Pozo Almonte, en las cercanías de la S/E Tamarugal. El proyecto considera el reemplazo del transformador existente 66/23 kV de 10 MVA por un nuevo equipo de transformación 66/23 kV de, al menos, 30 MVA. Adicionalmente, se requiere un cambio en la capacidad de transporte del conductor existente de la línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal, por un nuevo conductor que permita una capacidad, de al menos, 90 MVA a 35°C.

La tabla siguiente muestra el potencial de generación esperado para la zona conforme a la información recibida por esta Comisión en el presente proceso de planificación de expansión de la transmisión.

**Tabla 65: Proyectos de generación considerados**

Unidades en operación	Escenario	Capacidad MW
Los Puquios	Común	2,5
Pica 1	Común	0,6
La Huayca 2	Común	25,0
Unidades Futuras	Escenario	Capacidad MW
Solar-Tamarugal I	1	15,0
PV Tamarugal I	5	20,0
PV Tamarugal II	5	15,0
Año	Escenario	Inyección Neta Máx
2022	1	41,0
2022	2	26,5
2022	3	26,5
2022	4	26,5
2022	5	60,4

### 7.6.8 AMPLIACIÓN EN S/E POZO ALMONTE

El proyecto “Ampliación en S/E Pozo Almonte” tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable de la comuna de Pozo Almonte, esto mediante el reemplazo del actual equipo de transformación 110/66 kV de 30 MVA de la S/E Pozo Almonte, por un equipo de al menos 90 MVA.

La justificación y necesidad de la presente obra está dada por el potencial de generación esperado para la zona conforme la tabla mostrada en la obra anterior, y en consistencia con las

---

ampliaciones que se están proponiendo tanto en la S/E Tamarugal como en la línea 1x66 kV Pozo Almonte Tamarugal indicadas anteriormente.

#### **7.6.9 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA PEUCO**

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable de la comuna de Til Til, en las cercanías de la S/E Punta Peuco. Para estos efectos, se propone la instalación de un nuevo equipo de transformación de al menos 50 MVA.

#### **7.6.10 AMPLIACIÓN EN S/E RUNGUE**

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable de la comuna de Til Til, en las cercanías de la S/E Rungue. Para estos efectos, se propone realizar el cambio del equipo de transformación existente por uno nuevo de al menos 20 MVA e instalar una nueva unidad de transformación de 44/23 kV de capacidad 20 MVA.

#### **7.6.11 AMPLIACIÓN EN S/E LOS VARONES**

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable de la ciudad de Los Ángeles, región del Biobío. Para estos efectos, se propone ampliar la barra en el patio de 220 kV para una diagonal completa y tres nuevas posiciones en el patio 66 kV, de acuerdo a la configuración establecida en el Decreto Exento N°418.

#### **7.6.12 NUEVA S/E SECCIONADORA LITUECHE**

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable en la zona de Litueche, ubicada en región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Para estos efectos, se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora denominada Litueche en tensión 110 kV, en configuración doble barra con transferencia y con tecnología AIS o Air Insulated Switchgear, que seccione la línea 1x110 kV Quelentaro – Portezuelo.

La obra quedará condicionada a la declaración en construcción de uno o más proyectos de generación en la zona, que individualmente o en su conjunto alcancen una capacidad superior a 50 MW.

#### **7.6.13 AMPLIACIÓN EN S/E NEGRETE**

El proyecto tiene como objetivo permitir el desarrollo del potencial de energía renovable eólica de la comuna de Negrete, región del Biobío, en las cercanías de la S/E Negrete. Para estos efectos, se propone realizar el cambio del equipo de transformación existente por uno nuevo de al menos 40 MVA.

### **7.7 ANÁLISIS DE RESILIENCIA**

De acuerdo a lo establecido en el artículo 19° de la Resolución Exenta N° 711, en el presente análisis se determinaron 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 analizó, 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 e (iii) hidrologías extremas.

### **7.7.1 EVENTUALIDAD 1: MAREMOTO**

A continuación se detallan los resultados obtenidos en 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 esta Comisión en su documento “Informe Técnico Final que fija el Pan de Expansión de la Transmisión año 2017”, aprobado mediante Resolución Exenta N° 163, del mes de febrero de 2018.

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 nocturna en el sistema proyectado al año 2023. El despacho de las centrales del sistema se basa en un despacho económico al año 2023, el cual se ajusta en función de la inercia de cada generador sincrónico.

Se respalda el siguiente análisis en la base de datos PowerFactory llamada “BD CNE Expansion 2018 v18.11.07”.

#### **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 una transferencia de aproximadamente 600 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre despacho económico del caso base.

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.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos en la zona de Tocopilla.

### 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 una transferencia de aproximadamente 1500 MW desde la S/E Cumbre 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre despacho económico del caso base, incluyendo las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla y la totalidad de las unidades en la Central Diésel Tamaya.

En base a las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales antes indicadas 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 Parinas – Likanantai.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos en la zona de Mejillones.

### 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

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Huasco considera transferencia de aproximadamente 1500 MW desde la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hacia la S/E Nueva Maitencillo 500 kV, con el objetivo de cuantificar el efecto de la salida de servicio de la Central Guacolda en la regulación de tensión de la zona. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre despacho económico del caso base.

En base a las simulaciones realizadas, no se advierte un potencial riesgo a la regulación de tensión de la zona de Maitencillo. Lo anterior se puede explicar debido a la puesta en servicio de numerosos reactores de barra en las SS/EE de 500 kV, además del nuevo Compensador Estático de Reactivos en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV.

---

Finalmente, las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

#### **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

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.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias establecidas en la normativa vigente, incluso ante la indisponibilidad de alguna de las líneas de 220 kV entre las SS/EE Charrúa y Lagunillas. Por lo tanto se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

Por último, en el Anexo 6: Resultados del Análisis de Resiliencia por Maremotos se presentan los resultados del análisis de resiliencia por maremotos en las distintas zonas evaluadas.

#### **7.7.2 EVENTUALIDAD 2: SHOCK DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE**

El presente análisis consiste en medir la reacción de las obras propuestas en el presente plan de expansión con respecto a un escenario base o inicial, ante un eventual shock en los precios de los combustibles en el horizonte de análisis.

Como se mencionó en la etapa metodológica, se analizó mediante simulaciones estocásticas variando el precio de combustible durante el año 2024 y el año 2030, de manera independiente, disminuyendo los precios del combustible 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 2024 y año 2030, 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 66: Beneficios frente a un shock de precios en año 2024**

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.482	36.205	34.013	27.189	37.237	25.849	35.565	33.628	26.980	36.463
Costo Operacional Con Shock año 2024	26.366	36.090	33.902	27.073	37.124	25.733	35.449	33.514	26.863	36.349
Diferencia de Costo Operacional	-117	-115	-111	-116	-113	-116	-117	-114	-117	-113
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2024	0,32	-1,62	-2,78	-0,69	-0,26					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2024, no presenta prácticamente diferencias entre el caso base y el caso con expansiones, lo anterior producto que las obras que ingresan al sistema hasta dicho año no tienen como objetivo darle resiliencia al sistema de transmisión Nacional, sino proveer de suficiencia y seguridad a diferentes áreas des sistema de transmisión Zonal.

**Tabla 67: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2030**

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.482	36.205	34.013	27.189	37.237	25.849	35.565	33.628	26.980	36.463
Costo Operacional Con Shock año 2030	26.314	35.991	33.800	27.018	37.024	25.683	35.368	33.421	26.813	36.270
Diferencia de Costo Operacional	-169	-214	-213	-172	-212	-166	-197	-207	-166	-193
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2030	2,12	16,91	5,65	5,38	19,37					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2030, presenta diferencias entre el caso base y el caso con expansiones en promedio de 10 millones de dólares. Lo anterior es consecuencia de la entrada en operación de obras estructurales en el sistema de transmisión Nacional, que permiten dar una mayor resiliencia al sistema frente a variaciones en el despacho de unidades del sistema de transmisión, y aprovechar de mejor manera la diversidad de fuentes de energía de nuestro país.

### 7.7.3 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, esto es, aquella que contenga las cinco hidrologías más húmedas. El efecto se analizará considerando el sistema sin proyectos de expansión y con proyectos de expansión.

En primera instancia, se muestran 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 proyectos de expansión. En atención a que se incluyen obras en instalaciones de transmisión zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

**Tabla 68: 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 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.482	36.205	34.013	27.189	37.237	25.849	35.565	33.628	26.980	36.463
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	30.226	40.735	37.992	30.532	41.937	29.420	40.297	37.647	30.447	41.477
Diferencia de Costo Operacional	3.743	4.530	3.979	3.342	4.700	3.570	4.732	4.019	3.467	5.014
Diferencia (Expansión - Base) dado el Serie Hid Seca	-173	202	41	125	314					

La tabla anterior muestra que el sistema con expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin expansión frente a hidrología extrema seca. Sin perjuicio de lo anterior, el sistema con expansión presenta menor resiliencia respecto de la condición base frente a la misma condición hidrológica. Estos resultados son consecuencia de un mayor desplazamiento del uso de energías renovables en la condición del sistema de transmisión con expansiones, en comparación al sistema base.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema eléctrico obtiene con las obras de expansión, para la hidrología analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya propuestas en el presente plan de expansión.

Finalmente se muestran los resultados obtenidos de enfrentar al sistema a la serie hidrológica extrema 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 el caso con expansiones.

**Tabla 69: 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 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	26.482	36.205	34.013	27.189	37.237	25.849	35.565	33.628	26.980	36.463
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	24.704	34.156	32.311	25.676	35.142	24.252	33.712	32.050	25.383	34.526
Diferencia de Costo Operacional	-1.778	-2.049	-1.702	-1.513	-2.095	-1.597	-1.853	-1.578	-1.597	-1.937
Diferencia (Expansión - Base) dado el Serie Hid Húmeda	181	196	124	-84	158					

La tabla anterior muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión frente a una hidrología extrema húmeda. Además, el sistema con proyectos de expansión presenta mayor resiliencia respecto de la condición base frente a la misma condición hidrológica. Estos resultados son consecuencia

de un menor desplazamiento del uso de energías renovables en la condición del sistema de transmisión con proyectos de expansión, en comparación al sistema base.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión, para la hidrología extrema húmeda analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, razón por la cual se estima no recomendar nuevas obras o modificar las ya propuestas en el presente plan de expansión.

## 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 tienen 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.

La Tabla 70 muestra el efecto monetario de reducción del Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario 1, Escenario 2, Escenario 3, Escenario 4 y Escenario 5 en el horizonte de planificación.

**Tabla 70: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario**

Año	Escenario 1 (millones US\$)	Escenario 2 (millones US\$)	Escenario 3 (millones US\$)	Escenario 4 (millones US\$)	Escenario 5 (millones US\$)
2018	0	0	0	0	0
2019	-7	-7	-7	-7	-7
2020	-186	-203	-185	-182	-183
2021	-216	-213	-215	-215	-214
2022	-250	-252	-251	-208	-251
2023	-143	-309	-305	-175	-292
2024	-389	-288	-304	-340	-302
2025	-388	-363	-383	-362	-249
2026	-472	-460	-440	-499	-414
2027	-526	-427	-489	-537	-465
2028	-522	-559	-454	-458	-414
2029	-508	-506	-556	-562	-493
2030	-511	-618	-465	-779	-362
2031	-547	-463	-626	-427	-199
2032	-558	-344	-490	-609	-212
2033	-503	-166	-452	-632	-120
2034	-528	-147	-308	-492	-101
2035	-499	-149	-217	-454	-107
2036	-475	-192	-126	-448	-89
2037	-335	-265	-138	-463	-159
2038	-355	-234	-93	-363	-121
<b>Total</b>	<b>-7.915</b>	<b>-6.164</b>	<b>-6.503</b>	<b>-8.210</b>	<b>-4.755</b>

---

De la tabla anterior, se observa que todos los escenarios reducen el índice de Riesgo de Transmisión, producto del Plan de Expansión propuesto.

En particular para el Escenario 1 y 4 se aprecia una fuerte disminución del riesgo de transmisión, lo cual se debe principalmente a que estos escenarios tienen una proyección de precios de combustibles medio y bajos, respectivamente, y demanda baja. Por tal motivo, existe una menor penetración de ERNC y un mayor uso de centrales térmicas, lo que impacta en la distribución de las unidades de generación y en la necesidad de contar con un sistema de transmisión mayor para poder abastecer en forma eficiente a la demanda.

En el caso del Escenario 2, se puede observar una menor reducción de índice de riesgo de transmisión a propósito de las obras de expansión propuestas. Esto se debe a que dicho escenario considera una proyección de demanda alta y costo de combustibles altos. Esto implica un mayor desarrollo de centrales con energías renovables, las que contribuyen a bajar los marginales de forma local. Además, esto genera una menor dispersión de precios en el sistema.

Para el Escenario 3, se tiene una reducción de riesgo de transmisión intermedia a las dos condiciones explicadas anteriormente, ya que este escenario comprende una demanda media, costos de combustibles bajos y penetración de ERNC principalmente en la segunda y cuarta región, lo que genera una dispersión de precios spot mayor que en el Escenario 2.

Por último, del Escenario 5, se desprende que la baja dispersión de precios y por consiguiente baja reducción del riesgo de transmisión a propósito de las obras de expansión propuesta, se debe a la fuerte penetración de centrales ERNC que se conectarían en aquellas zonas donde los costos de energía son altos, por lo que las obras de expansión aportan fuertemente a la eficiencia del mercado.

En conclusión, el Plan de Expansión propuesto permite contar con una disminución del índice de Riesgo de Transmisión para los cinco escenarios de generación considerados en la presente planificación, en una magnitud tal que justifica y compensa las evaluaciones económicas previamente efectuadas, 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 71: Presupuestos Obras de Ampliación Nacionales

	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	Ampliación en S/E Cumbre	Ampliación en S/E Cruellos	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Anizaca	Ampliación en S/E Polpaico	Ampliación en S/E Calama 220 kV	
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2.530.207</b>	<b>1.479.198</b>	<b>6.544.185</b>	<b>1.093.844</b>	<b>842.673</b>	<b>2.396.520</b>	<b>29.926.861</b>	<b>955.663</b>	<b>1.086.121</b>
1.1	Ingeniería	176.598	208.342	280.916	156.467	144.813	88.786	1.105.838	144.813	157.541
1.2	Instalación de faenas	99.624	44.163	74.086	48.102	67.980	67.980	263.917	32.254	175.686
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.253.984	1.226.693	6.036.901	889.275	629.880	2.239.754	28.557.106	778.596	752.894
1.4	Intervención instalación dedicada			152.282						
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>388.369</b>	<b>270.892</b>	<b>1.207.273</b>	<b>242.400</b>	<b>187.673</b>	<b>354.761</b>	<b>5.142.524</b>	<b>209.998</b>	<b>235.350</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	88.772	40.104	296.926	50.968	36.047	57.964	1.182.194	41.617	116.650
2.2	Inspección técnica de obra	58.335	96.449	187.652	80.229	72.384	40.422	695.662	72.384	26.778
2.3	Utilidades del contratista	216.964	127.756	566.499	96.214	69.673	221.674	2.860.454	84.379	65.036
2.4	Contingencias	24.298	6.583	99.360	14.990	9.570	11.028	404.214	11.618	26.886
2.5	Servidumbre			-						
2.6	Intervención instalación dedicada			56.836						
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.918.576</b>	<b>1.750.090</b>	<b>7.751.458</b>	<b>1.336.245</b>	<b>1.030.346</b>	<b>2.727.608</b>	<b>35.069.386</b>	<b>1.165.661</b>	<b>1.321.471</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>87.557</b>	<b>52.503</b>	<b>310.058</b>	<b>40.087</b>	<b>30.910</b>	<b>81.828</b>	<b>1.402.775</b>	<b>34.970</b>	<b>39.644</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>3.006.133</b>	<b>1.802.592</b>	<b>8.061.516</b>	<b>1.376.332</b>	<b>1.061.256</b>	<b>2.809.437</b>	<b>36.472.161</b>	<b>1.200.631</b>	<b>1.361.115</b>

## 8.2 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA ZONAL

### 8.2.1 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA A

Tabla 72: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Ampliación en S/E Centro	Ampliación en S/E Pozo Almonte	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Ampliación en S/E Calama 110kV	Seccionamiento línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1.502.869</b>	<b>2.162.100</b>	<b>1.284.069</b>	<b>177.040</b>	<b>2.432.924</b>
1.1	Ingeniería	102.651	95.543	72.317	10.000	122.849
1.2	Instalación de faenas	44.163	56.071	275.296	44.163	44.163
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.356.055	2.010.486	936.457	122.877	2.265.913
1.4	Intervención instalación dedicada					
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>201.378</b>	<b>317.321</b>	<b>195.936</b>	<b>39.885</b>	<b>471.890</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	35.865	57.587	48.949	7.823	97.824
2.2	Inspección técnica de obra	23.390	45.655	32.069	16.075	115.595
2.3	Utilidades del contratista	134.825	201.813	94.792	13.805	230.570
2.4	Contingencias	7.297	12.266	20.127	2.182	24.405
2.5	Servidumbre					3.496
2.6	Intervención instalación dedicada					
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>1.704.246</b>	<b>2.479.421</b>	<b>1.480.006</b>	<b>216.925</b>	<b>2.904.814</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>51.127</b>	<b>74.383</b>	<b>44.400</b>	<b>6.508</b>	<b>87.144</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>1.755.374</b>	<b>2.553.804</b>	<b>1.524.406</b>	<b>223.433</b>	<b>2.991.959</b>

## 8.2.2 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA B

Tabla 73: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Ampliación en S/E Ovalle
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>397.280</b>
1.1	Ingeniería	20.262
1.2	Instalación de faenas	44.163
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	332.855
1.4	Intervención instalación dedicada	
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>86.716</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	17.663
2.2	Inspección técnica de obra	28.954
2.3	Utilidades del contratista	35.077
2.4	Contingencias	5.022
2.5	Servidumbre	
2.6	Intervención instalación dedicada	
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>483.995</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>14.520</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>498.515</b>

## 8.2.3 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA C

Tabla 74: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		<i>Línea 2x110 kV Bosqueamar – Tap Reñaca – Reñaca</i>	<i>Ampliación en S/E El Totoral</i>	<i>Ampliación en S/E Rungue</i>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2.925.210</b>	<b>1.097.539</b>	<b>1.970.141</b>
1.1	Ingeniería	164.318	125.697	203.147
1.2	Instalación de faenas	254.301	44.163	56.071
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.506.591	927.679	1.710.923
1.4	Intervención instalación dedicada			
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>605.152</b>	<b>235.694</b>	<b>431.363</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	171.709	42.258	78.052
2.2	Inspección técnica de obra	98.908	85.061	156.951
2.3	Utilidades del contratista	254.635	99.083	178.255
2.4	Contingencias	79.901	9.293	18.105
2.5	Servidumbre			
2.6	Intervención instalación dedicada			
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>3.530.362</b>	<b>1.333.234</b>	<b>2.401.504</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>105.911</b>	<b>39.997</b>	<b>72.045</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>3.636.273</b>	<b>1.373.231</b>	<b>2.473.549</b>

## 8.2.4 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA D

Tabla 75: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Nueva S/E Móvil Región Metropolitana	Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Ampliación en S/E Punta Peuco
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>4.049.500</b>	<b>304.424</b>	<b>1.856.971</b>
1.1	Ingeniería	39.750	19.466	152.667
1.2	Instalación de faenas	0	91.306	44.163
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.009.750	193.652	1.660.141
1.4	Intervención instalación dedicada			
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.093.365</b>	<b>521.386</b>	<b>295.714</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	485.940	9.799	54.276
2.2	Inspección técnica de obra	0	15.701	60.429
2.3	Utilidades del contratista	404.950	20.406	168.559
2.4	Contingencias	202.475	3.413	12.449
2.5	Servidumbre		472.067	
2.6	Intervención instalación dedicada			
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>5.142.865</b>	<b>825.809</b>	<b>2.152.685</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>102.857</b>	<b>24.774</b>	<b>64.581</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>5.245.722</b>	<b>850.584</b>	<b>2.217.265</b>

## 8.2.5 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA E

Tabla 76: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	Ampliación en S/E Fátima	Ampliación en S/E Chocalán	Ampliación en S/E Mandinga	Ampliación en S/E Loreto	Ampliación en S/E San Clemente	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>981.768</b>	<b>4.613.822</b>	<b>1.115.896</b>	<b>1.019.285</b>	<b>1.131.674</b>	<b>855.738</b>	<b>494.645</b>
1.1	Ingeniería	91.676	357.863	116.785	109.839	116.785	103.462	57.020
1.2	Instalación de faenas	44.163	79.888	44.163	44.163	44.163	44.163	176.732
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	845.930	4.176.071	954.948	865.283	970.727	708.113	260.893
1.4	Intervención instalación dedicada							
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>213.096</b>	<b>919.245</b>	<b>237.521</b>	<b>206.759</b>	<b>239.886</b>	<b>188.219</b>	<b>72.697</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	42.081	211.192	42.945	37.836	43.548	32.413	21.554
2.2	Inspección técnica de obra	72.384	214.874	83.382	68.906	83.382	72.854	14.332
2.3	Utilidades del contratista	87.065	427.428	101.642	91.647	103.213	76.415	27.126
2.4	Contingencias	11.567	65.751	9.552	8.371	9.743	6.538	9.684
2.5	Servidumbre							
2.6	Intervención instalación dedicada							
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>1.194.864</b>	<b>5.533.066</b>	<b>1.353.417</b>	<b>1.226.044</b>	<b>1.371.561</b>	<b>1.043.957</b>	<b>567.342</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>35.846</b>	<b>165.992</b>	<b>40.603</b>	<b>36.781</b>	<b>41.147</b>	<b>31.319</b>	<b>17.020</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>1.230.710</b>	<b>5.699.058</b>	<b>1.394.019</b>	<b>1.262.825</b>	<b>1.412.707</b>	<b>1.075.275</b>	<b>584.362</b>

		<i>Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó</i>	<i>Ampliación en S/E Pumahue</i>	<i>Ampliación en S/E Lihueimo</i>	<i>Ampliación en S/E Gorbea</i>	<i>Ampliación en S/E Los Varones</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte - Linares y Ampliación en S/E Linares</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada</i>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>3.222.069</b>	<b>1.066.991</b>	<b>1.012.747</b>	<b>773.118</b>	<b>962.033</b>	<b>4.192.531</b>	<b>1.170.788</b>
1.1	Ingeniería	175.168	70.058	134.469	109.839	89.522	297.403	85.965
1.2	Instalación de faenas	79.888	44.163	56.071	44.163	32.254	219.026	135.469
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.967.012	952.771	822.207	619.117	840.257	3.676.102	949.355
1.4	Intervención instalación dedicada							
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>621.076</b>	<b>154.288</b>	<b>222.080</b>	<b>175.334</b>	<b>248.225</b>	<b>755.101</b>	<b>521.978</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	121.982	25.342	38.360	31.881	50.696	164.392	37.691
2.2	Inspección técnica de obra	167.692	28.441	86.203	68.906	90.245	167.157	78.034
2.3	Utilidades del contratista	300.171	95.929	88.653	67.455	92.431	376.050	100.224
2.4	Contingencias	31.232	4.577	8.865	7.092	14.853	47.503	8.356
2.5	Servidumbre							297.673
2.6	Intervención instalación dedicada							
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>3.843.145</b>	<b>1.221.280</b>	<b>1.234.827</b>	<b>948.452</b>	<b>1.210.258</b>	<b>4.947.632</b>	<b>1.692.766</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>115.294</b>	<b>36.638</b>	<b>37.045</b>	<b>28.454</b>	<b>36.308</b>	<b>148.429</b>	<b>50.783</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>3.958.439</b>	<b>1.257.918</b>	<b>1.271.872</b>	<b>976.905</b>	<b>1.246.566</b>	<b>5.096.061</b>	<b>1.743.549</b>

		<i>Ampliación en S/E Portezuelo</i>	<i>Ampliación en S/E Nueva Nirvilo</i>	<i>Ampliación en S/E Constitución</i>	<i>Ampliación en S/E La Palma</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa - Cabrero</i>	<i>Ampliación en S/E Charrúa</i>	<i>Ampliación en S/E Negrete</i>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>6.146.173</b>	<b>530.270</b>	<b>314.504</b>	<b>355.328</b>	<b>391.098</b>	<b>2.236.825</b>	<b>634.276</b>
1.1	Ingeniería	391.388	59.270	61.941	61.941	25.290	132.974	27.843
1.2	Instalación de faenas	67.980	32.254	32.254	32.254	178.523	56.071	44.163
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.686.806	438.746	220.309	261.133	187.285	2.047.780	562.270
1.4	Intervención instalación dedicada							
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.174.690</b>	<b>122.475</b>	<b>81.911</b>	<b>89.555</b>	<b>53.028</b>	<b>410.398</b>	<b>100.697</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	218.308	25.376	12.998	15.567	15.077	89.607	21.306
2.2	Inspección técnica de obra	169.643	41.926	40.234	40.234	11.804	83.711	17.889
2.3	Utilidades del contratista	576.864	47.722	25.821	29.895	19.594	207.739	57.034
2.4	Contingencias	59.517	7.452	2.858	3.859	6.553	29.342	4.468
2.5	Servidumbre	150.357						
2.6	Intervención instalación dedicada							
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>7.320.863</b>	<b>652.746</b>	<b>396.415</b>	<b>444.883</b>	<b>444.126</b>	<b>2.647.223</b>	<b>734.973</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>219.626</b>	<b>19.582</b>	<b>11.892</b>	<b>13.347</b>	<b>13.324</b>	<b>79.417</b>	<b>22.049</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>7.540.489</b>	<b>672.328</b>	<b>408.308</b>	<b>458.230</b>	<b>457.450</b>	<b>2.726.640</b>	<b>757.022</b>

## 8.2.6 VALORIZACIONES DE OBRAS DE AMPLIACIÓN SISTEMA F

Tabla 77: Presupuestos Obras de Ampliación Zonales

		Ampliación en S/E Picarte
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1.903.171</b>
1.1	Ingeniería	127.858
1.2	Instalación de faenas	176.926
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.598.387
1.4	Intervención instalación dedicada	
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>406.107</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	100.321
2.2	Inspección técnica de obra	123.899
2.3	Utilidades del contratista	152.204
2.4	Contingencias	29.684
2.5	Servidumbre	
2.6	Intervención instalación dedicada	
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>2.309.278</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>69.278</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>2.378.557</b>

### 8.3 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA NACIONAL

Tabla 78: Presupuestos Obras Nuevas Nacionales

		Nueva S/E Seccionadora Santa Isabel	Nueva S/E Seccionadora Roncacho	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>6.803.614</b>	<b>3.961.973</b>	<b>5.574.015</b>	<b>766.875.635</b>
1.1	Ingeniería	401.315	326.100	364.276	30.688.807
1.2	Instalación de faenas	151.047	162.995	139.099	4.546.391
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.251.253	3.472.879	5.070.640	731.640.437
1.4	Intervención instalación dedicada				
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>1.200.426</b>	<b>826.882</b>	<b>985.092</b>	<b>350.788.577</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	250.683	151.928	209.977	27.696.512
2.2	Inspección técnica de obra	165.073	132.735	128.787	11.381.458
2.3	Utilidades del contratista	630.233	356.066	512.321	72.278.354
2.4	Contingencias	71.586	43.476	61.742	14.382.245
2.5	Servidumbre	82.852	142.676	72.265	225.050.009
2.6	Intervención instalación dedicada				
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>8.004.040</b>	<b>4.788.855</b>	<b>6.559.107</b>	<b>1.117.664.212</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>240.121</b>	<b>143.666</b>	<b>196.773</b>	<b>58.334.476</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>8.244.161</b>	<b>4.932.521</b>	<b>6.755.880</b>	<b>1.175.998.688</b>

## 8.4 PRESUPUESTOS DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA ZONAL

### 8.4.1 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA B

Tabla 79: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Nueva S/E.Seccionadora Damascal
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>4.697.850</b>
1.1	Ingeniería	272.951
1.2	Instalación de faenas	162.995
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.261.904
1.4	Intervención instalación dedicada	
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>826.471</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	174.304
2.2	Inspección técnica de obra	149.891
2.3	Utilidades del contratista	428.450
2.4	Contingencias	48.597
2.5	Servidumbre	25.228
2.6	Intervención instalación dedicada	
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>5.524.320</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>165.730</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>5.690.050</b>

## 8.4.2 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA C

Tabla 80: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Nueva S/E Seccionadora Ritoque
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>4.693.466</b>
1.1	Ingeniería	323.549
1.2	Instalación de faenas	162.995
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.206.922
1.4	Intervención instalación dedicada	
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>845.276</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	170.223
2.2	Inspección técnica de obra	158.295
2.3	Utilidades del contratista	423.648
2.4	Contingencias	46.482
2.5	Servidumbre	46.629
2.6	Intervención instalación dedicada	
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>5.538.742</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>166.162</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>5.704.905</b>

### 8.4.3 VALORIZACIONES DE OBRAS NUEVAS SISTEMA E

Tabla 81: Presupuestos Obras Nuevas Zonales

		Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito	Nueva S/E Cerro Sombrero	Nueva S/E Seccionadora Codegua	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	Nueva S/E Seccionadora Lituche
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>6.711.999</b>	<b>8.090.382</b>	<b>5.024.888</b>	<b>8.873.982</b>	<b>18.274.333</b>	<b>3.611.750</b>
1.1	Ingeniería	231.674	247.076	277.609	440.937	798.674	225.633
1.2	Instalación de faenas	148.105	148.105	162.995	210.787	311.100	139.099
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.332.219	7.695.200	4.584.284	7.985.906	17.164.559	3.247.018
1.4	Intervención instalación dedicada				236.352		
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>4.262.518</b>	<b>5.119.016</b>	<b>910.141</b>	<b>2.314.129</b>	<b>17.927.217</b>	<b>709.747</b>
2.1	Gastos generales y Seguros	419.859	536.544	186.581	474.169	850.479	157.411
2.2	Inspección técnica de obra	176.597	203.445	160.137	343.006	494.506	129.069
2.3	Utilidades del contratista	644.192	783.220	460.903	813.159	1.740.312	328.066
2.4	Contingencias	301.869	395.807	54.368	147.605	427.994	48.832
2.5	Servidumbre	2.720.000	3.200.000	48.153	437.827	14.413.924	46.370
2.6	Intervención instalación dedicada				98.363		
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>10.974.516</b>	<b>13.209.398</b>	<b>5.935.029</b>	<b>11.188.111</b>	<b>36.201.549</b>	<b>4.321.497</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>438.981</b>	<b>528.376</b>	<b>178.051</b>	<b>440.882</b>	<b>1.448.062</b>	<b>129.645</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		<b>11.413.497</b>	<b>13.737.774</b>	<b>6.113.080</b>	<b>11.628.993</b>	<b>37.627.645</b>	<b>4.451.142</b>

## 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 82: Proyectos postergados**

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
1	Equipo CER (-200/+400 MVAR) en S/E Maipo 220 kV	Coordinador Eléctrico Nacional	El proyecto fue presentado con objetivo de aumentar el umbral de transferencias en las líneas entre Ancoa y Alto Jahuel, en 500 kV, pasando de 2900 MVA a 3700 MVA en condición N-1. De acuerdo al análisis estocástico realizado, un aumento en las transferencias en dichas líneas no genera suficientes beneficios económicos como para compensar el costo de un nuevo Equipo CER con las características señaladas. En base a lo anterior, se propone postergar para el próximo plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Nacional
2	Equipo CER +/- 150 MVAR en S/E Río Malleco 220 kV	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo a los análisis eléctricos realizados no se ve la necesidad de esta obra antes del año 2022. En base a lo anterior, se propone postergar para el próximo plan de expansión. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Nacional
3	Tendido del Cuarto Circuito Charrúa - Ancoa 500 kV	Charrúa Transmisora de Energía S.A.	Análisis estocástico de la obra, no arroja beneficios de costos operacionales y falla al sistema. Se evaluó el proyecto en conjunto con la obra de nuevo equipo de transformación 500/220 kV en S/E Entre Ríos, sin generar los beneficios que paguen la ejecución de la obra anticipadamente. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Nacional
4	Segundo Circuito en LT Encuentro - Centinela	Centinela Antofagasta Minerals	De acuerdo a los análisis estocásticos y eléctricos, el sistema permite cumplir con suficiencia y seguridad en el corto y mediano plazo por lo que no es necesaria su propuesta en el presente plan. Se propone postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan y el archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta.	Nacional
5	Traslado del Doble Circuito El Cobre – Esperanza desde S/E Esperanza a S/E Centinela	Centinela Antofagasta Minerals	De acuerdo al proyecto propuesto por la CNE en el presente plan Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento Línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza, no es necesaria la obra presentada.	Nacional
6	Segundo Circuito Centinela - Esperanza	Centinela Antofagasta Minerals	De acuerdo al proyecto propuesto por la CNE en el presente plan, Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento Línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza, no es necesaria la obra presentada.	Nacional
7	Ampliación Línea 2x220 kV Don Héctor - Punta Colorada	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos y eléctricos realizados la obra no se necesita en el mediano plazo y no genera los beneficios que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Nacional
8	Nueva S/E Seccionadora Doña Carmen	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados la obra no se necesita en el mediano plazo y no genera los beneficios que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Nacional
9	Ampliación S/E Polpaico 220 kV	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis eléctricos realizados no se ve la necesidad de la obra de doble vinculación en 220 kV, del equipo CER. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
10	Tercer Transformador 500/220 kV S/E Polpaico	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos y eléctricos realizados la obra no se necesita en el mediano plazo y no genera los beneficios que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan y el archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta.	Nacional
11	CER S/E Alto Jahuel	Transelec S.A.	El proyecto fue presentado con objetivo de aumentar el umbral de transferencias en las líneas entre Ancoa y Alto Jahuel, en 500 kV, pasando de 2900 MVA a 3700 MVA en condición N-1. De acuerdo al análisis estocástico realizado, un aumento en las transferencias en dichas líneas no genera suficientes beneficios económicos como para compensar el costo de un nuevo Equipo CER con las características señaladas. En base a lo anterior, se propone postergar para el próximo plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Nacional
12	Segundo Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos	Transelec S.A.	Análisis estocástico de la obra, no arroja beneficios de costos operacionales y falla al sistema. Se evalúo el proyecto en conjunto con la obra Tendido del Cuarto Circuito Charrúa - Ancoa 500 kV, sin generar los beneficios que paguen la ejecución de la obra anticipadamente. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Nacional
13	Tendido segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa - Lagunillas	Transelec S.A.	Análisis estocástico muestra que no se generan beneficios operacionales que paguen la obra. En cuanto a los análisis eléctricos, se observa que ante la salida de servicio de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén o la línea 1x220 kV Hualpén - Lagunillas, existiría aún criterio de seguridad. Sin perjuicio de lo anterior, se propone postergar la obra para dar una solución estructural, teniendo en consideración la complejidad de seguir incorporando nuevos circuitos a la S/E Charrúa. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan y el archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta.	Nacional
14	CER Río Malleco	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis eléctricos realizados no se ve la necesidad de esta obra antes del año 2022. En base a lo anterior, se propone postergar para el próximo plan de expansión. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Nacional
15	S/E Los Rulos	Cerro El Plomo S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, la obra de seccionamiento de la línea 2x500 kV Nueva Pan Azúcar – Polpaico en la nueva S/E Los Rulos no genera mejores beneficios que conectando el proyecto de generación en la actual S/E Polpaico. Cabe destacar que la obra evaluada para el seccionamiento Los Rulos consideró adicionalmente a dicha obra, las adecuaciones al sistema de transmisión existente y en construcción, tales como la compensación serie y transposiciones. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto realizada en el presente Plan.	Nacional
16	Normalización de S/E Esmeralda	Coordinador Eléctrico Nacional	Considerando los análisis y simulaciones realizadas para la zona de Antofagasta entre los años 2022 y 2025, y la puesta en servicio de la subestación Nueva La Negra, los resultados arrojan que es posible cerrar el interruptor del Tap Off Uribe y así asegurar suministro en la zona de Antofagasta, incluso ante salida de servicio de los transformadores 220/110 en Esmeralda, Mejillones, Capricornio y Nueva La Negra. Para poder operar el Tap Off Uribe es necesario cambiar los TTCC en el tramo Tap Off Uribe - Esmeralda 110 kV, por lo cual se recomienda a la empresa propietaria realizar dicho trabajo mediante un obra menor. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal A
17	S/E Chinchorro: Aumento de Cap. Transformación	Grupo CGE – Emelari S.A.	Considerando la demanda máxima de la subestación y su proyección en el horizonte de análisis, no se requiere un aumento de capacidad de la subestación para dar suficiencia. Adicionalmente, mediante el análisis de seguridad por CFCD no genera beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal A

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
18	S/E Palafitos: Aumento de Cap. De Transformación	Grupo CGE – Eliqsa S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD no genera los beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. Se debe mencionar que la demanda máxima para el año 2017 fue corregida en el análisis debido de algunas transferencias de carga que se realizaron durante dicho periodo con la S/E Pacífico. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal A
19	Nueva S/E Tocopilla 110/23 kV	Grupo CGE – Elecda S.A.	Considerando la demanda máxima de la subestación y su proyección en el horizonte de análisis, no se requiere un aumento de capacidad de la subestación para dar suficiencia. Adicionalmente, mediante el análisis de seguridad por CFCD no genera beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal A
20	Ampliación S/E Parinacota y Seccionamiento Chapiquiña - Arica 1x66 kV	Engie Energía Chile S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados la obra no se necesita en el corto y mediano plazo y no genera los beneficios que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal A
21	Aumento de Capacidad S/E Pozo Almonte	Engie Energía Chile S.A.	La obra presentada por la empresa Engie Energía Chile, se reemplaza por la obra "Ampliación en S/E Pozo Almonte" propuesta por esta Comisión.	Zonal A
22	Seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte en Tap Off Vítor	Engie Energía Chile S.A.	Conforme a la información presentada a esta Comisión, no se tiene registro de nuevos proyectos de generación que permitan evaluar el proyecto de seccionamiento de la línea propuesta. Adicionalmente, el presente plan de expansión ha considerado una nueva subestación seccionadora denominada Roncacho en 220 kV, que seccionará a la línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV, dando solución a los proyectos que se desarrollen en la zona.	Zonal A
23	Ampliación S/E Uribe y seccionamiento 1x110 kV Capricornio - Alto Norte	Engie Energía Chile S.A.	La obra propuesta no se justifica por seguridad al sistema 110 kV de Antofagasta. Se analiza con el proyecto de la nueva S/E La Negra 220/110 kV y con una operación cerrada en Tap off Uribe. En base a lo anterior, se propone postergar para el próximo plan de expansión. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal A
24	Normalización de S/E Choapa	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo a los análisis de seguridad por CFCD no se generan los beneficios que paguen la obra. Adicionalmente, la ejecución de la obra no es factible dado los espacios disponibles en la S/E. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal B
25	S/E Tierra Amarilla: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	Tomando en cuenta la demanda máxima proyectada para la subestación Tierra Amarilla, no se observan problemas de suficiencia en el transformador Tierra Amarilla 110->Tierra Amarilla 023 hasta el año 2033, considerando una holgura del 10%. Por otro lado, a partir del análisis de Costo de Falla de Corta Duración no se justifica económicamente la obra. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal B
26	S/E Pan de Azúcar Nuevo BBCC 13.2 kV - 5 MVar	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo con los registros de Potencia Activa y Potencia Reactiva en los paños de 13,2 kV en la S/E Pan de Azúcar para el año 2017, el factor de potencia de la demanda está siempre dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, y por lo tanto, no se observa necesidad de instalar este nuevo equipo.	Zonal B
27	LT 1x110 kV Choapa - Quínquimo: Aumento de Capacidad de Transporte	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a la información contenida por el Coordinador respecto de la capacidad de transporte de la línea 1x110 kV Choapa – Quínquimo, no se observan problemas de suficiencia. Producto de lo anterior, se pospone la obra.	Zonal B
28	LT 1x110 kV Quillota - Marbella: Aumento de Capacidad de Transporte	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a la información contenida por el Coordinador respecto de la capacidad de transporte de la línea 1x110 kV Quillota – Marbella, no se observan problemas de suficiencia. Producto de lo anterior, se pospone la obra.	Zonal B
29	Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	Transelec S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD, la obra no genera los beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal B

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
30	Ampliación S/E Pan de Azúcar 110 kV	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis de suficiencia no se visualiza su necesidad en el corto y mediano plazo. En cuanto a los análisis de seguridad por CFCD, no se obtienen los beneficios suficientes para pagar la obra. Se recomienda postergar su análisis. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal B
31	S/E Seccionadora Ovalle - Illapel 1 x 110 kV	Sociedad Punta del Cobre S.A.	Considerando lo dispuesto en la carta GPM-EE-286 de 28 de septiembre de 2018, en la cual se hace referencia a lo señalado en el artículo 102° de la LGSE y a los requerimientos indicados en la Resolución Exenta N° 360/2017, el análisis de este proyecto se descarta para efectos de la confección de este plan de expansión de la transmisión.	Zonal B
32	Ampliación de barra 66 kV en S/E Nueva Casablanca	Coordinador Eléctrico Nacional	El análisis de la presente obra se posterga a la espera de la adjudicación de Obra de Expansión Zonal Costera Centro entre Alto Melipilla – Casablanca – La Pólvora 2x220 kV, la cual definirá la ubicación de la S/E Nueva Casablanca.	Zonal C
33	Ampliación S/E Casablanca	Coordinador Eléctrico Nacional	El análisis de la presente obra se posterga a la espera de la adjudicación de Obra de Expansión Zonal Costera Centro entre Alto Melipilla – Casablanca – La Pólvora 2x220 kV, la cual definirá la ubicación de la S/E Nueva Casablanca.	Zonal C
34	Aumento de Capacidad LT Tap San Felipe 110 kV	Chilquinta Energía S.A.	El tramo de transmisión entre San Felipe y Tap San Felipe 110 kV no presenta problemas de suficiencia durante todo el periodo de estudio. Adicionalmente, las fallas a considerar con la metodología de evaluación por CFCD, totalizan menos de una hora de tiempo acumulado, por lo que el seccionamiento no genera los beneficios que permita la justificación de la obra.	Zonal C
35	LT 44 kV Nueva Panquehue – Catemu	Chilquinta Energía S.A.	Solución fue otorgada en el Plan de Expansión 2017 con los proyectos “Ampliación en S/E Catemu” y “Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV”.	Zonal C
36	LT 44 kV Tap Off Embalse El Melón – El Melón	Chilquinta Energía S.A.	De acuerdo a los análisis de suficiencia no se visualiza su necesidad en el corto y mediano plazo. En cuanto a los análisis de seguridad por CFCD, no se obtienen los beneficios suficientes para pagar la obra. Se recomienda postergar su análisis. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado en el presente Plan para las obras “LT 44 kV Tap Off Embalse El Melón – El Melón” y “Tap Off Embalse El Melón 110 kV” en conjunto.	Zonal C
37	Nueva LT Seccionamiento Quilpué – Tap Reñaca	Chilquinta Energía S.A.	Solución para la zona se otorga con la obra Línea Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca 2x110 kV, tendido del segundo circuito.	Zonal C
38	Tap Off Reñaca Alto – Tap Reñaca	Chilquinta Energía S.A.	Solución para la zona se otorga con la obra Línea Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca 2x110 kV, tendido del segundo circuito.	Zonal C
39	Refuerzo LT Laguna Verde – Algarrobo 66 kV	Chilquinta Energía S.A.	No existen problemas de suficiencia en el tramo presentado. Adicionalmente, el tramo presenta criterio de seguridad N-1 con la entrada del Proyecto Costero de la Zona Central. En anexos se adjunta archivo PowerFactory de la zona.	Zonal C
40	Refuerzo LT San Antonio – Tap Algarrobo 66 kV	Chilquinta Energía S.A.	No existen problemas de suficiencia en el tramo presentado. Adicionalmente, el tramo presenta criterio de seguridad N-1 con la entrada del Proyecto Costero de la Zona Central. En anexos se adjunta archivo PowerFactory de la zona.	Zonal C
41	Refuerzo LT Tap Algarrobo – Casablanca 66 kV	Chilquinta Energía S.A.	No existen problemas de suficiencia en el tramo presentado. Adicionalmente, mediante el análisis de seguridad por CFCD no existen fallas que puedan ser consideradas en la evaluación, por consiguiente no otorga beneficios mediante la metodología CFCD.	Zonal C
42	Ampliación S/E Casablanca	Chilquinta Energía S.A.	El transformador declarado en reserva de la subestación se encuentra operativo, y la barra de media tensión se encuentra habilitada para ambos transformadores. Adicionalmente, mediante el análisis de seguridad por CFCD no existen fallas que puedan ser consideradas en la evaluación, por consiguiente no otorga beneficios mediante la metodología CFCD.	Zonal C
43	Ampliación S/E El Melón	Chilquinta Energía S.A.	La subestación no supera el 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
44	Ampliación en S/E Peñablanca	Chilquinta Energía S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD no genera los beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. Se recomienda postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C
45	Ampliación S/E Las Vegas 110/44 kV	Chilquinta Energía S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados la obra no se necesita en el mediano plazo y no genera los beneficios que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. Adicionalmente, la proyección de demanda máxima coincidente del sistema de 44 kV abastecido desde S/E Las Vegas es menor, al menos hasta 2027, a la capacidad N-1 de transformación de la subestación Las Vegas, la cual cuenta con dos unidades 110/44 kV de 28 y 30 MVA. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal C
46	Ampliación S/E Nueva Panquehue 110/44 kV	Chilquinta Energía S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, no se visualiza su necesidad por suficiencia y adicionalmente existe condición de seguridad N-1 en transformación hasta el año 2027 en S/E Las Vegas.	Zonal C
47	Ampliación S/E Playa Ancha	Chilquinta Energía S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C
48	Ampliación S/E San Sebastian	Chilquinta Energía S.A.	Subestación no supera un 90% de su capacidad hasta 2024. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C
49	Ampliación S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	Chilquinta Energía S.A.	Para evaluar la propuesta, se requiere de la construcción de la S/E Seccionadora Nueva San Rafael y evaluar las sinergias con el sistema de distribución de la zona. Se solicita a la empresa entregar mayores antecedentes de los eventuales traspasos de carga entre las diferentes subestaciones primarias de distribución.	Zonal C
50	Seccionamiento LT Torquemada – Miraflores 110 kV	Chilquinta Energía S.A.	Solución para la zona se otorga con la obra Línea Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca 2x110 kV, tendido del segundo circuito.	Zonal C
51	Seccionamiento Tap Placeres	Chilquinta Energía S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, para demanda máxima en la zona y con demanda máxima en S/E Placeres, la línea 2x110 kV Agua Santa - La Pólvora posee criterio de seguridad N-1 y los consumos de la S/E Placeres pueden ser abastecidos por el circuito que queda operativo. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación.	Zonal C
52	Seccionamiento LT San Pedro – Miraflores, Quilpué	Chilquinta Energía S.A.	Se ha otorgado una solución para la zona con la obra Línea Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca 2x110 kV, tendido del segundo circuito.	Zonal C
53	Tap Off Embalse El Melón 110 kV	Chilquinta Energía S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, el proyecto no se justifica por suficiencia y no se paga por evaluación de seguridad por CFCD. Se recomienda postergar la obra. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado en el presente Plan para las obras “LT 44 kV Tap Off Embalse El Melón – El Melón” y “Tap Off Embalse El Melón 110 kV” en conjunto.	Zonal C
54	Nueva LT San Jerónimo – El Olivar	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Se requieren antecedentes adicionales que justifiquen la proyección de demanda en la zona Norte de Algarrobo.	Zonal C
55	Nueva S/E El Olivar	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Se requieren antecedentes adicionales que justifiquen la proyección de demanda en la zona Norte de Algarrobo.	Zonal C
56	Seccionamiento Línea Las Balandras 66 kV	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, el proyecto no se paga por evaluación de seguridad por CFCD. Se recomienda postergar la obra. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
57	Segundo Circuito LT El Totoral	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Se posterga el análisis del proyecto a la espera de mayores antecedentes. Adicionalmente, el proyecto no se paga por evaluación de seguridad por CFCD. Se recomienda postergar la obra. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C
58	Nueva Línea 1x110 kV Quillota – San Pedro	Transec S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, con demanda máxima al año 2024 en la zona y sin generación de Ventanas U1, no se observa propagación de falla ante la contingencia en transformador Ventanas 220/110 kV. Si se consideran las dos unidades de Ventanas 110 kV fuera de servicio, y una contingencia del transformador Ventanas 220/110 kV, implicaría una operación de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores a máxima capacidad con 30 °C y a un 82% a 25 °C, por lo que aun cuenta con un nivel de seguridad que permita abastecer la demanda. Se recomienda postergar la propuesta. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal C
59	Ampliación S/E Quillota 110 kV	Transec S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, la obra no se paga por análisis de seguridad por CFCD. Por lo anterior, se recomienda postergar la obra. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal C
60	Refuerzo Tramo Florida - Tap La Reina 110 kV	Enel Distribución Chile S.A.	De acuerdo a los análisis realizados, en situación de contingencia con máxima generación de Alto Maipo y Máxima demanda en S/E La Reina, no se pierde el criterio de seguridad N-1 en la línea Florida – Almendros. Dado lo anterior, se recomienda postergar su análisis. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal D
61	Adecuaciones S/E Florida por Aumento de Nivel de Cortocircuito	Enel Distribución Chile S.A.	Se recomienda postergar la obra de adecuaciones en S/E Florida, pues la utilización de la barra de transferencia para mantenimiento de otros equipamientos en la subestación debiera ser realizada cuando las condiciones operativas así lo permitan, es decir en condiciones de demanda baja y/o con generación local. En el caso de suficiencia de equipamientos serie como desconectores y TTCC, se recomienda a la empresa realice la ejecución de este trabajo mediante una obra menor. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan	Zonal D
62	2do circuito Línea San Pablo - Lo Aguirre/Lo Prado 110 kV	Enel Distribución Chile S.A.	De acuerdo al registro de fallas, la línea 1x110 kV Cerro Navia – San Pablo – Lo Aguirre – lo Prado no presenta desconexiones intempestivas en los últimos 5 años. En este contexto, el análisis de seguridad por CFCD no justifica económicamente su incorporación en el presente plan de expansión, toda vez que la obra no provee beneficios económicos por este concepto.	Zonal D
63	Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA y Juego de Celdas en 23 kV - S/E Quilicura	Enel Distribución Chile S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD no justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión. Se solicita a la empresa promotora entregar mayores antecedentes que justifiquen los crecimientos explosivos demanda en la zona, que demuestren la diferencia de la proyección considerada por la Comisión en el presente ejercicio de planificación. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal D
64	Instalación Transformador 220/23 kV 50 MVA, Celdas 23 kV asociadas y Transformador de Respaldo 220/23 kV 50 MVA - S/E Lampa	Enel Distribución Chile S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD no justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión. Se solicita a la empresa promotora entregar mayores antecedentes que justifiquen los crecimientos explosivos demanda en la zona, que demuestren la diferencia de la proyección considerada por la Comisión en el presente ejercicio de planificación. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal D
65	Instalación de Nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA y Juego de Celdas en 23 kV - S/E Batico	Enel Distribución Chile S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD no justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión. Se solicita a la empresa promotora entregar mayores antecedentes que justifiquen los crecimientos explosivos demanda en la zona, que demuestren la diferencia de la proyección considerada por la Comisión en el presente ejercicio de planificación. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal D

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
66	Instalación Transformador 110/23 kV 50 MVA y Celdas de MT 23 kV S/E Lo Aguirre	Enel Distribución Chile S.A.	Mediante el análisis de seguridad por CFCD no se justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión, toda vez que no hay fallas susceptibles de ser valorizadas mediante la metodología con CFCD. Se solicita a la empresa promotora entregar mayores antecedentes que justifiquen los crecimientos explosivos demanda en la zona, que demuestren la diferencia de la proyección considerada por la Comisión en el presente ejercicio de planificación. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal D
67	Instalación Transformador 110/44 kV 50 MVA S/E Lo Prado	Enel Distribución Chile S.A.	Mediante al análisis de seguridad por CFCD no justifica la incorporación de la obra en este plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal D
68	Nueva S/E Providencia	Enel Distribución Chile S.A.	Debido al emplazamiento, ubicación, necesidades del proyecto y las dificultades en su factibilidad, respecto de su ejecución efectiva en tiempo y forma, se posterga su propuesta.	Zonal D
69	Nuevo Tap S/E Providencia	Enel Distribución Chile S.A.	Debido al emplazamiento, ubicación, necesidades del proyecto y las dificultades en su factibilidad, respecto de su ejecución efectiva en tiempo y forma, se posterga su propuesta.	Zonal D
70	Adquisición de un (1) Transformador de Reserva 50 MVA 110/23.5-12.5 kV	Enel Distribución Chile S.A.	La solicitud de la empresa por definición no es considerada como una obra de expansión que deba analizarse en el presente ejercicio de planificación. Se solicita a la empresa asociar dicha solicitud a una subestación en particular, de manera de evaluar técnica y económicamente su conveniencia.	Zonal D
71	Reemplazo Equipo GIS 110 kV en S/E Lord Cochrane	Enel Distribución Chile S.A.	De acuerdo a lo exigido en Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en su artículo 3 – 23 que dice: <i>“Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán estar equipadas con Sistemas de Protecciones Eléctricas que sean capaces de desconectarlas del SI en forma rápida, oportuna y selectiva, respetando los tiempos máximos de despeje establecidos en el Artículo 5-45, ante la ocurrencia de cortocircuitos entre fases y a tierra”</i> Corresponde a la empresa propietaria de las instalaciones realizar las adecuaciones necesarias para mantener los estándares exigidos por NTSyCS, por lo que no se considera como obra de expansión y no se propone el Reemplazo del Equipo GIS en S/E Lord Cochrane.	Zonal D
72	Nuevo patio 220 kV en Subestación Portezuelo y Normalización Patio 110 kV en Subestación Portezuelo	Coordinador Eléctrico Nacional	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Ampliación en S/E Portezuelo” y “Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo”.	Zonal E
73	Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo	Coordinador Eléctrico Nacional	En análisis de la presente obra se posterga a la espera de la adjudicación de Obra de Expansión Zonal Costera Sur entre Mataquito – Nueva Nirivilo 2x220 kV, la cual definirá la ubicación de la S/E Nueva Nirivilo.	Zonal E
74	Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Nueva Nirivilo – Nueva San Javier	Coordinador Eléctrico Nacional	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E
75	Nueva Subestación Seccionadora Nueva San Javier	Coordinador Eléctrico Nacional	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E
76	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Línea San Javier – Linares Norte	Coordinador Eléctrico Nacional	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E
77	Normalización S/E Nirivilo	Coordinador Eléctrico Nacional	En análisis de la presente obra se posterga a la espera de la adjudicación de Obra de Expansión Zonal Costera Sur entre Mataquito – Nueva Nirivilo 2x220 kV, la cual definirá la ubicación de la S/E Nueva Nirivilo.	Zonal E
78	Aumento de Capacidad de Transmisión de la Línea 1x66 kV Nirivilo-San Javier	Coordinador Eléctrico Nacional	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
79	Extensión de barra en S/E Lebu	Coordinador Eléctrico Nacional	Tomando en consideración el carácter urgente y necesidad de corto plazo se propone que la empresa realice la ejecución de este trabajo mediante una obra menor.	Zonal E
80	Aumento de capacidad de transmisión de la línea 66 kV Temuco – Pumahue (200 m)*	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo al análisis de suficiencia no se visualiza en el corto plazo la necesidad de expansión presentada. Adicionalmente, mediante las simulaciones estocásticas, el proyecto no arroja beneficios sistémicos. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan y el archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta.	Zonal E
81	Normalización de S/E Coronel	Coordinador Eléctrico Nacional	Mediante el análisis de seguridad por CFCD, la obra no genera los beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
82	Normalización de S/E Hualpén	Coordinador Eléctrico Nacional	Se posterga dado que análisis PowerFactory no muestran problemas de seguridad en el sistema ante contingencias en la barra de 154 kV de la subestación al año 2022. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal E
83	Normalización de S/E Charrúa	Coordinador Eléctrico Nacional	Normalización en patio de 66 kV no se paga por CFCD. No obstante, se propone proyecto relacionado denominado “Ampliación en S/E Charrúa”, realizando una doble vinculación del transformador 220/154 kV. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
84	Normalización de S/E Los Ángeles	Coordinador Eléctrico Nacional	Se recomienda postergar la obra. La barra de transferencia en S/E Los Ángeles no otorga ninguna seguridad operativa al sistema. Los análisis indican que es posible abastecer la demanda media, calculada como aquella con un 50% de probabilidad de excedencia, proyectada al 2023 de la zona de Negrete desde la S/E Los Peumos 220/66 kV, incluso suponiendo fuera de servicio toda la generación eólica de esa zona y las centrales Renaico y Alto Renaico. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal E
85	Normalización de S/E Duquenco	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo a los análisis realizados, la obra no se paga por análisis de seguridad por CFCD. Por lo anterior, se recomienda postergar la obra. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
86	Normalización de S/E Temuco	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo a los análisis eléctricos realizados no se ve la necesidad de la obra. Adicionalmente, mediante el análisis de seguridad por CFCD no genera beneficios que justifiquen la incorporación de la obra en el presente plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado y el archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta.	Zonal E
87	Refuerzo líneas Temuco – Pumahue 66 kV	Coordinador Eléctrico Nacional	De acuerdo al análisis de suficiencia no se visualiza en el corto plazo la necesidad de expansión presentada. Adicionalmente, mediante las simulaciones estocásticas, el proyecto no arroja beneficios sistémicos. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan y el archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta.	Zonal E
88	Ampliación S/E Alcones 66 kV	Energía Alcones SpA	La subestación cuenta con espacio en barra para una nueva conexión. Por lo tanto, el proyecto debe realizar la solicitud de conexión al Coordinador Eléctrico Nacional, siendo el paño de conexión a costo del interesado.	Zonal E
89	S/E Rancagua: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	Dado la información proporcionada por la empresa propietaria de la S/E Rancagua, fue repuesto el equipo de transformación quemado por uno nuevo de capacidad 75 MVA. En base a lo anterior, no es necesaria la incorporación de esta obra al plan de expansión toda vez que existe suficiencia y seguridad para la zona.	Zonal E
90	S/E Cachapoal: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
91	Nueva S/E El Guindal 110/15 kV	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, la obra no genera los beneficios operacionales suficientes que permitan su ejecución.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			Adicionalmente, no se observan problemas de suficiencia de S/E Machalí en el corto y mediano plazo. Finalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. Por lo tanto, se propone postergar su análisis. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan, el archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra.	
92	Nueva S/E Rancagua Sur 220/66 kV, Nueva S/E Seccionadora El Olivar y Nueva LT 2x66 kV Rancagua Sur – El Olivar	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, la obra no genera los beneficios operacionales suficientes que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. Sin perjuicio de lo anterior, se propone la obra denominada “Nueva S/E Seccionadora Codegua” que viene a entregar un apoyo para la zona, y que presenta beneficios en todos los escenarios simulados. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal E
93	LT 1x66 kV Alto Jahuel – Buin: Aumento de Capacidad de Transporte	Grupo CGE – CGE S.A.	Obra no se necesita por suficiencia. Los registros de falla históricos proporcionados por la SEC, dan cuenta de una sola falla en la línea por 14 minutos, por lo que al considerar el análisis de seguridad por CFCD no se justifica económicamente la inclusión de la obra, toda vez que dicho análisis no otorga beneficios económicos.	Zonal E
94	S/E Alto Jahuel: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo al análisis eléctrico realizado, no se visualiza la necesidad la necesidad de incluir la obra por razones de suficiencia, hasta al menos el año 2026, tomando en cuenta la proyección de demanda de los consumos de S/E Buin abastecidos desde S/E Alto Jahuel. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación.	Zonal E
95	S/E Itahue: Refuerzo Sección N°1 Barra 66 kV	Grupo CGE – CGE S.A.	Se recomienda postergar el refuerzo de la barra 1 de la S/E Itahue, pues la transferencia de paños para mantenimiento debiera ser realizada cuando las condiciones operativas así lo permitan, es decir en condiciones de demanda baja y/o con generación local (Central San Ignacio). En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan	Zonal E
96	Nueva LT 1x66 kV Itahue - Parronal	Grupo CGE – CGE S.A.	Si bien se observan que los flujos de dicha línea alcanzarían niveles cercanos a su capacidad de transmisión al año 2022 considerando demanda máxima coincidente en la zona, estas se alivian con la entrada en operación de la nueva S/E Hualañé, lo que dará una solución estructural en términos de suficiencia y seguridad del tramo analizado.	Zonal E
97	S/E Parronal: Nuevo BBCC 13.8 kV - 2.5 MVar	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo con los registros de Potencia Activa y Potencia Reactiva en el nivel de tensión de 13,8 kV en la S/E Parronal para el año 2017, el factor de potencia de la demanda está siempre dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, y por lo tanto, no se observa necesidad de instalar este nuevo equipo. Adicionalmente, el año 2023 se espera la entrada en operación de la S/E Hualañé 220/66, la cual soluciona los eventuales problemas de control de tensión en la zona.	Zonal E
98	S/E Hualañé: Nuevo BBCC 13.8 kV - 2.5 MVar	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo con los registros de Potencia Activa y Potencia Reactiva en el nivel de tensión de 13,8 kV en la S/E Hualañé para el año 2017, el factor de potencia de la demanda está siempre dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, y por lo tanto, no se observa necesidad de instalar este nuevo equipo. Adicionalmente, el año 2023 se espera la entrada en operación de la S/E Hualañé 220/66, la cual soluciona los eventuales problemas de control de tensión en la zona.	Zonal E
99	S/E San Rafael: Aumento de Capacidad de Transformación y Seccionamiento de la 2x66 kV Itahue - Talca	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
100	LT 2x66 kV Itahue-Talca: Aumento de Capacidad de Transporte	Grupo CGE – CGE S.A.	Se posterga la obra, toda vez que la línea actual permite dar suficiencia en el corto plazo. Se recomienda analizar una alternativa que otorgue una solución estructural en términos de suficiencia y seguridad considerando las proyecciones de demanda para la zona.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			Adicionalmente, el análisis estocástico de la obra, no arroja beneficios de costos operacionales y falla al sistema. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	
101	S/E Ranguilí: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante el análisis de seguridad por CFCD no existen fallas que puedan ser consideradas en la evaluación, por consiguiente no otorga beneficios mediante la metodología CFCD. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación.	Zonal E
102	LT 1x66 kV Chillán – Monterrico: Aumento de Capacidad de Transporte	Grupo CGE – CGE S.A.	El análisis de seguridad muestra que el año 2022 es posible respaldar toda la potencia radial a Chillán 66 kV utilizando las líneas 1x66 kV Chillán – Monterrico y 1x66 kV Chillán – Tap El Nevado, incluso en escenario de demanda máxima coincidente para la zona. Por otra parte, la obra se evaluó también mediante simulaciones estocásticas, sin embargo no entrega beneficios que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión, tanto presentada individualmente, como en conjunto con las propuestas “LT 1x66 kV Charrúa – Chillán: Aumento de Capacidad de Transporte” y “Nueva S/E Chillán Viejo 66/15 kV”. En anexos se adjunta archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta y evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal E
103	LT 1x66 kV Charrúa– Chillán: Aumento de Capacidad de Transporte	Grupo CGE – CGE S.A.	El análisis de seguridad muestra que el año 2022 es posible respaldar toda la potencia radial a Chillán 66 kV utilizando las líneas 1x66 kV Chillán – Monterrico y 1x66 kV Chillán – Tap El Nevado, incluso en escenario de demanda máxima coincidente para la zona. Por otra parte, la obra se evaluó también mediante simulaciones estocásticas, sin embargo no entrega beneficios que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión, tanto presentada individualmente, como en conjunto con las propuestas “LT 1x66 kV Chillán – Monterrico: Aumento de Capacidad de Transporte” y “Nueva S/E Chillán Viejo 66/15 kV”. En anexos se adjunta archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta y evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal E
104	Nueva S/E Chillán Viejo 66/15 kV	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a los análisis de la zona, se requiere alguna obra que permita abastecer la demanda de la S/E Santa Elvira, sin embargo se recomienda a la empresa abastecer los nuevos crecimientos de la zona mediante los nuevos equipos de transformación de la S/E Chillán incluidos en planes de expansión anteriores.	Zonal E
105	S/E Coronel: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
106	S/E Escuadrón: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
107	S/E Lautaro: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Además, se solicita a la empresa promotora envíen los antecedentes fehacientes que justifiquen los crecimientos explosivos en M.T. de acuerdo a lo informado en propuesta. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación.	Zonal E
108	S/E Parral: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
109	S/E Pillanlelbún: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. Además, se solicita a la empresa promotora envíen los antecedentes fehacientes que justifiquen los crecimientos explosivos en M.T. de acuerdo a lo informado en su propuesta. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
110	S/E Victoria: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. Además, se solicita a la empresa promotora envíen los antecedentes fehacientes que justifiquen los crecimientos explosivos en M.T. de acuerdo a lo informado en propuesta. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
111	S/E San Miguel: Aumento de Capacidad de Transformación y Seccionamiento de la LT 1x66 kV Maule - Talca	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a los análisis de la zona, se requiere alguna obra que permita abastecer la demanda de la S/E San Miguel, sin embargo se recomienda a la empresa abastecer los nuevos crecimientos de la zona mediante los nuevos equipos de transformación de la S/E Talca.	Zonal E
112	S/E Barros Arana y Línea Río Toltén - Barros Arana 110 kV	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	De acuerdo a los análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
113	S/E Yumbel y Línea Cabrero - Yumbel 66 kV	Grupo Saesa - Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	La obra no es necesaria por suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
114	S/E Alto del Río	LuzLinares S.A.	La obra no es necesaria por suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
115	S/E Los Batros	LuzLinares S.A.	La obra no es necesaria por suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
116	Transformador de Reserva 25 MVA S/E Yervas Buenas	LuzLinares S.A.	La obra no es necesaria por suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
117	S/E Buli	LuzParral S.A.	La obra no es necesaria por suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
118	Transformador de Reserva 30 MVA Longaví	LuzParral S.A.	La obra no es necesaria por suficiencia en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
119	Aumento de Potencia T1 a 20 MVA S/E San Gregorio	LuzParral S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
120	Ampliación en S/E Alto Jahuel 110 kV	Transelec S.A.	Mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. Se posterga su análisis y se recomienda una búsqueda de una solución estructural para la zona.	Zonal E
121	Nuevo Transformador 110/66 kV en S/E Alto Jahuel	Transelec S.A.	De acuerdo al análisis eléctrico realizado, no se visualiza la necesidad la necesidad de incluir la obra por razones de suficiencia, hasta al menos el año 2026, tomando en cuenta la proyección de demanda de los consumos de S/E Buin abastecidos desde S/E Alto Jahuel. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación.	Zonal E
122	Proyecto Litueche	Transelec S.A.	Se proponen los proyectos “Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo”, “Ampliación en S/E Portezuelo” y “Nueva S/E Seccionadora Litueche”, que otorgan una solución alternativa y con mayores beneficios operacionales al Proyecto Litueche.	Zonal E
123	Nueva Línea 1x110 kV Litueche - Portezuelo	Transelec S.A.	Se proponen los proyectos “Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo”, “Ampliación en S/E Portezuelo” y “Nueva S/E Seccionadora Litueche”, que otorgan una solución alternativa y con mayores beneficios operacionales a la Nueva Línea 1x110 kV Litueche-Portezuelo.	Zonal E
124	Subestación Nueva Machalí	Transelec S.A.	De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, la obra no genera los beneficios operacionales suficientes que permitan su ejecución. Se propone postergar su análisis. De la revisión de la demanda máxima coincidente de S/E Cachapoal y S/E Machalí, se observa que tanto la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal y 1x66 Cachapoal – Machalí cumplen con criterio de suficiencia hasta al menos el año 2030. Sin perjuicio de lo anterior, la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal no presenta criterio de seguridad N-1. Con todo, dado que no se han registrado fallas en esa línea en los últimos 5 años, se desprende que por evaluación de CFCD, la obra no se justifica económicamente. En anexos se adjunta evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal E
125	Nueva Línea 2x66 kV Mataquito - Villa Prat	Transelec S.A.	En análisis de la presente obra se posterga a la espera de la adjudicación de Obra de Expansión Zonal Costera Sur entre Itahue – Mataquito 2x220 kV, la cual definirá la ubicación de la S/E Mataquito.	Zonal E
126	Aumento de Capacidad de Línea 66 kV Nirivilo – San Javier	Transelec S.A.	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E
127	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo	Transelec S.A.	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E
128	Nueva Línea Constitución – La Palma	Transelec S.A.	En el presente Plan de Expansión se proponen para la zona, las obras alternativas denominadas “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito” y “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – La Palma, tendido del primer circuito”.	Zonal E
129	Ampliación Charrúa 154 kV y 66 kV	Transelec S.A.	Ampliación propuesta no se paga por evaluación mediante CFCD. No obstante, se propone proyecto relacionado denominado “Ampliación en S/E Charrúa”, realizando una doble vinculación del transformador 220/154 kV. En anexos se adjunta evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal E
130	Ampliación S/E Concepción 220 kV y 154 kV	Transelec S.A.	Se posterga dado que análisis PowerFactory no muestran problemas de seguridad en el sistema ante contingencias en el conjunto línea-transformador en S/E Concepción al año 2022. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal E
131	Ampliación S/E Hualpén 154 kV	Transelec S.A.	Se posterga dado que análisis PowerFactory no muestran problemas de seguridad en el sistema ante contingencias en la barra de 154 kV de la subestación al año 2022. En anexos se adjunta archivo PowerFactory con el análisis realizado en el presente Plan.	Zonal E
132	Nueva LT 1x66 kV Padre de Las Casas - Licanco	Grupo CGE – CGE S.A.	De acuerdo a los proyectos propuestos para la zona en Decreto Exento N°418 asociada a la expansión de transmisión zonal, no es necesaria su ejecución.	Zonal F

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
133	S/E Padre de las Casas: Aumento de Capacidad de Transformación	Grupo CGE – CGE S.A.	La subestación no supera un 90% de su capacidad en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, mediante análisis de seguridad por CFCD la obra no genera beneficios que justifiquen su incorporación al presente plan de expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal F
134	Normalización de S/E Pilauco	Coordinador Eléctrico Nacional	La S/E Pilauco cumple con las exigencias normativas para niveles de tensión mayores a 200 kV por lo que no es necesario la ejecución de la obra. Adicionalmente la obra se evaluó mediante simulaciones estocásticas, sin embargo no entrega beneficios que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta y evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal F
135	S/E Pilauco	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	La S/E Pilauco cumple con las exigencias normativas para niveles de tensión mayores a 200 kV por lo que no es necesario la ejecución de la obra. Adicionalmente la obra se evaluó mediante simulaciones estocásticas, sin embargo no entrega beneficios que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta y evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal F
136	S/E Rahue	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	La S/E Rahue cumple con las exigencias normativas para niveles de tensión mayores a 200 kV por lo que no es necesario la ejecución de la obra. Esta obra se evaluó en conjunto con la obra en S/E Pilauco. En anexos se adjunta archivo PowerFactory asociado al análisis eléctrico de la obra propuesta y evaluación económica mediante simulaciones estocásticas del proyecto, realizada en el presente Plan.	Zonal F
137	S/E Cholguán	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Considerando las exigencias normativas y los registros históricos de falla de la SEC de las líneas de transmisión existentes, no hace necesario su propuesta en el presente Plan de Expansión. En anexos, se adjuntan los registros históricos de falla de la SEC y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal F
138	S/E Llanquihue	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obra original aprobada por el Coordinador y autorizada por la CNE consideraba la normalización de su conexión a la futura S/E Tineo, actualmente en construcción. En base a lo anterior, la empresa deberá regularizar su conexión a la S/E Tineo 220 kV.	Zonal F
139	S/E Valdivia: Construcción Nuevo Paño B3	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obra se requiere para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a las exigencias de la normativa técnica vigente, por lo que debe ser ejecutada por la empresa de acuerdo a lo establecido en el artículo 89° de la ley.	Zonal F
140	S/E Valdivia: Cambio Voltaje Transformador T2 66/13,2 kV a 66/23 kV	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Tomando en consideración el carácter urgente y necesidad de corto plazo se propone que la empresa realice la ejecución de este trabajo mediante una obra menor.	Zonal F
141	S/E Los Tambores: Normalización Paños de Línea B1 y B2	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obra se requiere para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a las exigencias de la normativa técnica vigente, por lo que debe ser ejecutada por la empresa de acuerdo a lo establecido en el artículo 89° de la ley.	Zonal F
142	S/E Puerto Varas: Habilitación Nuevos Paños Alimentadores 23 kV	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Tomando en consideración el carácter urgente y necesidad de corto plazo se propone que la empresa realice la ejecución de este trabajo mediante una obra menor.	Zonal F
143	S/E Los Muermos y línea El Empalme - Los Muermos 110 kV	Grupo Saesa – Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Tomando en consideración la demanda máxima proyectada de la zona de Los Muermos y las transferencias de carga entre las subestaciones existentes y futura, el proyecto no entrega beneficios mediante análisis de Costo de Falla de Corta Duración que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal F
144	Proyecto S/E Lago Ranco	Grupo Saesa – Sistema de	Tomando en consideración la demanda máxima proyectada de las zonas de Lago Ranco y Rio Bueno y las transferencias de carga entre las subestaciones existentes y futura, el proyecto no entrega beneficios mediante análisis de	Zonal F

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
		Transmisión del Sur S.A.	Costo de Falla de Corta Duración que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	
145	S/E Licán Ray: Opción N°1	Grupo Saesa - Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Tomando en consideración la demanda máxima proyectada de las zonas de Licán Ray y Coñaripe y las transferencias de carga entre las subestaciones existentes y futura, el proyecto no entrega beneficios mediante análisis de Costo de Falla de Corta Duración que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	Zonal F
146	S/E Licán Ray: Opción N°2	Grupo Saesa - Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Tomando en consideración la demanda máxima proyectada de las zonas de Licán Ray y Coñaripe y las transferencias de carga entre las subestaciones existentes y futura, el proyecto no entrega beneficios mediante análisis de Costo de Falla de Corta Duración que permitan justificar económicamente su ejecución en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta archivo de proyección de demanda por subestación y evaluación por CFCD con el análisis realizado para la obra en el presente Plan.	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 Conexión 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>
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>(1.1+1.2+1.3+1.4)</b>
1.1	Ingeniería	\$
1.2	Instalación de Faenas	\$
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	\$
1.4	Intervención de Instalaciones dedicadas	\$
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>(2.1+2.2+2.3+2.4+2.5+2.6)</b>
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	\$
<b>3</b>	<b>Monto Contrato</b>	<b>(1+2)</b>
<b>4</b>	<b>Intereses Intercalarios</b>	<b>\$</b>
	<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>(3+4)</b>

### 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 ubicación 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:

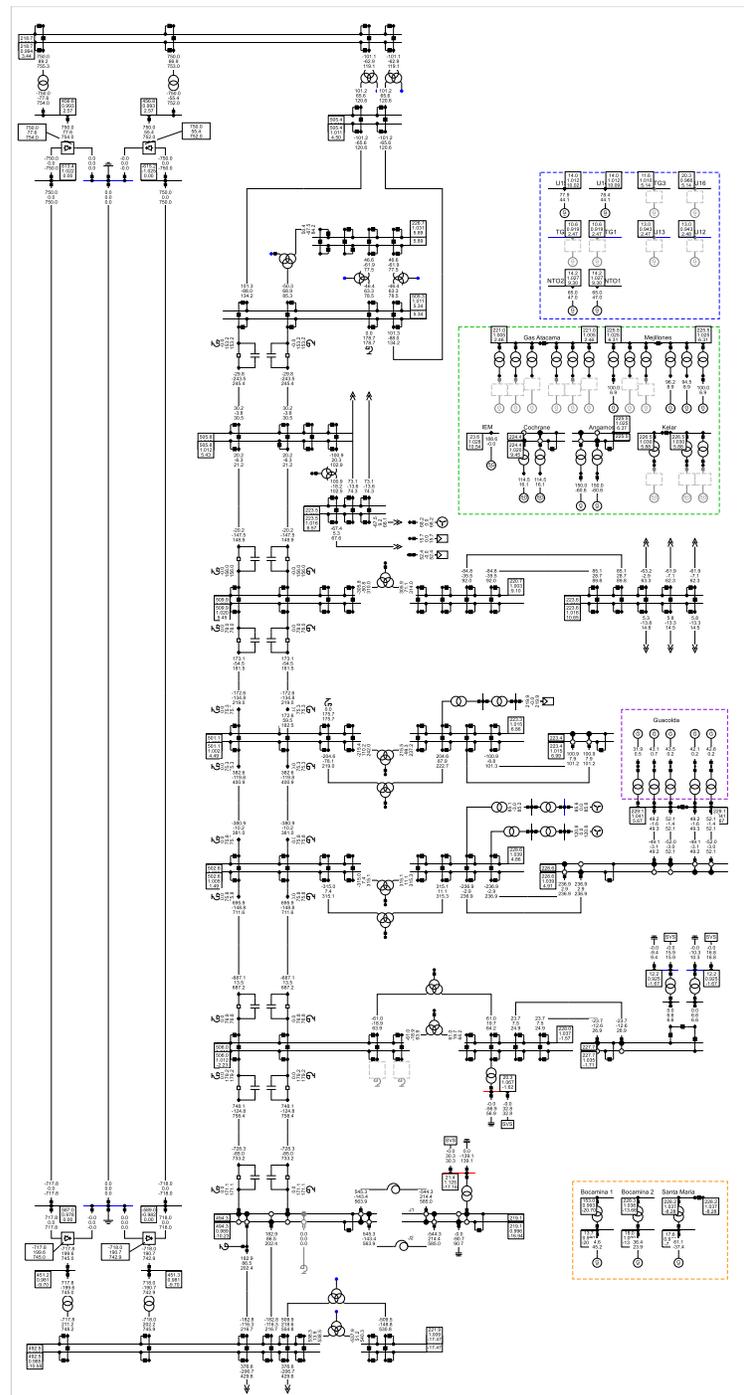
- VF=Valor Futuro
- I=Inversión total del periodo “i”
- T=total de periodos
- r=tasa de interés

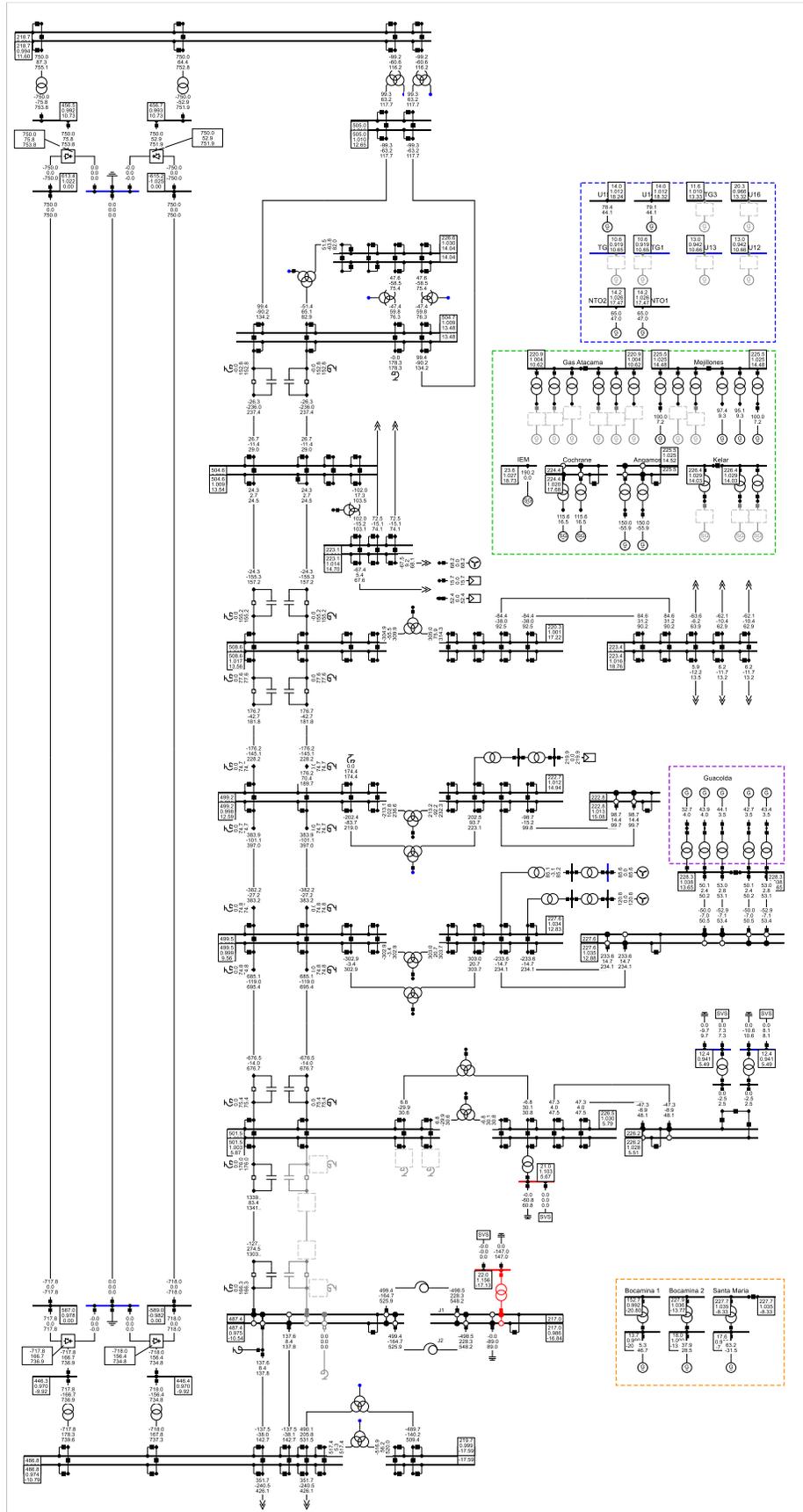
#### **10.1.6 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN (COMA).**

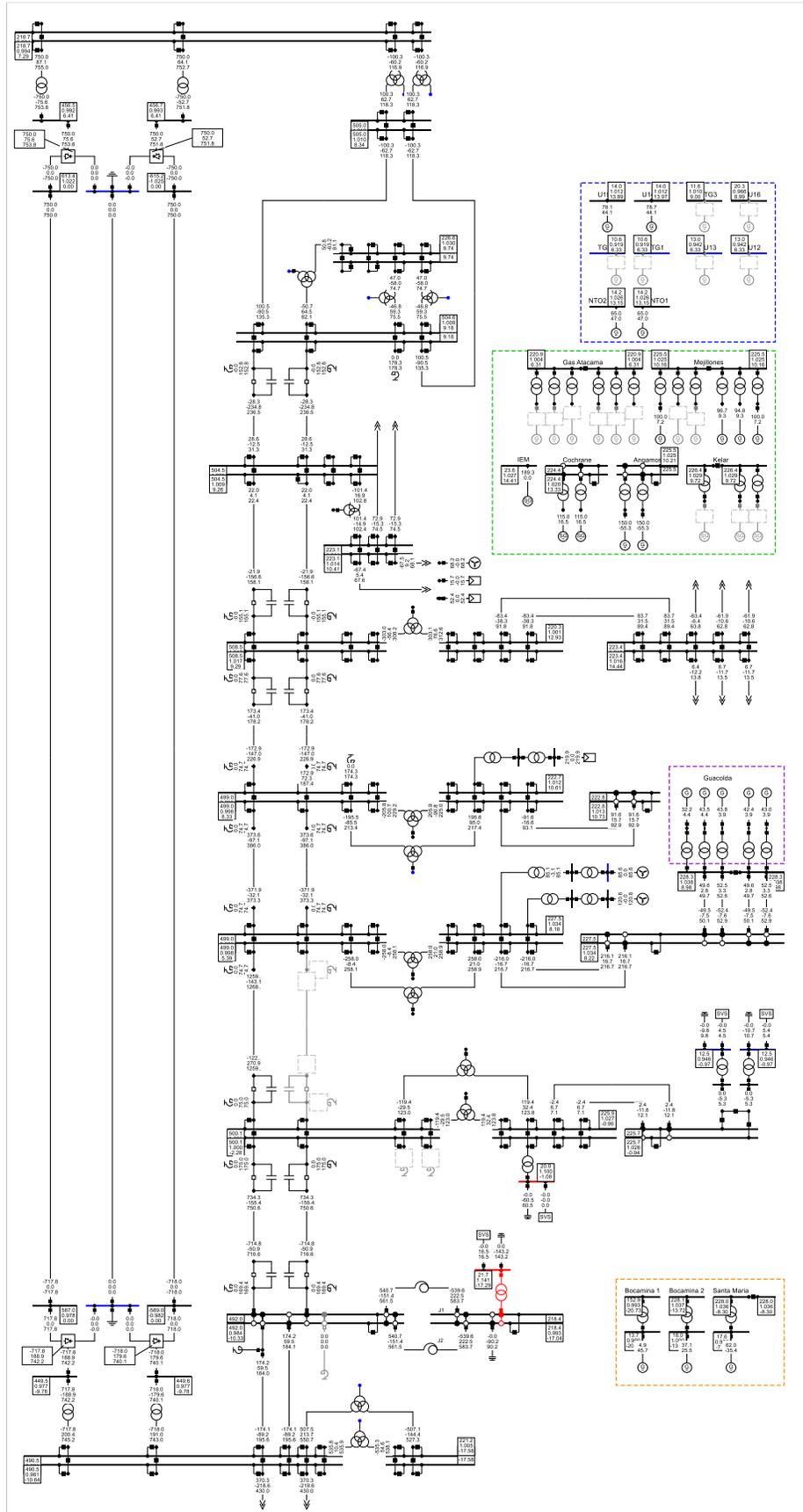
Para la estimación del COMA se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.

## 11 ANEXO 3: ESTABILIDAD DE SISTEMA HVDC

Se presentan diagramas unilineales del sistema de 500 kV entre las SS/EE Lo Aguirre y Kimal, junto con el nuevo enlace HVDC para cada una de las simulaciones realizadas y desarrolladas en el numeral 7.1.3.

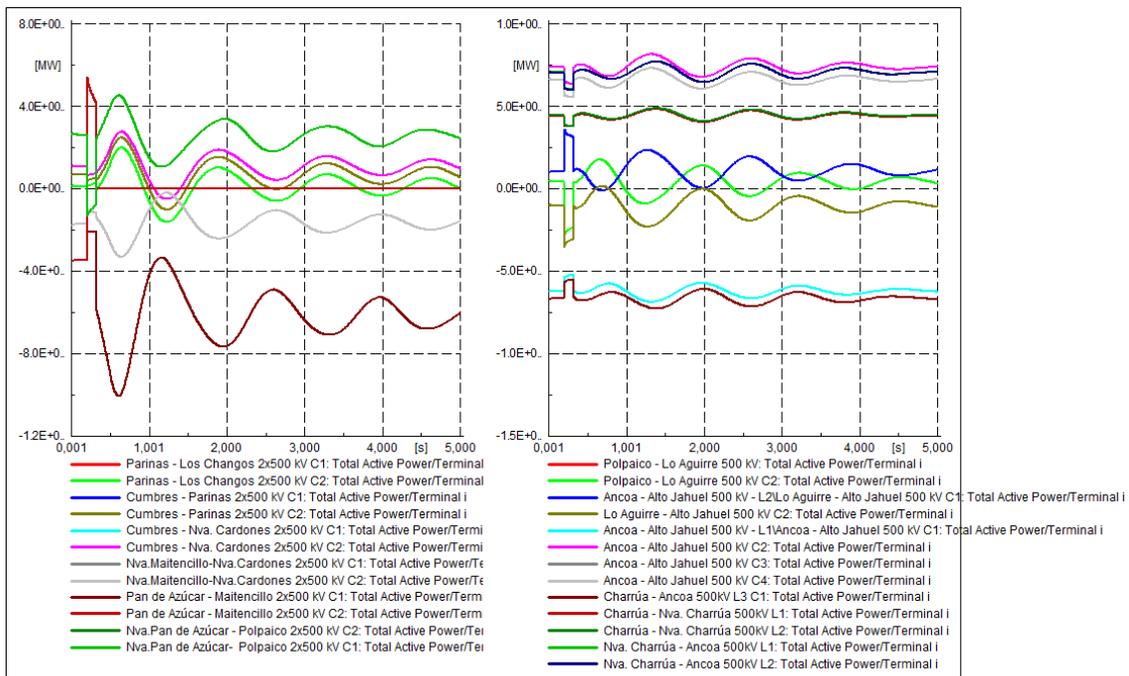
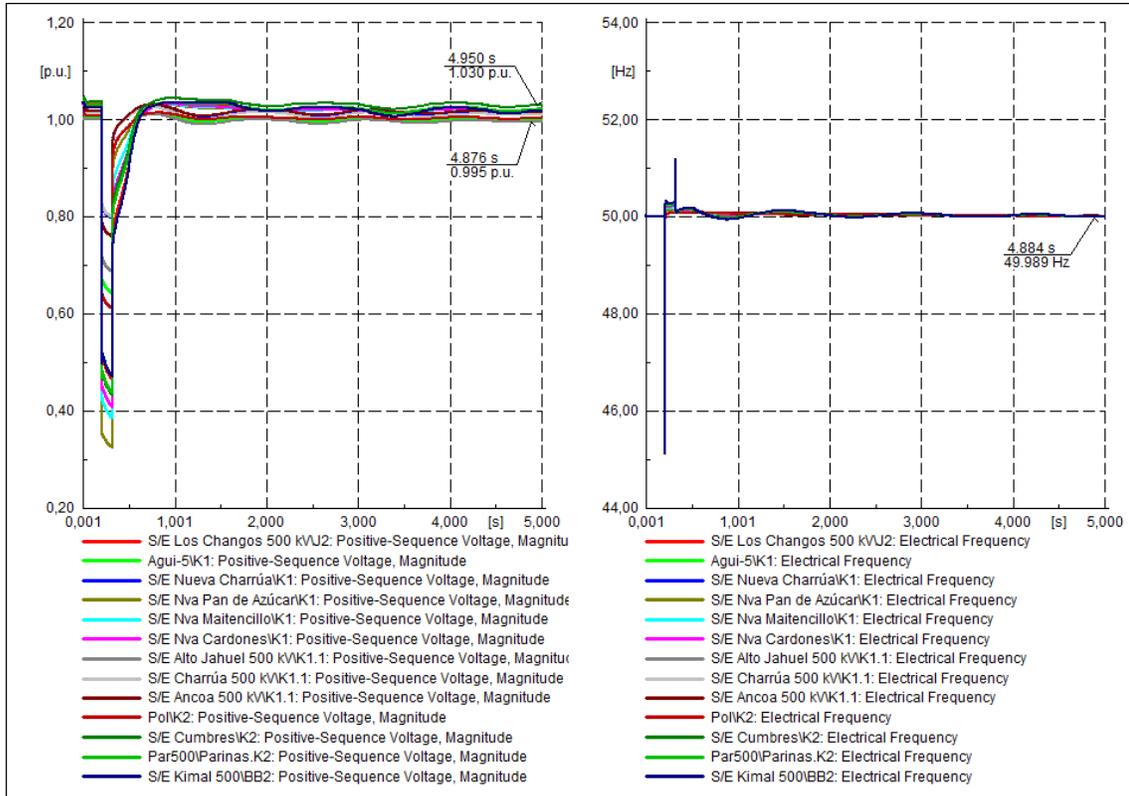




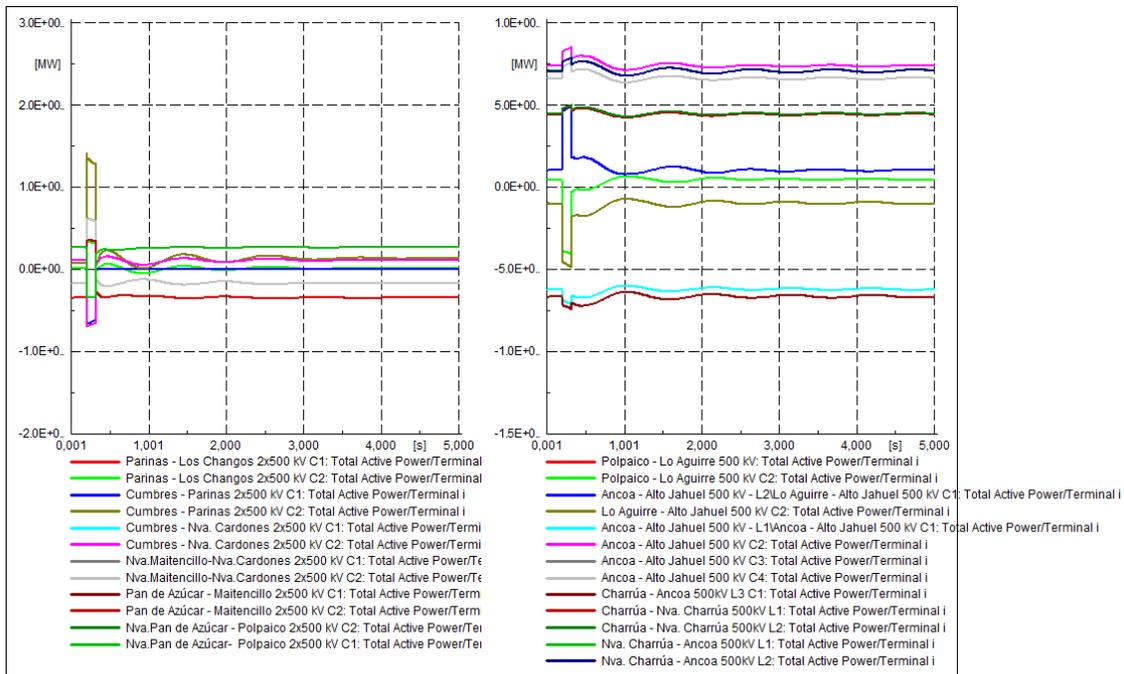
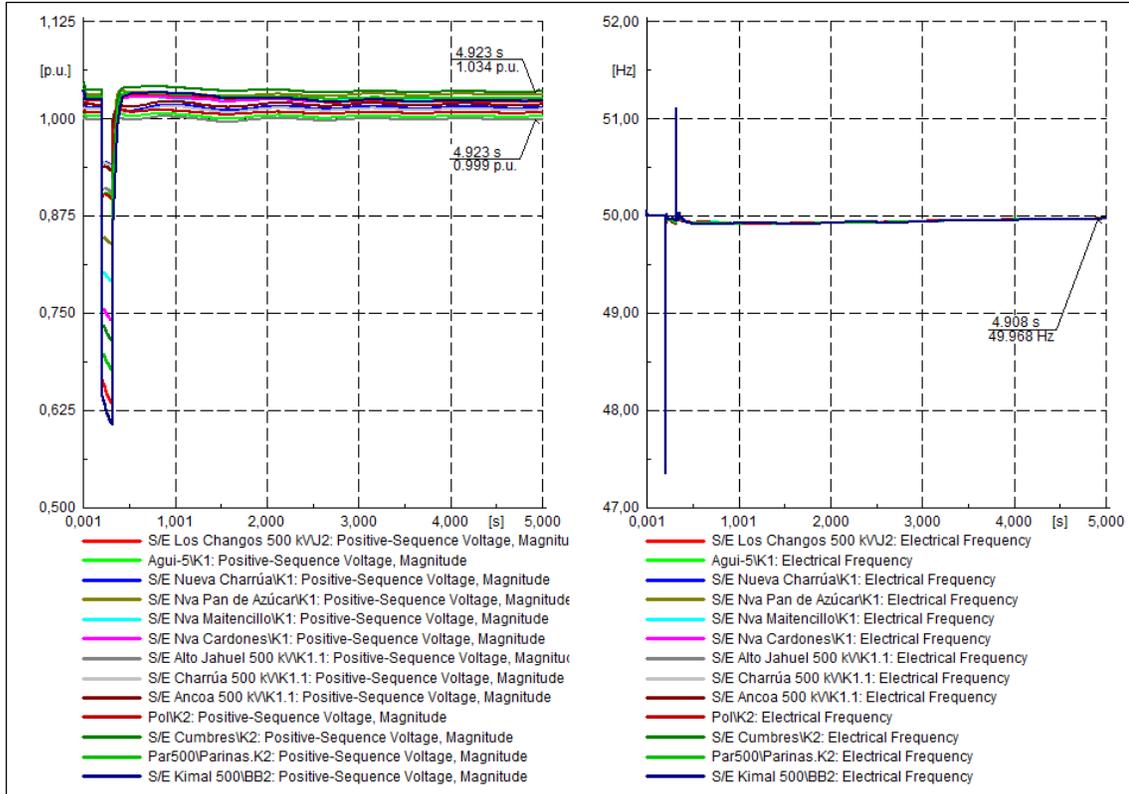




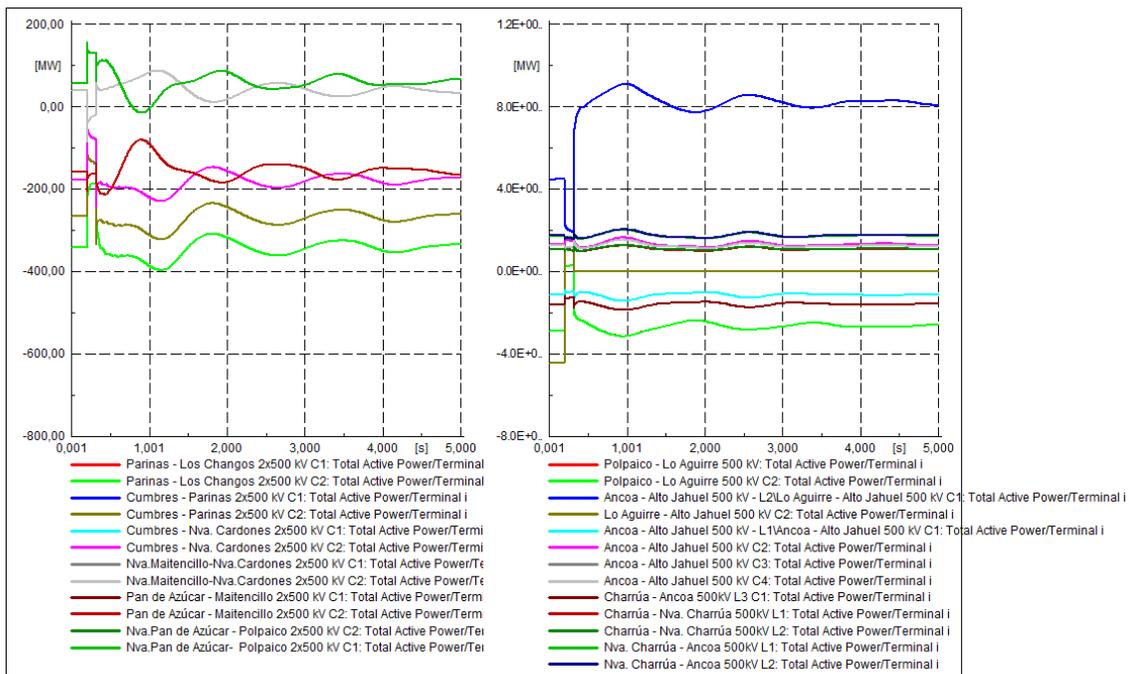
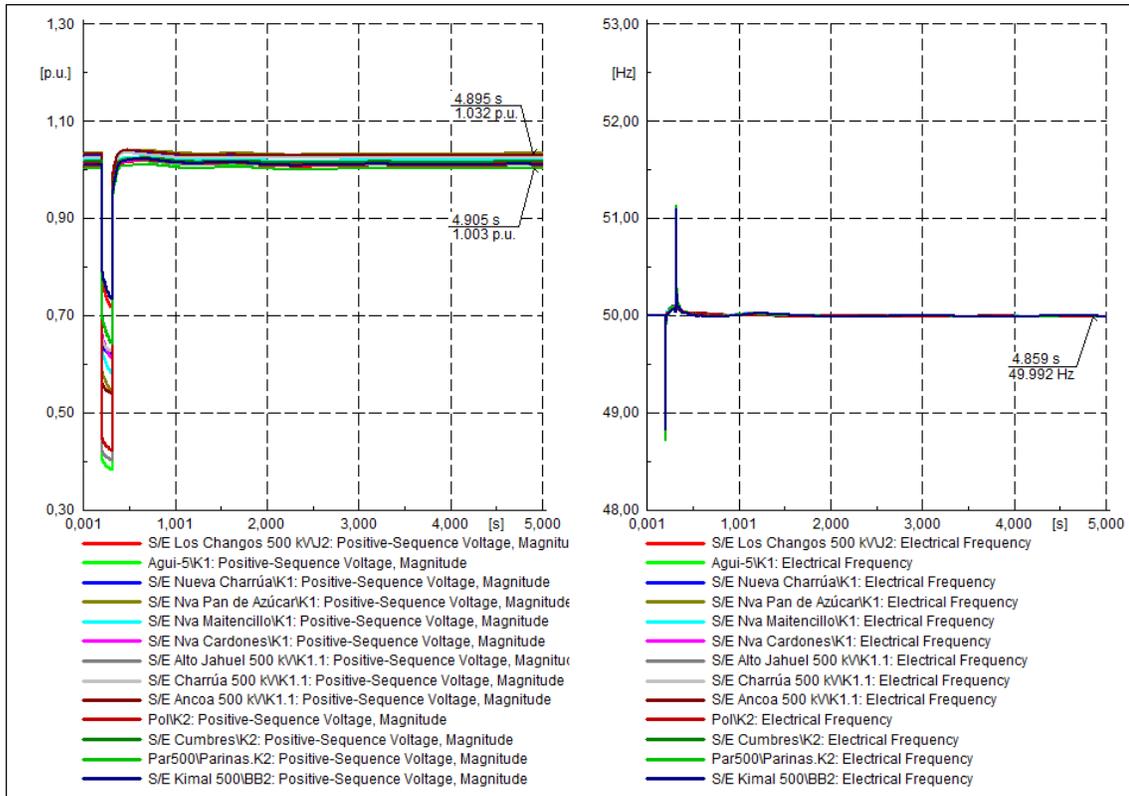
## 11.1 RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2X500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – MAITENCILLO, CIRCUITO 2



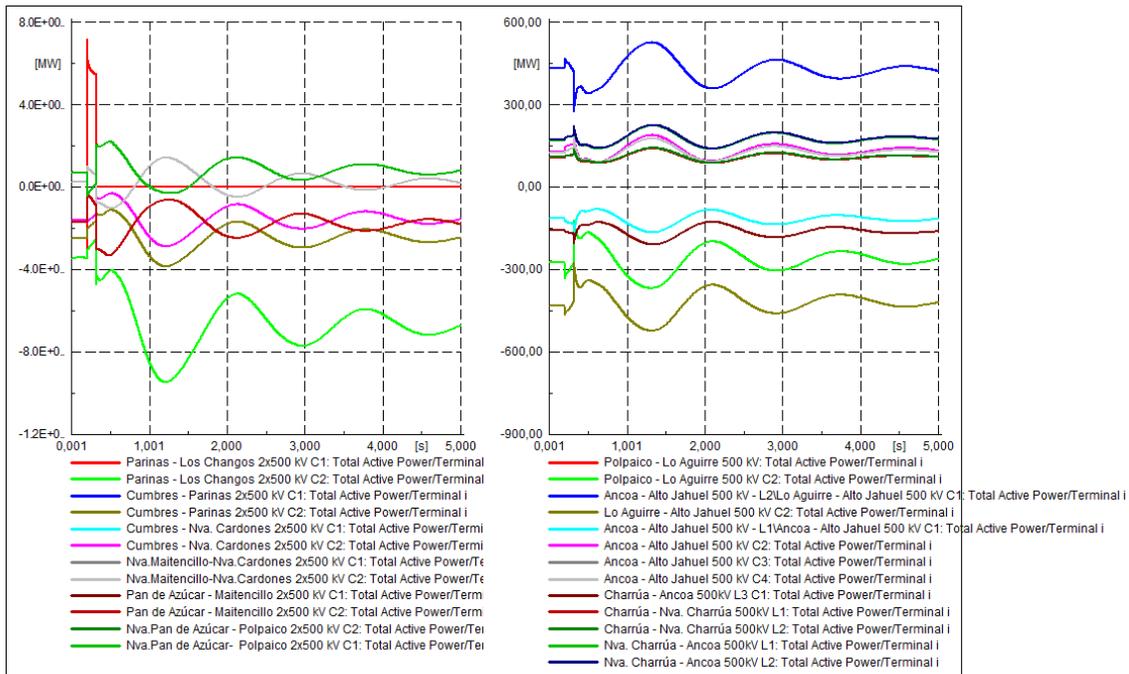
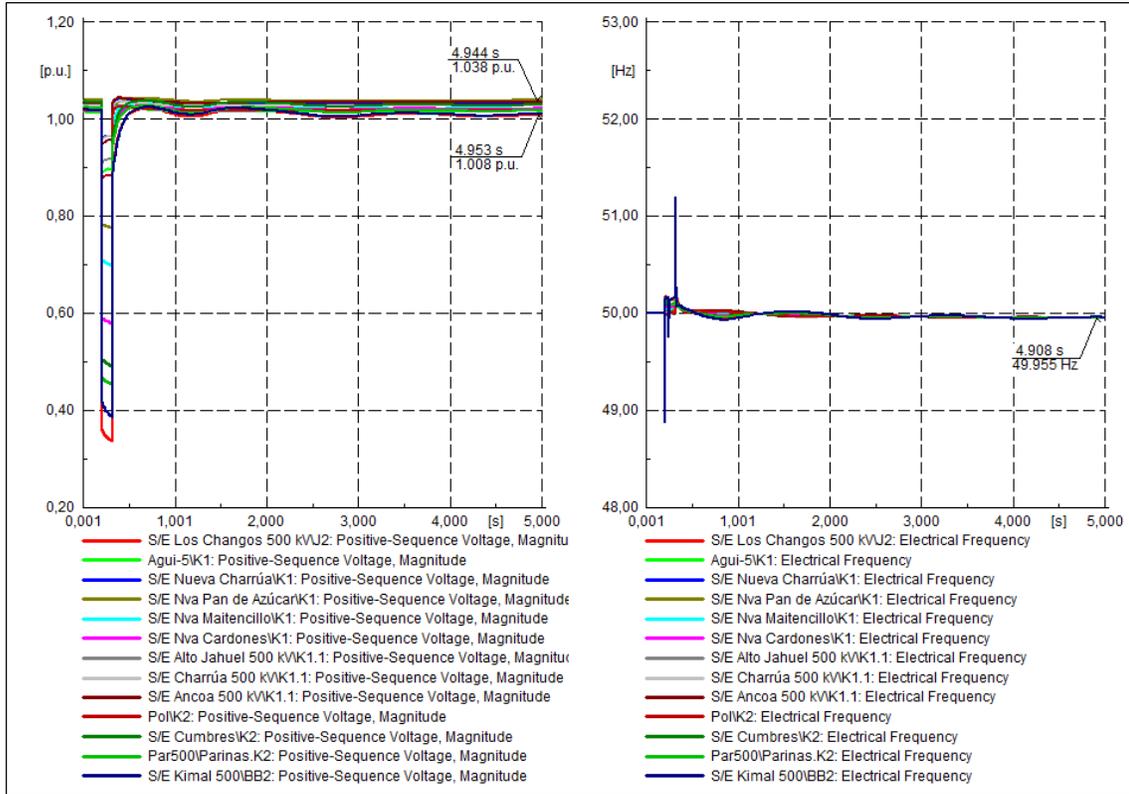
## 11.2 RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2X500 KV PARINAS – CUMBRES, CIRCUITO 1



## 11.3 RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2X500 KV LO AGUIRRE – ALTO JAHUEL, CIRCUITO 2



## 11.4 RESULTADOS PARA EL CORTOCIRCUITO EN LA LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS, CIRCUITO 1



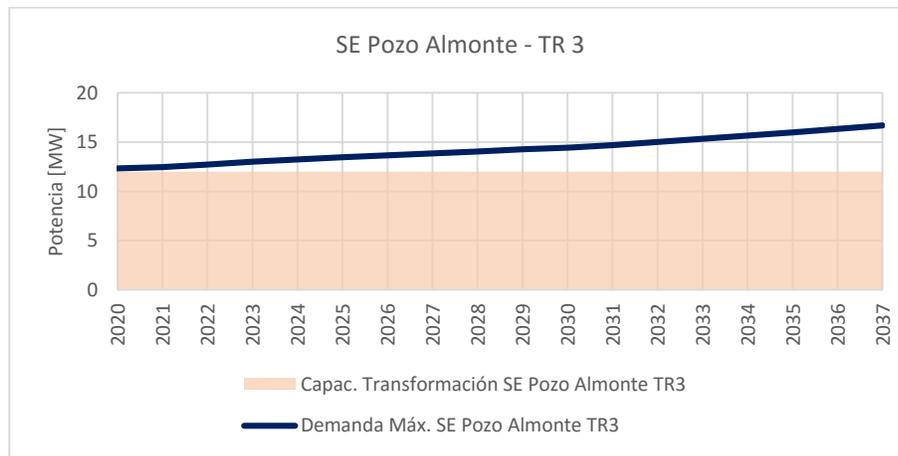
## 12 ANEXO 4: GRÁFICOS

### 12.1 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 7.5.

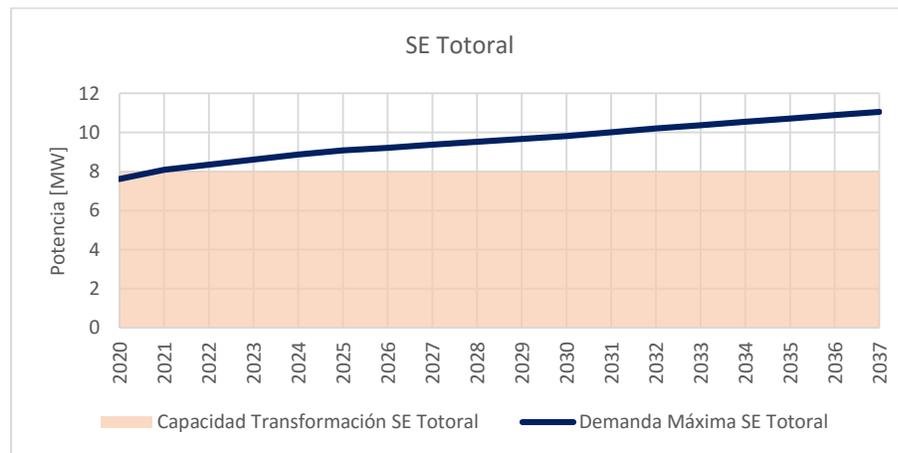
#### SISTEMA A

Gráfico 62: Evolución Transformadores Terminales Sistema A



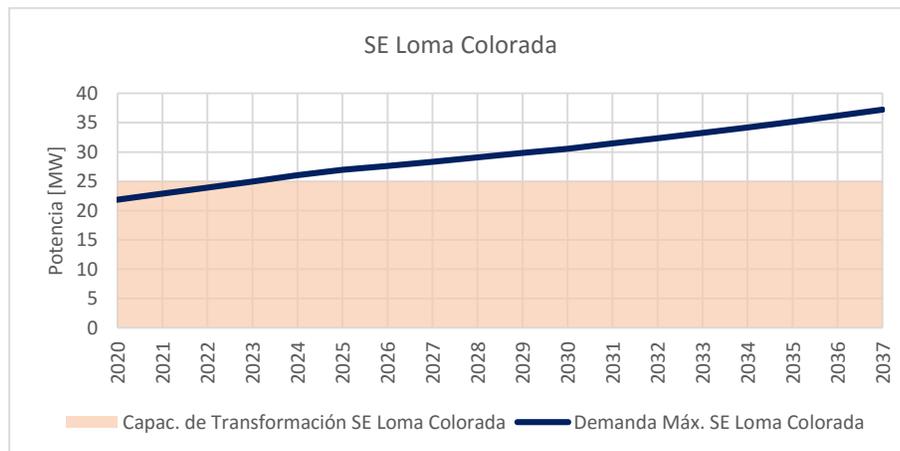
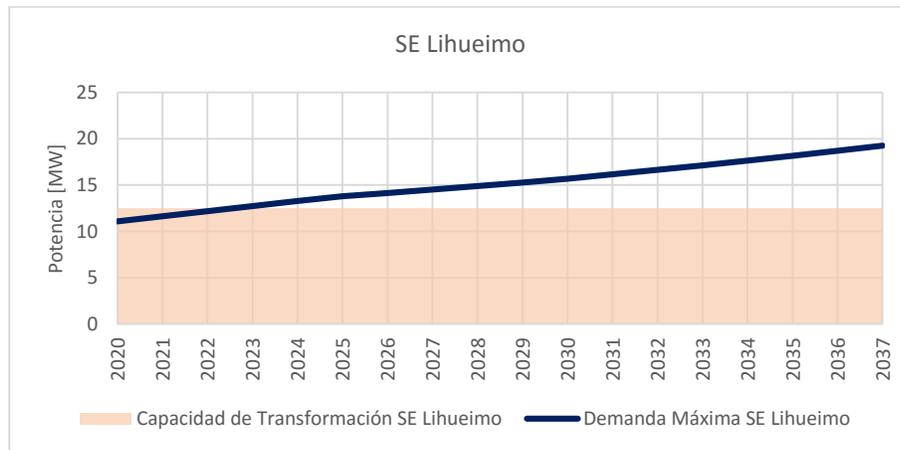
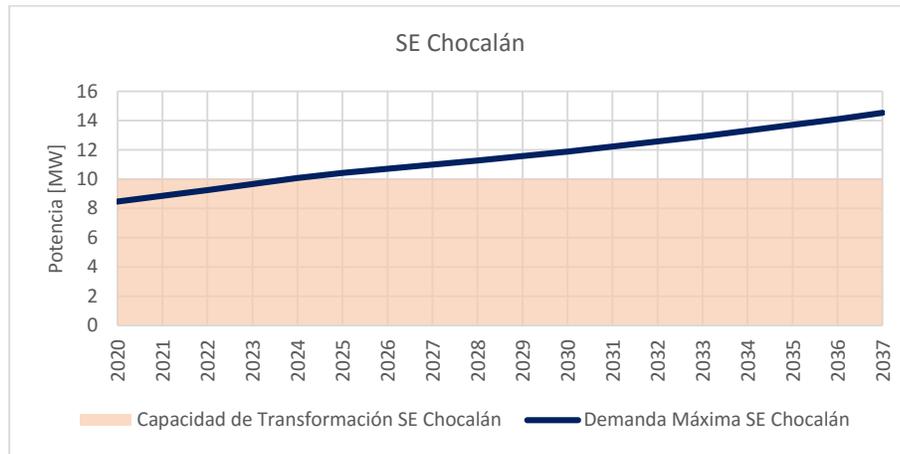
#### SISTEMA C

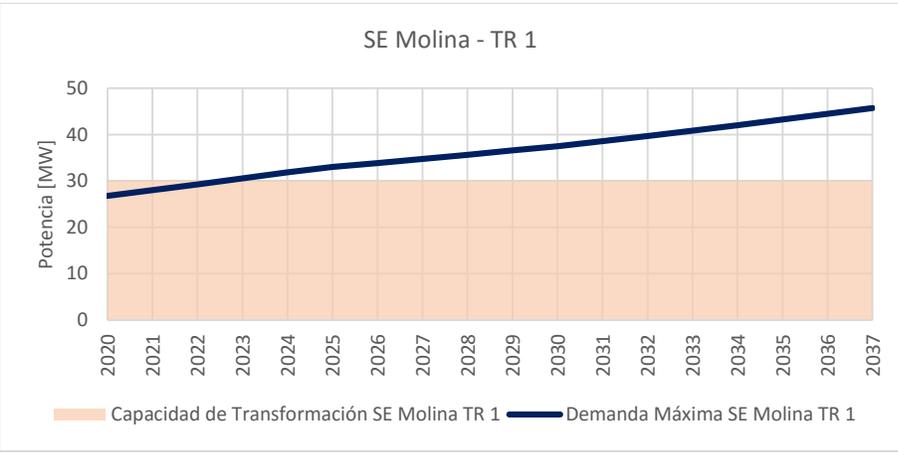
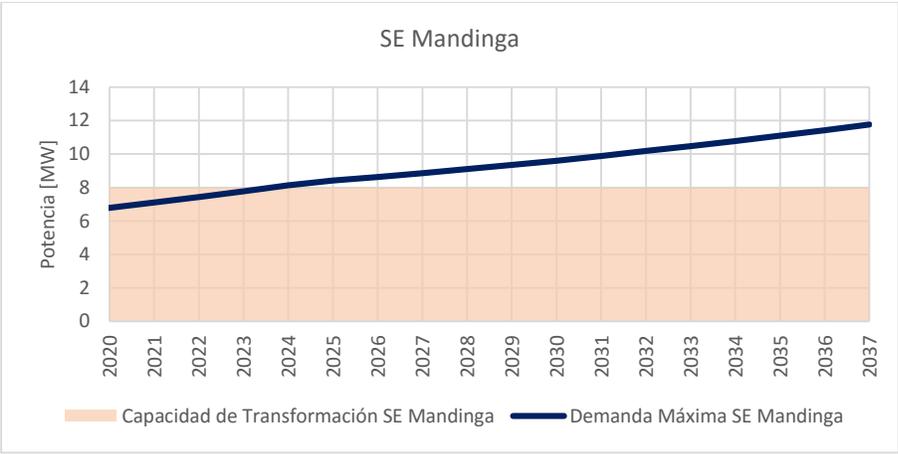
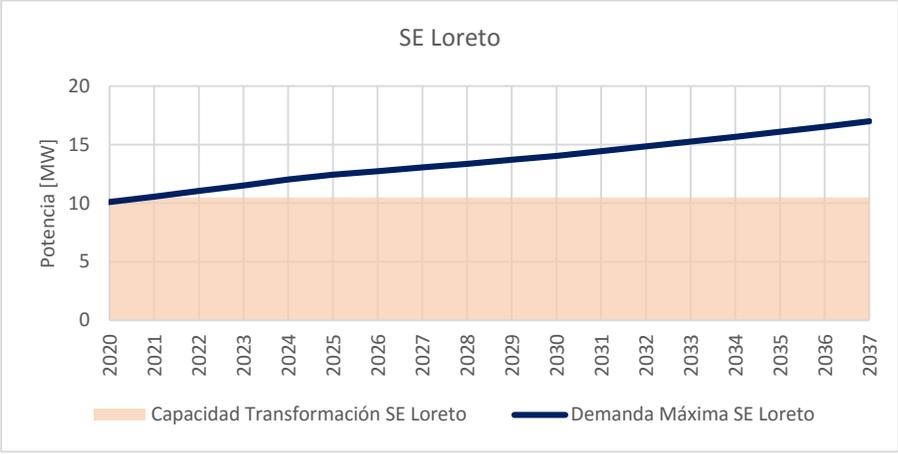
Gráfico 63: Evolución Transformadores Terminales Sistema C

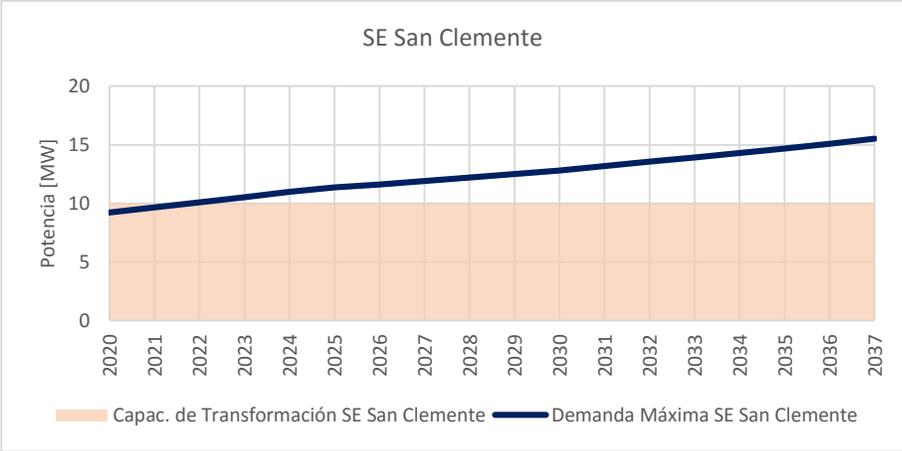
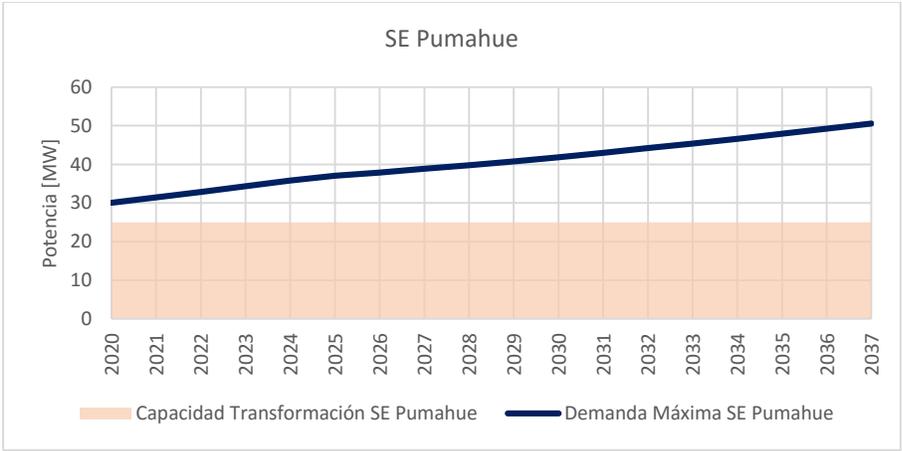
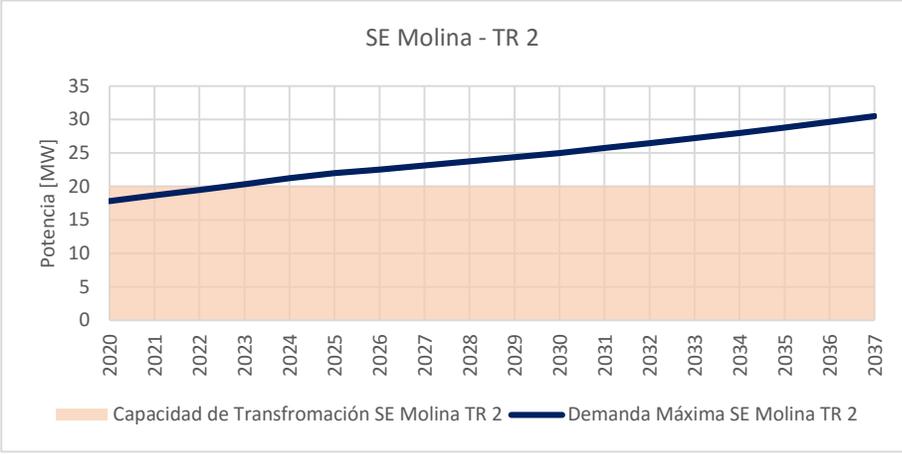


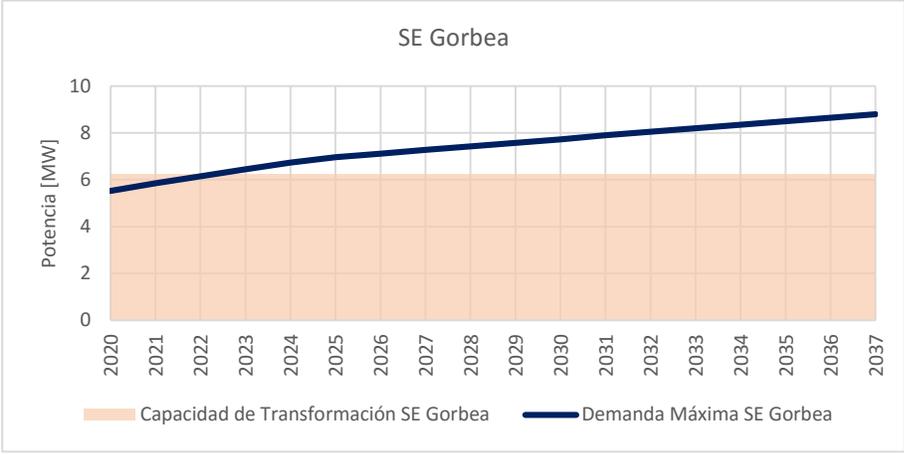
## SISTEMA E

Gráfico 64: Evolución Transformadores Terminales Sistema E









## 13 ANEXO 5: PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

Se detallan los planes de obra en generación utilizados.

**Tabla 83: Fecha de Entrada de los Planes de Obra de Generación por escenario, periodo 2026 a 2038.**

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
GNL_CC	GNL_CC_Dalmagro I	Nueva Diego de Almagro 220			Ene-34		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli I	Pichirropulli 220		Ene-28	Ene-26	Ene-26	Ene-28
Hidro Pasada	HP Pichirropulli II	Pichirropulli 220		Ene-30	Ene-27		Ene-30
Hidro Pasada	HP Pichirropulli III	Pichirropulli 220		Ene-31	Ene-30		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli IV	Pichirropulli 220			Ene-33		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli V	Pichirropulli 220			Ene-35		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli VI	Pichirropulli 220			Ene-38		
Hidro Pasada	Pasada-Los Peumos I	Los Peumos 220	Ene-26				
Hidro Pasada	Pasada-Mulchén I	Mulchén 220	Ene-26				
Eólica	Eólica-Hualqui I	Hualqui 220	Ene-26	Ene-30	Ene-27		
Eólica	Eólica-Los Peumos I	Los Peumos 220	Ene-26	Ene-30	Ene-28		
Eólica	Eólica-Los Varones I	Los Varones 066			Ene-26		
Eólica	Eólica-Los Varones I	Los Varones 220	Ene-26	Ene-30			
Eólica	Eólica-Mulchén I	Mulchén 220	Ene-26	Ene-30	Ene-33		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud I	Nueva Ancud 220	Ene-26	Ene-30	Ene-27		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220	Ene-26	Ene-30	Ene-27		
Eólica	Eólica-Parinas I	Parinas 220	Ene-26	Ene-30	Ene-27		
Eólica	Eólica-Hualqui II	Hualqui 220	Ene-27	Ene-32	Ene-28		
Eólica	Eólica-Los Peumos II	Los Peumos 220	Ene-27	Ene-32	Ene-30		
Eólica	Eólica-Los Varones II	Los Varones 066		Ene-32	Ene-29		
Eólica	Eólica-Los Varones II	Los Varones 220	Ene-27				
Eólica	Eólica-Mulchén II	Mulchén 220	Ene-27	Ene-32	Ene-34		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud II	Nueva Ancud 220	Ene-27	Ene-32	Ene-28		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220	Ene-27	Ene-32	Ene-28		
Eólica	Eólica-Parinas II	Parinas 220	Ene-27	Ene-32	Ene-28		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar III	Nueva Pan de Azúcar 220	Ene-28	Ene-33	Ene-29		
Eólica	Eólica-Hualqui III	Hualqui 220		Ene-33	Ene-29		
Eólica	Eólica-Los Peumos III	Los Peumos 220		Ene-33	Ene-34		
Eólica	Eólica-Los Varones III	Los Varones 066		Ene-33	Ene-31		
Eólica	Eólica-Los Varones IV	Los Varones 220		Ene-33	Ene-32		
Eólica	Eólica-Mulchén III	Mulchén 220		Ene-33	Ene-35		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud III	Nueva Ancud 220		Ene-33	Ene-29		
Eólica	Eólica-Parinas III	Parinas 220		Ene-33	Ene-29		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica-Hualqui IV	Hualqui 220			Ene-30		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud IV	Nueva Ancud 220			Ene-30		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar IV	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-30		
Eólica	Eólica-Parinas IV	Parinas 220			Ene-30		
Eólica	Eólica-Hualqui V	Hualqui 220			Ene-31		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud V	Nueva Ancud 220			Ene-31		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar V	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-31		
Eólica	Eólica-Parinas V	Parinas 220			Ene-31		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud VI	Nueva Ancud 220			Ene-32		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar VI	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-32		
Eólica	Eólica-Parinas VI	Parinas 220			Ene-32		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud VII	Nueva Ancud 220			Ene-33		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar VII	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-33		
Eólica	Eólica-Parinas VII	Parinas 220			Ene-33		
Eólica	Eólica-Hualqui VI	Hualqui 220			Ene-34		
Eólica	Eólica-Los Varones V	Los Varones 220			Ene-34		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud VIII	Nueva Ancud 220			Ene-34		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar VIII	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-34		
Eólica	Eólica-Parinas VIII	Parinas 220			Ene-34		
Eólica	Eólica-Hualqui VII	Hualqui 220			Ene-35		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud IX	Nueva Ancud 220			Ene-35		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar IX	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-35		
Eólica	Eólica-Parinas IX	Parinas 220			Ene-35		
Eólica	Eólica-Hualqui VIII	Hualqui 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Los Peumos IV	Los Peumos 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Los Varones VI	Los Varones 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Mulchén IV	Mulchén 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud X	Nueva Ancud 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar X	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Parinas X	Parinas 220			Ene-36		
Eólica	Eólica-Hualqui IX	Hualqui 220			Ene-37		
Eólica	Eólica-Los Peumos V	Los Peumos 220			Ene-37		
Eólica	Eólica-Mulchén V	Mulchén 220			Ene-37		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud XI	Nueva Ancud 220			Ene-37		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar XI	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-37		
Eólica	Eólica-Parinas XI	Parinas 220			Ene-37		
Eólica	Eólica-Mulchén VI	Mulchén 220			Ene-38		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud XII	Nueva Ancud 220			Ene-38		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar XII	Nueva Pan de Azúcar 220			Ene-38		
Eólica	Eólica-Parinas XII	Parinas 220			Ene-38		
Eólica	Eólica Hualqui I	Hualqui 220				Ene-26	Ene-30
Eólica	Eólica Los Peumos I	Los Peumos 220				Ene-26	Ene-30
Eólica	Eólica Mulchén I	Mulchén 220				Ene-26	Ene-30
Eólica	Eólica Nueva Ancud I	Nueva Ancud 220				Ene-26	Ene-30
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-26	Ene-30
Eólica	Eólica Parinas I	Parinas 220				Ene-26	Ene-30
Eólica	Eólica Los Varones I	Los Varones 220				Ene-26	Ene-33
Eólica	Eólica Hualqui II	Hualqui 220				Ene-27	Ene-32
Eólica	Eólica Los Peumos II	Los Peumos 220				Ene-27	Ene-32
Eólica	Eólica Mulchén II	Mulchén 220				Ene-27	Ene-33
Eólica	Eólica Nueva Ancud II	Nueva Ancud 220				Ene-27	Ene-32
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-27	Ene-32
Eólica	Eólica Parinas II	Parinas 220				Ene-27	Ene-32
Eólica	Eólica Los Varones II	Los Varones 220				Ene-27	Ene-33
Eólica	Eólica Hualqui III	Hualqui 220				Ene-28	Ene-33
Eólica	Eólica Los Peumos III	Los Peumos 220				Ene-28	Ene-33
Eólica	Eólica Mulchén III	Mulchén 220				Ene-28	
Eólica	Eólica Nueva Ancud III	Nueva Ancud 220				Ene-28	Ene-33
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar III	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-28	Ene-33
Eólica	Eólica Parinas III	Parinas 220				Ene-28	Ene-33
Eólica	Eólica Los Varones III	Los Varones 220				Ene-28	Ene-33
Eólica	Eólica Hualqui IV	Hualqui 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Los Peumos IV	Los Peumos 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Mulchén IV	Mulchén 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Nueva Ancud IV	Nueva Ancud 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar IV	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Parinas IV	Parinas 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Los Varones IV	Los Varones 066					Ene-30
Eólica	Eólica Los Varones IV	Los Varones 220				Ene-29	
Eólica	Eólica Hualqui V	Hualqui 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Los Peumos V	Los Peumos 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Mulchén V	Mulchén 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Nueva Ancud V	Nueva Ancud 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar V	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Parinas V	Parinas 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Los Varones V	Los Varones 066					Ene-33

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica Los Varones V	Los Varones 220				Ene-30	
Eólica	Eólica Hualqui VI	Hualqui 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Los Peumos VI	Los Peumos 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Mulchén VI	Mulchén 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Nueva Ancud VI	Nueva Ancud 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar VI	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Parinas VI	Parinas 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Los Varones VI	Los Varones 220				Ene-31	
Eólica	Eólica Hualqui VII	Hualqui 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Los Peumos VII	Los Peumos 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Mulchén VII	Mulchén 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Nueva Ancud VII	Nueva Ancud 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar VII	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Parinas VII	Parinas 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Los Varones VII	Los Varones 220				Ene-32	
Eólica	Eólica Hualqui VIII	Hualqui 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Los Peumos VIII	Los Peumos 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Mulchén VIII	Mulchén 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Nueva Ancud VIII	Nueva Ancud 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar VIII	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Parinas VIII	Parinas 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Los Varones VIII	Los Varones 220				Ene-33	
Eólica	Eólica Hualqui IX	Hualqui 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Los Peumos IX	Los Peumos 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Mulchén IX	Mulchén 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Nueva Ancud IX	Nueva Ancud 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar IX	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Parinas IX	Parinas 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Los Varones IX	Los Varones 220				Ene-34	
Eólica	Eólica Hualqui X	Hualqui 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Los Peumos X	Los Peumos 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Mulchén X	Mulchén 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Nueva Ancud X	Nueva Ancud 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar X	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Parinas X	Parinas 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Los Varones X	Los Varones 220				Ene-35	
Eólica	Eólica Hualqui XI	Hualqui 220				Ene-36	
Eólica	Eólica Los Peumos XI	Los Peumos 220				Ene-36	

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica Mulchén XI	Mulchén 220				Ene-36	
Eólica	Eólica Nueva Ancud XI	Nueva Ancud 220				Ene-36	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar XI	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-36	
Eólica	Eólica Parinas XI	Parinas 220				Ene-36	
Eólica	Eólica Los Varones XI	Los Varones 220				Ene-36	
Eólica	Eólica Hualqui XII	Hualqui 220				Ene-37	
Eólica	Eólica Los Peumos XII	Los Peumos 220				Ene-37	
Eólica	Eólica Mulchén XII	Mulchén 220				Ene-37	
Eólica	Eólica Nueva Ancud XII	Nueva Ancud 220				Ene-37	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar XII	Nueva Pan de Azúcar 220				Ene-37	
Eólica	Eólica Parinas XII	Parinas 220				Ene-37	
Eólica	Eólica Portezuelo I	Portezuelo 110					Ene-33
Eólica	Eólica Negrete I	Negrete 023					Ene-33
Eólica	Eólica Ovalle I	Ovalle 110					Ene-33
Solar FV	FV-Algarrobal I	Algarrobal 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Algarrobal II	Algarrobal 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Algarrobal III	Algarrobal 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Algarrobal IV	Algarrobal 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Andes I	Andes 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Andes II	Andes 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Andes III	Andes 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Andes IV	Andes 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Cabildo I	Cabildo 023			Ene-29		
Solar FV	FV-Cabildo II	Cabildo 023			Ene-32		
Solar FV	FV-Calama I	Calama 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Calama II	Calama 023			Ene-31		
Solar FV	FV-Calama III	Calama 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Calama IV	Calama 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Camarones I	Camarones 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Camarones II	Camarones 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Camarones III	Camarones 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Capricornio I	Capricornio 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Capricornio II	Capricornio 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Capricornio III	Capricornio 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Centinela I	Centinela 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Centinela II	Centinela 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Centinela III	Centinela 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Centinela IV	Centinela 220			Ene-37		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	FV-Centinel V	Centinela 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Collahuasi I	Collahuasi 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Collahuasi II	Collahuasi 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Collahuasi III	Collahuasi 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Collahuasi IV	Collahuasi 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Cóndores I	Cóndores 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Cóndores II	Cóndores 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Cóndores III	Cóndores 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Cumbre I	Cumbre 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Cumbre II	Cumbre 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Cumbre III	Cumbre 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Cumbre IV	Cumbre 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Don Goyo I	Don Goyo 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Don Goyo II	Don Goyo 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Don Goyo III	Don Goyo 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Don Héctor I	Don Héctor 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Don Héctor II	Don Héctor 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Don Héctor III	Don Héctor 220			Ene-38		
Solar FV	FV-H. Fuentes I	H. Fuentes 023			Ene-36		
Solar FV	FV-Kimal I	Kimal 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Kimal II	Kimal 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Kimal III	Kimal 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Kimal IV	Kimal 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Lagunas I	Lagunas 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Lagunas II	Lagunas 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Lagunas III	Lagunas 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Lagunas IV	Lagunas 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Lagunas V	Lagunas 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Las Salitreras I	Las Salitreras 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Las Salitreras II	Las Salitreras 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Las Salitreras III	Las Salitreras 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Las Salitreras IV	Las Salitreras 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Likanantai I	Likanantai 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Likanantai II	Likanantai 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Likanantai III	Likanantai 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Likanantai IV	Likanantai 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Likanantai IX	Likanantai 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Likanantai V	Likanantai 220			Ene-36		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	FV-Likanantai VI	Likanantai 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Likanantai VII	Likanantai 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Likanantai VIII	Likanantai 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Los Loros I	Los Loros 023			Ene-36		
Solar FV	FV-Miraje I	Miraje 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Miraje II	Miraje 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Miraje III	Miraje 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Miraje IV	Miraje 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Monte Patria I	Monte Patria 023			Ene-38		
Solar FV	FV-Nueva Cardones I	Nueva Cardones 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Nueva Cardones II	Nueva Cardones 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Nueva Cardones III	Nueva Cardones 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Nueva Cardones IV	Nueva Cardones 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata V	Nueva Chuquicamata 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte IV	Nueva Pozo Almonte 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Ovalle I	Ovalle 110			Ene-28		
Solar FV	FV-Ovalle II	Ovalle 110			Ene-31		
Solar FV	FV-Parinacota I	Parinacota 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Parinacota II	Parinacota 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Parinacota III	Parinacota 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Polpaico I	Polpaico 220			Ene-28		
Solar FV	FV-Polpaico II	Polpaico 220			Ene-29		
Solar FV	FV-Polpaico III	Polpaico 220			Ene-31		
Solar FV	FV-Polpaico IV	Polpaico 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Portezuelo I	Portezuelo 110			Ene-28		
Solar FV	FV-Portezuelo II	Portezuelo 110			Ene-29		
Solar FV	FV-Portezuelo III	Portezuelo 110			Ene-31		
Solar FV	FV-Portezuelo IV	Portezuelo 110			Ene-38		
Solar FV	FV-Pozo Almonte I	Pozo Almonte 13.8			Ene-38		
Solar FV	FV-Punitaqui I	Punitaqui 13.2			Ene-36		
Solar FV	FV-Punta Colorada I	Punta Colorada 220			Ene-32		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	FV-Punta Colorada II	Punta Colorada 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Punta Colorada III	Punta Colorada 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Punta Colorada IV	Punta Colorada 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Punta Colorada V	Punta Colorada 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Punta Sierra I	Punta Sierra 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Punta Sierra II	Punta Sierra 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Punta Sierra III	Punta Sierra 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Punta Sierra IV	Punta Sierra 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Punta Sierra V	Punta Sierra 220			Ene-38		
Solar FV	FV-Quillagua I	Quillagua 220			Ene-32		
Solar FV	FV-Quillagua II	Quillagua 220			Ene-33		
Solar FV	FV-Quillagua III	Quillagua 220			Ene-36		
Solar FV	FV-Quillagua IV	Quillagua 220			Ene-37		
Solar FV	FV-Quínquimo I	Quínquimo 023			Ene-29		
Solar FV	FV-Salamanca I	Salamanca 023			Ene-37		
Solar FV	FV-Vallenar I	Vallenar 13.8			Ene-37		
Solar FV	FV-Vicuña I	Vicuña 023			Ene-37		
Solar FV	PV Algarrobal I	Algarrobal 220					Ene-27
Solar FV	PV Algarrobal II	Algarrobal 220					Ene-28
Solar FV	PV Algarrobal III	Algarrobal 220					Ene-37
Solar FV	PV Andes I	Andes 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Andes II	Andes 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Andes III	Andes 220					Ene-37
Solar FV	PV Cabildo I	Cabildo 023					Ene-31
Solar FV	PV Cabildo II	Cabildo 023					Ene-32
Solar FV	PV Cabildo III	Cabildo 023					Ene-33
Solar FV	PV Cabildo IV	Cabildo 023					Ene-37
Solar FV	PV Calama I	Calama 220					Ene-27
Solar FV	PV Calama II	Calama 220				Ene-36	Ene-28
Solar FV	PV Calama III	Calama 023				Ene-36	
Solar FV	PV Calama III	Calama 220					Ene-37
Solar FV	PV Calama IV	Calama 023					Ene-27
Solar FV	PV Calama IV	Calama 220				Ene-37	
Solar FV	PV Calama IX	Calama 023					Ene-37
Solar FV	PV Calama VII	Calama 023					Ene-28
Solar FV	PV Camarones I	Camarones 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Camarones II	Camarones 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Camarones III	Camarones 220					Ene-37

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	PV Capricornio I	Capricornio 220				Ene-37	Ene-31
Solar FV	PV Capricornio II	Capricornio 220					Ene-32
Solar FV	PV Capricornio III	Capricornio 220					Ene-33
Solar FV	PV Capricornio IV	Capricornio 220					Ene-34
Solar FV	PV Capricornio V	Capricornio 220					Ene-36
Solar FV	PV Capricornio VI	Capricornio 220					Ene-37
Solar FV	PV Capricornio VII	Capricornio 220					Ene-38
Solar FV	PV Centinela I	Centinela 220				Ene-37	
Solar FV	PV Collahuasi I	Collahuasi 220				Ene-37	
Solar FV	PV Combarbalá I	Combarbalá 13.2					Ene-31
Solar FV	PV Cóndores I	Cóndores 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Cóndores II	Cóndores 220				Ene-37	Ene-38
Solar FV	PV Cóndores III	Cóndores 220					Ene-37
Solar FV	PV Cumbre I	Cumbre 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Cumbre II	Cumbre 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Cumbre III	Cumbre 220					Ene-37
Solar FV	PV Don Goyo I	Don Goyo 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Don Goyo II	Don Goyo 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Don Goyo III	Don Goyo 220					Ene-37
Solar FV	PV Don Héctor I	Don Héctor 220				Ene-36	Ene-36
Solar FV	PV Don Héctor II	Don Héctor 220				Ene-37	Ene-36
Solar FV	PV Don Héctor III	Don Héctor 220					Ene-36
Solar FV	PV H. Fuentes I	H. Fuentes 023					Ene-31
Solar FV	PV H. Fuentes II	H. Fuentes 023					Ene-32
Solar FV	PV H. Fuentes III	H. Fuentes 023					Ene-38
Solar FV	PV Kimal I	Kimal 220					Ene-27
Solar FV	PV Kimal II	Kimal 220					Ene-28
Solar FV	PV Kimal III	Kimal 220					Ene-37
Solar FV	PV Lagunas II	Lagunas 220				Ene-37	
Solar FV	PV Las Salitreras I	Las Salitreras 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Las Salitreras II	Las Salitreras 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Las Salitreras III	Las Salitreras 220					Ene-37
Solar FV	PV Likanantai I	Likanantai 220				Ene-37	Ene-31
Solar FV	PV Likanantai II	Likanantai 220					Ene-32
Solar FV	PV Likanantai III	Likanantai 220					Ene-33
Solar FV	PV Likanantai IV	Likanantai 220					Ene-34
Solar FV	PV Likanantai V	Likanantai 220					Ene-36
Solar FV	PV Likanantai VI	Likanantai 220					Ene-37

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	PV Likanantai VII	Likanantai 220					Ene-38
Solar FV	PV Los Loros I	Los Loros 023					Ene-31
Solar FV	PV Los Loros II	Los Loros 023					Ene-32
Solar FV	PV Los Loros III	Los Loros 023					Ene-37
Solar FV	PV Miraje I	Miraje 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Miraje II	Miraje 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Miraje III	Miraje 220					Ene-37
Solar FV	PV Monte Patria I	Monte Patria 023					Ene-31
Solar FV	PV Monte Patria II	Monte Patria 023					Ene-33
Solar FV	PV Nueva Cardones I	Nueva Cardones 220				Ene-37	Ene-31
Solar FV	PV Nueva Cardones II	Nueva Cardones 220					Ene-32
Solar FV	PV Nueva Cardones III	Nueva Cardones 220					Ene-36
Solar FV	PV Nueva Cardones IV	Nueva Cardones 220					Ene-37
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220				Ene-37	Ene-31
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220					Ene-32
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220					Ene-33
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220					Ene-34
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata V	Nueva Chuquicamata 220					Ene-36
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata VI	Nueva Chuquicamata 220					Ene-37
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata VII	Nueva Chuquicamata 220					Ene-38
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220					Ene-28
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220					Ene-37
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte IV	Nueva Pozo Almonte 220				Ene-37	
Solar FV	PV Ovalle I	Ovalle 110				Ene-37	
Solar FV	PV Parinacota I	Parinacota 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Parinacota II	Parinacota 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Parinacota III	Parinacota 220					Ene-37
Solar FV	PV Polpaico I	Polpaico 220				Ene-36	Ene-27
Solar FV	PV Polpaico II	Polpaico 220				Ene-37	Ene-28
Solar FV	PV Polpaico III	Polpaico 220					Ene-37
Solar FV	PV Portezuelo I	Portezuelo 110				Ene-36	
Solar FV	PV Portezuelo II	Portezuelo 110				Ene-37	
Solar FV	PV Pozo Almonte I	Pozo Almonte 13.8					Ene-28
Solar FV	PV Pozo Almonte II	Pozo Almonte 13.8					Ene-37
Solar FV	PV Punitaqui I	Punitaqui 13.2					Ene-31
Solar FV	PV Punitaqui II	Punitaqui 13.2					Ene-32
Solar FV	PV Punitaqui III	Punitaqui 13.2					Ene-38

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	PV Punta Colorada I	Punta Colorada 220					Ene-31
Solar FV	PV Punta Colorada II	Punta Colorada 220					Ene-32
Solar FV	PV Punta Colorada III	Punta Colorada 220					Ene-33
Solar FV	PV Punta Colorada IV	Punta Colorada 220					Ene-34
Solar FV	PV Punta Colorada V	Punta Colorada 220					Ene-36
Solar FV	PV Punta Colorada VI	Punta Colorada 220					Ene-37
Solar FV	PV Punta Colorada VII	Punta Colorada 220					Ene-38
Solar FV	PV Punta Sierra I	Punta Sierra 220					Ene-31
Solar FV	PV Punta Sierra II	Punta Sierra 220					Ene-32
Solar FV	PV Punta Sierra III	Punta Sierra 220					Ene-33
Solar FV	PV Punta Sierra IV	Punta Sierra 220					Ene-34
Solar FV	PV Punta Sierra V	Punta Sierra 220					Ene-36
Solar FV	PV Punta Sierra VI	Punta Sierra 220					Ene-37
Solar FV	PV Punta Sierra VII	Punta Sierra 220					Ene-38
Solar FV	PV Quillagua I	Quillagua 220				Ene-37	Ene-31
Solar FV	PV Quillagua II	Quillagua 220					Ene-32
Solar FV	PV Quillagua III	Quillagua 220					Ene-33
Solar FV	PV Quillagua IV	Quillagua 220					Ene-34
Solar FV	PV Quillagua V	Quillagua 220					Ene-36
Solar FV	PV Quillagua VI	Quillagua 220					Ene-37
Solar FV	PV Quillagua VII	Quillagua 220					Ene-38
Solar FV	PV Quínquimo I	Quínquimo 023					Ene-31
Solar FV	PV Quínquimo II	Quínquimo 023					Ene-32
Solar FV	PV Quínquimo III	Quínquimo 023					Ene-37
Solar FV	PV Salamanca I	Salamanca 023					Ene-27
Solar FV	PV Salamanca II	Salamanca 023					Ene-31
Solar FV	PV Tamarugal I	Tamarugal 023					Ene-28
Solar FV	PV Tamarugal II	Tamarugal 023					Ene-34
Solar FV	PV Vallenar I	Vallenar 13.8					Ene-31
Solar FV	PV Vallenar II	Vallenar 13.8					Ene-32
Solar FV	PV Vallenar III	Vallenar 13.8					Ene-38
Solar FV	PV Vicuña I	Vicuña 023					Ene-31
Solar FV	PV Vicuña II	Vicuña 023					Ene-32
Solar FV	Solar-Algarrobal I	Algarrobal 220	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Algarrobal II	Algarrobal 220	Ene-36	Ene-28			
Solar FV	Solar-Algarrobal III	Algarrobal 220		Ene-31			
Solar FV	Solar-Andes I	Andes 220		Ene-27			
Solar FV	Solar-Andes II	Andes 220		Ene-28			

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso					
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	
Solar FV	Solar-Andes III	Andes 220		Ene-31				
Solar FV	Solar-Cabildo I	Cabildo 023		Ene-27				
Solar FV	Solar-Cabildo II	Cabildo 023		Ene-32				
Solar FV	Solar-Cabildo III	Cabildo 023		Ene-37				
Solar FV	Solar-Calama I	Calama 023	Ene-32					
Solar FV	Solar-Calama I	Calama 220		Ene-27				
Solar FV	Solar-Calama II	Calama 023		Ene-28				
Solar FV	Solar-Calama II	Calama 220	Ene-32					
Solar FV	Solar-Calama III	Calama 220	Ene-33	Ene-28				
Solar FV	Solar-Calama IV	Calama 023	Ene-36	Ene-31				
Solar FV	Solar-Calama V	Calama 220	Ene-36	Ene-31				
Solar FV	Solar-Calama VI	Calama 023	Ene-37	Ene-32				
Solar FV	Solar-Camarones I	Camarones 220	Ene-32	Ene-27				
Solar FV	Solar-Camarones II	Camarones 220	Ene-33	Ene-28				
Solar FV	Solar-Camarones III	Camarones 220	Ene-36	Ene-31				
Solar FV	Solar-Capricornio I	Capricornio 220	Ene-36	Ene-32				
Solar FV	Solar-Capricornio II	Capricornio 220	Ene-37	Ene-33				
Solar FV	Solar-Capricornio III	Capricornio 220	Ene-38	Ene-34				
Solar FV	Solar-Capricornio IV	Capricornio 220		Ene-36				
Solar FV	Solar-Capricornio V	Capricornio 220		Ene-37				
Solar FV	Solar-Capricornio VI	Capricornio 220		Ene-38				
Solar FV	Solar-Centinela I	Centinela 220	Ene-36					
Solar FV	Solar-Centinela II	Centinela 220	Ene-37					
Solar FV	Solar-Centinela III	Centinela 220	Ene-38					
Solar FV	Solar-Collahuasi I	Collahuasi 220	Ene-36					
Solar FV	Solar-Collahuasi II	Collahuasi 220	Ene-37					
Solar FV	Solar-Collahuasi III	Collahuasi 220	Ene-38					
Solar FV	Solar-Cóndores I	Cóndores 220	Ene-32	Ene-27				
Solar FV	Solar-Cóndores II	Cóndores 220	Ene-33	Ene-28				
Solar FV	Solar-Cóndores III	Cóndores 220	Ene-36	Ene-31				
Solar FV	Solar-Cumbre I	Cumbre 220	Ene-32	Ene-27				
Solar FV	Solar-Cumbre II	Cumbre 220	Ene-33	Ene-28				
Solar FV	Solar-Cumbre III	Cumbre 220	Ene-36	Ene-31				
Solar FV	Solar-Don Goyo I	Don Goyo 220	Ene-32	Ene-27				
Solar FV	Solar-Don Goyo II	Don Goyo 220	Ene-33	Ene-28				
Solar FV	Solar-Don Goyo III	Don Goyo 220	Ene-36	Ene-31				
Solar FV	Solar-Don Héctor I	Don Héctor 220	Ene-32	Ene-27				
Solar FV	Solar-Don Héctor II	Don Héctor 220	Ene-36	Ene-28				

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	Solar-Don Héctor III	Don Héctor 220	Ene-38	Ene-31			
Solar FV	Solar-H. Fuentes I	H. Fuentes 023		Ene-37			
Solar FV	Solar-Incahuasi I	Incahuasi 023		Ene-36			
Solar FV	Solar-Kimal I	Kimal 220		Ene-27			
Solar FV	Solar-Kimal II	Kimal 220		Ene-28			
Solar FV	Solar-Kimal III	Kimal 220		Ene-31			
Solar FV	Solar-Las Salitreras 220 I	Las Salitreras 220	Ene-32				
Solar FV	Solar-Las Salitreras 220 II	Las Salitreras 220	Ene-33				
Solar FV	Solar-Las Salitreras 220 III	Las Salitreras 220	Ene-36				
Solar FV	Solar-Las Salitreras I	Las Salitreras 220		Ene-27			
Solar FV	Solar-Las Salitreras II	Las Salitreras 220		Ene-28			
Solar FV	Solar-Las Salitreras III	Las Salitreras 220		Ene-31			
Solar FV	Solar-Likanantai I	Likanantai 220	Ene-36	Ene-32			
Solar FV	Solar-Likanantai II	Likanantai 220	Ene-36	Ene-33			
Solar FV	Solar-Likanantai III	Likanantai 220	Ene-37	Ene-34			
Solar FV	Solar-Likanantai IV	Likanantai 220	Ene-37	Ene-36			
Solar FV	Solar-Likanantai V	Likanantai 220	Ene-38	Ene-37			
Solar FV	Solar-Likanantai VI	Likanantai 220	Ene-38	Ene-38			
Solar FV	Solar-Los Loros I	Los Loros 023		Ene-37			
Solar FV	Solar-Miraje I	Miraje 220	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Miraje II	Miraje 220	Ene-33	Ene-28			
Solar FV	Solar-Miraje III	Miraje 220	Ene-36	Ene-31			
Solar FV	Solar-Monte Patria 01	Monte Patria 023		Ene-32			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones I	Nueva Cardones 220	Ene-33	Ene-32			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones II	Nueva Cardones 220	Ene-37	Ene-33			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones III	Nueva Cardones 220		Ene-34			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones IV	Nueva Cardones 220		Ene-36			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones V	Nueva Cardones 220		Ene-37			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones VI	Nueva Cardones 220		Ene-38			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220	Ene-36	Ene-32			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220	Ene-37	Ene-33			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220	Ene-38	Ene-34			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220		Ene-36			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata V	Nueva Chuquicamata 220		Ene-37			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata VI	Nueva Chuquicamata 220		Ene-38			
Solar FV	Solar-Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220	Ene-31	Ene-31			
Solar FV	Solar-Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220	Ene-33	Ene-28			

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	Solar-Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220	Ene-36	Ene-31			
Solar FV	Solar-Ovalle I	Ovalle 110	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Ovalle II	Ovalle 110	Ene-36	Ene-28			
Solar FV	Solar-Ovalle III	Ovalle 110		Ene-31			
Solar FV	Solar-Parinacota I	Parinacota 220	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Parinacota II	Parinacota 220	Ene-33	Ene-28			
Solar FV	Solar-Parinacota III	Parinacota 220	Ene-36	Ene-31			
Solar FV	Solar-Polpaico I	Polpaico 220	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Polpaico II	Polpaico 220	Ene-33	Ene-28			
Solar FV	Solar-Polpaico III	Polpaico 220	Ene-36	Ene-31			
Solar FV	Solar-Portezuelo I	Portezuelo 110	Ene-32	Ene-27			
Solar FV	Solar-Portezuelo II	Portezuelo 110	Ene-33	Ene-28			
Solar FV	Solar-Portezuelo III	Portezuelo 110	Ene-36	Ene-31			
Solar FV	Solar-Pozo Almonte I	Pozo Almonte 13.8	Ene-32	Ene-28			
Solar FV	Solar-Pozo Almonte II	Pozo Almonte 13.8		Ene-31			
Solar FV	Solar-Pozo Almonte III	Pozo Almonte 13.8		Ene-34			
Solar FV	Solar-Punitaqui I	Punitaqui 13.2		Ene-33			
Solar FV	Solar-Punitaqui II	Punitaqui 13.2		Ene-38			
Solar FV	Solar-Punta Colorada I	Punta Colorada 220		Ene-32			
Solar FV	Solar-Punta Colorada II	Punta Colorada 220		Ene-33			
Solar FV	Solar-Punta Colorada III	Punta Colorada 220		Ene-34			
Solar FV	Solar-Punta Colorada IV	Punta Colorada 220		Ene-36			
Solar FV	Solar-Punta Colorada V	Punta Colorada 220		Ene-37			
Solar FV	Solar-Punta Colorada VI	Punta Colorada 220		Ene-38			
Solar FV	Solar-Punta Sierra I	Punta Sierra 220		Ene-32			
Solar FV	Solar-Punta Sierra II	Punta Sierra 220		Ene-33			
Solar FV	Solar-Punta Sierra III	Punta Sierra 220		Ene-34			
Solar FV	Solar-Punta Sierra IV	Punta Sierra 220		Ene-36			
Solar FV	Solar-Punta Sierra V	Punta Sierra 220		Ene-37			
Solar FV	Solar-Punta Sierra VI	Punta Sierra 220		Ene-38			
Solar FV	Solar-Quínquimo I	Quínquimo 023		Ene-32			
Solar FV	Solar-Quínquimo II	Quínquimo 023		Ene-37			
Solar FV	Solar-Salamanca I	Salamanca 023		Ene-32			
Solar FV	Solar-Tamarugal I	Tamarugal 023	Ene-36				
Solar FV	Solar-Vallenar I	Vallenar 13.8		Ene-32			
Solar FV	Solar-Vicuña I	Vicuña 023		Ene-37			
Solar CSP	CSP Centinela I	Centinela 220					Ene-27
Solar CSP	CSP Centinela II	Centinela 220					Ene-34

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Fecha de Ingreso				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar CSP	CSP Centinela III	Centinela 220					Ene-35
Solar CSP	CSP Centinela IV	Centinela 220					Ene-36
Solar CSP	CSP Centinela V	Centinela 220					Ene-37
Solar CSP	CSP Centinela VI	Centinela 220					Ene-38
Solar CSP	CSP Collahuasi I	Collahuasi 220					Ene-37
Solar CSP	CSP Lagunas I	Lagunas 220					Ene-34
Solar CSP	CSP Lagunas II	Lagunas 220					Ene-35
Solar CSP	CSP Lagunas III	Lagunas 220					Ene-36
Solar CSP	CSP Lagunas IV	Lagunas 220					Ene-37
Solar CSP	CSP Lagunas V	Lagunas 220					Ene-38
Solar CSP	CSP Likanantai I	Likanantai 220					Ene-34
Solar CSP	CSP Likanantai II	Likanantai 220					Ene-35
Solar CSP	CSP Likanantai III	Likanantai 220					Ene-38
Solar CSP	CSP-Andes I	Andes 220	Ene-28				
Solar CSP	CSP-Andes II	Andes 220	Ene-30				
Solar CSP	CSP-Centinela I	Centinela 220		Ene-34			
Solar CSP	CSP-Centinela II	Centinela 220		Ene-35			
Solar CSP	CSP-Centinela III	Centinela 220		Ene-36			
Solar CSP	CSP-Centinela IV	Centinela 220		Ene-37			
Solar CSP	CSP-Centinela V	Centinela 220		Ene-38			
Solar CSP	CSP-Collahuasi I	Collahuasi 220		Ene-26			
Solar CSP	CSP-Collahuasi II	Collahuasi 220		Ene-35			
Solar CSP	CSP-Collahuasi III	Collahuasi 220		Ene-38			
Solar CSP	CSP-Lagunas I	Lagunas 220	Ene-34	Ene-34			
Solar CSP	CSP-Lagunas II	Lagunas 220		Ene-35			
Solar CSP	CSP-Lagunas III	Lagunas 220		Ene-36			
Solar CSP	CSP-Lagunas IV	Lagunas 220		Ene-37			
Solar CSP	CSP-Lagunas V	Lagunas 220		Ene-38			
Solar CSP	CSP-Likanantai I	Likanantai 220		Ene-34			
Solar CSP	CSP-Likanantai II	Likanantai 220		Ene-37			
Solar CSP	CSP-Quillagua I	Quillagua 220	Ene-32	Ene-35			
Solar CSP	CSP-Quillagua II	Quillagua 220	Ene-36	Ene-37			
Solar CSP	CSP-Quillagua III	Quillagua 220		Ene-38			

**Tabla 84: Potencia de los Planes de Obra de Generación por escenario, periodo 2026 a 2038.**

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
GNL_CC	GNL_CC_Dalmagro I	Nueva Diego de Almagro 220			151		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli I	Pichirropulli 220		66	7	37	32
Hidro Pasada	HP Pichirropulli II	Pichirropulli 220		37	9		71
Hidro Pasada	HP Pichirropulli III	Pichirropulli 220		49	32		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli IV	Pichirropulli 220			71		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli V	Pichirropulli 220			116		
Hidro Pasada	HP Pichirropulli VI	Pichirropulli 220			125		
Hidro Pasada	Pasada-Los Peumos I	Los Peumos 220	12				
Hidro Pasada	Pasada-Mulchén I	Mulchén 220	17				
Eólica	Eólica-Hualqui I	Hualqui 220	69	25	21		
Eólica	Eólica-Los Peumos I	Los Peumos 220	33	12	21		
Eólica	Eólica-Los Varones I	Los Varones 066			12		
Eólica	Eólica-Los Varones I	Los Varones 220	20	15			
Eólica	Eólica-Mulchén I	Mulchén 220	45	17	21		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud I	Nueva Ancud 220	80	64	19		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220	159	101	30		
Eólica	Eólica-Parinas I	Parinas 220	44	162	48		
Eólica	Eólica-Hualqui II	Hualqui 220	46	28	12		
Eólica	Eólica-Los Peumos II	Los Peumos 220	22	14	16		
Eólica	Eólica-Los Varones II	Los Varones 066		16	16		
Eólica	Eólica-Los Varones II	Los Varones 220	14				
Eólica	Eólica-Mulchén II	Mulchén 220	30	19	17		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud II	Nueva Ancud 220	54	71	30		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220	107	112	47		
Eólica	Eólica-Parinas II	Parinas 220	30	179	75		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar III	Nueva Pan de Azúcar 220	28	455	35		
Eólica	Eólica-Hualqui III	Hualqui 220		114	9		
Eólica	Eólica-Los Peumos III	Los Peumos 220		55	12		
Eólica	Eólica-Los Varones III	Los Varones 066		33	16		
Eólica	Eólica-Los Varones IV	Los Varones 220		34	23		
Eólica	Eólica-Mulchén III	Mulchén 220		75	28		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud III	Nueva Ancud 220		289	22		
Eólica	Eólica-Parinas III	Parinas 220		727	56		
Eólica	Eólica-Hualqui IV	Hualqui 220			9		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud IV	Nueva Ancud 220			23		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar IV	Nueva Pan de Azúcar 220			36		
Eólica	Eólica-Parinas IV	Parinas 220			58		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica-Hualqui V	Hualqui 220			9		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud V	Nueva Ancud 220			23		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar V	Nueva Pan de Azúcar 220			36		
Eólica	Eólica-Parinas V	Parinas 220			58		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud VI	Nueva Ancud 220			21		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar VI	Nueva Pan de Azúcar 220			33		
Eólica	Eólica-Parinas VI	Parinas 220			53		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud VII	Nueva Ancud 220			19		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar VII	Nueva Pan de Azúcar 220			31		
Eólica	Eólica-Parinas VII	Parinas 220			49		
Eólica	Eólica-Hualqui VI	Hualqui 220			25		
Eólica	Eólica-Los Varones V	Los Varones 220			15		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud VIII	Nueva Ancud 220			64		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar VIII	Nueva Pan de Azúcar 220			101		
Eólica	Eólica-Parinas VIII	Parinas 220			162		
Eólica	Eólica-Hualqui VII	Hualqui 220			16		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud IX	Nueva Ancud 220			40		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar IX	Nueva Pan de Azúcar 220			63		
Eólica	Eólica-Parinas IX	Parinas 220			101		
Eólica	Eólica-Hualqui VIII	Hualqui 220			20		
Eólica	Eólica-Los Peumos IV	Los Peumos 220			10		
Eólica	Eólica-Los Varones VI	Los Varones 220			11		
Eólica	Eólica-Mulchén IV	Mulchén 220			13		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud X	Nueva Ancud 220			50		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar X	Nueva Pan de Azúcar 220			80		
Eólica	Eólica-Parinas X	Parinas 220			127		
Eólica	Eólica-Hualqui IX	Hualqui 220			43		
Eólica	Eólica-Los Peumos V	Los Peumos 220			13		
Eólica	Eólica-Mulchén V	Mulchén 220			17		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud XI	Nueva Ancud 220			67		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar XI	Nueva Pan de Azúcar 220			105		
Eólica	Eólica-Parinas XI	Parinas 220			168		
Eólica	Eólica-Mulchén VI	Mulchén 220			12		
Eólica	Eólica-Nueva Ancud XII	Nueva Ancud 220			12		
Eólica	Eólica-Nueva Pan de Azúcar XII	Nueva Pan de Azúcar 220			19		
Eólica	Eólica-Parinas XII	Parinas 220			30		
Eólica	Eólica Hualqui I	Hualqui 220				69	14
Eólica	Eólica Los Peumos I	Los Peumos 220				33	9

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica Mulchén I	Mulchén 220				45	9
Eólica	Eólica Nueva Ancud I	Nueva Ancud 220				80	47
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220				159	90
Eólica	Eólica Parinas I	Parinas 220				44	211
Eólica	Eólica Los Varones I	Los Varones 220				20	9
Eólica	Eólica Hualqui II	Hualqui 220				46	13
Eólica	Eólica Los Peumos II	Los Peumos 220				22	16
Eólica	Eólica Mulchén II	Mulchén 220				30	33
Eólica	Eólica Nueva Ancud II	Nueva Ancud 220				54	44
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar II	Nueva Pan de Azúcar 220				107	86
Eólica	Eólica Parinas II	Parinas 220				30	201
Eólica	Eólica Los Varones II	Los Varones 220				14	16
Eólica	Eólica Hualqui III	Hualqui 220				35	53
Eólica	Eólica Los Peumos III	Los Peumos 220				17	33
Eólica	Eólica Mulchén III	Mulchén 220				23	
Eólica	Eólica Nueva Ancud III	Nueva Ancud 220				41	178
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar III	Nueva Pan de Azúcar 220				81	343
Eólica	Eólica Parinas III	Parinas 220				22	803
Eólica	Eólica Los Varones III	Los Varones 220				10	33
Eólica	Eólica Hualqui IV	Hualqui 220				35	
Eólica	Eólica Los Peumos IV	Los Peumos 220				17	
Eólica	Eólica Mulchén IV	Mulchén 220				23	
Eólica	Eólica Nueva Ancud IV	Nueva Ancud 220				40	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar IV	Nueva Pan de Azúcar 220				80	
Eólica	Eólica Parinas IV	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones IV	Los Varones 066					9
Eólica	Eólica Los Varones IV	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui V	Hualqui 220				34	
Eólica	Eólica Los Peumos V	Los Peumos 220				16	
Eólica	Eólica Mulchén V	Mulchén 220				22	
Eólica	Eólica Nueva Ancud V	Nueva Ancud 220				39	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar V	Nueva Pan de Azúcar 220				78	
Eólica	Eólica Parinas V	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones V	Los Varones 066					33
Eólica	Eólica Los Varones V	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui VI	Hualqui 220				34	
Eólica	Eólica Los Peumos VI	Los Peumos 220				14	
Eólica	Eólica Mulchén VI	Mulchén 220				21	

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica Nueva Ancud VI	Nueva Ancud 220				41	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar VI	Nueva Pan de Azúcar 220				80	
Eólica	Eólica Parinas VI	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones VI	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui VII	Hualqui 220				34	
Eólica	Eólica Los Peumos VII	Los Peumos 220				16	
Eólica	Eólica Mulchén VII	Mulchén 220				22	
Eólica	Eólica Nueva Ancud VII	Nueva Ancud 220				40	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar VII	Nueva Pan de Azúcar 220				79	
Eólica	Eólica Parinas VII	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones VII	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui VIII	Hualqui 220				34	
Eólica	Eólica Los Peumos VIII	Los Peumos 220				17	
Eólica	Eólica Mulchén VIII	Mulchén 220				23	
Eólica	Eólica Nueva Ancud VIII	Nueva Ancud 220				40	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar VIII	Nueva Pan de Azúcar 220				80	
Eólica	Eólica Parinas VIII	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones VIII	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui IX	Hualqui 220				34	
Eólica	Eólica Los Peumos IX	Los Peumos 220				17	
Eólica	Eólica Mulchén IX	Mulchén 220				23	
Eólica	Eólica Nueva Ancud IX	Nueva Ancud 220				40	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar IX	Nueva Pan de Azúcar 220				80	
Eólica	Eólica Parinas IX	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones IX	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui X	Hualqui 220				35	
Eólica	Eólica Los Peumos X	Los Peumos 220				17	
Eólica	Eólica Mulchén X	Mulchén 220				23	
Eólica	Eólica Nueva Ancud X	Nueva Ancud 220				41	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar X	Nueva Pan de Azúcar 220				81	
Eólica	Eólica Parinas X	Parinas 220				22	
Eólica	Eólica Los Varones X	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui XI	Hualqui 220				35	
Eólica	Eólica Los Peumos XI	Los Peumos 220				17	
Eólica	Eólica Mulchén XI	Mulchén 220				23	
Eólica	Eólica Nueva Ancud XI	Nueva Ancud 220				40	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar XI	Nueva Pan de Azúcar 220				80	
Eólica	Eólica Parinas XI	Parinas 220				22	

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Eólica	Eólica Los Varones XI	Los Varones 220				10	
Eólica	Eólica Hualqui XII	Hualqui 220				24	
Eólica	Eólica Los Peumos XII	Los Peumos 220				19	
Eólica	Eólica Mulchén XII	Mulchén 220				16	
Eólica	Eólica Nueva Ancud XII	Nueva Ancud 220				28	
Eólica	Eólica Nueva Pan de Azúcar XII	Nueva Pan de Azúcar 220				56	
Eólica	Eólica Parinas XII	Parinas 220				15	
Eólica	Eólica Portezuelo I	Portezuelo 110					138
Eólica	Eólica Negrete I	Negrete 023					9
Eólica	Eólica Ovalle I	Ovalle 110					50
Solar FV	FV-Algarrobal I	Algarrobal 220			24		
Solar FV	FV-Algarrobal II	Algarrobal 220			18		
Solar FV	FV-Algarrobal III	Algarrobal 220			123		
Solar FV	FV-Algarrobal IV	Algarrobal 220			28		
Solar FV	FV-Andes I	Andes 220			11		
Solar FV	FV-Andes II	Andes 220			9		
Solar FV	FV-Andes III	Andes 220			59		
Solar FV	FV-Andes IV	Andes 220			14		
Solar FV	FV-Cabildo I	Cabildo 023			13		
Solar FV	FV-Cabildo II	Cabildo 023			12		
Solar FV	FV-Calama I	Calama 220			10		
Solar FV	FV-Calama II	Calama 023			13		
Solar FV	FV-Calama III	Calama 220			52		
Solar FV	FV-Calama IV	Calama 220			13		
Solar FV	FV-Camarones I	Camarones 220			37		
Solar FV	FV-Camarones II	Camarones 220			27		
Solar FV	FV-Camarones III	Camarones 220			9		
Solar FV	FV-Capricornio I	Capricornio 220			26		
Solar FV	FV-Capricornio II	Capricornio 220			15		
Solar FV	FV-Capricornio III	Capricornio 220			14		
Solar FV	FV-Centinelas I	Centinelas 220			124		
Solar FV	FV-Centinelas II	Centinelas 220			20		
Solar FV	FV-Centinelas III	Centinelas 220			72		
Solar FV	FV-Centinelas IV	Centinelas 220			67		
Solar FV	FV-Centinelas V	Centinelas 220			17		
Solar FV	FV-Collahuasi I	Collahuasi 220			39		
Solar FV	FV-Collahuasi II	Collahuasi 220			16		
Solar FV	FV-Collahuasi III	Collahuasi 220			23		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	FV-Collahuasi IV	Collahuasi 220			21		
Solar FV	FV-Cóndores I	Cóndores 220			9		
Solar FV	FV-Cóndores II	Cóndores 220			47		
Solar FV	FV-Cóndores III	Cóndores 220			11		
Solar FV	FV-Cumbre I	Cumbre 220			25		
Solar FV	FV-Cumbre II	Cumbre 220			18		
Solar FV	FV-Cumbre III	Cumbre 220			128		
Solar FV	FV-Cumbre IV	Cumbre 220			31		
Solar FV	FV-Don Goyo I	Don Goyo 220			11		
Solar FV	FV-Don Goyo II	Don Goyo 220			59		
Solar FV	FV-Don Goyo III	Don Goyo 220			26		
Solar FV	FV-Don Héctor I	Don Héctor 220			36		
Solar FV	FV-Don Héctor II	Don Héctor 220			27		
Solar FV	FV-Don Héctor III	Don Héctor 220			9		
Solar FV	FV-H. Fuentes I	H. Fuentes 023			11		
Solar FV	FV-Kimal I	Kimal 220			48		
Solar FV	FV-Kimal II	Kimal 220			36		
Solar FV	FV-Kimal III	Kimal 220			252		
Solar FV	FV-Kimal IV	Kimal 220			60		
Solar FV	FV-Lagunas I	Lagunas 220			111		
Solar FV	FV-Lagunas II	Lagunas 220			18		
Solar FV	FV-Lagunas III	Lagunas 220			65		
Solar FV	FV-Lagunas IV	Lagunas 220			60		
Solar FV	FV-Lagunas V	Lagunas 220			15		
Solar FV	FV-Las Salitreras I	Las Salitreras 220			16		
Solar FV	FV-Las Salitreras II	Las Salitreras 220			12		
Solar FV	FV-Las Salitreras III	Las Salitreras 220			82		
Solar FV	FV-Las Salitreras IV	Las Salitreras 220			19		
Solar FV	FV-Likanantai I	Likanantai 220			33		
Solar FV	FV-Likanantai II	Likanantai 220			124		
Solar FV	FV-Likanantai III	Likanantai 220			20		
Solar FV	FV-Likanantai IV	Likanantai 220			19		
Solar FV	FV-Likanantai IX	Likanantai 220			17		
Solar FV	FV-Likanantai V	Likanantai 220			72		
Solar FV	FV-Likanantai VI	Likanantai 220			18		
Solar FV	FV-Likanantai VII	Likanantai 220			67		
Solar FV	FV-Likanantai VIII	Likanantai 220			12		
Solar FV	FV-Los Loros I	Los Loros 023			11		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	FV-Miraje I	Miraje 220			10		
Solar FV	FV-Miraje II	Miraje 220			27		
Solar FV	FV-Miraje III	Miraje 220			54		
Solar FV	FV-Miraje IV	Miraje 220			14		
Solar FV	FV-Monte Patria I	Monte Patria 023			12		
Solar FV	FV-Nueva Cardones I	Nueva Cardones 220			62		
Solar FV	FV-Nueva Cardones II	Nueva Cardones 220			10		
Solar FV	FV-Nueva Cardones III	Nueva Cardones 220			36		
Solar FV	FV-Nueva Cardones IV	Nueva Cardones 220			34		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220			145		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220			23		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220			84		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220			79		
Solar FV	FV-Nueva Chuquicamata V	Nueva Chuquicamata 220			20		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220			13		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220			10		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220			69		
Solar FV	FV-Nueva Pozo Almonte IV	Nueva Pozo Almonte 220			17		
Solar FV	FV-Ovalle I	Ovalle 110			22		
Solar FV	FV-Ovalle II	Ovalle 110			29		
Solar FV	FV-Parinacota I	Parinacota 220			9		
Solar FV	FV-Parinacota II	Parinacota 220			47		
Solar FV	FV-Parinacota III	Parinacota 220			11		
Solar FV	FV-Polpaico I	Polpaico 220			15		
Solar FV	FV-Polpaico II	Polpaico 220			11		
Solar FV	FV-Polpaico III	Polpaico 220			76		
Solar FV	FV-Polpaico IV	Polpaico 220			18		
Solar FV	FV-Portezuelo I	Portezuelo 110			16		
Solar FV	FV-Portezuelo II	Portezuelo 110			12		
Solar FV	FV-Portezuelo III	Portezuelo 110			81		
Solar FV	FV-Portezuelo IV	Portezuelo 110			18		
Solar FV	FV-Pozo Almonte I	Pozo Almonte 13.8			12		
Solar FV	FV-Punitaqui I	Punitaqui 13.2			11		
Solar FV	FV-Punta Colorada I	Punta Colorada 220			101		
Solar FV	FV-Punta Colorada II	Punta Colorada 220			16		
Solar FV	FV-Punta Colorada III	Punta Colorada 220			58		
Solar FV	FV-Punta Colorada IV	Punta Colorada 220			55		
Solar FV	FV-Punta Colorada V	Punta Colorada 220			14		

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	FV-Punta Sierra I	Punta Sierra 220			286		
Solar FV	FV-Punta Sierra II	Punta Sierra 220			45		
Solar FV	FV-Punta Sierra III	Punta Sierra 220			166		
Solar FV	FV-Punta Sierra IV	Punta Sierra 220			155		
Solar FV	FV-Punta Sierra V	Punta Sierra 220			39		
Solar FV	FV-Quillagua I	Quillagua 220			39		
Solar FV	FV-Quillagua II	Quillagua 220			16		
Solar FV	FV-Quillagua III	Quillagua 220			23		
Solar FV	FV-Quillagua IV	Quillagua 220			21		
Solar FV	FV-Quínquimo I	Quínquimo 023			13		
Solar FV	FV-Salamanca I	Salamanca 023			11		
Solar FV	FV-Vallenar I	Vallenar 13.8			11		
Solar FV	FV-Vicuña I	Vicuña 023			11		
Solar FV	PV Algarrobal I	Algarrobal 220					34
Solar FV	PV Algarrobal II	Algarrobal 220					83
Solar FV	PV Algarrobal III	Algarrobal 220					33
Solar FV	PV Andes I	Andes 220				21	49
Solar FV	PV Andes II	Andes 220				25	119
Solar FV	PV Andes III	Andes 220					48
Solar FV	PV Cabildo I	Cabildo 023					29
Solar FV	PV Cabildo II	Cabildo 023					25
Solar FV	PV Cabildo III	Cabildo 023					12
Solar FV	PV Cabildo IV	Cabildo 023					11
Solar FV	PV Calama I	Calama 220					41
Solar FV	PV Calama II	Calama 220				22	99
Solar FV	PV Calama III	Calama 023				13	
Solar FV	PV Calama III	Calama 220					40
Solar FV	PV Calama IV	Calama 023					15
Solar FV	PV Calama IV	Calama 220				25	
Solar FV	PV Calama IX	Calama 023					15
Solar FV	PV Calama VII	Calama 023					36
Solar FV	PV Camarones I	Camarones 220				17	42
Solar FV	PV Camarones II	Camarones 220				20	102
Solar FV	PV Camarones III	Camarones 220					41
Solar FV	PV Capricornio I	Capricornio 220				45	101
Solar FV	PV Capricornio II	Capricornio 220					109
Solar FV	PV Capricornio III	Capricornio 220					14
Solar FV	PV Capricornio IV	Capricornio 220					9

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	PV Capricornio V	Capricornio 220					14
Solar FV	PV Capricornio VI	Capricornio 220					38
Solar FV	PV Capricornio VII	Capricornio 220					17
Solar FV	PV Centinela I	Centinela 220				30	
Solar FV	PV Collahuasi I	Collahuasi 220				60	
Solar FV	PV Combarbalá I	Combarbalá 13.2					7
Solar FV	PV Cóndores I	Cóndores 220				12	22
Solar FV	PV Cóndores II	Cóndores 220				14	53
Solar FV	PV Cóndores III	Cóndores 220					21
Solar FV	PV Cumbre I	Cumbre 220				35	117
Solar FV	PV Cumbre II	Cumbre 220				41	282
Solar FV	PV Cumbre III	Cumbre 220					112
Solar FV	PV Don Goyo I	Don Goyo 220				16	23
Solar FV	PV Don Goyo II	Don Goyo 220				19	55
Solar FV	PV Don Goyo III	Don Goyo 220					22
Solar FV	PV Don Héctor I	Don Héctor 220				10	14
Solar FV	PV Don Héctor II	Don Héctor 220				12	34
Solar FV	PV Don Héctor III	Don Héctor 220					14
Solar FV	PV H. Fuentes I	H. Fuentes 023					15
Solar FV	PV H. Fuentes II	H. Fuentes 023					13
Solar FV	PV H. Fuentes III	H. Fuentes 023					9
Solar FV	PV Kimal I	Kimal 220					240
Solar FV	PV Kimal II	Kimal 220					579
Solar FV	PV Kimal III	Kimal 220					230
Solar FV	PV Lagunas II	Lagunas 220				30	
Solar FV	PV Las Salitreras I	Las Salitreras 220				21	93
Solar FV	PV Las Salitreras II	Las Salitreras 220				25	225
Solar FV	PV Las Salitreras III	Las Salitreras 220					90
Solar FV	PV Likanantai I	Likanantai 220				104	377
Solar FV	PV Likanantai II	Likanantai 220					322
Solar FV	PV Likanantai III	Likanantai 220					54
Solar FV	PV Likanantai IV	Likanantai 220					35
Solar FV	PV Likanantai V	Likanantai 220					53
Solar FV	PV Likanantai VI	Likanantai 220					141
Solar FV	PV Likanantai VII	Likanantai 220					64
Solar FV	PV Los Loros I	Los Loros 023					15
Solar FV	PV Los Loros II	Los Loros 023					13
Solar FV	PV Los Loros III	Los Loros 023					19

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	PV Miraje I	Miraje 220				25	74
Solar FV	PV Miraje II	Miraje 220				29	179
Solar FV	PV Miraje III	Miraje 220					71
Solar FV	PV Monte Patria I	Monte Patria 023					9
Solar FV	PV Monte Patria II	Monte Patria 023					12
Solar FV	PV Nueva Cardones I	Nueva Cardones 220				10	37
Solar FV	PV Nueva Cardones II	Nueva Cardones 220					31
Solar FV	PV Nueva Cardones III	Nueva Cardones 220					24
Solar FV	PV Nueva Cardones IV	Nueva Cardones 220					14
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220				45	328
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220					281
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220					47
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220					30
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata V	Nueva Chuquicamata 220					46
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata VI	Nueva Chuquicamata 220					123
Solar FV	PV Nueva Chuquicamata VII	Nueva Chuquicamata 220					56
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220				18	82
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220					199
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220					79
Solar FV	PV Nueva Pozo Almonte IV	Nueva Pozo Almonte 220				21	
Solar FV	PV Ovalle I	Ovalle 110				15	
Solar FV	PV Parinacota I	Parinacota 220				10	22
Solar FV	PV Parinacota II	Parinacota 220				11	53
Solar FV	PV Parinacota III	Parinacota 220					21
Solar FV	PV Polpaico I	Polpaico 220				21	23
Solar FV	PV Polpaico II	Polpaico 220				24	55
Solar FV	PV Polpaico III	Polpaico 220					22
Solar FV	PV Portezuelo I	Portezuelo 110				22	
Solar FV	PV Portezuelo II	Portezuelo 110				26	
Solar FV	PV Pozo Almonte I	Pozo Almonte 13.8					20
Solar FV	PV Pozo Almonte II	Pozo Almonte 13.8					19
Solar FV	PV Punitaqui I	Punitaqui 13.2					11
Solar FV	PV Punitaqui II	Punitaqui 13.2					9
Solar FV	PV Punitaqui III	Punitaqui 13.2					9
Solar FV	PV Punta Colorada I	Punta Colorada 220					115
Solar FV	PV Punta Colorada II	Punta Colorada 220					98
Solar FV	PV Punta Colorada III	Punta Colorada 220					16
Solar FV	PV Punta Colorada IV	Punta Colorada 220					11

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	PV Punta Colorada V	Punta Colorada 220					16
Solar FV	PV Punta Colorada VI	Punta Colorada 220					43
Solar FV	PV Punta Colorada VII	Punta Colorada 220					19
Solar FV	PV Punta Sierra I	Punta Sierra 220					273
Solar FV	PV Punta Sierra II	Punta Sierra 220					234
Solar FV	PV Punta Sierra III	Punta Sierra 220					39
Solar FV	PV Punta Sierra IV	Punta Sierra 220					25
Solar FV	PV Punta Sierra V	Punta Sierra 220					38
Solar FV	PV Punta Sierra VI	Punta Sierra 220					102
Solar FV	PV Punta Sierra VII	Punta Sierra 220					46
Solar FV	PV Quillagua I	Quillagua 220				45	137
Solar FV	PV Quillagua II	Quillagua 220					117
Solar FV	PV Quillagua III	Quillagua 220					20
Solar FV	PV Quillagua IV	Quillagua 220					13
Solar FV	PV Quillagua V	Quillagua 220					19
Solar FV	PV Quillagua VI	Quillagua 220					51
Solar FV	PV Quillagua VII	Quillagua 220					23
Solar FV	PV Quínquimo I	Quínquimo 023					18
Solar FV	PV Quínquimo II	Quínquimo 023					16
Solar FV	PV Quínquimo III	Quínquimo 023					19
Solar FV	PV Salamanca I	Salamanca 023					16
Solar FV	PV Salamanca II	Salamanca 023					9
Solar FV	PV Tamarugal I	Tamarugal 023					20
Solar FV	PV Tamarugal II	Tamarugal 023					15
Solar FV	PV Vallenar I	Vallenar 13.8					11
Solar FV	PV Vallenar II	Vallenar 13.8					9
Solar FV	PV Vallenar III	Vallenar 13.8					9
Solar FV	PV Vicuña I	Vicuña 023					13
Solar FV	PV Vicuña II	Vicuña 023					11
Solar FV	Solar-Algarrobal I	Algarrobal 220	30	38			
Solar FV	Solar-Algarrobal II	Algarrobal 220	26	104			
Solar FV	Solar-Algarrobal III	Algarrobal 220		68			
Solar FV	Solar-Andes I	Andes 220		53			
Solar FV	Solar-Andes II	Andes 220		146			
Solar FV	Solar-Andes III	Andes 220		96			
Solar FV	Solar-Cabildo I	Cabildo 023		13			
Solar FV	Solar-Cabildo II	Cabildo 023		11			
Solar FV	Solar-Cabildo III	Cabildo 023		12			

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	Solar-Calama I	Calama 023	14				
Solar FV	Solar-Calama I	Calama 220		46			
Solar FV	Solar-Calama II	Calama 023		18			
Solar FV	Solar-Calama II	Calama 220	112				
Solar FV	Solar-Calama III	Calama 220	26	128			
Solar FV	Solar-Calama IV	Calama 023	13	12			
Solar FV	Solar-Calama V	Calama 220	96	84			
Solar FV	Solar-Calama VI	Calama 023	3	10			
Solar FV	Solar-Camarones I	Camarones 220	89	33			
Solar FV	Solar-Camarones II	Camarones 220	21	91			
Solar FV	Solar-Camarones III	Camarones 220	75	61			
Solar FV	Solar-Capricornio I	Capricornio 220	23	69			
Solar FV	Solar-Capricornio II	Capricornio 220	156	11			
Solar FV	Solar-Capricornio III	Capricornio 220	60	13			
Solar FV	Solar-Capricornio IV	Capricornio 220		11			
Solar FV	Solar-Capricornio V	Capricornio 220		79			
Solar FV	Solar-Capricornio VI	Capricornio 220		14			
Solar FV	Solar-Centinela I	Centinela 220	16				
Solar FV	Solar-Centinela II	Centinela 220	104				
Solar FV	Solar-Centinela III	Centinela 220	40				
Solar FV	Solar-Collahuasi I	Collahuasi 220	31				
Solar FV	Solar-Collahuasi II	Collahuasi 220	208				
Solar FV	Solar-Collahuasi III	Collahuasi 220	80				
Solar FV	Solar-Cóndores I	Cóndores 220	60	42			
Solar FV	Solar-Cóndores II	Cóndores 220	14	115			
Solar FV	Solar-Cóndores III	Cóndores 220	51	77			
Solar FV	Solar-Cumbre I	Cumbre 220	105	39			
Solar FV	Solar-Cumbre II	Cumbre 220	25	108			
Solar FV	Solar-Cumbre III	Cumbre 220	89	72			
Solar FV	Solar-Don Goyo I	Don Goyo 220	48	18			
Solar FV	Solar-Don Goyo II	Don Goyo 220	11	49			
Solar FV	Solar-Don Goyo III	Don Goyo 220	41	33			
Solar FV	Solar-Don Héctor I	Don Héctor 220	30	11			
Solar FV	Solar-Don Héctor II	Don Héctor 220	25	31			
Solar FV	Solar-Don Héctor III	Don Héctor 220	9	20			
Solar FV	Solar-H. Fuentes I	H. Fuentes 023		15			
Solar FV	Solar-Incahuasi I	Incahuasi 023		11			
Solar FV	Solar-Kimal I	Kimal 220		225			

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	Solar-Kimal II	Kimal 220		620			
Solar FV	Solar-Kimal III	Kimal 220		411			
Solar FV	Solar-Las Salitreras 220 I	Las Salitreras 220	108				
Solar FV	Solar-Las Salitreras 220 II	Las Salitreras 220	26				
Solar FV	Solar-Las Salitreras 220 III	Las Salitreras 220	92				
Solar FV	Solar-Las Salitreras I	Las Salitreras 220		73			
Solar FV	Solar-Las Salitreras II	Las Salitreras 220		201			
Solar FV	Solar-Las Salitreras III	Las Salitreras 220		134			
Solar FV	Solar-Likanantai I	Likanantai 220	16	328			
Solar FV	Solar-Likanantai II	Likanantai 220	39	53			
Solar FV	Solar-Likanantai III	Likanantai 220	104	62			
Solar FV	Solar-Likanantai IV	Likanantai 220	260	52			
Solar FV	Solar-Likanantai V	Likanantai 220	40	378			
Solar FV	Solar-Likanantai VI	Likanantai 220	99	68			
Solar FV	Solar-Los Loros I	Los Loros 023		15			
Solar FV	Solar-Miraje I	Miraje 220	126	49			
Solar FV	Solar-Miraje II	Miraje 220	30	134			
Solar FV	Solar-Miraje III	Miraje 220	108	88			
Solar FV	Solar-Monte Patria 01	Monte Patria 023		10			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones I	Nueva Cardones 220	26	56			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones II	Nueva Cardones 220	20	9			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones III	Nueva Cardones 220		11			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones IV	Nueva Cardones 220		9			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones V	Nueva Cardones 220		65			
Solar FV	Solar-Nueva Cardones VI	Nueva Cardones 220		12			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata I	Nueva Chuquicamata 220	23	384			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata II	Nueva Chuquicamata 220	156	62			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata III	Nueva Chuquicamata 220	60	72			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata IV	Nueva Chuquicamata 220		60			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata V	Nueva Chuquicamata 220		442			
Solar FV	Solar-Nueva Chuquicamata VI	Nueva Chuquicamata 220		80			
Solar FV	Solar-Nueva Pan de Azúcar I	Nueva Pan de Azúcar 220	121	85			
Solar FV	Solar-Nueva Pozo Almonte I	Nueva Pozo Almonte 220	92	62			
Solar FV	Solar-Nueva Pozo Almonte II	Nueva Pozo Almonte 220	22	170			
Solar FV	Solar-Nueva Pozo Almonte III	Nueva Pozo Almonte 220	78	113			
Solar FV	Solar-Ovalle I	Ovalle 110	22	9			
Solar FV	Solar-Ovalle II	Ovalle 110	18	25			
Solar FV	Solar-Ovalle III	Ovalle 110		16			

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar FV	Solar-Parinacota I	Parinacota 220	50	42			
Solar FV	Solar-Parinacota II	Parinacota 220	12	115			
Solar FV	Solar-Parinacota III	Parinacota 220	42	77			
Solar FV	Solar-Polpaico I	Polpaico 220	62	23			
Solar FV	Solar-Polpaico II	Polpaico 220	15	64			
Solar FV	Solar-Polpaico III	Polpaico 220	53	43			
Solar FV	Solar-Portezuelo I	Portezuelo 110	66	25			
Solar FV	Solar-Portezuelo II	Portezuelo 110	16	68			
Solar FV	Solar-Portezuelo III	Portezuelo 110	56	45			
Solar FV	Solar-Pozo Almonte I	Pozo Almonte 13.8	14	15			
Solar FV	Solar-Pozo Almonte II	Pozo Almonte 13.8		10			
Solar FV	Solar-Pozo Almonte III	Pozo Almonte 13.8		11			
Solar FV	Solar-Punitaqui I	Punitaqui 13.2		11			
Solar FV	Solar-Punitaqui II	Punitaqui 13.2		11			
Solar FV	Solar-Punta Colorada I	Punta Colorada 220		91			
Solar FV	Solar-Punta Colorada II	Punta Colorada 220		15			
Solar FV	Solar-Punta Colorada III	Punta Colorada 220		17			
Solar FV	Solar-Punta Colorada IV	Punta Colorada 220		14			
Solar FV	Solar-Punta Colorada V	Punta Colorada 220		105			
Solar FV	Solar-Punta Colorada VI	Punta Colorada 220		19			
Solar FV	Solar-Punta Sierra I	Punta Sierra 220		259			
Solar FV	Solar-Punta Sierra II	Punta Sierra 220		42			
Solar FV	Solar-Punta Sierra III	Punta Sierra 220		49			
Solar FV	Solar-Punta Sierra IV	Punta Sierra 220		41			
Solar FV	Solar-Punta Sierra V	Punta Sierra 220		299			
Solar FV	Solar-Punta Sierra VI	Punta Sierra 220		54			
Solar FV	Solar-Quínquimo I	Quínquimo 023		10			
Solar FV	Solar-Quínquimo II	Quínquimo 023		15			
Solar FV	Solar-Salamanca I	Salamanca 023		10			
Solar FV	Solar-Tamarugal I	Tamarugal 023	15				
Solar FV	Solar-Vallenar I	Vallenar 13.8		10			
Solar FV	Solar-Vicuña I	Vicuña 023		15			
Solar CSP	CSP Centinela I	Centinela 220					90
Solar CSP	CSP Centinela II	Centinela 220					234
Solar CSP	CSP Centinela III	Centinela 220					297
Solar CSP	CSP Centinela IV	Centinela 220					119
Solar CSP	CSP Centinela V	Centinela 220					327
Solar CSP	CSP Centinela VI	Centinela 220					252

Tipo	Nombre	Barra de conexión	Potencia [MW]				
			Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Solar CSP	CSP Collahuasi I	Collahuasi 220					125
Solar CSP	CSP Lagunas I	Lagunas 220					218
Solar CSP	CSP Lagunas II	Lagunas 220					277
Solar CSP	CSP Lagunas III	Lagunas 220					156
Solar CSP	CSP Lagunas IV	Lagunas 220					305
Solar CSP	CSP Lagunas V	Lagunas 220					234
Solar CSP	CSP Likanantai I	Likanantai 220					89
Solar CSP	CSP Likanantai II	Likanantai 220					113
Solar CSP	CSP Likanantai III	Likanantai 220					96
Solar CSP	CSP-Andes I	Andes 220	153				
Solar CSP	CSP-Andes II	Andes 220	149				
Solar CSP	CSP-Centinelas I	Centinela 220		160			
Solar CSP	CSP-Centinelas II	Centinela 220		246			
Solar CSP	CSP-Centinelas III	Centinela 220		136			
Solar CSP	CSP-Centinelas IV	Centinela 220		269			
Solar CSP	CSP-Centinelas V	Centinela 220		212			
Solar CSP	CSP-Collahuasi I	Collahuasi 220		89			
Solar CSP	CSP-Collahuasi II	Collahuasi 220		111			
Solar CSP	CSP-Collahuasi III	Collahuasi 220		94			
Solar CSP	CSP-Lagunas I	Lagunas 220	153	143			
Solar CSP	CSP-Lagunas II	Lagunas 220		220			
Solar CSP	CSP-Lagunas III	Lagunas 220		136			
Solar CSP	CSP-Lagunas IV	Lagunas 220		240			
Solar CSP	CSP-Lagunas V	Lagunas 220		191			
Solar CSP	CSP-Likanantai I	Likanantai 220		144			
Solar CSP	CSP-Likanantai II	Likanantai 220		121			
Solar CSP	CSP-Quillagua I	Quillagua 220	152	111			
Solar CSP	CSP-Quillagua II	Quillagua 220	153	121			
Solar CSP	CSP-Quillagua III	Quillagua 220		94			

---

## **14 ANEXO 6: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RESILIENCIA POR MAREMOTOS**

### **14.1 ANÁLISIS ZONA TOCOPILLA**

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las centrales Tocopilla y Norgener.

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos no presentan un gran nivel de cargabilidad, con una transferencia de aproximadamente 600 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se concluye por lo tanto que el sistema Nacional entre estas SS/EE opera con criterio de seguridad N-1.





---

## 14.2 ANÁLISIS ZONA MEJILLONES

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las siguientes centrales:

- Gas Atacama
- Mejillones
- Cochrane
- Angamos
- Kelar
- Infraestructura Energética Mejillones

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos presentan un gran nivel de cargabilidad, lo que hace necesario el despacho forzado de las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla. En estas condiciones, se logran transferencias de aproximadamente 1500 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV.



Se demuestra el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 en las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos para seis contingencias diferentes:

- C1: Salida de servicio de un circuito de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.
- C2: Salida de servicio de un circuito de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar.
- C3: Salida de servicio de un circuito de la línea 2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo.
- C4: Salida de servicio de un circuito de la línea 2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones.
- C5: Salida de servicio de un circuito de la línea 2x500 kV Cumbres - Parinas.
- C6: Salida de servicio de un circuito de la línea 2x500 kV Parinas - Los Changos.

El flujo de potencia aparente por los circuitos de las líneas de 500 kV se presenta en la siguiente tabla.

Línea	Flujo de potencia aparente [MVA]							Máximo
	ON	C1	C2	C3	C4	C5	C6	
2x500 kV Los Changos - Kimal C1	288,5	292,1	291,9	293,3	295,4	293,2	289,1	295,4
2x500 kV Los Changos - Kimal C2	288,5	292,1	291,9	293,3	295,4	293,2	289,1	295,4
2x500 kV Parinas - Los Changos C1	567,3	568,3	568,5	568,7	569,7	568,9	1073,4	1073,4
2x500 kV Parinas - Los Changos C2	567,3	568,3	568,5	568,7	569,7	568,9	0,0	569,7
2x500 kV Cumbres - Parinas C1	756,1	756,0	756,3	755,8	756,2	1487,9	748,8	1487,9
2x500 kV Cumbres - Parinas C2	756,1	756,0	756,3	755,8	756,2	0,0	748,8	756,3
2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones C1	734,3	734,3	733,9	724,7	1393,5	740,2	723,4	1393,5
2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones C2	734,3	734,3	733,9	724,7	0,0	740,2	723,4	740,2
2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo C1	737,0	736,8	731,1	0,0	733,3	742,8	736,3	742,8
2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo C2	737,0	736,8	731,1	1305,8	733,3	742,8	736,3	1305,8
2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar C1	546,8	542,7	947,7	531,7	545,4	551,9	541,8	947,7
2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar C2	546,8	542,7	0,0	531,7	545,4	551,9	541,8	551,9
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico C1	568,4	950,1	556,2	567,7	569,4	573,4	565,9	950,1
2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico C2	568,4	0,0	556,2	567,7	569,4	573,4	565,9	573,4

Adicionalmente a aumentar la transferencia de potencia desde la zona Centro del SEN hacia la zona Norte Grande, la salida de servicio de las centrales en la zona de Mejillones tiene el efecto de que el consumo del sistema de transmisión de la Minera Escondida es abastecido principalmente a través de las líneas 2x220 kV Kapatur – O’Higgins y 2x220 kV Parinas – Likanantai, tal como se ilustra en el siguiente diagrama unilineal, el cual presenta el flujo de potencia estático en la zona de Escondida, tomando en cuenta que están en servicio todos los circuitos de las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Kimal.



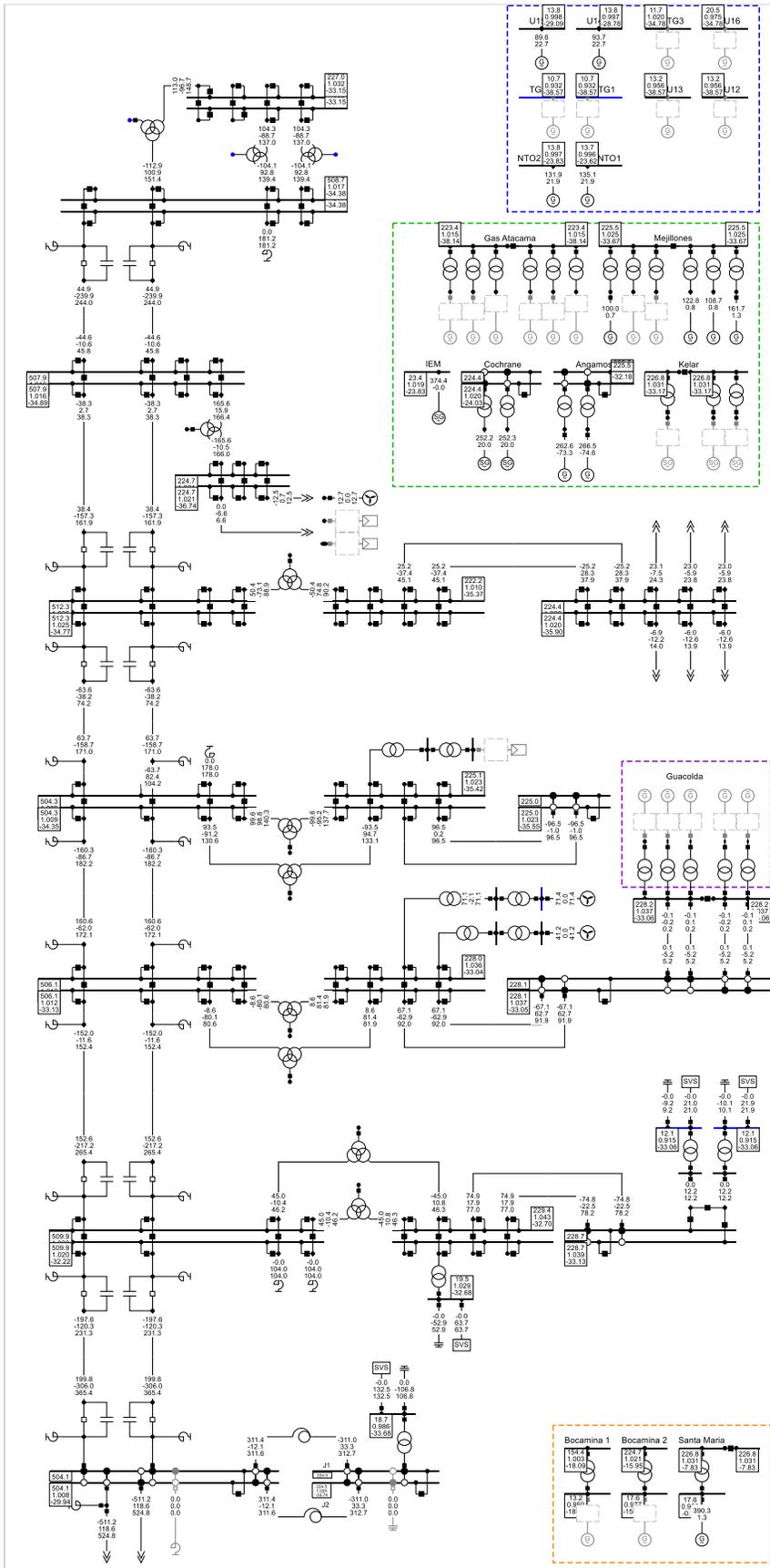
---

### 14.3 ANÁLISIS ZONA HUASCO

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las centrales Tocopilla y Norgener.

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 500 kV entre las SS/EE Polpaico y Los Changos no presentan un gran nivel de cargabilidad, con una transferencia de aproximadamente 600 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se concluye por lo tanto que el sistema Nacional entre estas SS/EE opera con criterio de seguridad N-1.

Adicionalmente, la figura presentada permite concluir que la estabilidad de tensión estática en la zona de la S/E Maitencillo no se ve afectada ante la indisponibilidad de la Central Guacolda, incluso tomando en cuenta bajas transferencias por el sistema de transmisión de 500 kV.

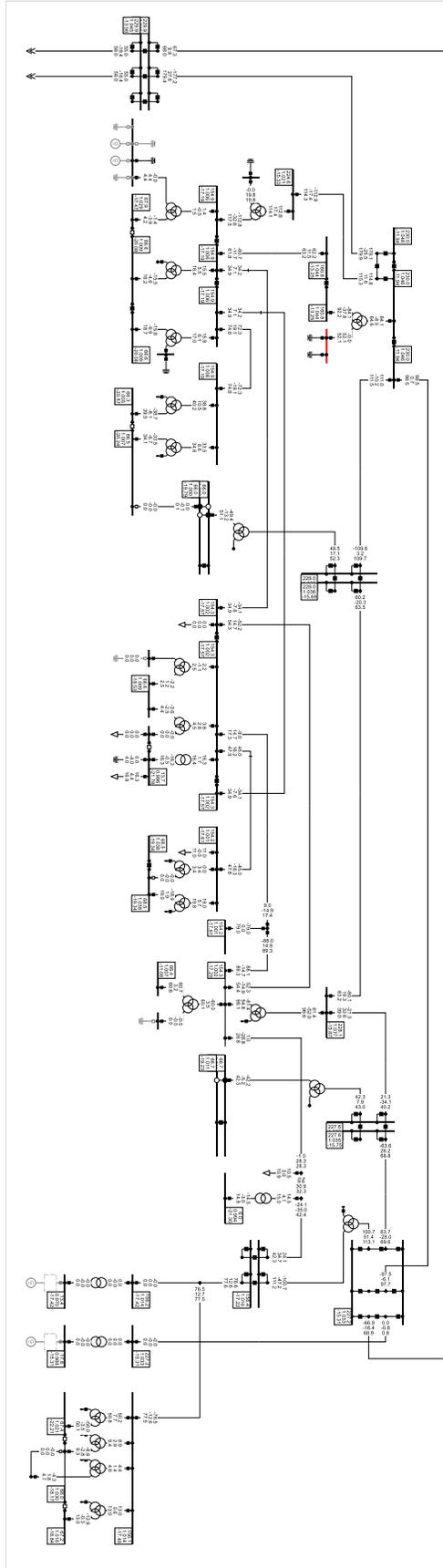


---

## 14.4 ANÁLISIS ZONA CORONEL

A continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado del sistema de 220 y 154 kV entre las SS/EE Charrúa y Coronel, en el cual se representa el flujo de potencia estático ante la salida de servicio de las centrales Bocamina 1, Bocamina 2 y Santa María.

En el diagrama unilineal presentado se demuestra que las líneas de 220 kV y 154 kV no presentan un gran nivel de cargabilidad, con una transferencia máxima de entre 100 y 180 MW por las líneas de 220 kV que van desde la S/E Charrúa hacia las SS/EE del sistema de interés. Se concluye por lo tanto que el sistema de transmisión entre estas SS/EE opera con criterio de seguridad N-1.



**ARTÍCULO SEGUNDO:** Publíquese el Informe Técnico Preliminar que se aprueba conforme al artículo precedente en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía [www.cne.cl](http://www.cne.cl), junto con todos sus 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 los Registros de Participación Ciudadana de los procesos de planificación anual de la transmisión correspondientes a los años 2017 y 2018, constituidos mediante Resolución Exenta N° 714 y Resolución Exenta N° 645, respectivamente, quienes podrán presentar a la Comisión sus observaciones al Informe Técnico Preliminar, con estricta sujeción al siguiente formato:

Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)
1.-		
2.-		
Observaciones respecto de materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)
1.-		
2.-		

Las observaciones al Informe Técnico Preliminar deberán ser enviadas en formato digital al correo electrónico [plandeexpansion2018@cne.cl](mailto:plandeexpansion2018@cne.cl) dentro del plazo de diez días hábiles contados desde su recepción.

Anótese.



**Distribución:**

- Coordinador Eléctrico Nacional
- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE