



ANÁLISIS DE NECESIDADES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL SING Y SIC

2012 - 2013

**Informe Final
Preparado para**



IT-KM-073-12-R04

17 de Diciembre de 2012

RESUMEN EJECUTIVO

La expansión del sistema de transmisión troncal es desarrollada, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el DFL N° 4 de 2006 (denominado en adelante como la Ley) donde la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncales revisada anualmente por cada Dirección de Peajes del CDEC (DP). La propuesta señalada debe presentar, fundadamente, las obras que deberán realizarse o iniciarse en el período siguiente para posibilitar el abastecimiento de la demanda. Además, puede considerar tanto los proyectos de transmisión troncal contemplados en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), o los que, sin estarlo, se presenten a la DP por sus promotores, acompañada de la opinión que sobre las expansiones propuestas expresen los operadores del sistema de transmisión troncal y los usuarios de él.

La CNE, una vez recibida la propuesta de la DP, debe presentar el Plan de Expansión para los 12 meses siguientes. Las discrepancias que a dicho Plan de Expansión presenten los Participantes y usuarios e instituciones interesadas, deben ser resueltas por el Panel de Expertos. Luego, en base al Plan de Expansión presentado por la CNE o al dictamen del Panel de Expertos, según corresponda, el Ministerio de Energía fija las expansiones del sistema de transmisión troncal para los próximos 12 meses.

La coherencia entre esas expansiones y las necesidades del Sistema, respecto de los crecimientos de la demanda y los nuevos proyectos de generación que vendrán a inyectar en él, dependerá en buena medida de la calidad de la información levantada para su revisión, principalmente en lo referente a la ubicación, tamaño, características y fechas de puesta en servicio de los proyectos en generación, así como del adecuado análisis técnico-económico de las expansiones señaladas.

De esta forma, el presente Estudio realiza un análisis de las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC y SING, en apoyo a la elaboración del Plan de Expansión Anual que debe presentar la CNE para el período 2012 – 2013, realizando la evaluación técnico – económica de las alternativas de desarrollo de dicho sistema.

Específicamente, el cumplimiento de esta tarea se realizará persiguiendo los siguientes lineamientos:

- Analizar las necesidades de expansión del sistema de transmisión troncal del SING y del SIC.
- Revisar la propuesta de expansión del sistema de transmisión troncal del SIC y SING, que deben enviar las Direcciones de Peajes de cada sistema a la CNE antes del 31 de octubre de 2012.
- Elaborar una propuesta de planes de expansión óptimos para el sistema de transmisión Troncal del SIC y SING.

- Apoyar en análisis y estudio de discrepancias que se presenten al Panel de Expertos, respecto del Plan de Expansión Anual a presentar por parte de esta Comisión.

El presente informe abarca el análisis de las necesidades de expansión de los Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande, la elaboración de planes de obra de transmisión y generación para dichos sistemas, y la elaboración de alternativas de conexión para la interconexión SIC-SING.

1.1. ANÁLISIS DE DEMANDAS SIC Y SING

1.2. PLAN DE EXPANSIÓN SING

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande se desarrolló dos planes de expansión, los cuales consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes el año 2016.

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías. Mediante una presencia importante de centrales de carbón de aproximadamente 1767 [MW] entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 2050 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia). Para este escenario se ubicó las centrales de carbón principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

El Plan de Obra N° 2 se desarrolló sobre la base de centrales de ciclo combinado de gas natural con aproximadamente 1750 [MW] entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 1850 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia). Se ubicó las centrales de gas natural en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 1: Valores de inversión en [US\$/kW].

Para el caso del SING, no es posible planificar la expansión troncal sin considerar la expansión de los sistemas adicionales, lo anterior debido al alto enmallamiento de este Sistema. Por lo anterior, se consideró, entre otras obras, lo siguiente:

- Se debe considerar el desarrollo de una S/E seccionadora al norte de la S/E Crucero de manera de conectar varios de los parques solares proyectados en la

zona, y adicionalmente la posible conexión de los consumos de Quebrada Blanca. Esta nueva S/E debiera seccionar los actuales circuitos Crucero-Lagunas y en un futuro la nueva línea Encuentro – Lagunas.

- Se debe considerar el desarrollo de una S/E seccionadora al sur de la S/E Encuentro de manera de conectar varios de los parques solares proyectados en la zona, y adicionalmente la alternativa de seccionar las líneas Central Atacama – Encuentro.
- Se debe considerar la construcción de un sistema de 2x500 MW en 500 kV entre las S/E Nueva Mejillones (secciona la línea Central Atacama – Encuentro de 220 KV 3 km al este de la zona de mejillones) y la S/E Nuevo Encuentro (ubicada 3 km al este de la S/E Encuentro) de forma de inyectar la futura generación de los proyectos termoeléctrico de esta zona en Nueva Encuentro.
- Se debe construir nuevas líneas o ampliar las líneas existentes desde las SS.EE Encuentro y Lagunas, hacia Collahuasi.
- Se debe aumentar la capacidad de la línea 2x220 [kV] Crucero-Encuentro ya sea reforzando la línea existente o cambiando los conductores.

De esta forma, las principales expansiones troncales actualmente ya están definidas requiriéndose fundamentalmente obras de expansión asociadas a los grandes consumos mineros y de subtransmisión.

El tercer circuito Tarapacá-Lagunas en el caso base no se requiere en el horizonte de análisis. En el Caso 2 se requiere en el año 2021.

1.3. PLAN DE EXPANSIÓN SIC

Para el Sistema Interconectado Central se desarrolló tres planes de expansión, los cuales consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes el año 2016.

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías de manera equilibrada. Mediante una presencia importante de centrales de ciclo combinado de aproximadamente 1725 [MW] en centrales nuevas y 300 [MW] en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y 2030; 2921 [MW] de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 [MW] entre los años 2017 y 2026. Además, de 2 unidades de carbón en Hacienda Castilla para el año 2022 con 6845 [MW]; además se consideró la incorporación de 2379 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia).

El Plan de Obra N° 2 no considera centrales futuras centrales operando con carbón. Este plan considera una mayor generación principalmente con centrales de ciclo combinado ubicadas en el norte chico y la zona de la región del Biobío. Estas centrales de ciclo combinado corresponden aproximadamente 2875 [MW] en centrales nuevas y 300 [MW]

en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y 2030; 2921 [MW] de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 [MW] entre los años 2017 y 2026. Además se consideró la incorporación de 2379 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia).

En el Plan de Obra N° 3 se incluye la generación de las centrales Cuervo, Blanco y Cóndor, inyectando en Puerto Montt en los años 2021 y 2022, aportando 1069 MW, sustituyendo principalmente generación de gas natural y postergando obras del proyecto Hidroaysen.

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 2: Valores de inversión en [US\$/kW].

Para el caso del SIC, se consideraron las siguientes obras principales en transmisión:

- Se debe seccionar la línea en construcción Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] en el momento de su entrada en servicio en el año 2017 en Carrera Pinto y se debe considerar simultáneamente el tendido del segundo circuito también seccionado en Carrera Pinto.
- Se debe contar con transformación 220/500 [kV] en las nuevas subestaciones de 500 [kV] Cardones, Maitencillo y Pan de azúcar con un primer transformador en cada una, en el año 2018.
- Se debe ampliar la S/E Las Palmas 220 [kV], incorporando barra de transferencia y el respectivo paño acoplador, para dar cumplimiento a la NTSyCS, año 2015.
- Se debe ampliarla S/E Ciruelos 220 [kV] incorporando barra de transferencia, extensión de la barra existente y la incorporación de una segunda sección de barra, para dar cumplimiento a la NTSyCS, año 2017.
- Se debe ampliar la transmisión desde Rapel hasta Alto Melipilla con un circuito de 220 [kV] y desde Alto Melipilla hasta Lo Aguirre-Cerro Navia con un circuito 2x220 [kV] tendiendo el primer circuito en el año 2018.
- Se debe tender el segundo circuito de la línea en construcción Ciruelos – Pichirropulli 220 [kV] el año 2025.

- Se debe realizar el seccionamiento de ambos circuitos de Pichirropulli – Puerto Montt 220 [kV] en la S/E Rahue, trasladando la central Rucatayo a inyectar en Rahue junto con la S/E Barro Blanco, en el año 2018.
- Producto del aumento de demanda en la zona de Concepción, se debe tender el segundo circuito de la línea 2x220 [kv] desde Charrua a Lagunillas para evitar la saturación en la zona Concepción-San Vicente, en el año 2023.
- Se debe ampliar al doble la capacidad de la línea Cautín-Temuco, el año 2021 o 2023 según el plan de obra propuesto.
- Se consideró que las subestaciones Ancoa y Colbún permanecen interconectadas en 220 [kV] para todo el horizonte de planificación.

Adicionalmente, se estimó la construcción de un primer circuito de 500 [kV] de 1800 [MW] desde Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico el año 2027. Alternativamente, a construir un tercer circuito Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico. Se debe estudiar la posibilidad de adelantar la fecha dependiendo de la interacción con el sistema de subtransmisión de la Región Metropolitana para el Caso Base y Caso 2.

Para el caso 3, se consideró la construcción de un doble circuito de 500 [kV] de 1500 [MW] desde Puerto Montt – Cautín – Charrúa el año 2019, que es dos años antes de la fecha que entra en servicio la primera central del proyecto de Energía Austral, evitando congestión en los sistema de trasmisión de 220 kV entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt, lo anterior debido a que en este caso se elimina las futuras ampliaciones entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt en 220 kV. Adicionalmente, debido a la entrada de las centrales de Energía Austral, se debe adelantar del año 2027 al año 2021 el primer circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico.

1.4. INTERCONEXIÓN

La interconexión requiere de una línea DC de 2x1500 MW en 500 kV entre las SS/EE Nueva Encuentro y Cardones.

La interconexión permite desplazar completamente del horizonte de planificación una centra de CC de 350 MW del SING en una fecha aproximadamente cercana a la entrada en servicio de la interconexión.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
1.1. ANÁLISIS DE DEMANDAS SIC Y SING	4
1.2. PLAN DE EXPANSIÓN SING	4
1.3. PLAN DE EXPANSIÓN SIC	5
1.4. INTERCONEXIÓN	7
ÍNDICE	8
2. INTRODUCCIÓN	11
3. OBJETIVO	12
4. ANTECEDENTES GENERALES	13
4.1. SISTEMA TRONCAL SING Y SIC	13
4.1.1. Sistema Troncal SING	13
4.1.2. Sistema Troncal SIC	13
4.2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA	16
4.2.1. Demanda en Sistema Interconectado Central	16
4.2.2. Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande	18
4.3. OTRAS CONSIDERACIONES	20
4.3.1. Modelación Centrales Eólicas	20
4.3.2. Precio de Combustibles	21
4.3.3. Costo de Falla	23
5. NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN SING	24
5.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS SING	24
5.2. PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING	24
5.2.1. Escenario 1 SING (Caso 1)	24
5.2.2. Escenario 2 SING (Caso 2)	24
5.3. PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SING	26
5.3.1. Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING - Caso BASE	27
5.3.2. Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING – Caso 2	27
5.4. GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL SING	28
5.5. FLUJOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL	30
5.6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN EN EL SING	30
6. NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN SIC	31
6.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS SIC	31
6.1.1. Escenario 1 SIC (Caso BASE)	31
6.1.2. Escenario 2 SIC (Caso 2)	31
6.1.3. Escenario 3 SIC (Caso 3)	31
6.2. PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SIC	31
6.3. PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC	33
6.3.1. Plan de Obras Tx Casos BASE y N°2	36
6.3.2. Plan de Obras Tx Caso N°3	36
6.4. GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL SIC	38
6.5. FLUJOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL	41
6.6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN EN EL SIC	41

7.	NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN SIC-SING INTERCONECTADOS	43
7.1.	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS SING-SIC INTERCONECTADOS	43
7.1.1.	<i>Escenario 1 SING II-SIC II (Caso BASE).....</i>	<i>43</i>
7.1.2.	<i>Escenario 2 SING II-SIC III (Caso 2).....</i>	<i>43</i>
7.2.	PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING-SIC.....	43
7.3.	PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC-SING	46
7.4.	GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL SIC-SING	49
7.5.	FLUJOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL	51
7.6.	COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN EN EL SIC-SING.....	51
8.	ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SISTEMAS SIC-SING	52
8.1.	ANTECEDENTES	52
8.2.	ESCENARIOS DE OPERACIÓN	53
9.	ANÁLISIS DE NECESIDADES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SING Y DEL SIC 66	66
10.	ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SING Y SIC PROPUESTAS POR EL CONSULTOR Y PROPUESTAS POR LA DIRECCIÓN DE PEAJES DE LOS CDEC.....	67
10.1.	ANÁLISIS N-1 TRANSFORMADORES	67
10.2.	ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL	67
11.	PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN PROPUESTAS POR EL CONSULTOR.....	95
11.1.	PLAN DE OBRA SIC	95
11.2.	PLAN DE OBRA DEL SING	95
11.3.	PLAN DE OBRA DEL SING-SIC INTERCONECTADOS.....	96
12.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS.....	97
12.1.	ANÁLISIS METODOLOGÍA UTILIZADA POR DP CDEC-SING.....	97
12.2.	ANÁLISIS DE SENSIBILIZACIONES	99
12.2.1.	<i>Seccionamiento en Carrera Pinto.....</i>	<i>99</i>
12.2.2.	<i>Entrada en Operación tercer circuito entre barras Cautín, Ciruelos, Pichirropulli, Rahue y Puerto Montt</i>	<i>100</i>
12.2.3.	<i>Entrada en Operación del cuarto transformador Charrúa 220/500</i>	<i>100</i>
12.2.4.	<i>Atraso en entrada en operación de Generación ERNC en la zona de Carrera Pinto</i>	<i>100</i>
12.2.5.	<i>Entrada en Operación del tercer transformador Alto Jahuel 220/500</i>	<i>101</i>
12.2.6.	<i>Atraso en entrada en Operación de Generación Eólica en VIII y X Región.....</i>	<i>101</i>
12.3.	ANÁLISIS MÍNIMO ARREPENTIMIENTO SIC	102
12.4.	ANÁLISIS SENSIBILIZACIONES INTERCONEXIÓN	103
12.4.1.	<i>Sensibilidad en entrada en operación de línea de interconexión.....</i>	<i>103</i>
13.	ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SING Y DEL SIC PROPUESTAS POR EL CONSULTOR	104
1.1	S/E NUEVA CARDONES BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV, 750 MVA.....	104
1.2	S/E NUEVA MAITENCILLO BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV, 750 MVA	105
1.3	S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV, 750 MVA	106
1.4	NUEVA SUBESTACIÓN QUILLAGUA (SECCIONADORA)	107
1.5	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES TARAPACÁ - LAGUNAS 2x220 kV TENDIDO DE PRIMER CIRCUITO 109	
1.6	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES NUEVA ENCUENTRO/EL CRUCE – NUEVA MEJILLONES 2x500 kV. 111	

1.7	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES ALTO JAHUEL – LOS ALMENDROS – POLPAICO 2x500 kV, TENDIDO DE UN PRIMER CIRCUITO	114
1.8	NUEVA SUBESTACIÓN CHARRÚA	116
1.9	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES CHARRUA – CAUTÍN – PUERTO MONTT 2x500 kV	118
1.10	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES CARDONES Y D. DE ALMAGRO 2x220 kV SECCIONADO EN S/E CARRERA PINTO	121
1.11	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES PICHIRROPULLI – RAHUE – PUERTO MONTT 2x220 kV..	123
1.12	NUEVA LÍNEA DOBLE CIRCUITO ENTRE SUBESTACIONES CAUTÍN – CIRUELOS 2x220 kV, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO	126
14.	CONCLUSIONES	128
15.	ANEXOS	129

2. INTRODUCCIÓN

La expansión del sistema de transmisión troncal es desarrollada centralizadamente, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el DFL N° 4 de 2006 (denominado en adelante como la Ley).

La consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal, contenidas en el informe técnico de la CNE, al cual se refiere el Artículo 91° de la Ley, es revisada anualmente por cada Dirección de Peajes del CDEC (DP), la que debe presentar a la CNE una propuesta de expansión de dicho sistema. La propuesta señalada debe presentar, fundadamente, las obras que deberán realizarse o iniciarse en el período siguiente para posibilitar el abastecimiento de la demanda. Además, puede considerar tanto los proyectos de transmisión troncal contemplados en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), o los que, sin estarlo, se presenten a la DP por sus promotores, acompañada de la opinión que sobre las expansiones propuestas expresen los operadores del sistema de transmisión troncal y los usuarios de él.

La CNE, una vez recibida la propuesta de la DP, debe presentar el Plan de Expansión para los 12 meses siguientes. Las discrepancias que a dicho Plan de Expansión presenten los Participantes y usuarios e instituciones interesadas, deben ser resueltas por el Panel de Expertos. Luego, en base al Plan de Expansión presentado por la CNE o al dictamen del Panel de Expertos, según corresponda, el Ministerio de Energía fija las expansiones del sistema de transmisión troncal para los próximos 12 meses.

La coherencia entre esas expansiones y las necesidades del Sistema, respecto de los crecimientos de la demanda y los nuevos proyectos de generación que vendrán a inyectar en él, dependerá en buena medida de la calidad de la información levantada para su revisión, principalmente en lo referente a la ubicación, tamaño, características y fechas de puesta en servicio de los proyectos en generación, así como del adecuado análisis técnico-económico de las expansiones señaladas.

Dado lo anterior, se requiere analizar las necesidades de expansión del sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC), en consideración al desarrollo de los proyectos en generación que resulten económicamente óptimos para el abastecimiento de la demanda y a los resultados del estudio de transmisión troncal.

3. OBJETIVO

El objetivo del Estudio es contar con un Análisis de las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC y SING, en apoyo a la elaboración del Plan de Expansión Anual que debe presentar la CNE para el período 2012 – 2013, realizando la evaluación técnico – económica de las alternativas de desarrollo de dicho sistema.

Para el cumplimiento del objetivo general del Estudio, se contemplan los siguientes objetivos específicos:

- Objetivo específico 1: Análisis de las necesidades de expansión del sistema de transmisión troncal del SING y del SIC.
- Objetivo específico 2: Revisión de la propuesta de expansión del sistema de transmisión troncal del SIC y SING, que deben enviar las Direcciones de Peajes de cada sistema a la CNE antes del 31 de octubre de 2012.
- Objetivo específico 3: Elaboración de propuesta de planes de expansión óptimos para el sistema de transmisión Troncal del SIC y SING.
- Objetivo específico 4: Apoyo en análisis y estudio de discrepancias que se presenten al Panel de Expertos, respecto del Plan de Expansión Anual a presentar por parte de esta Comisión.

4. ANTECEDENTES GENERALES

4.1. SISTEMA TRONCAL SING Y SIC

La definición actual de las instalaciones que conforman el Sistema de Transmisión Troncal de cada Sistema quedó establecida en el Informe Técnico Para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuatrienio 2011 – 2014. Los tramos fueron codificados y se enumeran en el Anexo N°1.

4.1.1. Sistema Troncal SING

El Sistema de Transmisión Troncal del SING, se encuentran limitadas al norte por la S/E Tarapacá y al sur por la S/E Atacama, en tensión de 220 [kV].

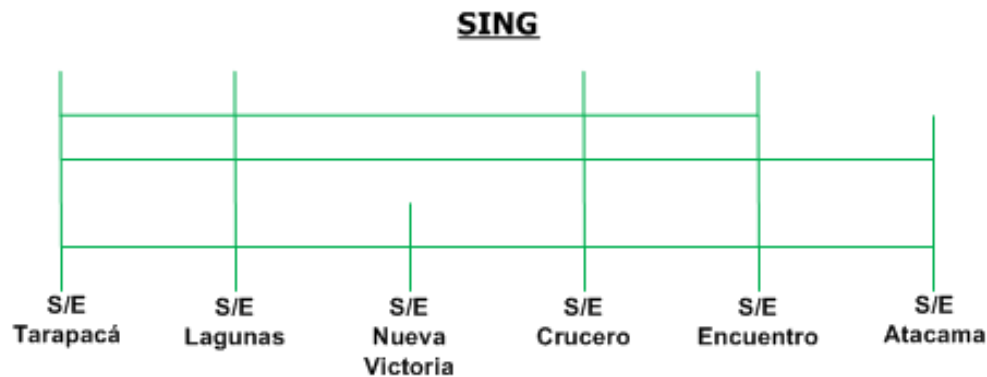


Figura 1: Unileal simplificado STT SING.

4.1.2. Sistema Troncal SIC

En el caso del SIC, el Sistema de Transmisión Troncal se ha dividido en SIC Norte, Centro y Sur, en tensiones de 220 [kV] y 500 [kV]. De la Figura 3 se observa que las líneas troncales del Norte del SIC se encuentran limitadas al norte por la S/E Diego de Almagro y al sur por la S/E Nogales, en tensión de 220 [kV].



Figura 2: Unilineal simplificado STT SIC Norte.

En la Figura 4 se presenta la zona Centro, limitada por las SS.EE. Nogales e Itahue con tensión de 220 [kV]. Adicionalmente, entre las SS.EE. Polpaico y Charrúa se presentan las líneas de 500 [kV] que se encuentran actualmente en operación.

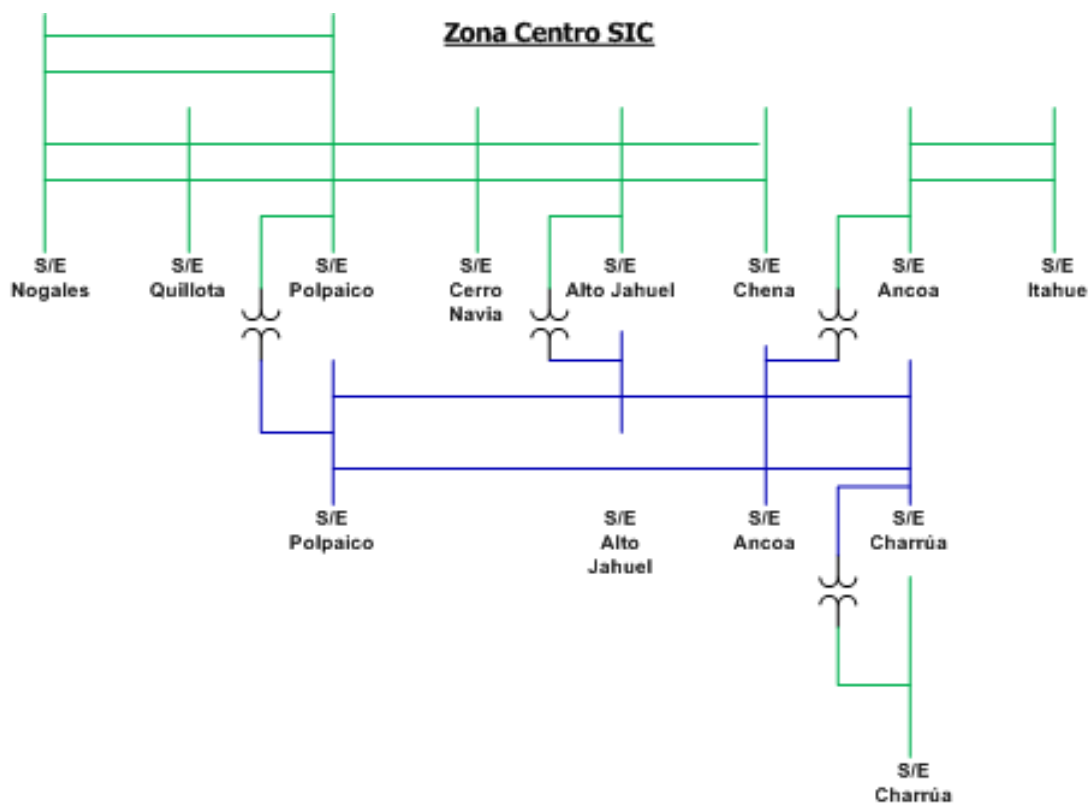


Figura 3: Unilineal simplificado STT SIC Centro.

La zona Sur, se comprende al norte por la S/E Charrúa y al sur por la S/E Puerto Montt presentada en la Figura 5, se comprende entre las SS.EE. Charrúa y Puerto Montt en tensión de 220 [kV].

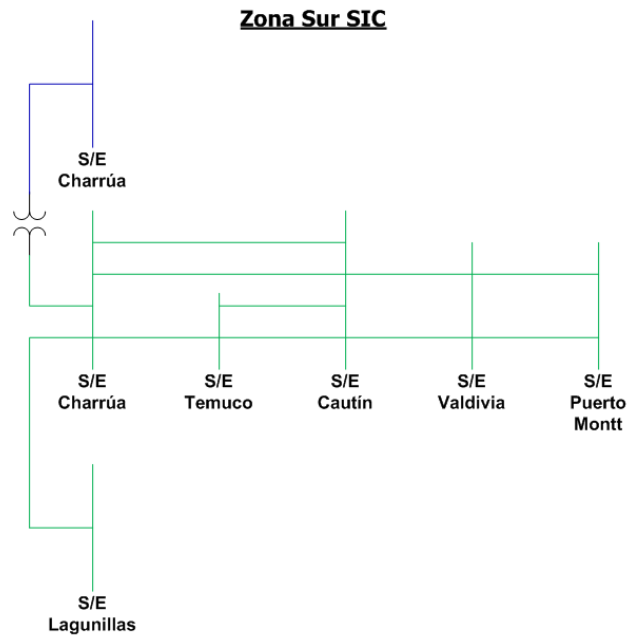


Figura 4: Unilineal simplificado STT SIC Sur.

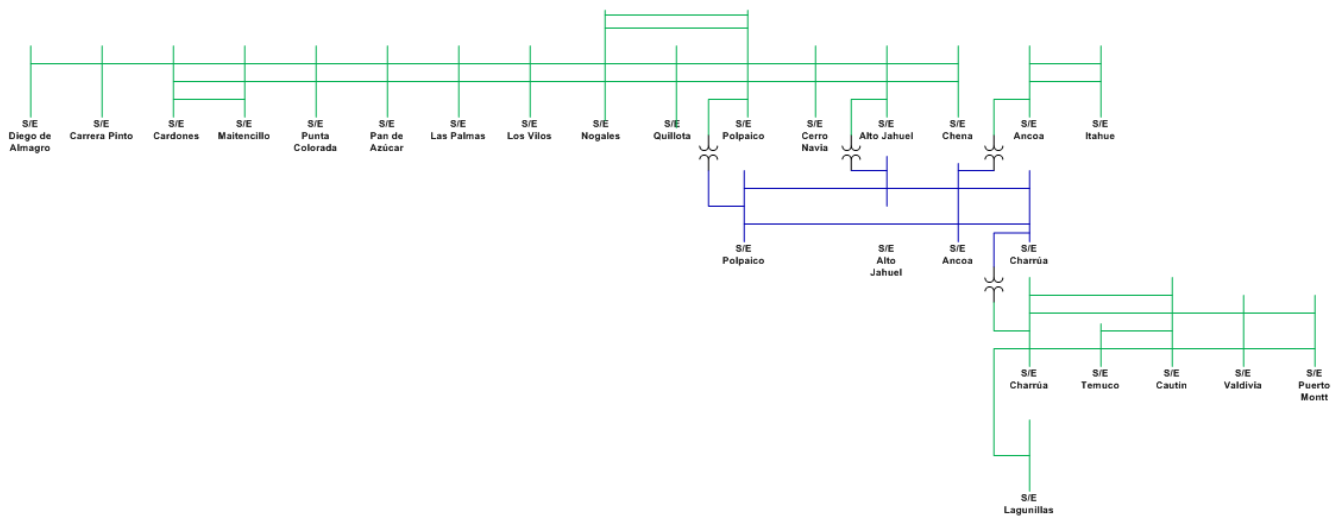


Figura 5: Unilineal simplificado Sistema Transmisión Troncal SIC.

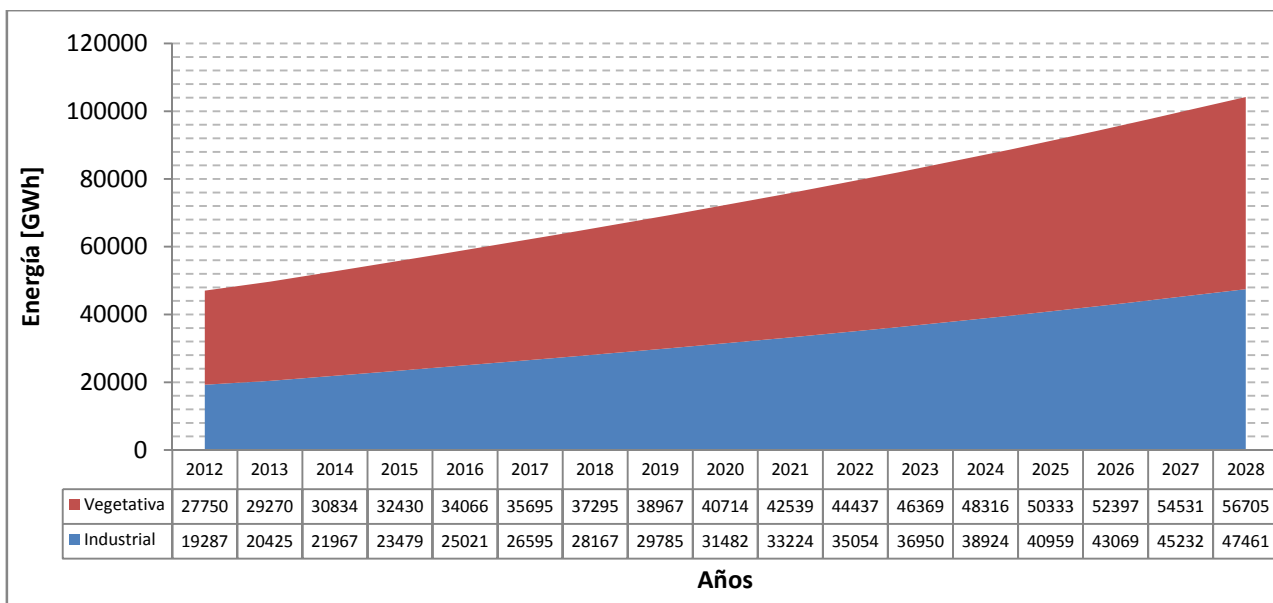
4.2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

Para la proyección de la demanda de energía en el SIC y en el SING se ha utilizado como base la demanda desarrollada por la CNE en el Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo de Octubre 2012 y las consideraciones e información recopilada de los proyectos en construcción y en estudio informados.

4.2.1. Demanda en Sistema Interconectado Central

De acuerdo con la información desarrollada por la Autoridad para el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo Octubre 2012, la demanda de energía del Sistema Interconectado Central mantiene una razón entre clientes industriales y clientes regulados (vegetativo) del 77.4% en promedio. Específicamente los clientes regulados e industriales poseen una participación en la energía total del sistema del 56.4% y 43.6% respectivamente.

Por otra parte, se observó que durante el horizonte de evaluación los consumos de tipo regulado e industrial presentan, en promedio, un crecimiento anual del 4.3% y 5.4% respectivamente. De esta forma, la Autoridad presenta una tasa de crecimiento para la demanda del orden del 4.8% promedio anual.



Es posible detallar el crecimiento de la demanda por zona geográfica. Se apreció la existencia de un aumento fuerte por sobre el promedio en la II y IV Región motivo de proyectos mineros como Pascua Lama, El Morro, Cerro Casale, y otros, que entran en operación en el norte chico de la República.

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
III	9.9	7.3	7.6	4.7	5.9	5.6	5.4	5.4	5.2	5.2	5.1	5.0	4.9	4.9	4.8	4.7
IV	19.3	13.0	14.8	14.5	5.6	5.3	5.2	5.1	5.0	5.0	4.9	4.8	4.7	4.7	4.6	4.5
V	4.3	4.9	4.7	4.8	5.3	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8	4.7	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3
RM	4.0	5.8	4.6	4.7	4.9	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.2	4.1
VII	4.7	4.4	4.3	4.4	5.0	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.3	4.2	4.1
VIII	2.9	4.5	4.7	4.8	5.4	5.1	5.0	5.0	4.9	4.8	4.7	4.7	4.6	4.5	4.5	4.4
IX	5.3	5.1	4.9	4.8	4.6	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9
X	5.6	5.3	5.1	4.9	4.6	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8
VI	5.7	4.8	5.4	4.6	4.9	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.3	4.2	4.2	4.1
Total	5.4	5.9	5.6	5.4	5.1	4.8	4.8	4.8	4.7	4.7	4.6	4.5	4.4	4.4	4.3	4.2

Tabla 3: Tasa de Crecimiento de la Demanda de Energía en el SIC por Región [%].

Si bien las tasas de crecimiento regionales son relativamente similares entre sí, es importante destacar que la Región Metropolitana abarca aproximadamente el 46% de la demanda total del SIC para todo el horizonte de evaluación. De la siguiente figura se aprecia que la demanda del SIC hacia el año 2028 corresponderá a 104,276 [GWh] aproximadamente, concentrándose en el centro de la República alrededor de 47,450 [GWh] de las solicitudes de energía.

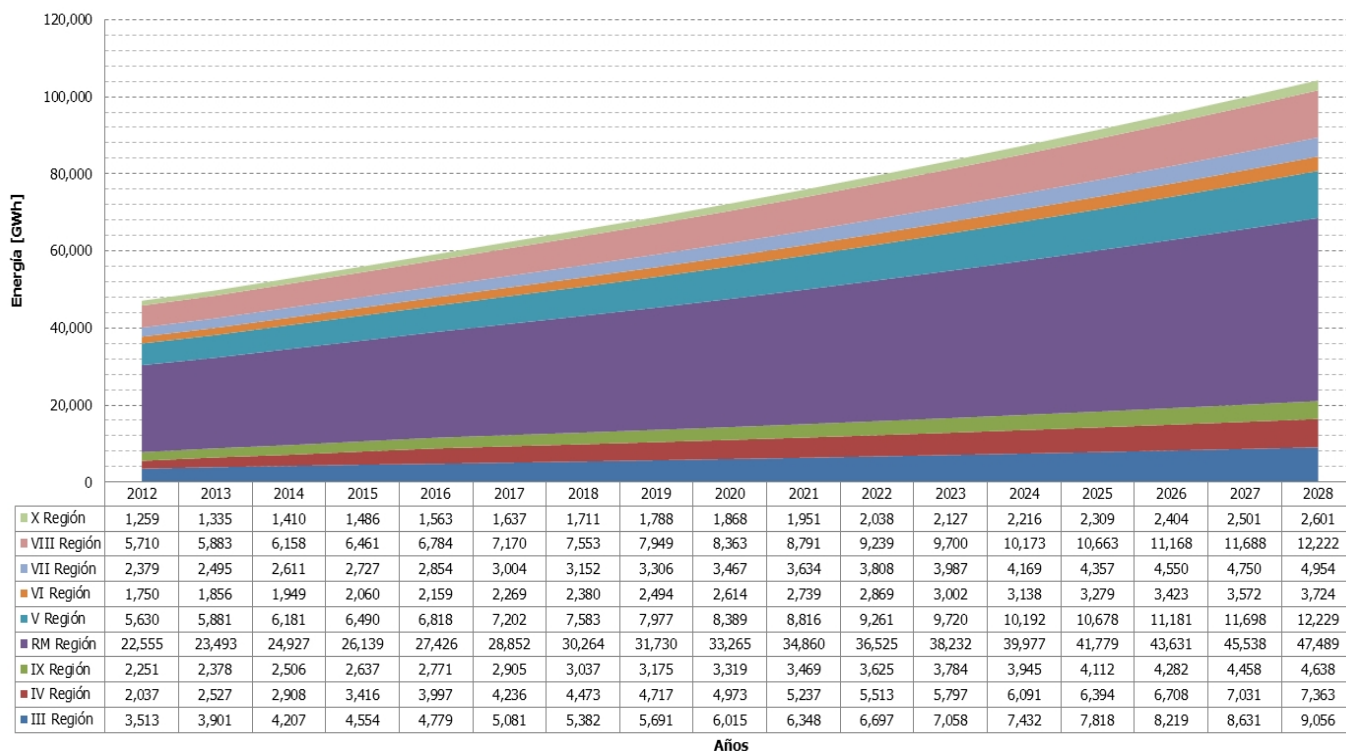


Figura 6: Aportes Regionales de Demanda de Energía en el SIC.

Como se mencionó anteriormente, la proyección de la demanda de energía del SIC fue realizada mediante la aplicación de tasas de crecimiento elaboradas por la Comisión Nacional de Energía, las cuales tienen como finalidad ser representativas del sector eléctrico por tipo de consumidor, ya sea libre o regulado, así como también considerando proyectos industriales de gran envergadura informados con motivo del Informe Técnico Preliminar de Precio Nudo Octubre 2012.

Una vez proyectada la demanda de energía para los años posteriores a lo indicado en la fijación de precio de nudo, se observan los siguientes perfiles.

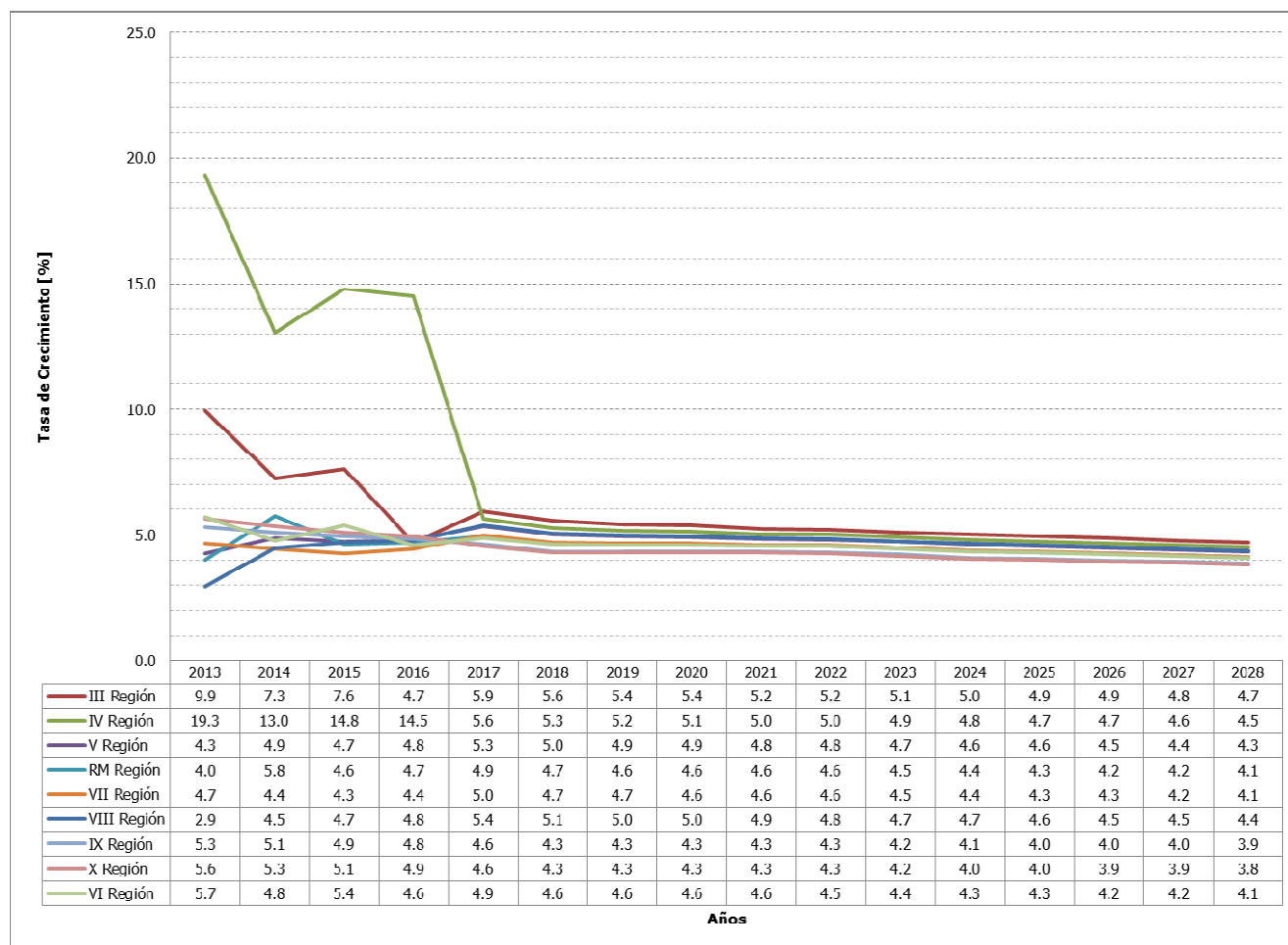


Figura 7: Tasa de crecimiento por regiones SIC.

Cabe destacar que la demanda de energía será sensibilizada durante la ejecución de los análisis posteriores considerando la inclusión de nuevos proyectos mineros en el Norte Chico que no hayan sido considerados en esta revisión. Este análisis será desarrollado en la medida que se cuente con la información necesaria, la cual deberá ser suministrada por la Comisión Nacional de Energía.

4.2.2. Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande

Como se menciona en la sección referente al plan de obras de generación, el SING es un sistema predominantemente industrial, dominado por consumos asociados a la gran minería. Este tipo de consumos, los cuales tienen la particularidad de poseer gran magnitud y no responder a tasas de crecimiento estándar, son preponderantes en un sistema donde la demanda de energía de los clientes regulados alcanza aproximadamente a un 10% de la demanda total.

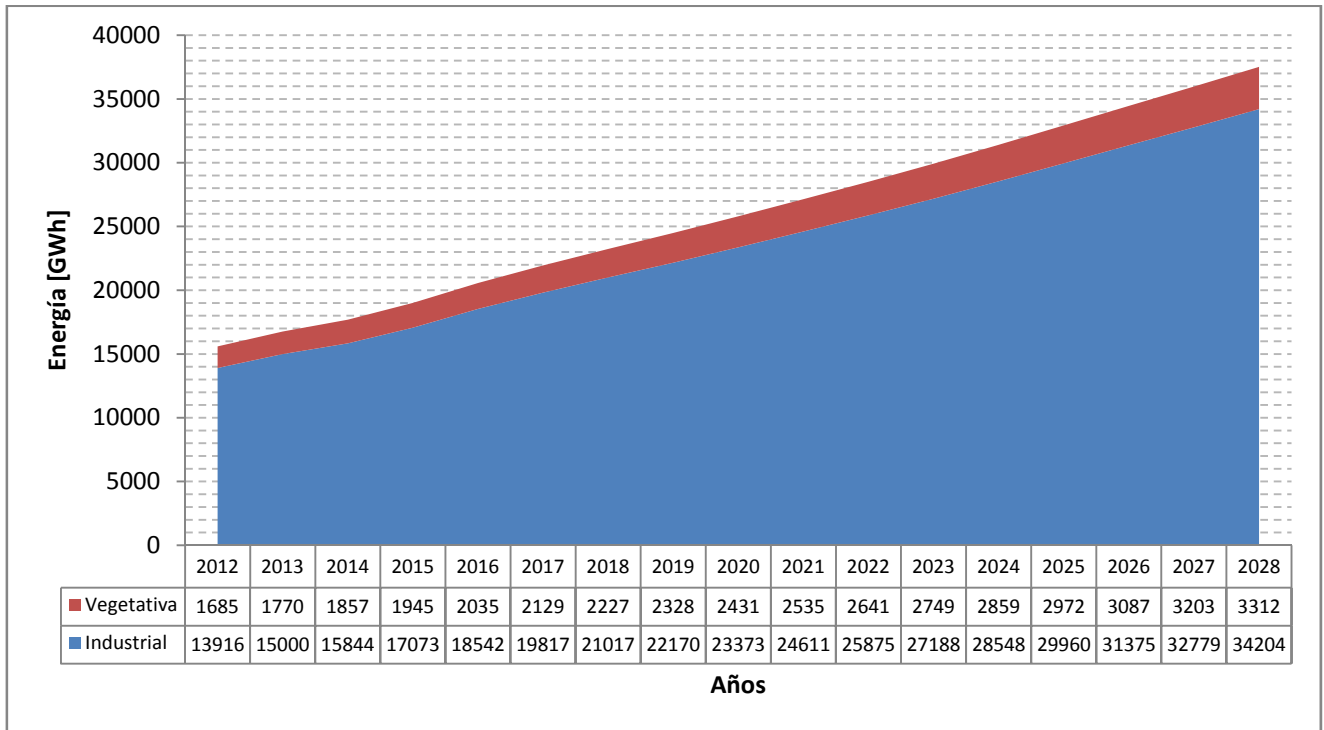


Figura 8: Demanda de Energía del SING por Tipo (Vegetativa e Industrial).

Esta proyección corresponde a la proyección de demanda realizada por la autoridad donde se asume un crecimiento constante durante todo el periodo de evaluación.

En la figura siguiente se aprecia que los mayores aportes a la demanda total de energía del SING se producen en la II Región de Antofagasta, representado un 85% aproximadamente de las solicitudes de energía consideradas para todo el horizonte de evaluación.

Tasa Crecimiento Total por Región																
Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
II Región	7.4	5.4	7.3	7.7	6.3	5.6	5.2	5.1	5.0	4.8	4.8	4.7	4.7	4.5	4.2	4.1
I Región	4.2	4.2	4.5	7.3	5.9	5.4	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.5	4.5	4.3	4.1	4.0
XV Región	4.8	4.7	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9	3.8	3.8	3.7	3.6	3.3
Total	7.0	5.3	6.9	7.6	6.2	5.6	5.1	5.1	4.9	4.8	4.7	4.7	4.6	4.4	4.2	4.1

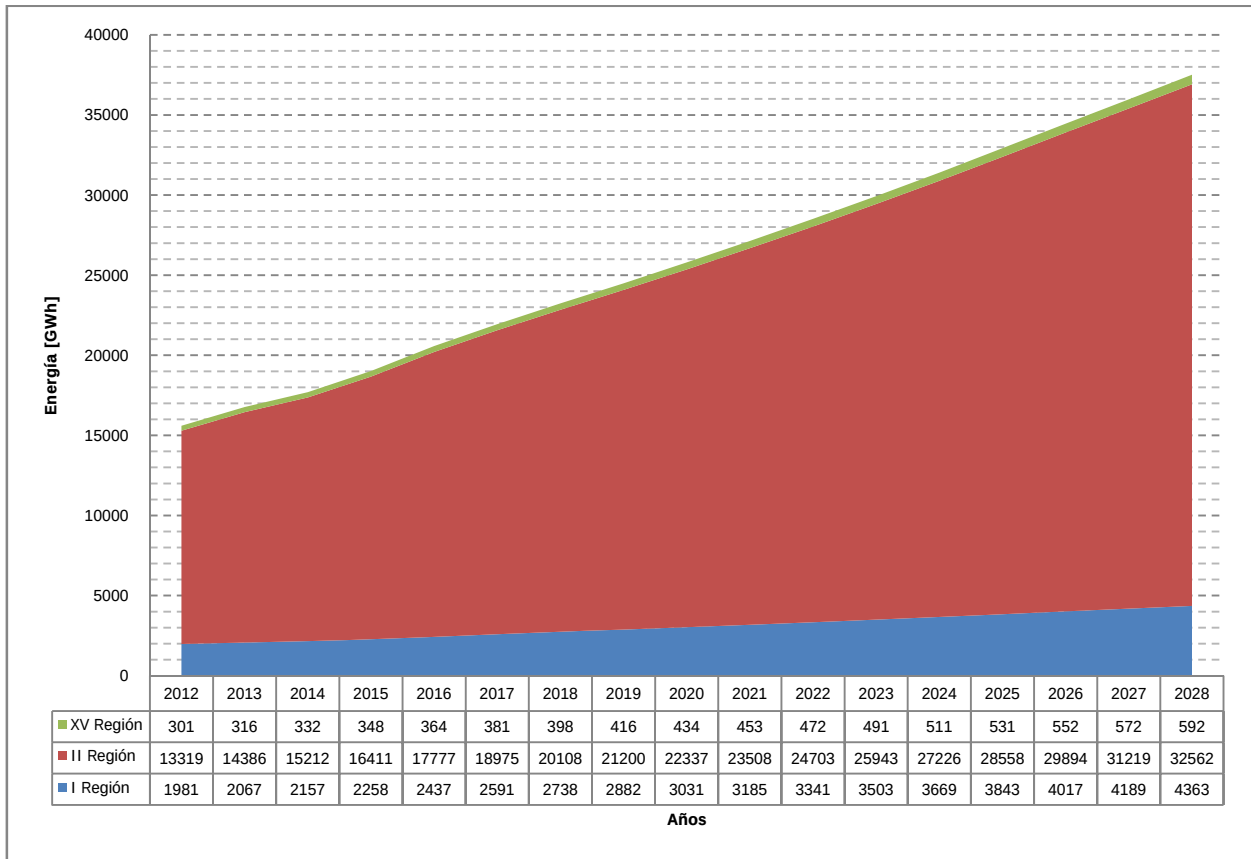


Figura 9: Demanda de Energía del SING por Tipo (Vegetativa e Industrial).

4.3. OTRAS CONSIDERACIONES

4.3.1. Modelación Centrales Eólicas

En el presente estudio se han modelado las centrales eólicas, por medio de una selección aleatoria de medidas de vientos tomadas en las zonas donde se ubicarán estos parques.

Para la obtención de estos datos se utilizó el explorador de recursos eólicos basado en el modelo WRF (Weather Research and Forecasting). Una vez obtenidas estas muestras, se incorporaron en los datos de entrada al Ose2000 para la modelación del sistema.

El detalle de este procedimiento se presenta en el Anexo – Modelación de Centrales Eólicas.

4.3.2. Precio de Combustibles

El siguiente cuadro ilustra el costo del GNL utilizado en la modelación.

Precio de GNL [US\$/MBtu]		
Año	SING	SIC
2013	7.5170	7.5170
2014	7.9280	7.9280
2015	8.1568	8.1568
2016	8.5493	8.5493
2017	8.5755	8.5755
2018	8.5758	8.5758
2019	8.5696	8.5696
2020	8.6133	8.6133
2021	8.6031	8.6031
2022	8.8089	8.8089
2023	8.8089	8.8089
2024	8.8089	8.8089
2025	8.8089	8.8089
2026	8.8089	8.8089
2027	8.8089	8.8089
2028	8.8089	8.8089

Tabla 4: Costo GNL utilizado en la modelación.

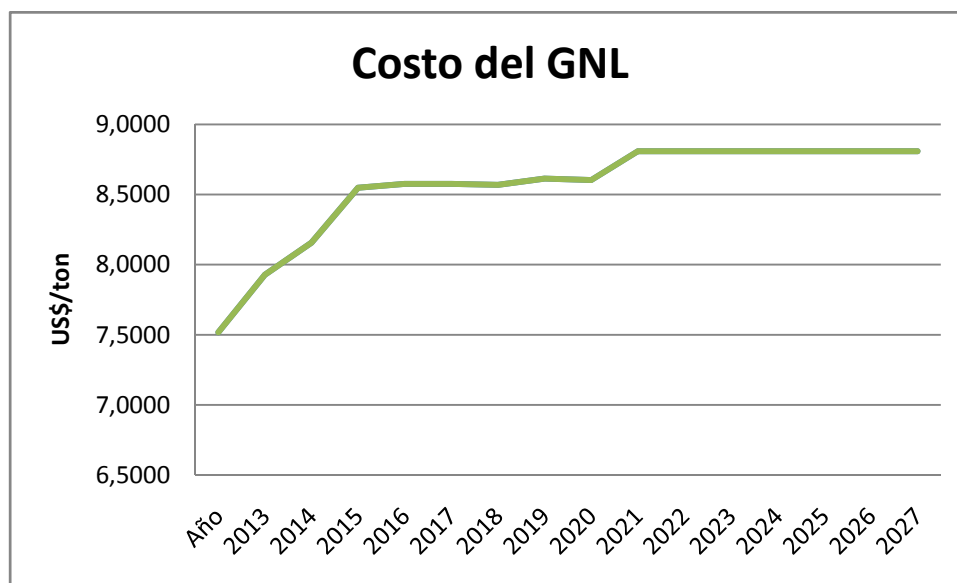


Figura 10: Costo GNL utilizado en la modelación.

El precio utilizado para el carbón se indica en la siguiente tabla.

Costo Carbón [US\$/ton]	
Año	SING - SIC
2013	94.8
2014	94.8
2015	102.1
2016	106.5
2017	109
2018	107.8
2019	109.4
2020	108.5
2021	106.5
2022	105.4
2023	104.6
2024	104.6
2025	104.6
2026	104.6
2027	104.6
2028	104.6

Tabla 5: Costo carbón utilizado en la modelación.

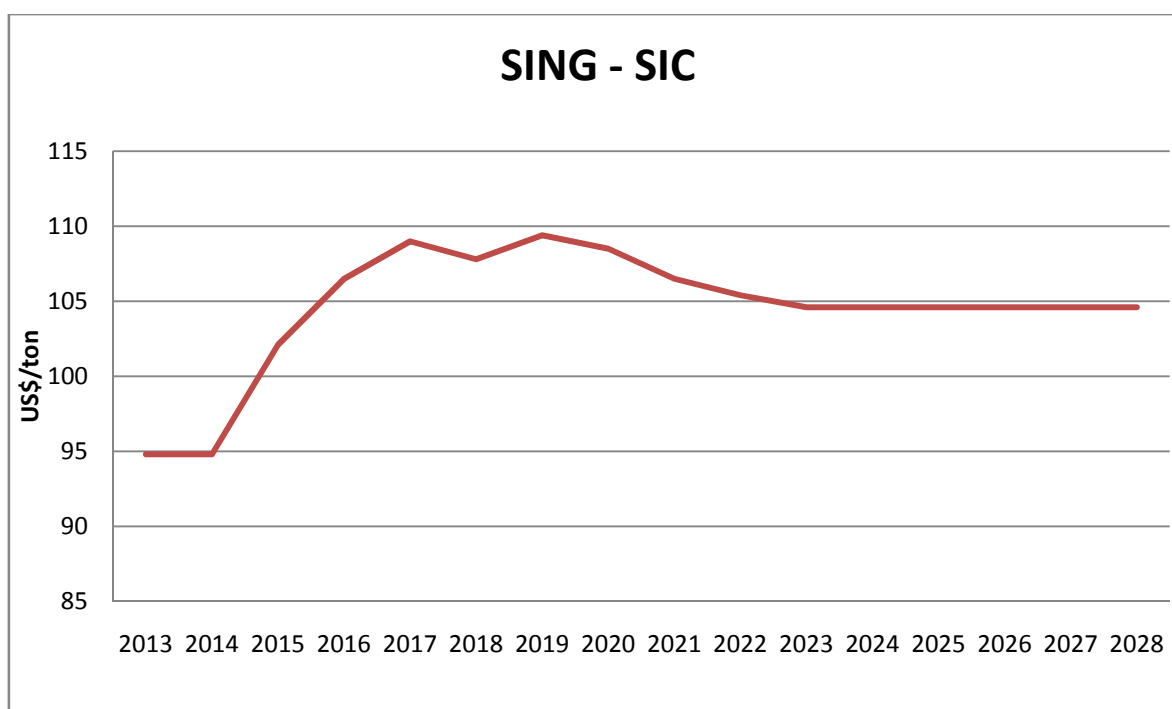


Figura 11: Costo del carbón utilizado en la modelación.

El precio del Diesel corresponde a los valores utilizados en el Informe Técnico Definitivo de Abril 2012.

4.3.3. Costo de Falla

El costo de falla utilizado se ilustra en la siguiente tabla.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla por Sistema [US\$/MWh]	
	SING	SIC
5%	459.2	471.6
10%	529.3	597.9
20%	841.6	793.0
30%	1105.6	899.8

Tabla 6: Costo de falla de larga duración.

En el caso de las fallas de corta duración, los valores son los siguientes:

Costo Falla por Sistema [US\$/MWh]	
SING	SIC
12,000.0	10,500.0

Tabla 7: Costo de falla de corta duración.

5. NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN SING

5.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS SING

Los planes de obra consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes el año 2016.

5.2. PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING

5.2.1. Escenario 1 SING (Caso 1)

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías. Mediante una presencia importante de centrales de carbón de aproximadamente 2142 [MW] entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 2050 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia) y 600 [MW] de generación Diesel el año 2016 para evitar racionamiento en el Sistema.

Las centrales de carbón se ubicaron principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

5.2.2. Escenario 2 SING (Caso 2)

El Plan de Obra N° 2 se desarrolló sobre la base de centrales de ciclo combinado de gas natural con aproximadamente 2100 [MW] entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 2450 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia), adicionalmente se incorporaron centrales inicialmente en ciclo abierto a fines del año 2015 con 750 [MW] para evitar racionamiento en el Sistema (las cuales operan posteriormente en ciclo combinado).

Las centrales de gas natural se ubicaron principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 8: Valores de inversión en [US\$/kW].

Los planes de Obras de Generación se presentan en la tabla siguiente.

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso		Inversión [MMUS\$]
			Caso 1	Caso 2	
Carbón	Patache	110	may-19	-	259
Carbón	EE I	375	jul-20	-	881
Carbón	EE II	375	ene-27	-	881
Carbón	Cochrane	532	mar-24	-	1250
Carbón	MEJILLONES I	375	ene-29	-	881
CA-GNL	Tarapaca GNL CC I	350	-	ago-21	94
CC-GNL	MEJILLONES GNL CC I	350	-	jul-19	319
CC-GNL	MEJILLONES GNL CC II	350	-	jul-23	319
CC-GNL	MEJILLONES III GNL	350	-	jun-26	319
CC-GNL	MEJILLONES IV GNL	350	-	jun-28	170
Geotermia	Apacheta 01	40	abr-22	abr-25	142
Geotermia	Apacheta 02	40	abr-22	abr-25	142
Geotermia	Irruputunco	40	abr-22	abr-25	142
Geotermia	Pampa Lirima 02	40	abr-23	abr-24	142
Geotermia	Polloquere 01	40	abr-23	abr-27	142
Geotermia	Polloquere 02	40	abr-23	abr-28	142
Geotermia	Puchuldiza 01	40	jul-18	abr-18	142
Geotermia	Puchuldiza 02	40	jul-19	abr-25	142
Geotermia	Puchuldiza 03	40	abr-23	abr-25	142
Solar	Arica I	50	abr-15	abr-15	250
Solar	Arica II	50	abr-16	abr-16	250
Solar	Sol del Loa	100	jul-14	jul-14	250
Solar	Crucero I	100	jul-14	jul-14	250
Solar	Crucero II	100	abr-15	abr-15	250
Solar	Crucero III	100	abr-18	abr-18	250
Solar	Laguna I	100	abr-15	abr-15	250
Solar	Laguna II	100	abr-18	abr-18	250
Solar	Pozo Almonte I	100	abr-16	abr-16	250
Solar	Pozo Almonte II	100	abr-19	abr-19	250
Solar	Solar SING I	200	abr-26	abr-25	500
Solar	Solar SING II	200	abr-26	abr-27	500
Solar	Solar SING III	200	abr-28	-	500
Eolica	EOLICO SING I	100	abr-15	abr-15	230
Eolica	EOLICO SING II	50	abr-16	abr-16	115
Eolica	EOLICO SING III	40	abr-17	abr-17	92

Tabla 9: Planes de Obra Generación SING.

5.3. PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SING

Para el caso del SING, no es posible planificar la expansión troncal sin considerar la expansión de los sistemas adicionales, lo anterior debido al alto enmallamiento de este Sistema. Por lo anterior, se consideró, entre otras obras, lo siguiente:

- Se debe considerar el desarrollo de una S/E seccionadora al norte de la S/E Crucero de manera de conectar varios de los parques solares proyectados en la zona, y adicionalmente la posible conexión de los consumos de Quebrada Blanca. Esta nueva S/E debiera seccionar los actuales circuitos Crucero-Lagunas y en un futuro la nueva línea Encuentro – Lagunas.
- Se debe considerar la construcción de un sistema de 2x500 kV entre las S/E Nueva Mejillones, ubicada 3 km al este de la zona de mejillones y que seccione las líneas Central Atacama – Encuentro de 220 KV y una S/E Nuevo Encuentro, ubicada a 3 km al este de la S/E Encuentro, de forma de inyectar la futura generación de los proyectos termoeléctrico de la zona de Mejillones en Encuentro. Además en esta Nueva S/E podría conectarse la Interconexión con el SIC.

Junto con lo anterior, el CDEC-SING plantea considerar el desarrollo de una S/E seccionadora al sur de la S/E Encuentro de manera de conectar varios de los parques solares proyectados en la zona, seccionando las líneas Central Atacama – Encuentro.

Una alternativa de compatibilizar las dos opciones anteriores, es desarrollar la línea de 500 kV entre Encuentro y Mejillones, elevando a 500 kV en la S/E seccionadora propuesta por el CDEC-SING, a unos 15 km al Sur de la S/E Encuentro.

Si bien puede ser que ninguna de las soluciones resulte ser la óptima, cabría realizar un análisis de la conveniencia de seccionar las líneas cerca de la S/E Laberinto

- Se debe analizar la construcción de nuevas líneas o ampliar las líneas existentes desde las SS.EE Encuentro y Lagunas, hacia Collahuasi. La oportunidad de desarrollar estas obras dependerá exclusivamente de cómo se considere el aumento de demanda en dicha zona, si escalonado o un crecimiento lineal, como lo establece la CNE en su fijación de precio de nudo.
- Se debe aumentar la capacidad de la línea 2x220 [kV] Crucero-Encuentro ya sea reforzando la línea existente o cambiando los conductores, esto debido al aumento de las transferencias entre estas SS.EE por el aumento de la demanda.
- Asociado a la construcción del parque solar Sol del Loa y/o del parque eólico Quillagua, se debe considerar el seccionamiento de ambos circuitos Crucero – Lagunas aproximadamente el año 2014.

De esta forma, las principales expansiones troncales actualmente ya están definidas requiriéndose fundamentalmente obras de expansión asociadas a los grandes consumos mineros y de subtransmisión.

El tercer circuito Tarapacá-Lagunas en el caso base no se requiere en el horizonte de análisis. En el Caso 2 se requiere en el año 2021.

5.3.1. Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING - Caso BASE

Líneas	Fecha de Operación	Inversión
Crucero 220->Encuentro 220 III	abr-17	5.82
Crucero 220->Encuentro 220 IV	abr-28	4.98
Lagunas 220->Collahuasi 220 III	abr-18	27.00
Aumento de capacidad Línea Crucero-Encuentro	abr-14	1.50
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	jul-19	283.00
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	jul-19	
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	jul-19	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	ene-27	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	jul-19	
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	5.00
Cochrane 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00
EE 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00

Tabla 10: Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING– Caso BASE.

5.3.2. Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING – Caso 2

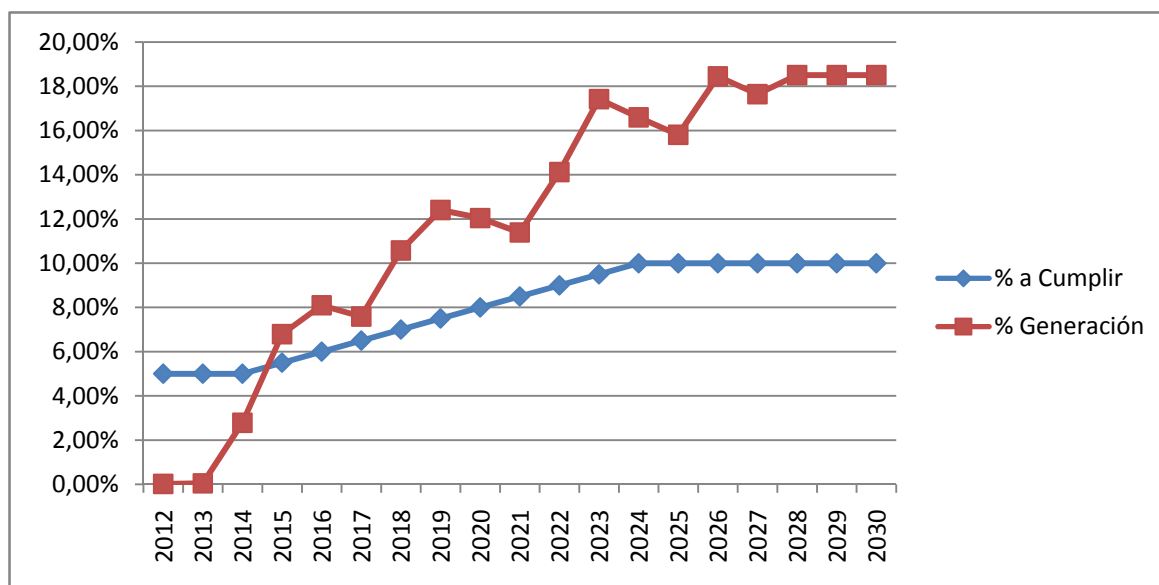
Líneas	Fecha de Operación	Inversión
Crucero 220->Encuentro 220 III	abr-17	5.82
Crucero 220->Encuentro 220 IV	abr-28	4.98
Tarapaca -> Laguna 220 CTO III	ago-21	16.00
Tarapaca -> Laguna 220 CTO IV	ago-21	
Lagunas 220->Collahuasi 220 III	abr-18	27.00
Lagunas 220->Collahuasi 220 IV	abr-27	10.00
Aumento de capacidad Línea Crucero-Encuentro	abr-14	1.50
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	jul-19	268.00
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	jul-19	
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	jun-26	35.00
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	jul-19	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	jul-19	
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	5.00
Cochrane 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00
EE 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00

Tabla 11: Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING – Caso 2.

5.4. GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL SING

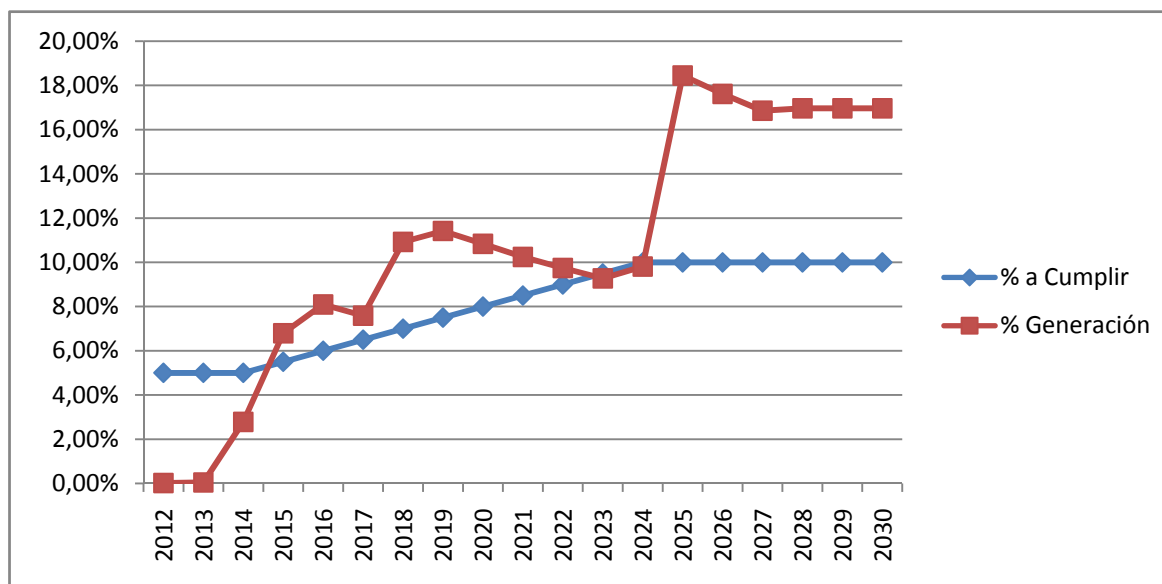
Generación en el SING I

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	16,096	3	16,098	0.02%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	17,342	8	17,350	0.04%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	17,741	507	18,248	2.78%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	18,272	1,331	19,604	6.79%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	19,511	1,719	21,229	8.10%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	20,929	1,719	22,648	7.59%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	21,453	2,537	23,991	10.58%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	22,162	3,138	25,301	12.40%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	23,435	3,208	26,643	12.04%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	24,853	3,195	28,048	11.39%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	25,298	4,160	29,458	14.12%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	25,818	5,447	31,264	17.42%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	27,372	5,447	32,819	16.60%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	29,005	5,447	34,452	15.81%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	29,371	6,644	36,015	18.45%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	31,012	6,644	37,656	17.64%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	32,011	7,270	39,281	18.51%	2028	104,167	10,417	10.00%
2029	32,011	7,270	39,281	18.51%	2029	104,167	10,417	10.00%
2030	32,011	7,270	39,281	18.51%	2030	104,167	10,417	10.00%



Generación en el SINGII

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	16,096	3	16,099	0.02%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	17,343	8	17,350	0.04%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	17,741	507	18,248	2.78%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	18,272	1,331	19,604	6.79%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	19,511	1,719	21,229	8.10%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	20,929	1,719	22,648	7.59%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	21,370	2,621	23,990	10.92%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	22,393	2,887	25,280	11.42%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	23,749	2,887	26,636	10.84%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	25,174	2,873	28,046	10.24%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	26,613	2,873	29,486	9.74%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	28,110	2,873	30,982	9.27%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	29,375	3,195	32,570	9.81%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	27,943	6,322	34,266	18.45%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	29,562	6,322	35,885	17.62%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	31,183	6,322	37,505	16.86%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	32,680	6,677	39,357	16.96%	2028	104,167	10,417	10.00%
2029	32,680	6,677	39,357	16.96%	2029	104,167	10,417	10.00%
2030	32,680	6,677	39,357	16.96%	2030	104,167	10,417	10.00%



5.5. FLUJOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL

5.6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN EN EL SING

Los costos de inversión se determinaron a partir de los valores típicos considerados para las instalaciones de generación y transmisión.

Para la determinación del valor residual se supuso al final del horizonte un valor determinado como la última anualidad a perpetuidad.

Los cuadros siguientes están expresados en valor presente a abril del año 2012.

	Base	Caso 1	
MMUS\$	SING 1	SING 2	Diferencias
Carbon	2,488	0	-2,488
GNL	0	798	798
ERNC	4,243	3,652	-591
Total	6,731	4,450	-2,281

Tabla 12: Valor presente de los costos de inversión por tecnología de generación en SING.

VAN	BASE	Caso 1	
Plan de Obras	SING 1	SING 2	Diferencias
Generación	6,731	4,450	-2,281
Transmisión	192	203	11
Total	6,923	4,653	-2,269

Tabla 13: Valor presente de los costos de inversión Gx y Tx en SING.

	BASE	Caso 1	
MMUS\$	Caso 1	Caso 2	Diferencias
Costos de Inversión	6,923	4,653	-2,269
Costos Operación	12,398	13,656	1,258
Costo Total	19,321	18,309	-1,012

Tabla 14: Costos en valor presente de los costos de inversión y operación en SING.

En este caso se puede observar que el plan de obras denominado caso 2 resulta más económico. Así mismo se aprecia que en el caso 2 los costos de inversión, básicamente en generación, son inferiores que los costos del caso BASE. Esto debido a que el costo unitario de inversión en centrales a gas es menor que los costos unitarios de inversión de centrales a carbón.

Se puede observar que si bien los costos de operación del caso 2 son superiores al caso BASE, principalmente por la diferencia en el costo variable combustible, es decir, el precio de 1 MWh generador por carbón es inferior al precio del MWh generado con GNL. Sin embargo, este mayor costo de operación no es suficiente para compensar la menor inversión en centrales de ciclo combinado.

El costo total de operación e inversión del caso 2 es un 5.24% inferior al del caso BASE.

6. NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN SIC

6.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS SIC

Los planes de obra consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes el año 2016.

6.1.1. Escenario 1 SIC (Caso BASE)

El Plan de Obra N° 1 se desarrolló de forma de ingresar centrales de distintas tecnologías de manera equilibrada. Mediante una presencia importante de centrales de ciclo combinado de aproximadamente 1725 [MW] en centrales nuevas y 300 [MW] en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y 2030; 2921 [MW] de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 [MW] entre los años 2017 y 2026. Además, de 2 unidades de carbón en Hacienda Castilla para el año 2022 con 6845 [MW]; además se consideró la incorporación de 2379 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia).

6.1.2. Escenario 2 SIC (Caso 2)

El Plan de Obra N° 2 no considera centrales futuras centrales operando con carbón. Este plan considera una mayor generación principalmente con centrales de ciclo combinado ubicadas en el norte chico y la zona de la región del Biobío. Estas centrales de ciclo combinado corresponden aproximadamente 2875 [MW] en centrales nuevas y 300 [MW] en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y 2030; 2921 [MW] de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 [MW] entre los años 2017 y 2026. Además se consideró la incorporación de 2379 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia).

6.1.3. Escenario 3 SIC (Caso 3)

El Plan de Obra N° 3 no considera centrales futuras centrales operando con carbón. Este plan considera una mayor generación principalmente con centrales de ciclo combinado ubicadas en el norte chico y la zona de la región del Biobío. Estas centrales de ciclo combinado corresponden aproximadamente 2875 [MW] en centrales nuevas y 300 [MW] en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y 2030; 2921 [MW] de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 [MW] entre los años 2017 y 2026. Además se consideró la incorporación de 2379 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia).

6.2. PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SIC

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 15: Valores de inversión en [US\$/kW].

Los planes de Obras de Generación se presentan en la tabla siguiente.

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso			Inversión [MMUS\$]
			Caso 1	Caso 2	Caso 3	
GNL	Taltal CC GNL	360	abr-17	abr-17	abr-17	35
GNL	Quintero CC FA GNL	35	abr-17	abr-17	abr-17	30
GNL	Quintero CC GNL	350	abr-17	abr-17	abr-17	28
GNL	Candelaria CC GNL	350	abr-17	abr-17	abr-17	29
GNL	Charrúa CC I	575	jul-19	sep-19	ene-20	489
GNL	Charrua CC II	575	ene-21	may-21	may-23	489
GNL	Maitencillo CC I	575	-	feb-29	abr-30	489
GNL	Cardones CC I	575	abr-28	jun-22	may-24	489
GNL	Cardones CC II	575	-	jul-23	jul-25	489
Carbón	Castilla 01	342	abr-22	-	-	804
Carbón	Castilla 02	342	jul-22	-	-	804
Geotermia	Geotermica Potrerillos 01	40	abr-19	abr-20	abr-18	142
Geotermia	Geotermica Potrerillos 02	40	abr-28	abr-21	abr-19	142
Geotermia	Nevados de Chillán	40	-	abr-21	abr-20	142
Geotermia	Geotermica Calabozo 01	40	abr-21	abr-18	abr-18	142
Geotermia	Geotermica Calabozo 02	40	abr-24	abr-20	abr-19	142
Geotermia	Geotermica Calabozo 03	40	abr-27	abr-20	abr-21	142
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 01	15	abr-17	abr-16	abr-16	47
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 02	15	abr-17	abr-16	abr-16	47
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Region 03	10	abr-19	abr-17	abr-16	31
Solar FV	Sol de Almagro I	100	abr-18	abr-18	abr-18	250
Solar FV	Inca de Oro I	100	abr-18	abr-18	abr-18	250
Solar FV	Carrera Pinto I	100	abr-18	abr-18	abr-18	250
Solar FV	Sol de Vallenar I	50	abr-19	abr-18	abr-18	125
Solar FV	Sol de Almagro II	100	abr-20	abr-25	abr-20	250
Solar FV	Inca de Oro II	100	abr-27	abr-25	abr-20	250
Solar FV	Carrera Pinto II	100	abr-27	abr-25	abr-21	250
Solar FV	Sol de Vallenar II	50	abr-27	abr-25	abr-21	125

Pasada	Achibueno	136	abr-16	abr-16	abr-16	272
Pasada	Alfalfal II	256	abr-18	abr-18	abr-18	512
Pasada	Las Lajas	275	abr-18	abr-18	abr-18	550
Pasada	Modulo 03	460	feb-27	feb-28	mar-29	920
Pasada	Modulo 02	500	abr-26	ago-27	mar-29	1000
Pasada	Modulo 01	660	jul-23	oct-24	oct-26	1320
Pasada	Modulo 04	770	feb-25	may-26	nov-27	1540
Eolica	Eólico TalTal	99	abr-18	abr-18	abr-19	228
Eolica	La Cebada	48.3	abr-18	abr-18	abr-21	111
Eolica	Pacífico	72	abr-18	abr-21	abr-21	166
Eolica	Gorgonia	76	abr-21	abr-21	abr-23	175
Eolica	Talinay 06	50	abr-21	abr-21	abr-23	115
Eolica	Eolica Lebu 01	50	abr-16	abr-16	abr-16	115
Eolica	Eolica Lebu 02	50	abr-16	abr-16	abr-16	115
Eolica	Eolica Lebu 03	50	abr-16	abr-16	abr-16	115
Eolica	Eolica Lebu 04	100	abr-16	abr-18	abr-17	230
Eolica	Eolica Lebu 05	100	abr-18	abr-19	abr-19	230
Eolica	Eolica Lebu 06	100	abr-19	abr-19	abr-19	230
Eolica	Parque Eólico Raqui	123	abr-16	abr-16	abr-16	283
Eolica	Renaico	88	abr-19	abr-19	abr-19	202
Eolica	Parque Eólico Ancud	120	abr-20	abr-19	abr-19	276
Eolica	Parque Eólico Chiloe I	120	abr-21	abr-22	abr-21	276
Eolica	Parque Eólico Chiloe II	120	abr-27	abr-25	abr-23	276
Eolica	Negrete Cuel	33	abr-19	abr-19	abr-18	76

Tabla 16: Planes de Obra Generación SIC.

6.3. PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC

Para el caso del SIC, se consideraron las siguientes obras principales en transmisión:

- Se debe contar con transformación 220/500 [kV] en las nuevas subestaciones de 500 [kV] Cardones, Maitencillo y Pan de azúcar con un primer transformador en cada una, en el año 2018, cuando entren en servicio las nuevas líneas de 2x500 kV ya licitadas entre las mencionadas SS:EE.
- Se debe seccionar la línea en construcción Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] primer circuito, en el momento de su entrada en servicio en el año 2017, en S/E Carrera Pinto y se debe considerar simultáneamente el tendido del segundo circuito también seccionado en Carrera Pinto para su entrada en servicio junto con el primer circuito. Esto debido al aumento de los flujos que se producirán en las líneas existentes por el aumento de la demanda previsto.

- Se debe realizar el seccionamiento de ambos circuitos de Pichirropulli – Puerto Montt 220 [kV] en la S/E Rahue, trasladando la central Rucatayo a inyectar en Rahue junto con la S/E Barro Blanco, en el año 2018.
- Producto del aumento de demanda en la zona de Concepción, se debe tender el segundo circuito de la línea 2x220 [kv] desde Charrúa a Lagunillas en el año 2023 para evitar la saturación en la zona Concepción-San Vicente. Otra alternativa sería cambiar el circuito charrúa-Concepción 154 kV a 220 kV e instalar la transformación de 220/154 kV en S/E Concepción.
- Se debe ampliar al doble la capacidad de la línea Cautín-Temuco, el año 2021 o 2023 según el plan de obra propuesto.
- Se debe ampliar la S/E Las Palmas 220 [kV] tal como lo propone el CDE-SIC, incorporando barra de transferencia y el respectivo paño acoplador, para dar cumplimiento a la NTSyCS, en el año 2015.
- Se debe ampliarla S/E Ciruelos 220 [kV] tal como lo propone el CDEC-SIC incorporando barra de transferencia, extensión de la barra existente y la incorporación de una segunda sección de barra, para dar cumplimiento a la NTSyCS, en el año 2017.
- Se consideró que las subestaciones Ancoa y Colbún permanecen interconectadas en 220 [kV] para todo el horizonte de planificación.
- Adicionalmente, se estimó la construcción de un primer circuito de 500 [kV] de 1800 [MW] desde Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico el año 2027. Alternativamente, a construir un tercer circuito Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico. Se debe estudiar la posibilidad de adelantar la fecha dependiendo de la interacción con el sistema de subtransmisión de la Región Metropolitana.
- En la zona de Charrúa, se debe fortalecer el sistema en 200 kV y/o 500 kV, tanto por la entrada de nuevos centros de generación, como por la necesidad de reforzar la zona desde Charrúa a Puerto Montt por la previsión de nuevos proyectos de generación de Puerto Montt al sur. En Charrúa 500 kV se conectará el proyecto de Ciclo Combinado Octopus y posiblemente el proyecto Parque Eólico Lebu, el cual tiene como alternativas de conexión los niveles de tensión 220 kV y 500 kV. Dado este escenario, y la dificultad de poder ampliar Charrúa 220 kV, es que se propone la construcción de esta nueva subestación, Charrua Surque se ubicaría a unos 3 o 4 km al sur de Charrúa, seccionaría la líneas 2x220 a Mulchén y conectaría la línea 2x220 a Lebu, además elevaría a 500 kV conectándose en ella el circuito Ancoa Charrua III y conectaría la línea 2x500 kV a Cautín – Puerto Montt.

Dentro de las actividades fundamentales en el desarrollo de la expansión del Sistema Interconectado Central se encuentra la revisión de la seguridad y calidad de servicio del sistema interconectado ante el ingreso de las obras propuestas por el consultor. Esta revisión se presenta en el Anexo 10.3 “Análisis Eléctrico para la expansión del Sistema de Transmisión Troncal”.

Caso Base y Caso 2

Se plantea la construcción de una línea doble circuito 2x220 kV Pichirrupulli-Rahue-P. Montt para reforzar el sistema 220 kV hasta P. Montt, como alternativa a la construcción de un sistema de 500 kV hasta P. Montt.

Caso 3

Para el caso 3, se consideró la construcción de un doble circuito de 500 [kV] de 1500 [MW] desde Puerto Montt – Cautín – Charrúa el año 2019, que es dos años antes de la fecha que entra en servicio la primera central del proyecto de Energía Austral, evitando congestión en los sistema de transmisión de 220 kV entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt, lo anterior debido a que en este caso se elimina las futuras ampliaciones entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt en 220 kV. En el caso de la nueva S/E P. Montt 500 kV, se plantea seccionar las líneas de 220 kV Valdivia-P. Montt antes de llegar a P. Montt y ahí construir la S/E P. Montt 500 kV, esto por falta de espacio en la actual S/E P. Montt. Adicionalmente, debido a la entrada de las centrales de Energía Austral, se debe adelantar del año 2027 al año 2021 el primer circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico.

Se debe tender el segundo circuito de la línea en construcción Ciruelos – Pichirrupulli 220 [kV] el año 2025.

Los costos de inversión, AVI y COMA de cada una de las obras, se encuentra en detalle en anexo adjunto.

Para el caso 3, se consideró la construcción de un doble circuito de 500 [kV] de 1500 [MW] desde Puerto Montt – Cautín – Charrúa el año 2019, que es dos años antes de la fecha que entra en servicio la primera central del proyecto de Energía Austral, evitando congestión en los sistema de transmisión de 220 kV entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt, lo anterior debido a que en este caso se elimina las futuras ampliaciones entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt en 220 kV. Adicionalmente, debido a la entrada de las centrales de Energía Austral, se debe adelantar del año 2027 al año 2021 el primer circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico.

Dentro de las actividades fundamentales en el desarrollo de la expansión del Sistema Interconectado Central se encuentra la revisión de la seguridad y calidad de servicio del sistema interconectado ante el ingreso de las obras propuestas por el consultor. Esta revisión se presenta en el Anexo 10.3 “Análisis Eléctrico para la expansión del Sistema de Transmisión Troncal”.

Respecto de las nuevas obras de expansión en 500 kV ya licitadas de la zona norte del SIC, se debe considerar la pronta licitación del equipamiento de transformación de 500 a 220 kV de las S/E Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar. Este equipamiento es común a los tres planes de obra analizados.

6.3.1. Plan de Obras Tx Casos BASE y N°2

Se debe considerar la construcción de un primer circuito de 500 [kV] de 1800 [MW] desde Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico el año 2027 alternativamente a construir un tercer circuito Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico. Se debe estudiar la posibilidad de adelantar la fecha dependiendo de la interacción con el sistema de subtransmisión de la Región Metropolitana.

Líneas	Fecha de Operación	Inversión
Diego de Almagro 220->Carrera Pinto 220 IV		
Carrera Pinto 220->Diego de Almagro 220 IV		
Seccionando ambos circuitos	oct-17	21.00
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	20.77
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	20.77
1°BCO Trafo 500 Pan de azucar	ene-18	20.77
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	35.00
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	39.00
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39.00
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	may-18	27.80
Rapel 220->Alto Melipilla 220	may-18	23.70
Lo Aguirre 220 III->Cerro Navia 220 III	may-18	54.60
Charrua 220 Lagumillas 2° circuit	abr-23	8.20
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39.00
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	48.60
Charrua 220->Charrua 500 IV	mar-18	36.00
Charrua 500->Ancoa 500 IV	jun-19	50.42
Cautin 220->Ciruelos 220 III	abr-19	28.00
Cautin 220->Ciruelos 220 IV	abr-21	10.00
Ciruelos->Pichirropulli 220 IV	abr-25	19.30
Ampliación subestacion Las Palmas	abr-15	6.20
Ampliación subestacion Ciruelos	abr-17	28.00
Aumento de capacidad linea Cautin-Temuco	abr-26	1.83
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 III	abr-19	15.00
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 IV	abr-26	9.00
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 III	abr-19	26.00
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 IV	abr-26	14.00
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-27	193.00
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-27	
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-27	

Tabla 17: Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SIC – Casos BASE y2.

6.3.2. Plan de Obras Tx Caso N°3

Se consideró la construcción de un doble circuito de 500 [kV] de 1500 [MW] desde Puerto Montt – Cautín – Charrúa el año 2019, que es la fecha que entra en servicio la primera

central del proyecto de Energía Austral. Debido a esto último, se debe adelantar al año 2021 el primer circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico.

Las principales obras en transmisión troncal se presentan a continuación.

Líneas	Fecha de Operación	Inversión
3°cto DA-CP-CD y SECC de los 2 circuitos	oct-17	21.0
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	20.8
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	20.8
1°BCO Trafo 500 Pan de azucar	ene-18	20.8
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39.0
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	may-18	27.8
Rapel 220->Alto Melipilla 220	may-18	23.7
Lo Aguirre 220 III->Cerro Navia 220 III	may-18	54.6
Charrua 220 Lagumillas 2° circuit	abr-23	8.2
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	35.0
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	39.0
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	48.6
Charrua 220->Charrua 500 IV	mar-18	36.0
Charrua 500->Ancoa 500 IV	jun-19	50.4
Ampliación subestacion Las Palmas	abr-15	6.2
Ampliación subestacion Ciruelos	abr-17	28.0
Aumento de capacidad linea Cautin-Temuco	abr-26	1.8
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 I (desf)	abr-19	11.1
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 II (desf)	abr-19	11.1
Cautin 500->Charrua 500 I	abr-19	415.0
Cautin 500->Charrua 500 II	abr-19	
Cautin 500->Cautin 220 I	abr-19	
Puerto Montt 500->Cautin 500 I	abr-19	
Puerto Montt 500->Cautin 500 II	abr-19	
Puerto Montt 500->Puerto Montt 220 I	abr-19	
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-21	193.0
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-21	
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-21	

Tabla 18: Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SIC – Caso 3.

6.4. GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL SIC

Generación en el SIC I – Caso Base

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	23,760	1,236	24,995	4.94%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	48,242	2,980	51,222	5.82%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	51,192	3,199	54,391	5.88%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	54,300	3,238	57,538	5.63%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	56,509	4,316	60,825	7.10%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	59,416	4,579	63,994	7.16%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	60,655	6,500	67,155	9.68%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	62,892	7,671	70,563	10.87%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	65,965	8,160	74,125	11.01%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	68,640	9,228	77,868	11.85%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	72,442	9,167	81,610	11.23%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	76,314	9,154	85,468	10.71%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	79,941	9,530	89,471	10.65%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	83,991	9,572	93,563	10.23%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	88,267	9,532	97,799	9.75%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	91,278	10,916	102,194	10.68%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	95,539	11,203	106,742	10.50%	2028	104,167	10,417	10.00%

Tabla 27: Generación en ERNC v/s Generación Total en SIC – Caso 1.

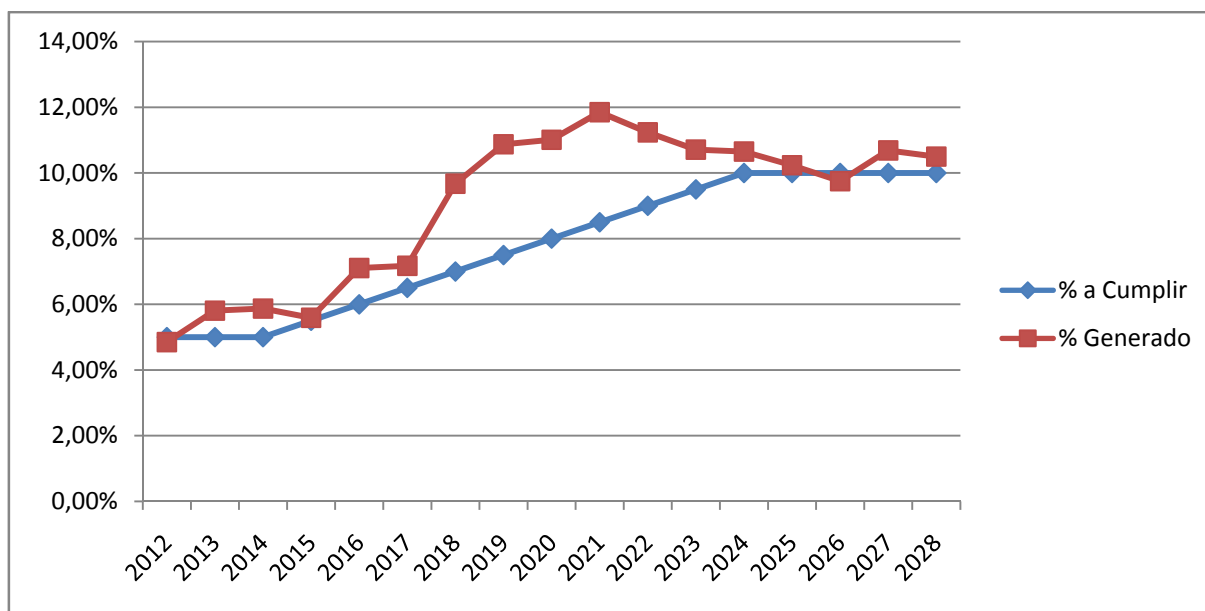


Figura 12: Generación en ERNC v/s Cumplimiento en SIC – Caso 1.

Generación en el SIC II – Caso I

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	23,754	1,242	24,996	4.97%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	48,209	3,013	51,222	5.88%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	51,218	3,179	54,397	5.84%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	54,313	3,232	57,546	5.62%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	56,710	4,098	60,808	6.74%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	59,779	4,207	63,986	6.58%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	60,878	6,270	67,148	9.34%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	63,149	7,395	70,544	10.48%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	65,713	8,388	74,101	11.32%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	68,224	9,634	77,858	12.37%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	71,686	9,947	81,633	12.19%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	75,594	9,939	85,533	11.62%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	79,537	9,972	89,510	11.14%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	82,431	11,220	93,651	11.98%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	86,653	11,200	97,854	11.45%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	90,958	11,268	102,226	11.02%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	95,488	11,222	106,711	10.52%	2028	104,167	10,417	10.00%

Tabla 27: Generación en ERNC v/s Generación Total en SIC II – Caso 1.

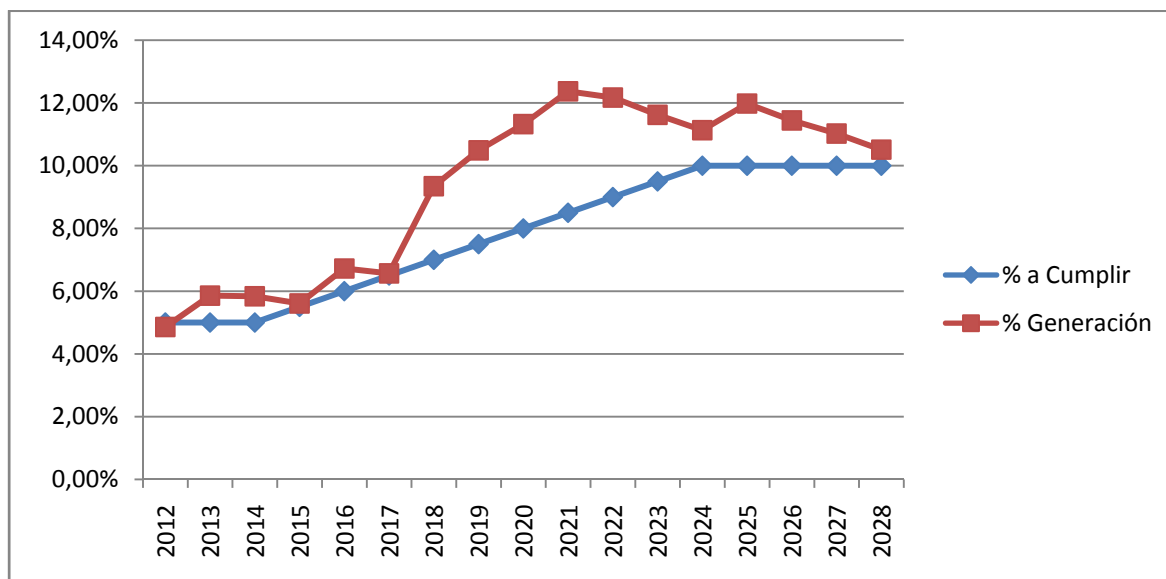


Figura 13: Generación en ERNC v/s Cumplimiento en SIC – Caso 1.

Generación en el SIC III – Caso II

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	23,755	1,241	24,996	4.96%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	48,222	3,004	51,227	5.86%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	51,205	3,190	54,396	5.86%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	54,319	3,230	57,549	5.61%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	56,641	4,178	60,819	6.87%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	59,524	4,473	63,996	6.99%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	60,841	6,317	67,158	9.41%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	62,251	8,263	70,514	11.72%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	64,998	9,096	74,094	12.28%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	67,381	10,521	77,902	13.51%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	71,408	10,490	81,898	12.81%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	74,811	11,144	85,955	12.96%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	78,747	11,164	89,911	12.42%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	82,852	11,198	94,050	11.91%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	87,097	11,179	98,276	11.37%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	91,354	11,242	102,596	10.96%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	95,856	11,199	107,055	10.46%	2028	104,167	10,417	10.00%

Tabla 27: Generación en ERNC v/s Generación Total en SIC II – Caso 1.

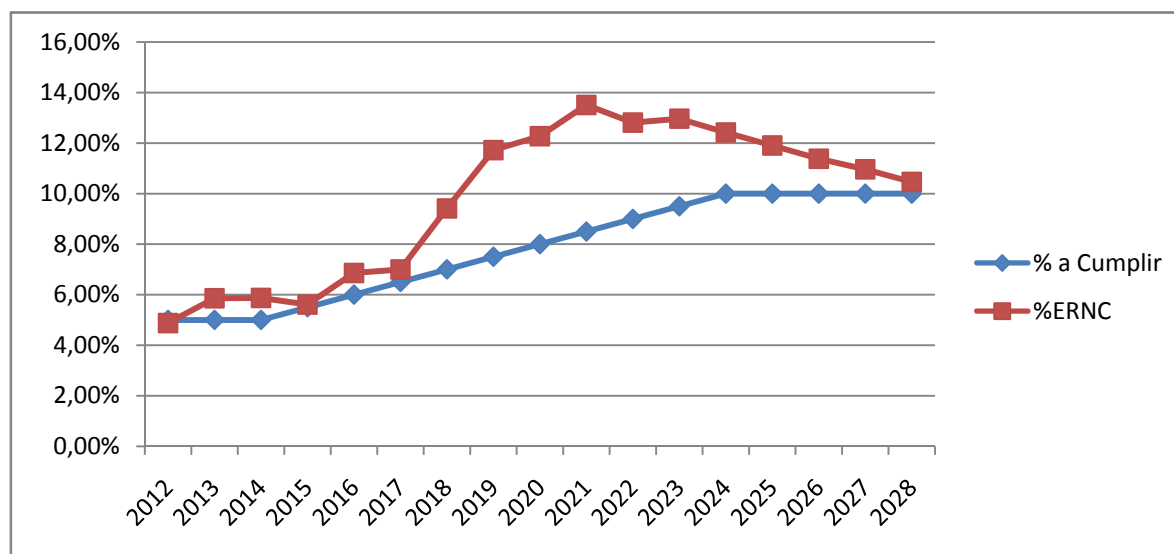


Figura 14: Generación en ERNC v/s Cumplimiento en SIC – Caso 1.

6.5. FLUJOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL

6.6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN EN EL SIC

Los costos de inversión se determinaron a partir de los valores típicos considerados para las instalaciones de generación y transmisión.

Para la determinación del valor residual se supuso al final del horizonte un valor determinado como la última anualidad a perpetuidad.

Los cuadros siguientes están expresados en valor presente a abril del año 2012.

	BASE	Caso 1	Caso 2	Diferencias	
Tecnología [MMUS\$]	SIC 1	SIC 2	SIC 3	SIC 2-1	SIC 3-1
ERNC	4,123	4,654	5,651	531	1,528
GNL	1,195	1,821	1,444	625	248
Carbón	1,146	0	0	-1,146	-1,146
Hidro	3,394	3,155	4,236	-239	842
Total	9,858	9,630	11,331	-229	1,472

Tabla 19: Valor presente de los costos de inversión por tecnología de generación en SIC [MMUS\$].

VAN	BASE	Caso 1	Caso 2	Diferencias	
Plan de Obras	SIC 1	SIC 2	SIC 3	SIC 2-1	SIC 3-1
Generación	10,339	10,100	11,884	-240	1,544
Transmisión	425	425	644	0	219
Total	10,764	10,525	12,527	-240	1,763

Tabla 20: Valor presente de los costos de inversión Gx y Tx en SIC [MMUS\$].

	BASE	Caso 1	Caso 2	Diferencias	
	SIC 1	SIC 2	SIC 3	SIC 2-1	SIC 3-1
Costos de Inversión	10,764	10,525	12,527	-240	1,763
Costos Operación	19,551	20,064	18,900	513	-651
Costo Total	30,315	30,588	31,427	273	1,112

Tabla 21: Costos en valor presente de los costos de inversión y operación en SIC [MMUS\$].

En este caso se puede observar que el plan de obras denominado caso 1 resulta más económico. Así mismo se aprecia que en el caso 1 los costos de inversión, básicamente en generación, son inferiores que los costos del caso BASE y caso 2. Esto debido a que los

costos unitarios de inversión en centrales a gas son más bajos en comparación a los costos de inversión en centrales de carbón e hidroeléctricas.

Se puede observar que si bien los costos de operación del caso 2 son superiores a los casos BASE y caso 3; la razón principal es el costo variable combustible, es decir, el precio de 1 MWh generado con carbón es inferior al precio del MWh generado con GNL. Sin embargo, este mayor costo de operación no es suficiente para compensar la menor inversión en centrales de ciclo combinado.

El caso 3 tiene mayores costos de inversión en transmisión troncal, lo que se explica por la necesidad de construir un sistema desde Puerto Montt a Charrúa en doble circuito de 500 kV y el adelanto del tercer circuito Alto Jahuel – Polpaico en 500 kV.

El caso 2 es un 1.02% más económico que el caso BASE, por lo que se puede considerar que los casos son prácticamente iguales.

7. NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN SIC-SING INTERCONECTADOS

7.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS SING-SIC INTERCONECTADOS

Se analizaron dos planes de obra de interconexión, basados en los planes de obras descritos anteriormente para cada sistema, la adaptación del plan de obra de generación transmisión conjunto implicó cambios menores en la transmisión y la eliminación de una central a gas natural de CC en el SING y adelantos menores de centrales generadoras en el SIC. A continuación, se presentan los planes de obra analizados.

7.1.1. Escenario 1 SING II-SIC II (Caso BASE)

Este plan de Obra se desarrolló mediante una planificación basada en centrales de ciclo combinado, vale decir, con la interconexión de ambos sistemas por medio de los planes de obras descritos en el Escenario 2, tanto para el SING, como el SIC.

7.1.2. Escenario 2 SING II-SIC III (Caso 2)

Al igual que el caso anterior, se considera un plan de obra en generación basado predominantemente en la instalación de ciclos combinados, y se considera además, la entrada de centrales hidroeléctricas en la X Región, en total de 1069 [MW] hacia el año 2022. Vale decir, se planificó la interconexión de ambos sistemas basados en el Escenario 2 del SING y el Escenario 3 del SIC.

7.2. PLANES DE OBRA EN GENERACIÓN SING-SIC

Los planes de Obras de Generación se presentan en las tablas siguientes.

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso		Inversión [MMUS\$]
			Caso 2	Caso 3	
GNL	Taltal CC GNL	360	abr-17	abr-17	35
GNL	Quintero CC FA GNL	35	abr-17	abr-17	30
GNL	Quintero CC GNL	350	abr-17	abr-17	28
GNL	Candelaria CC GNL	350	abr-17	abr-17	29
GNL	Charrúa CC I	575	sep-19	ene-20	489
GNL	Charrúa CC II	575	feb-21	ago-22	489
GNL	Maitencillo CC I	575	feb-29	abr-30	489
GNL	Cardones CC I	575	abr-22	may-24	489
GNL	Cardones CC II	575	jun-23	jul-25	489
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 01	40	abr-20	abr-18	142
Geotermia	Geotérmica Potrerillos 02	40	abr-21	abr-19	142
Geotermia	Nevados de Chillán	40	abr-21	abr-20	142
Geotermia	Geotérmica Calabozo 01	40	abr-18	abr-18	142
Geotermia	Geotérmica Calabozo 02	40	abr-20	abr-19	142

Geotermia	Geotérmica Calabozo 03	40	abr-20	abr-21	142
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 01	15	abr-16	abr-16	47
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 02	15	abr-16	abr-16	47
Desechos Forestales	Central Des.For. VII Región 03	10	abr-17	abr-16	31
Solar FV	Sol de Almagro I	100	abr-18	abr-18	250
Solar FV	Inca de Oro I	100	abr-18	abr-18	250
Solar FV	Carrera Pinto I	100	abr-18	abr-18	250
Solar FV	Sol de Vallenar I	50	abr-18	abr-18	125
Solar FV	Sol de Almagro II	100	abr-25	abr-20	250
Solar FV	Inca de Oro II	100	abr-25	abr-20	250
Solar FV	Carrera Pinto II	100	abr-25	abr-21	250
Solar FV	Sol de Vallenar II	50	abr-25	abr-21	125
Pasada	Achibueno	136	abr-16	abr-16	272
Pasada	Alfalfal II	256	abr-18	abr-18	512
Pasada	Las Lajas	275	abr-18	abr-18	550
Pasada	Módulo 03	460	feb-28	mar-29	920
Pasada	Módulo 02	500	ago-27	mar-29	1000
Pasada	Módulo 01	660	ago-24	oct-26	1320
Pasada	Módulo 04	770	may-26	nov-27	1540
Pasada	Cuervo	640	-	ene-21	1766
Pasada	Blanco Ast	375	-	abr-22	895
Pasada	Cóndor	54	-	abr-22	129
Eólica	Eólico Taltal	99	abr-18	abr-19	228
Eólica	La Cebada	48.3	abr-18	abr-21	111
Eólica	Pacífico	72	abr-21	abr-21	166
Eólica	Gorgonia	76	abr-21	abr-23	175
Eólica	Talinay 06	50	abr-21	abr-23	115
Eólica	Eólica Lebu 01	50	abr-16	abr-16	115
Eólica	Eólica Lebu 02	50	abr-16	abr-16	115
Eólica	Eólica Lebu 03	50	abr-16	abr-16	115
Eólica	Eólica Lebu 04	100	abr-18	abr-17	230
Eólica	Eólica Lebu 05	100	abr-19	abr-19	230
Eólica	Eólica Lebu 06	100	abr-19	abr-19	230
Eólica	Parque Eólico Raqui	123	abr-16	abr-16	283
Eólica	Renaico	88	abr-19	abr-19	202
Eólica	Parque Eólico Ancud	120	abr-19	abr-19	276
Eólica	Parque Eólico Chiloé I	120	abr-22	abr-21	276
Eólica	Parque Eólico Chiloé II	120	abr-25	abr-23	276
Eólica	Negrete Cuel	33	abr-19	abr-18	76

Tabla 22: Planes de Obras de Interconexión – SIC

Tipo	Nombre	MW	Fecha de Ingreso	Inversión [MMUS\$]
			Caso 2	
CA-GNL	Tarapacá GNL CC I	350	ago-21	94
CC-GNL	MEJILLONES GNL CC II	350	jul-23	319
CC-GNL	MEJILLONES III GNL	350	jun-26	319
CC-GNL	MEJILLONES IV GNL	350	jun-28	170
Geotermia	Apacheta 01	40	abr-25	142
Geotermia	Apacheta 02	40	abr-25	142
Geotermia	Irruputunco	40	abr-25	142
Geotermia	Pampa Lirima 02	40	abr-24	142
Geotermia	Polloquere 01	40	abr-27	142
Geotermia	Polloquere 02	40	abr-28	142
Geotermia	Puchuldiza 01	40	abr-18	142
Geotermia	Puchuldiza 02	40	abr-25	142
Geotermia	Puchuldiza 03	40	abr-25	142
Solar	Arica I	50	abr-15	250
Solar	Arica II	50	abr-16	250
Solar	Sol del Loa	100	jul-14	250
Solar	Crucero I	100	jul-14	250
Solar	Crucero II	100	abr-15	250
Solar	Crucero III	100	abr-18	250
Solar	Laguna I	100	abr-15	250
Solar	Laguna II	100	abr-18	250
Solar	Pozo Almonte I	100	abr-16	250
Solar	Pozo Almonte II	100	abr-19	250
Solar	Solar SING I	200	abr-25	500
Solar	Solar SING II	200	abr-27	500
Solar	Solar SING III	200	-	500
Eólica	EOLICO SING I	100	abr-15	230
Eólica	EOLICO SING II	50	abr-16	115
Eólica	EOLICO SING III	40	abr-17	92

Tabla 23: Planes de Obras de Interconexión – SING

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 24: Valores de inversión en [US\$/kW].

7.3. PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN SIC-SING

Respecto de los escenarios analizados anteriormente para el SIC y el SING, los únicos cambios que se proceden en los planes de obra de transmisión con la interconexión, son los siguientes:

- En el SICse adelanta la fecha de la ampliación de la capacidad de la línea existente Temuco-Cautín del año 2026 al año 2021.
- En el SING, en la S/E Nueva Encuentro 500 kV se adelanta a Julio de 2019 la entrada en servicio del segundo banco de autotransformadores desde el año 2026 a Julio de 2019, fecha de la interconexión.

Las principales obras en transmisión troncal se presentan a continuación.

Líneas	Fecha de Operación	Inversión
Crucero 220->Encuentro 220 III	abr-17	5.82
Crucero 220->Encuentro 220 IV	abr-28	4.98
Tarapaca -> Laguna 220 CTO III	ago-21	16.00
Tarapaca -> Laguna 220 CTO IV	ago-21	
Lagunas 220->Collahuasi 220 III	abr-18	27.00
Lagunas 220->Collahuasi 220 IV	abr-27	10.00
Aumento de capacidad Línea Crucero-Encuentro	abr-14	1.50
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	jul-19	268.00
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	jul-19	
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	jul-19	35.00
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	jul-19	

Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	jul-19	
Angamo 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	5.00
Chacaya 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	
Cochrane 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00
EE 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00
Nueva Encuentro 500->Cardones 500	jul-19	577.00
3°cto DA-CP-CD y SECC de los 2 circuitos	oct-17	21.00
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	20.77
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	20.77
1°BCO Trafo 500 Pan de azucar	ene-18	20.77
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	35.00
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	39.00
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39.00
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	may-18	27.80
Rapel 220->Alto Melipilla 220	may-18	23.70
Lo Aguirre 220 III->Cerro Navia 220 III	may-18	54.60
Charrua 220 Lagumillas 2° circuit	abr-23	8.20
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39.00
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	48.60
Charrua 220->Charrua 500 IV	mar-18	36.00
Charrua 500->Ancoa 500 IV	jun-19	50.42
Cautin 220->Ciruelos 220 III	abr-19	28.00
Cautin 220->Ciruelos 220 IV	abr-21	10.00
Ciruelos->Pichirropulli 220 IV	abr-25	19.30
Ampliación subestacion Las Palmas	abr-15	6.20
Ampliación subestacion Ciruelos	abr-17	28.00
Aumento de capacidad linea Cautin-Temuco	abr-26	1.83
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 III	abr-19	15.00
Pichirropulli 220->Barro Blanco 220 IV	abr-26	9.00
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 III	abr-19	26.00
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 IV	abr-26	14.00
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-27	193.00
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-27	-
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-27	-
Temuco 220->Cautin 220 I	abr-27	0.90
Temuco 220->Cautin 220 II	abr-21	0.90

Tabla 25: Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING II-SIC II.

Líneas	Fecha de Operación	Inversión
Crucero 220->Encuentro 220 III	abr-17	5.82
Crucero 220->Encuentro 220 IV	abr-28	4.98
Tarapaca -> Laguna 220 CTO III	ago-21	16.00
Tarapaca -> Laguna 220 CTO IV	ago-21	
Lagunas 220->Collahuasi 220 III	abr-18	27.00
Lagunas 220->Collahuasi 220 IV	abr-27	10.00
Aumento de capacidad Linea Crucero-Encuentro	abr-14	1.50
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 I	jul-19	268.00
Nueva Mejillones 500->Nueva Encuentro 500 II	jul-19	
Nueva Mejillones 220->Nueva Mejillones 500 I	jul-19	

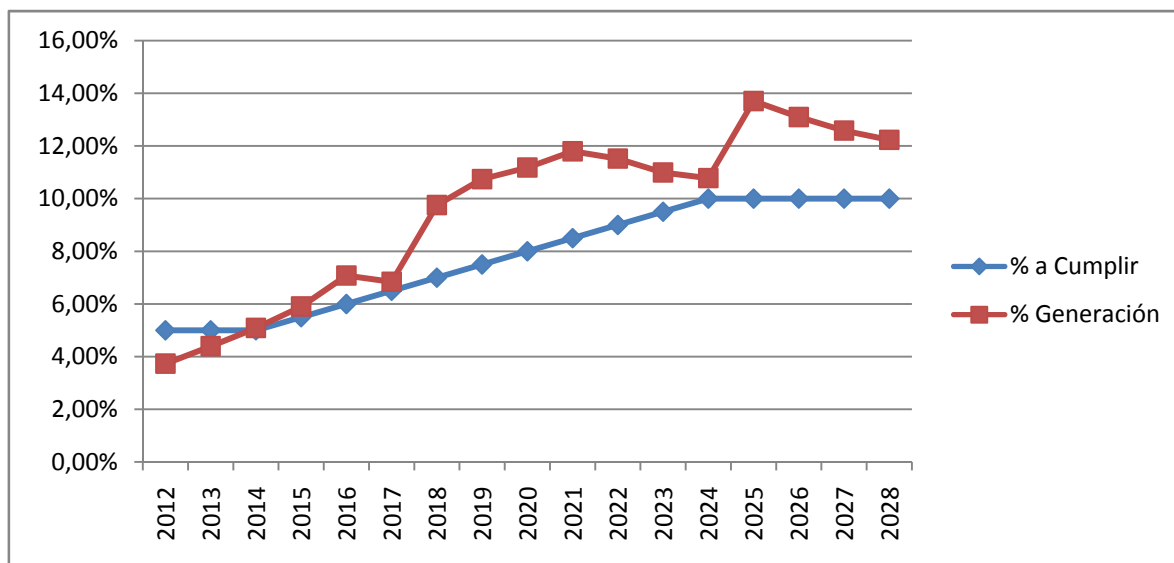
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 I	jul-19	
Nueva Encuentro 500->Nueva Encuentro 220 II	jul-19	35.00
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 I	jul-19	
Nueva Encuentro 220->Encuentro 220 II	jul-19	
Angamo 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	
Central Atacama 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	5.00
Chacaya 220->Nueva Mejillones 220	jul-19	
Cochrane 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00
EE 500->Nueva Mejillones 500	jul-19	10.00
Nueva Encuentro 500->Cardones 500	jul-19	800.00
3°cto DA-CP-CD y SECC de los 2 circuitos	oct-17	21.00
1°BCO Trafo 500 Cardones	ene-18	20.77
1°BCO Trafo 500 Maitencillo	ene-18	20.77
1°BCO Trafo 500 Pan de azucar	ene-18	20.77
Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 III	abr-20	39.00
Alto Melipilla 220->Lo Aguirre 220 III	may-18	27.80
Rapel 220->Alto Melipilla 220	may-18	23.70
Lo Aguirre 220 III->Cerro Navia 220 III	may-18	54.60
Charrua 220 Lagumillas 2° circuit	abr-23	8.20
Polpaico 500->Polpaico 220 III	abr-27	35.00
Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III	abr-18	39.00
Ancoa 500->Alto Jahuel 500 IV	jul-18	48.60
Charrua 220->Charrua 500 IV	mar-18	36.00
Charrua 500->Ancoa 500 IV	jun-19	50.42
Ampliación subestacion Las Palmas	abr-15	6.20
Ampliación subestacion Ciruelos	abr-17	28.00
Aumento de capacidad linea Cautin-Temuco	abr-26	1.83
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 I (desf)	abr-19	11.10
Barro Blanco 220->Puerto Montt 220 II (desf)	abr-19	11.10
Cautin 500->Charrua 500 I	abr-19	415.00
Cautin 500->Charrua 500 II	abr-19	-
Cautin 500->Cautin 220 I	abr-19	-
Puerto Montt 500->Cautin 500 I	abr-19	-
Puerto Montt 500->Cautin 500 II	abr-19	-
Puerto Montt 500->Puerto Montt 220 I	abr-19	-
Alto Jahuel 500->Los Almendros 500 I	abr-21	193.00
Los Almendros 500-> Polpaico 500 I	abr-21	-
Los Almendros 500->Los Almendros 220 I	abr-21	-

Tabla 26: Inversión en Plan de Obras de Transmisión en SING II-SIC III.

7.4. GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL SIC-SING

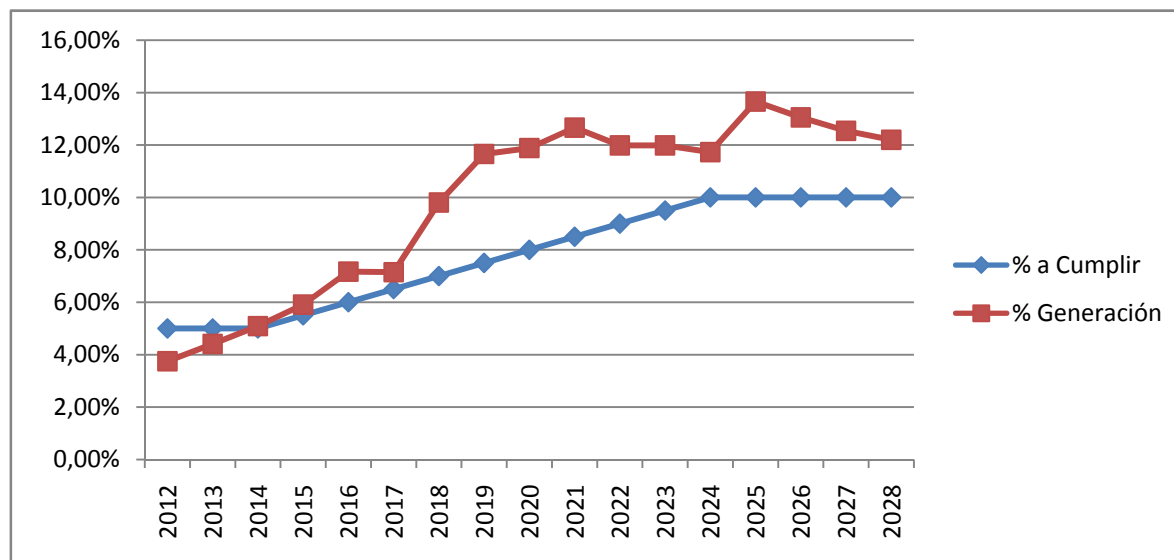
Generación en el SING II – SIC II

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	31,981	1,240	33,221	3.73%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	65,557	3,015	68,571	4.40%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	68,946	3,697	72,642	5.09%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	72,592	4,554	77,146	5.90%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	76,230	5,808	82,038	7.08%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	80,705	5,928	86,633	6.84%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	82,251	8,892	91,143	9.76%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	85,633	10,305	95,938	10.74%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	89,625	11,284	100,909	11.18%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	93,566	12,518	106,084	11.80%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	98,440	12,820	111,260	11.52%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	103,805	12,823	116,628	10.99%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	109,008	13,173	122,181	10.78%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	110,470	17,550	128,020	13.71%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	116,299	17,530	133,829	13.10%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	122,221	17,598	139,818	12.59%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	128,207	17,871	146,078	12.23%	2028	104,167	10,417	10.00%



Generación en el SING II – SIC III

Año	ECNV	ERNC	Total	%ERNC	Año	Neta	ERNC	% a Cumplir
2012	31,974	1,245	33,220	3.75%	2012	47,038	2,352	5.00%
2013	65,546	3,024	68,570	4.41%	2013	49,695	2,485	5.00%
2014	68,943	3,697	72,640	5.09%	2014	52,801	2,640	5.00%
2015	72,587	4,559	77,146	5.91%	2015	55,909	3,075	5.50%
2016	76,163	5,880	82,043	7.17%	2016	59,087	3,545	6.00%
2017	80,450	6,192	86,643	7.15%	2017	62,290	4,049	6.50%
2018	82,213	8,937	91,150	9.80%	2018	65,463	4,582	7.00%
2019	84,719	11,178	95,897	11.66%	2019	68,753	5,156	7.50%
2020	88,928	11,992	100,921	11.88%	2020	72,196	5,776	8.00%
2021	92,723	13,440	106,163	12.66%	2021	75,763	6,440	8.50%
2022	98,306	13,386	111,692	11.99%	2022	79,491	7,154	9.00%
2023	103,113	14,037	117,151	11.98%	2023	83,319	7,915	9.50%
2024	108,246	14,384	122,630	11.73%	2024	87,241	8,724	10.00%
2025	110,867	17,536	128,403	13.66%	2025	91,292	9,129	10.00%
2026	116,711	17,517	134,228	13.05%	2026	95,465	9,547	10.00%
2027	122,607	17,579	140,186	12.54%	2027	99,763	9,976	10.00%
2028	128,555	17,857	146,412	12.20%	2028	104,167	10,417	10.00%



7.5. FLUJOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL

7.6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN EN EL SIC-SING

Los costos de inversión se determinaron a partir de los valores típicos considerados para las instalaciones de generación y transmisión.

Para la determinación del valor residual se supuso al final del horizonte un valor determinado como la última anualidad a perpetuidad.

Para el caso de la interconexión en HVDC de 1500 MW entre las SSEE Cardones 500 kV- Nueva Encuentro 500 kV, se consideró¹ un esquema de bipolo sin retorno metálico con un costo de 577.0 MMUS\$ de inversión y 17.3 MMUS\$ de costo de operación y mantenimiento anual.

Para el caso de utilizar un esquema bipolo con retorno metálico, el costo se eleva a 689.1 MMUS\$, que equivale a 94.8 MMUS\$ más que con retorno por tierra.

Los cuadros siguientes están expresados en valor presente a octubre del año 2012.

VAN	SING II-SIC II	SING II-SIC III	Diferencia
Plan de Obras			
Generación	14,482	16,295	-1,813
Transmisión	979	1,198	-218
Total	15,461	17,493	-2,032

Tabla 27: Valor presente de los costos de inversión Gx y Tx en SING-SIC [MMUS\$].

VAN	SING II-SIC II	SING II-SIC III	Diferencia
Costos de Inversión	15,461	17,493	-2,032
Costos Operación	33,886	32,742	1,144
Costo Total	49,347	50,235	-888

Tabla 28: Costos en valor presente de los costos de inversión y operación en SING-SIC [MMUS\$].

En este caso se puede observar que el plan de obras denominado SING II-SIC II resulta más económico. Así mismo se aprecia que en el caso SING II-SIC III los costos de inversión, tanto en generación como en transmisión, son mayores que los costos del caso SING II-SIC II. Lo anterior, es debido a que los costos unitarios de inversión en centrales a gas son más bajos en comparación a los costos de inversión en centrales de hidroeléctricas. Adicionalmente el caso SING II-SIC III incorpora un sistema de transmisión entre las S/E Charrúa y puerto Montt de 2x1500 MW en 500 kV que permite evacuar la generación del proyecto de E. Austral.

¹Informe “Análisis Técnico y Económico de una interconexión SING-SIC” realizado por Synex para la CNE

Sistema	Costo Operación			Inversión Generación			Inversión Transmisión				Total	Diferencias
	SIC	SING	SIC-SING	SIC	SING	SIC-SING	SIC	SING	Línea Inter.	SIC-SING		
SING II-SIC II S/Int	20,064	13,936	33,999	10,100	4,667	14,767	425	208	0	633	49,400	-53
SING II-SIC II C/Int	-	-	33,886	10,128	4,354	14,482	425	223	331	979	49,347	
SING II-SIC III S/Int	18,900	13,936	32,836	11,884	4,667	16,551	644	208	0	852	50,238	-3
SING II-SIC III C/Int	-	-	32,742	11,942	4,354	16,295	644	223	331	1,198	50,235	

Tabla 29: Comparación de Costos en valor presente de los costos de inversión y operación en SING-SIC [MMUS\$].

De la tabla anterior se aprecia que la interconexión SIC y SING presenta un menor costo de inversión, operación y falla de 53 y 3 Millones de US\$ para los casos con interconexión.

8. ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SISTEMAS SIC-SING

8.1. ANTECEDENTES

Se consideró la puesta en servicio (PES) de la interconexión SIC-SING el año 2019. La interconexión en HVDC consiste en un Bipolo de 3000 [MW] entre las subestaciones Nueva Cardones y la nueva subestación Nueva Encuentro. Se realizó la modelación en Digsilent considerando estaciones convertoras AC/DC de 12 pulsos, con los respectivos filtros de armónicos y compensación reactiva.

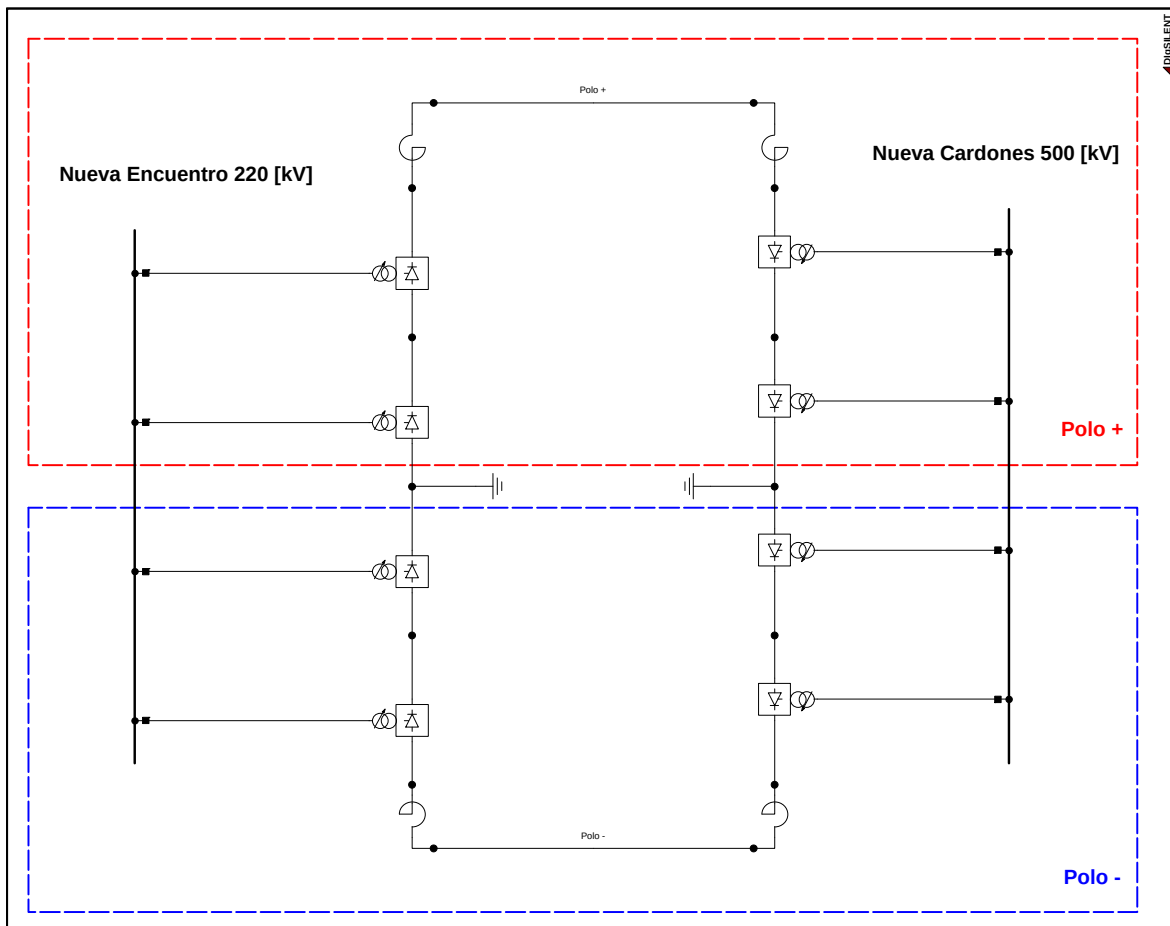


Figura 15: Esquema Bipolo HVDC SIC - SING

Es importante mencionar que esta solución no requiere de un patio de 500 [kV] en S/E Nueva Mejillones.

El enlace HVAC se diseñó en 500 [kV], con una subestación intermedia para la compensación serie del 60%, y compensación shunt del 8% para mitigar el efecto ferranti al energizar las líneas.

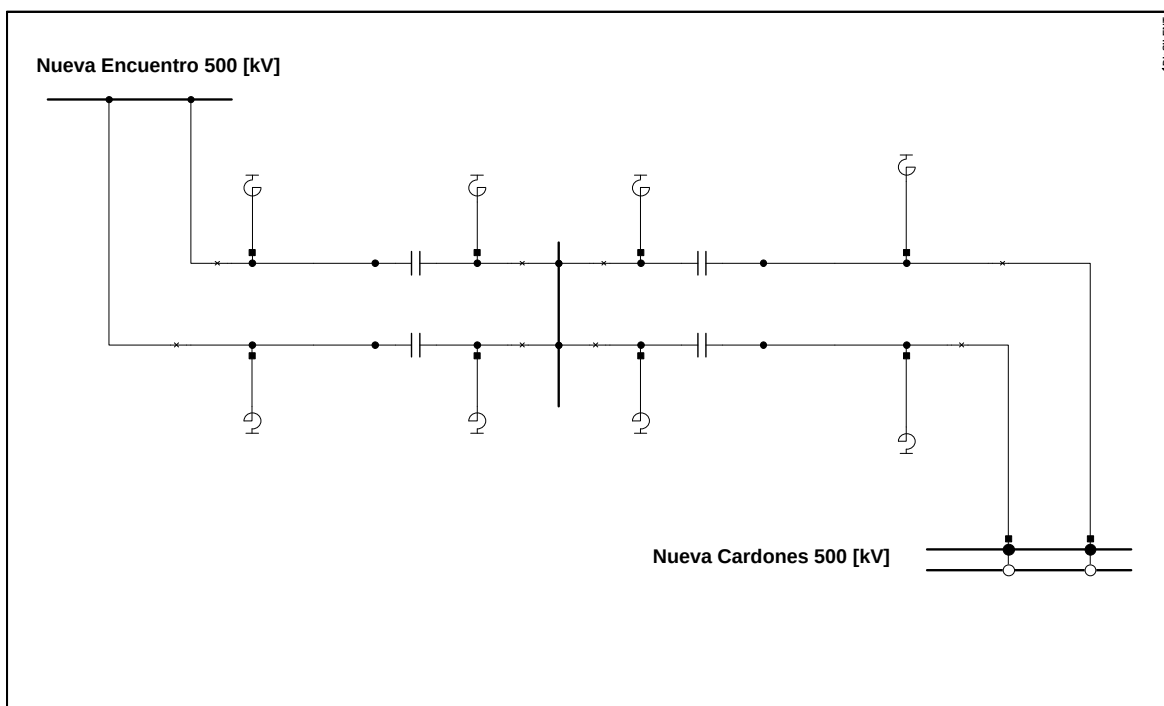


Figura 16: Esquema HVAC SIC-SING

8.2. ESCENARIOS DE OPERACIÓN

Los escenarios operacionales en el cual se situó el estudio fueron los siguientes:

- Transferencias SIC->SING: Año 2022; Demanda Alta; Hidrología Húmeda
- Transferencias SING->SIC: Año 2022; Demanda Alta; Hidrología Seca.

Estos escenarios fueron considerados debido a que abarcan la totalidad de las expansiones del Decreto Exento N°115, Decreto Exento N°116, Decreto Exento N°82, así como todas aquellas obras recomendadas por el consultor en su planes de obra SIC I y SING I.

Las condiciones de operación simuladas, corresponden a transferencias Norte -> Sur y viceversa. En el caso de transferencias desde el SIC hacia el SING, se alcanzó flujos por la interconexión de 1000 MW tanto en HVDC como en HVAC. Sin embargo, para el caso de transferencias SING->SIC se lograron flujos de 750MW.

Es importante notar que las transferencias alcanzadas responden a la capacidad de los sistemas de disponer de reserva en giro o rápida. El método general utilizado para determinar la reserva consistió en mantener un 7% de la generación total del SING como reserva en giro, y alrededor de 600 MW para el SIC, según los criterios actuales utilizados por los centros de despacho de carga de los respectivos sistemas.

Si bien el uso de EDAC es una medida operacional permitida para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema ante disminuciones drásticas de frecuencia, en opinión del consultor, es erróneo considerar en la planificación de la Interconexión una desconexión de carga acorde a las transferencias por ésta, ya que no obedece al concepto de confiabilidad, sobre todo porque existen medidas alternativas que pueden ser más eficaces que la desconexión de carga. No obstante lo anterior, se mantuvieron los porcentajes de EDAC estipulados por los CDEC para las distintas zonas de los Sistemas Interconectados, esto es, considerando los aumentos de demanda.

Adicionalmente, se cree necesario implementar Control de Frecuencia Distribuida en ambos sistemas, aumentar la capacidad de inyección de energía del SING planificando su expansión considerando las instalaciones adicionales, lo cual permitirá el ingreso de centrales como Kellar, IEM, y Cochrane capaces de mantener reserva rápida. Este tema adquiere especial relevancia si se toman en cuenta los proyectos ERNC, específicamente eólicos, a ubicar en la zona de Crucero, Quillagua, Pozo Almonte, y Arica, donde variaciones en el viento inciden al cubo en la potencia de las unidades.

Para cuantificar el desempeño de las distintas alternativas de interconexión se simuló dos tipos de fallas: cortocircuitos trifásicos al 50% de un enlace troncal, con apertura exitosa en 100 milisegundos de la línea fallada, sin reconexión; y pérdida de generación en el sistema exportador. Específicamente se realizaron las siguientes contingencias:

Para transferencias SIC->SING:

- Falla Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 2x500 [kV] Circuito 1
- Falla Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 [kV] Circuito 1
- Pérdida de Generación Central Cuervo (Energía Austral) 650 [MVA]

Para transferencias SING->SIC:

- Falla Nueva Mejillones –Encuentro 2x220 [kV] Circuito 1
- Falla Crucero – Quillagua 2x220 kV Circuito 1
- Pérdida de Generación Central Cochrane Unidad 1 350 [MVA].

El presente análisis, no contempló contingencias para las alternativas de interconexión puesto que el objeto del estudio es verificar la capacidad a priori de las alternativas de interconexión y su impacto en el funcionamiento de los Sistemas Interconectados del Norte Grande y Central.

Se identificaron los siguientes inconvenientes durante la realización del estudio, los cuales a criterio del consultor, deben ser abordados a la brevedad para poder realizar un análisis detallado de la interconexión:

- Modelación incompleta de controladores de unidades de generación en el SING.
- Modelación incompleta de controladores de unidades de generación en el SIC.
- Ajuste de parámetros de estabilizadores de potencia (PSS) en unidades de generación del SING.
- Ajuste de parámetros de estabilizadores de potencia (PSS) en unidades de generación del SIC.

Estos puntos son de carácter urgente para realizar análisis de pequeña señal con el fin de determinar oscilaciones subsíncronas, modos inter-área, y modos locales, de estabilidad transitoria.

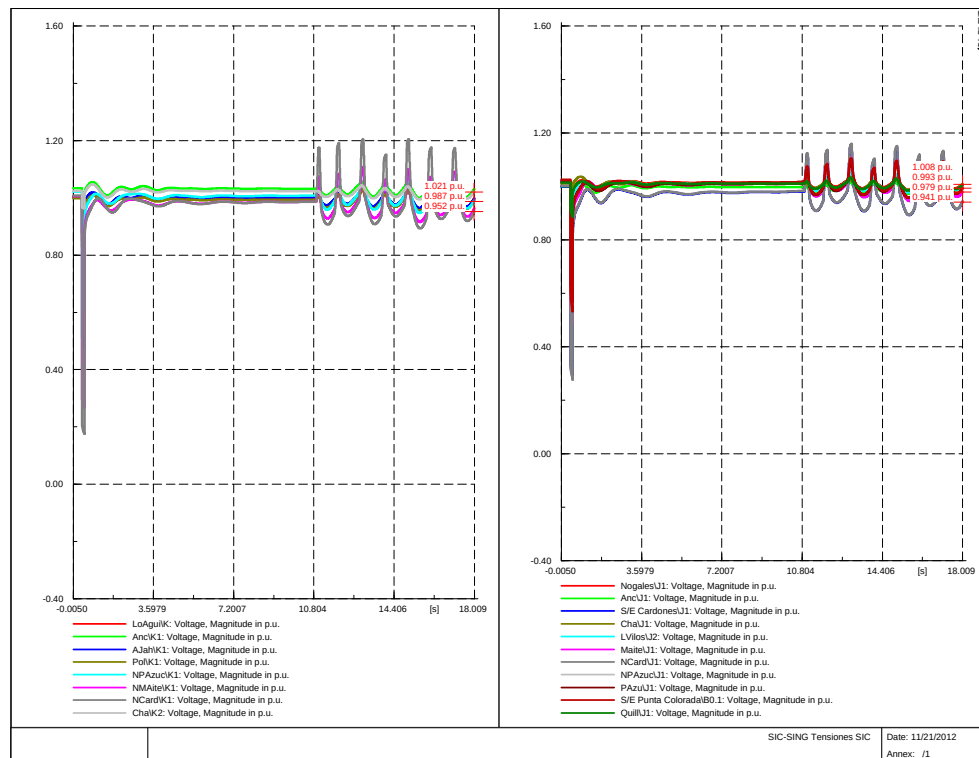


Figura 17: Tensiones Barras 500 y 220 SIC falla Nva Cardones – Nva Maitencillo 500 kV C1. Esquema HVAC.

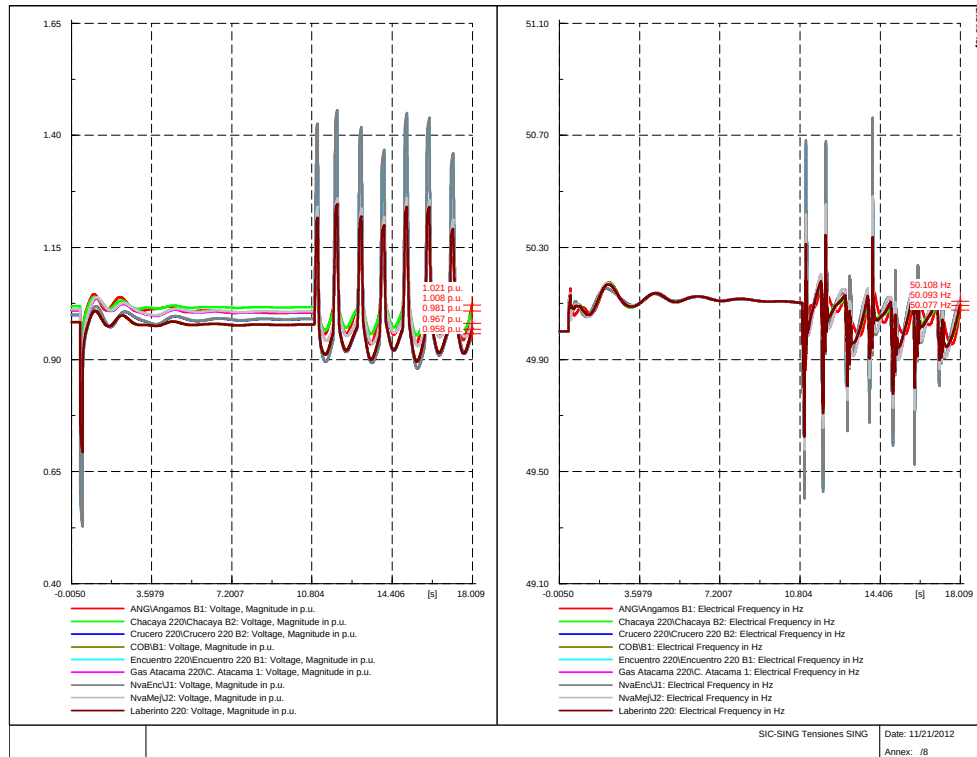


Figura 18: Tensiones y Frecuencia Barras 220 SING falla Nva Cardones – Nva Maitencillo 500 kV C1. Esquema HVAC.

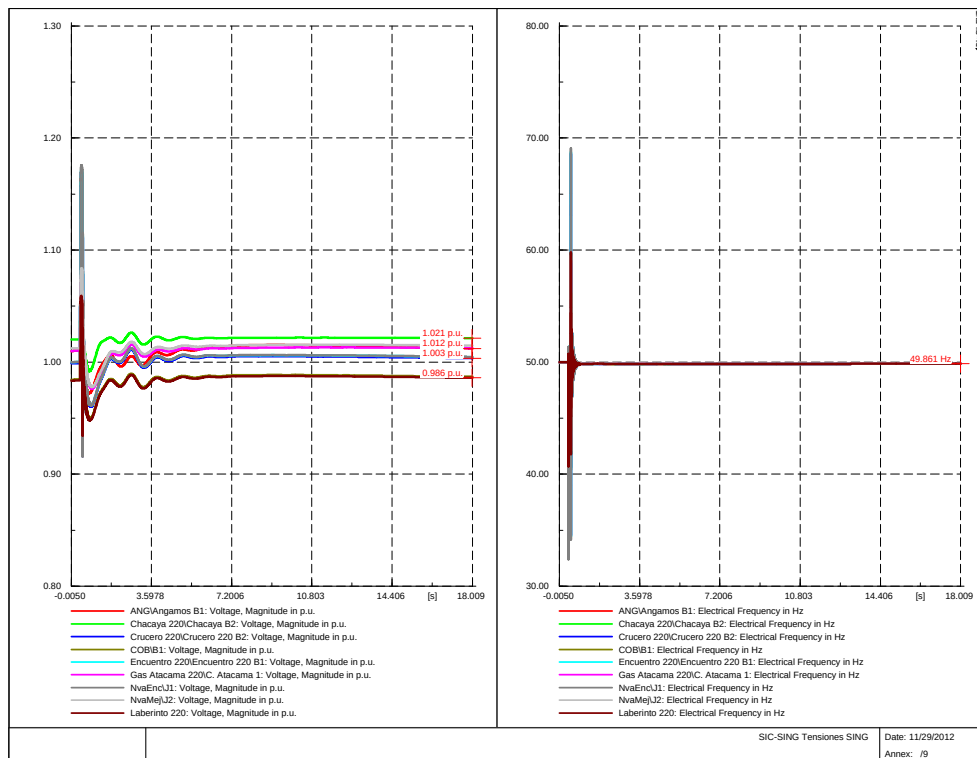


Figura 19: Tensiones y Frecuencia Barras 220 SING falla Nva Cardones – Nva Maitencillo 500 kV C1. Esquema HVDC

Adicionalmente, para la alternativa HVDC, y principalmente para la alternativa HVAC, se hace necesario implementar esquemas de control de frecuencia distribuida para máquinas con estatismos menores al 5% o 6%. No es correcto pensar que proyectos como Octopus Energy (dos unidades de 600 MW), un polo eólico en Chiloé de 500 MW, o la central Cuervo (600 MW) no puedan ingresar al sistema por la simple razón de que el Sistema Interconectado al cual se conecten no soporte una desconexión de generación de esa magnitud. Una ventaja del enlace HVDC es que, mediante sistemas de control específicos en la conmutación de las válvulas, permite realizar regulación de frecuencia rápida.

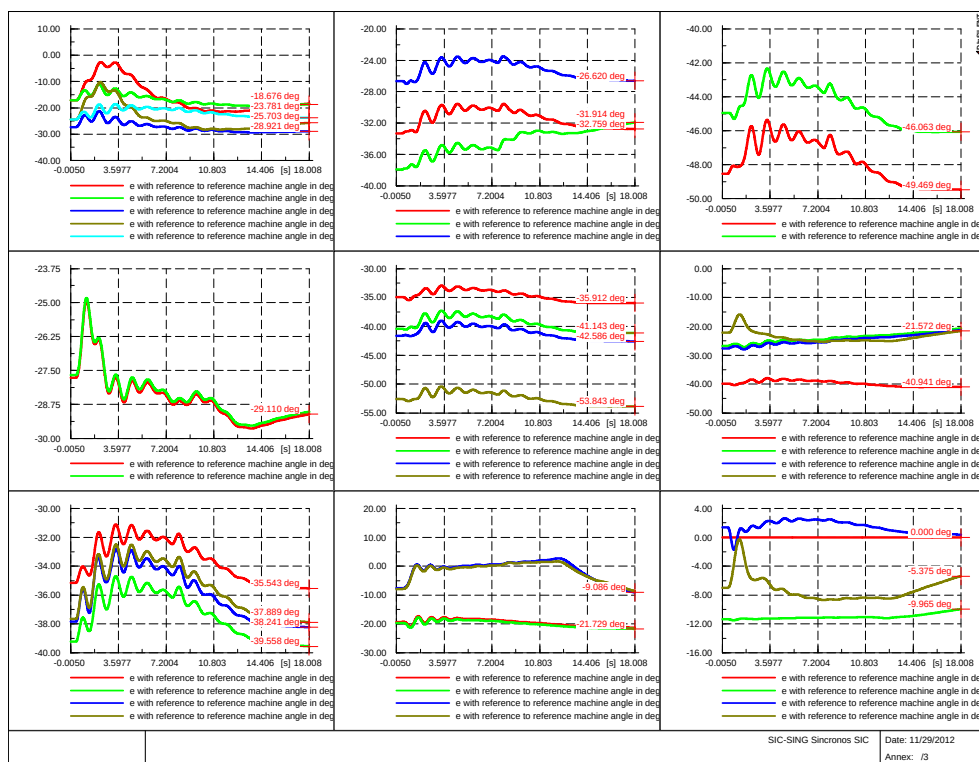


Figura 20: Ángulos Rotoricos Centrales SIC ante Pérdida Central Cuervo. Esquema HVDC

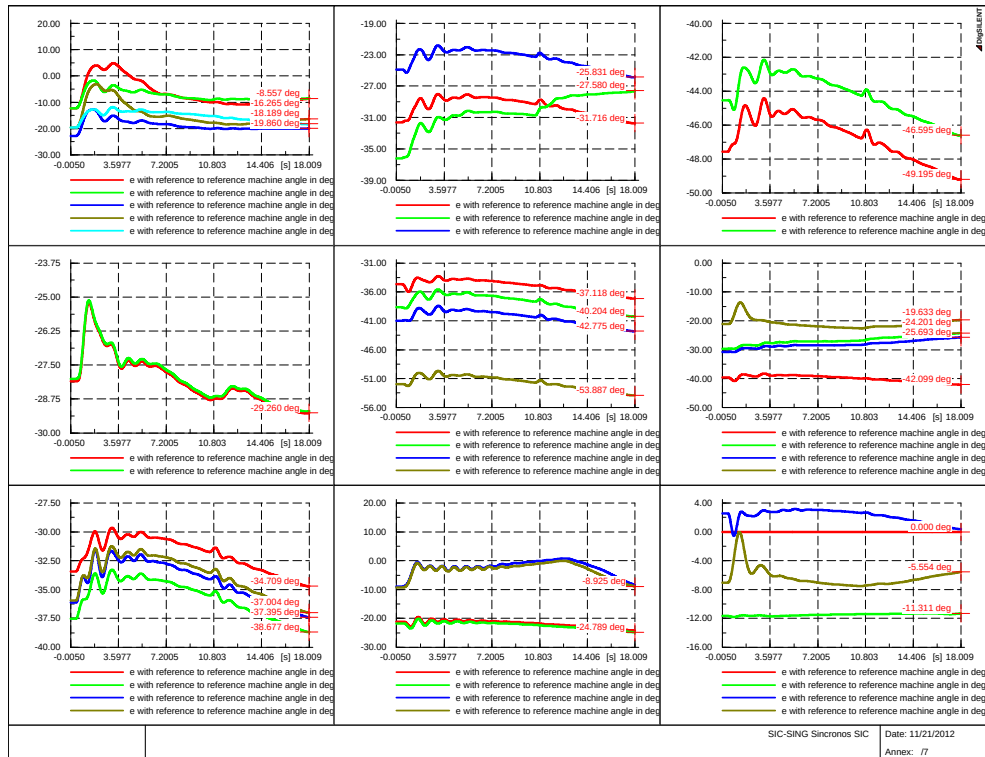


Figura 21: Ángulos Rotoricos Centrales SIC ante Pérdida Central Cuervo. Esquema HVAC

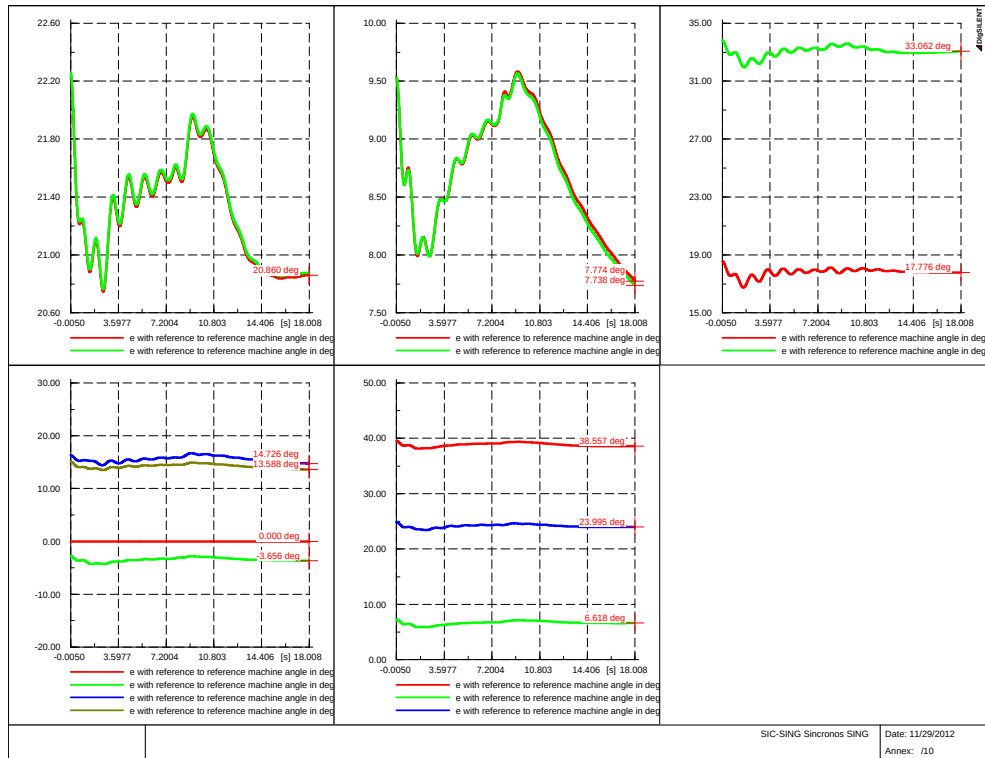


Figura 22: Ángulos Rotóricos Centrales SING ante Pérdida Central Cuervo. Esquema HVDC.

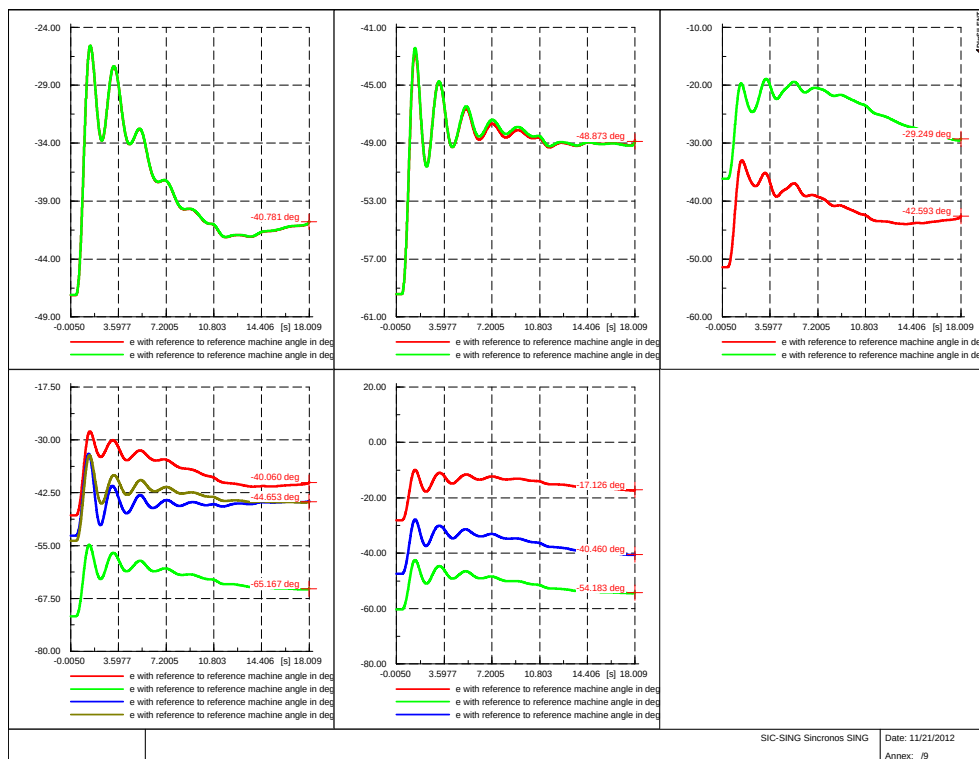


Figura 23: Ángulos Rotóricos Centrales SING ante Pérdida Central Cuervo. Esquema HVAC.

La frecuencia eléctrica está ligada al balance instantáneo de demanda y potencia activa en el sistema. Para un análisis de control de frecuencia es correcto suponer que: aunque en la realidad suceden un sin número de desbalances potencia-demanda, ó cambios en la frecuencia; asumiendo un sistema eléctrico en régimen permanente, los estudios de control de frecuencia suponen ésta constante en todos las barras del Sistema Interconectado y pequeñas desviaciones dentro de un punto de equilibrio, permitiendo abarcar el problema de forma general ó global.

De esta forma, la estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad del sistema Interconectado de mantener la frecuencia cercana a su valor nominal, y la inestabilidad es producto de oscilaciones no amortiguadas de ésta, teniendo como falla final la salida de paso de las unidades generadoras.

Las oscilaciones electromecánicas entre generadores sincrónicos interconectados son de vital importancia y es un requisito importante para la operación segura del sistema. En la antigüedad, los problemas relacionados con estas oscilaciones fueron asociados a un sólo generador, o en su defecto, a un conjunto de ellos. Asimismo, inestabilidades de baja frecuencia fueron también observadas al momento de interconectar grandes sistemas eléctricos mediante enlaces débiles, abarcando tramos de gran longitud.

Las oscilaciones electromecánicas tienen su origen en dos grandes motivos, perturbaciones pequeñas, causadas, como se mencionó anteriormente, por los constantes cambios de generación y carga; como también por perturbaciones severas. Cuando estas oscilaciones son crecientes en el tiempo, resultan bastante perjudiciales para el sistema eléctrico, provocando efectos adversos como la pérdida de estabilidad transitoria, operación de las protecciones, y black-out. Las oscilaciones más severas para un Sistema Interconectado son aquellas de frecuencias menores a 1 [Hz], ya que poseen bajo amortiguamiento o pudiendo inclusive crecer gradualmente auto-sustentándose en el tiempo (amortiguamiento negativo).

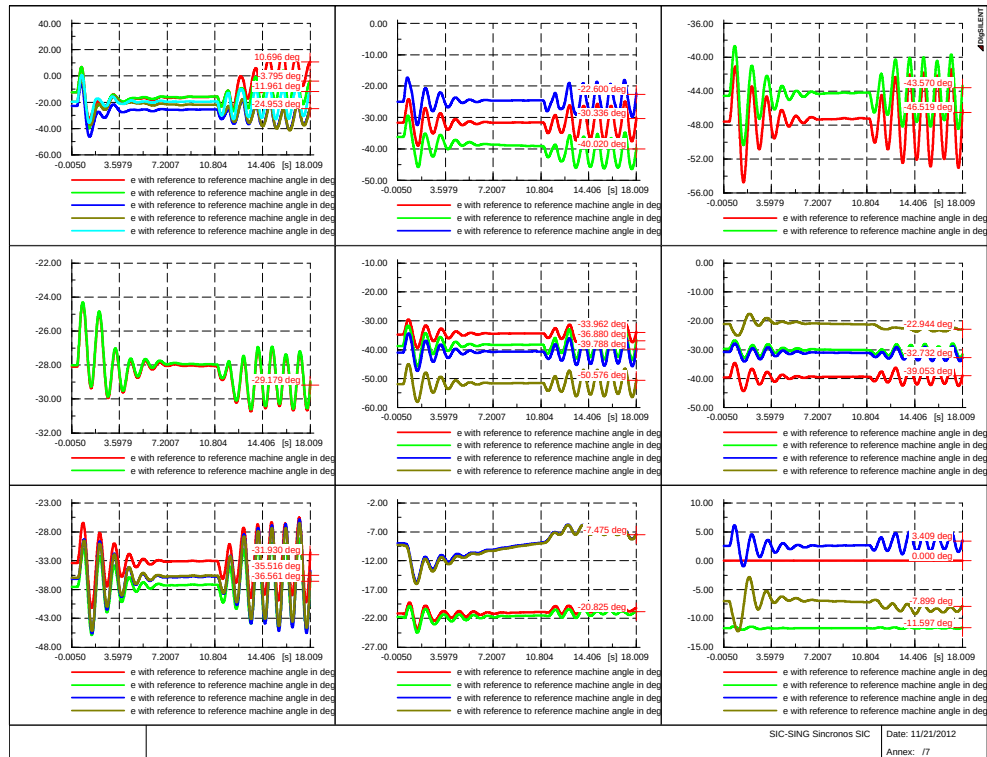


Figura 24: Ángulos rotóricos máquinas SIC. Falla Nva Cardones – Nva Maitencillo. Esquema HVAC.

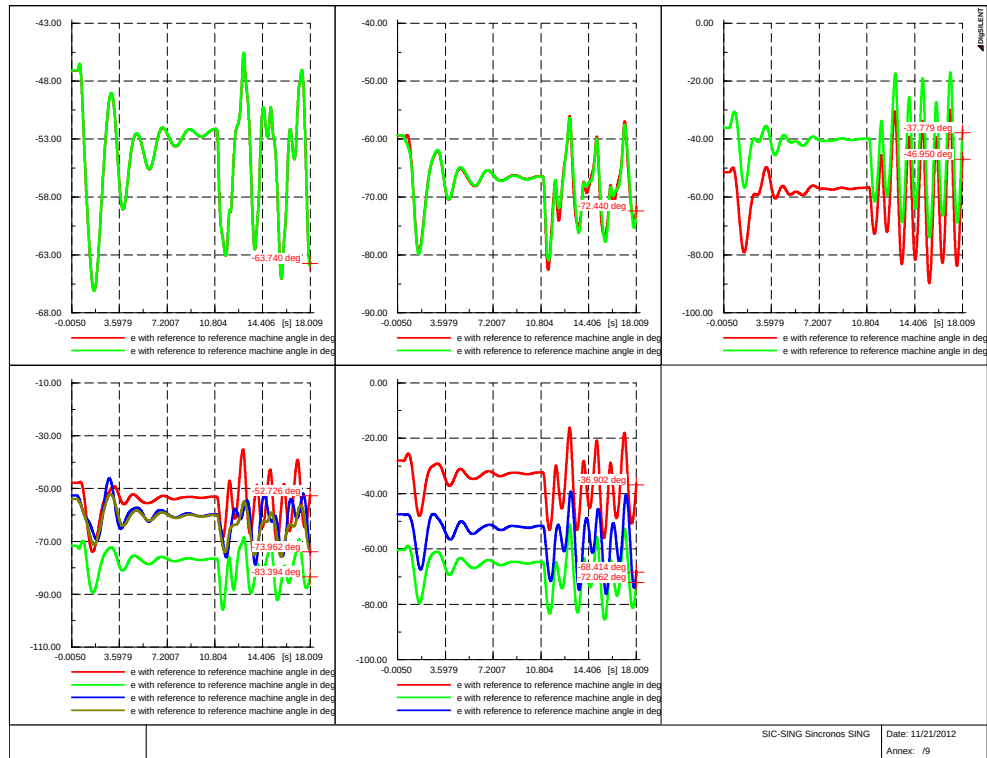


Figura 25: Ángulos rotóricos máquinas SING. Falla Nva Cardones – Nva Maitencillo. Esquema HVAC.

Es posible clasificar la estabilidad de sistemas de potencia en: estabilidad de ángulo de rotor de las máquinas, y estabilidad transitoria. El primer concepto se refiere a la capacidad que tienen las máquinas presentes en un sistema de mantenerse operando en sincronismo luego de una falla o perturbación. Los generadores interconectados mantienen el sincronismo entre sí, a través de fuerzas restauradoras, las cuáles actúan cuando existen fuerzas externas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a las otras. El segundo concepto hace referencia oscilaciones producto de fallas en los sistemas de transmisión o perturbaciones severas al Sistema Eléctrico.

Al considerar una Interconexión SIC-SING en HVAC, se obligará a los dos sistemas, previamente independientes, a operar de manera sincronizada. El control del flujo de potencia en una interconexión en corriente alterna es generalmente controlado de manera indirecta, a través de los generadores situados en una de las áreas, para obtener el intercambio de potencia deseado con la otra red. Según lo analizado, se ha comprobado que este método de operación causa comportamientos oscilatorios producto de las fallas a las cuales ha sido sujeta la interconexión.

Debido a lo anterior, es de gran importancia que esta interconexión sea lo suficientemente robusta para mantener los dos sistemas AC en operación luego de ocurrida una contingencia, sin que esta se propague por el Sistema Interconectado.

Cuando se producen las oscilaciones electromecánicas, las máquinas síncronas del sistema intercambian energía cinética en forma de potencia eléctrica lo que se traduce en distintos modos de oscilación caracterizados según su frecuencia. Estos modos de oscilación se pueden clasificar dentro de las siguientes categorías

- **Modo máquina-sistema:** Son las oscilaciones que se presentan cuando un generador oscila contra el resto del sistema, como si este último fuese una barra infinita y corresponde a la forma de oscilación más común. Estos modos se amortiguan satisfactoriamente, mediante el uso de estabilizadores de potencia (PSS).
- **Modos locales:** Se origina cuando un grupo pequeño de máquinas oscila en fase o en contra de otro grupo de máquinas de la misma área. Este modo de oscilación corresponden a oscilaciones “rápidas” y se encuentran en el rango de frecuencia entre 0.8 [Hz] y 2 [Hz].
- **Modos Interárea:** Se presentan cuando un grupo de máquinas en una parte del sistema oscilan en contra de otro grupo de máquinas que se encuentran en otra parte del sistema, entre los cuales hay una conexión mediante una línea larga. La frecuencia asociado a este tipo de oscilaciones es de 0.1 [Hz] a 0.8 [Hz] y constituyen las llamadas oscilaciones “lentas”. Estas oscilaciones son las más severas para el sistema puesto que tienen menor amortiguamiento.

Los modos interárea ocurren cuando existen áreas de generadores y cargas conectadas con otras áreas similares mediante líneas de transmisiones débiles. Un sistema de potencia posee un enlace débil cuando existen subsistemas

interconectados por líneas de gran extensión como es el caso de una interconexión SIC SING en HVAC.

- **Modos de control:** Son oscilaciones asociadas a los controles de los generadores. Excitadores mal sintonizados, gobernadores de velocidad y compensadores estáticos son los principales causantes de que estos modos sean inestables. Estos modos son de naturaleza eléctrica, siendo el principal modo el asociado al sistema de excitación del generador, pudiendo dar origen a oscilaciones de potencia reactivas de las líneas.
- **Modos subsíncronicos:** Se presentan cuando los gobernadores de velocidad, compensadores serie y controles HVDC interactúan con la dinámica del grupo turbina-generador. Estos modos tienen una frecuencia mayor a 4 [Hz] Estos modos también se pueden producir por la interacción de los parámetros LC de la red.

Durante el desarrollo del presente análisis se observó Modos de Control en gran cantidad de unidades de San Luis 220 [kV] en el SIC, así como las unidades de E-CL y GasAtacama ubicadas en Chacaya y Central Atacama 220 [kV]. Para la interconexión no se observaron modos de oscilación subsíncronicos puesto que los puntos de interconexión no se encuentran cercanos a unidades de generación, esto es, tanto Nueva Cardones como Nueva Encuentro se encuentran aproximadamente a más de 100 kilómetros de distancia de la unidad de ciclo combinado ó carbón más cercana.

Dirección	Falla	Alternativa de Interconexión	Sistema Interconectado	Variables Eléctricas			
				Tensión	Frecuencia	Oscilaciones Electromecánicas	Ángulos Rotóricos
SIC->SING 1000 MW	Nva. Cardones - Nva. Maitencillo	HVDC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		HVAC	SIC	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple
			SING	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple
	Nva. Maitencillo - Nva. Pan de Azúcar	HVDC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		HVAC	SIC	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple
			SING	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple
	Desconexión Cuervo	HVDC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		HVAC	SIC	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple
			SING	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple
SING->SIC 750 MW	Nva. Mejillones - Encuentro	HVDC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		HVAC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Crucero – Quillagua	HVDC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		HVAC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Desconexión Cochrane	HVDC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
		HVAC	SIC	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
			SING	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Tabla30: Cumplimiento de estándares de seguridad ante fallas para los escenarios de enlace HVDC y HVAC.

De la tabla anterior se extrae que si bien existen situaciones donde ambas alternativas cumplen con los estándares de seguridad y calidad de servicio vigentes a la fecha, es opinión del consultor que el desempeño y estabilidad transitoria de los sistemas interconectados aumenta considerablemente al utilizar un enlace HVDC.

En efecto, para transferencias en sentido SING->SIC en HVAC, se consideró una reserva en giro acorde a la transferencia máxima plausible entre ambos sistemas. Sobre este punto es importante recalcar que el SING actualmente es un sistema débil, con un plan de expansión inadecuado por cuanto no puede hacer uso y modificaciones en instalaciones adicionales. Este hecho se ve reflejado, por ejemplo, en la capacidad que tendrá el sistema para evacuar la energía desde Nueva Mejillones si no se realiza un seccionamiento de las líneas provenientes de Chacaya, Gas Atacama, y Angamos.

Para resaltar este hecho, se realizó una contingencia adicional, la cual considera la desconexión de una unidad de 350 MW en el SIC. Ante tal contingencia, la interconexión en HVAC del SIC y SING presenta un comportamiento inestable, alcanzando black-out para el conjunto. Ante la misma perturbación, considerando un enlace HVDC, ambos sistemas mantienen sus sincronismos, aislando la falla al SIC el cual, si bien ve afectada su operación producto de la falla, logra recuperar la estabilidad transitoria, respondiendo al desbalance generación demanda, considerando EDAC.

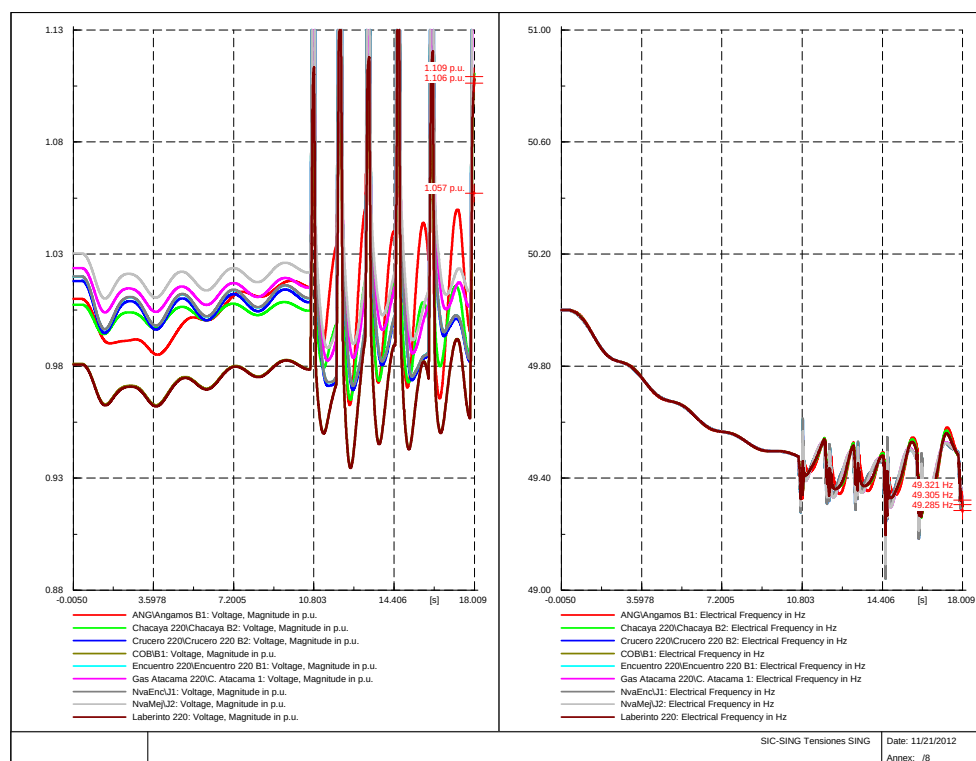


Figura 26: Tensión y Frecuencia en Barras del SING ante desconexión 350 MW en SIC. Esquema HVAC.

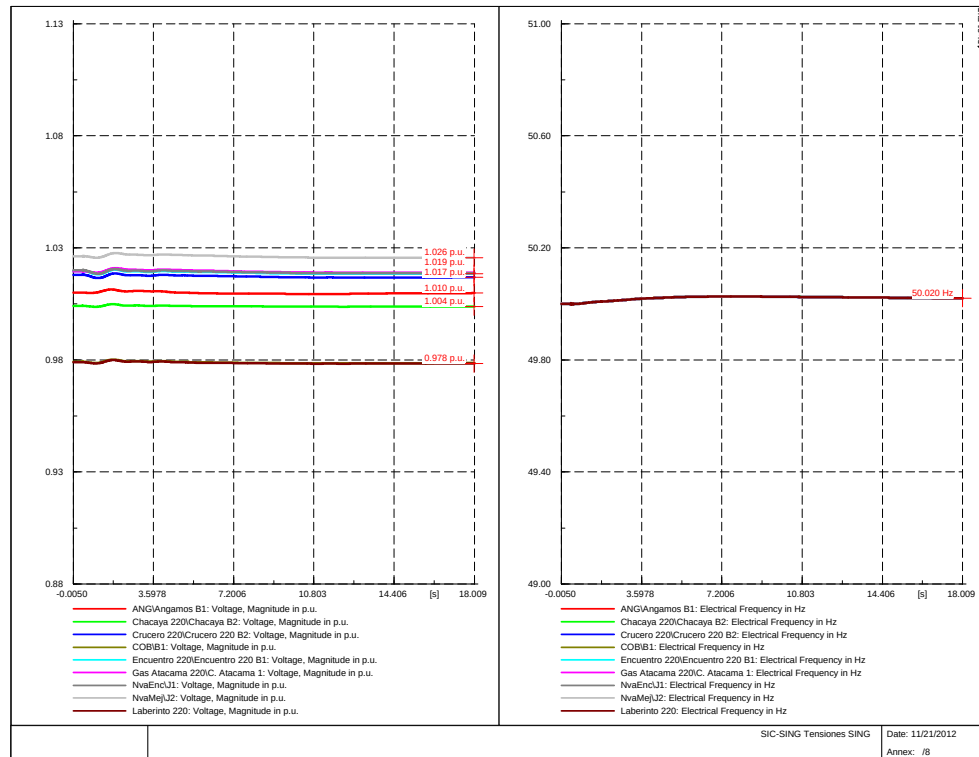


Figura 27: Tensión y Frecuencia en Barras del SING ante desconexión 350 MW en SIC. Esquema HVDC.

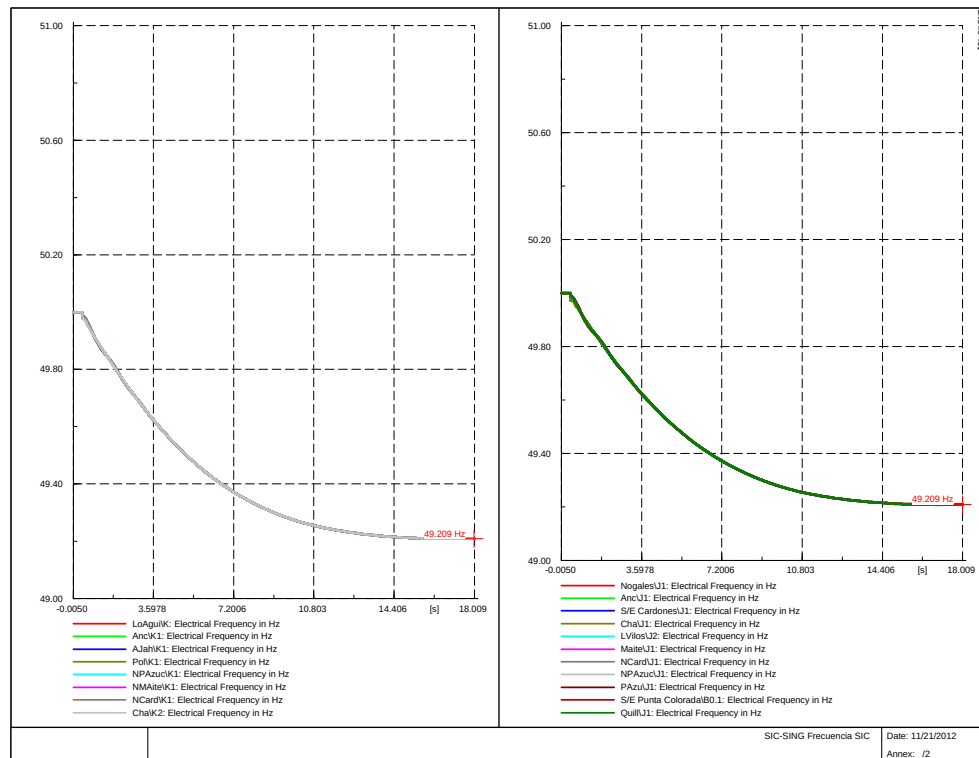


Figura 28: Frecuencia en Barras del SIC ante desconexión 350 MW en SIC. Esquema HVDC

9. ANÁLISIS DE NECESIDADES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SING Y DEL SIC

Se realizó un análisis de las necesidades de ampliación requeridas en las subestaciones existentes o futuras, con la finalidad de efectuar la interconexión de obras nuevas licitadas: obras que se encuentren en proceso de licitación y obras futuras resultado del Plan Óptimo de Expansión Troncal.

El Ministerio de Energía, mediante Decreto Exento N°115 del 2 de mayo de 2011, fijó el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, necesarias para el abastecimiento de la demanda, el cual contempló dos (2) obras de ampliación y ocho (8) obras nuevas, todas en el Sistema Interconectado Central, SIC. Adicionalmente, en la misma fecha y mediante Decreto Exento N°116, fijó el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, para los doce meses siguientes, para las obras de normalización y adecuación de instalaciones troncales, que contempló once (11) obras de ampliación.

Posteriormente, mediante Decreto Exento N°82 del 29 de febrero de 2012, la Autoridad fijó el nuevo Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, cuyas obras se encuentran actualmente en proceso de Licitación.

En Anexo N°1 adjunto se detallan las citadas obras.

10. ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SING Y SIC PROPUESTAS POR EL CONSULTOR Y PROPUESTAS POR LA DIRECCIÓN DE PEAJES DE LOS CDEC.

A continuación se presenta un análisis de las propuestas del Consultor y las realizadas por las DPs de los CDECs. Un punto destacado es un análisis de la necesidad de aplicar el criterio N-1 en los transformadores del sistema troncal.

10.1. ANÁLISIS N-1 TRANSFORMADORES

Se analizó, para los transformadores propuestos en el plan de expansión, la necesidad de disponer de un transformador adicional (criterio N-1) por posibles inestabilidades sistémicas ante desconexiones intempestivas del equipo.

Los transformadores evaluados fueron los siguientes:

- Necesidad 4^{er} Transformador Charrúa
- Necesidad 2^{do} Transformador Ancoa
- Necesidad 2^{do} Transformador Alto Jahuel
- Necesidad 3^{er} Transformador Polpaico
- Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Cardones
- Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Maitencillo
- Necesidad 2^{do} Transformador Nueva Pan de Azúcar

El análisis de necesidad para el sistema de 500 kV existente fue desarrollado en el año 2017, demanda alta, justo antes del ingreso de los transformadores N°4 y N°3 de Charrúa y Alto Jahuel, respectivamente. En el estudio de necesidad para el nuevo sistema de 500 kV Polpaico – Charrúa, el análisis se ubicó en el año 2022, demanda alta, según se explica en el Título 1.5.

Los resultados, mostrados en anexo adjunto, indican que ante las salidas intempestivas de los elementos de transformación, el SIC mantiene la estabilidad transitoria, no ocasionando la actuación de EDAC, y manteniendo sincronismo de todas las unidades despachadas, salvo en los casos del 4° Transformador de Charrúa y el 3° Transformador de Alto Jahuel que se recomienda un transformador adicional

10.2. ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC y del SING, las que se detallan en Anexo N°2 adjunto.

N°	Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	Comentarios KAS	Justificación KAS	VI Referencia I KAS miles US\$	AVI Referencia I miles US\$	COMA Referencia I miles US\$	Propone	Fecha Estimada de Puesta en Servicio CDEC	Comentarios	Justificación CDEC
1.1	Ampliación S/E Nueva Cardones, Primer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	Se debe contar con transformación 220/500 [kV] en las nuevas subestaciones de 500 [kV] Cardones, Maitencillo y Pan de azúcar con un primer transformador en cada una, en el año 2018.	Se licitaron las obras de construcción de las líneas sin los equipos de transformación 220/500 kV	20,765	2,203	299	CDEC	ene-18	Se ha propuesto dos equipos de transformación 500/220 kV de 750 MVA, un equipo es necesario para la conexión al sistema interconectado por razones de suficiencia frente a la conexión del sistema de 500 kV de Polpaico – Cardones. La segunda unidad, es propuesta por motivo de la aplicación del criterio de seguridad incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	Se licitaron las obras de construcción de las líneas sin los equipos de transformación 220/500 kV
1.2	Ampliación S/E Nueva Maitencillo, Primer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	ene-18			20,765	2,203	299				
1.3	Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar, Primer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	ene-18			20,765	2,203	299				

2.1	Ampliación S/E Nueva Cardones, Segundo banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	N/A	La segunda unidad, es propuesta por motivo de la aplicación del criterio de seguridad incluido en el artículo 5-5 de la NTSyCS.	A partir de los análisis técnicos realizados, se determinó que no se justifica esta ampliación.	36,605	3,883	526	CDEC	N/A	La segunda unidad, es propuesta por motivo de la aplicación del criterio de seguridad incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.	Se considera que no resulta conveniente económicamente por cuanto los beneficios en costo de operación no superan los costos asociados a cubrir el AVI y COMA del proyecto. En opinión del consultor, la recomendación de la obra debiera ser considerada como obras de ampliación.
2.2	Ampliación S/E Nueva Maitencillo, Segundo banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	N/A			36,605	3,883	526				
2.3	Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar, Segundo banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	N/A			36,605	3,883	526				
3	Segundo circuito 220 kV D. de Almagro-Carrera Pinto-Cardones, seccionando los dos circuitos en Carrera Pinto	oct-17	Se debe seccionar la línea en construcción Diego de Almagro – Cardones 220 [kV] en el momento de su entrada en servicio en el año 2017 en Carrera Pinto y se debe considerar simultáneamente el tendido del segundo circuito también seccionado en	Se ha propuesto seccionar las obra ya licitada en Carrera Pinto y adelantar el tendido del segundo circuito por razones de suficiencia frente a la demanda prevista para	21,648	2,296	442	N/A	N/A	N/A	N/A

			Carrera Pinto.	la zona.							
4	Línea 2x500 kV, tendido primer Circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico	abr-21	Se estimó la construcción de un primer circuito de 500 [kV] de 1800 [MW] desde Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico el año 2021. Alternativamente, a construir un tercer circuito Alto Jahuel – Lo Aguirre – Polpaico	Por la saturación de las líneas Alto Jahuel - Polpaico se vio la necesidad de disponer de otro enlace, sin embargo, la dificultad por la gran interferencia de líneas planteó la posibilidad de explorar una solución alternativa y factible.	63,650	6,752	1,298	N/A	N/A	N/A	N/A
4.1	Ampliación S/E Alto Jahuel 500 kV	abr-21	El proyecto Nueva Línea Alto Jahuel - Los Almendros - Polpaico 2x500kV Primer Circuito, requiere ampliar esta subestación con la incorporación de un paño de línea.	Línea 2x500 kV, tendido primer Circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico	23,186	2,460	334	N/A	N/A	N/A	N/A

4. 2	Nueva S/E Los Almendros 500 kV	abr-21	El proyecto Línea 2x500 kV, tendido primer Circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico, requiere ampliar esta subestación, incorporando un patio de 500 kV.	Línea 2x500 kV, tendido primer Circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico	46,373	4,919	668	N/A	N/A	N/A	N/A
4. 3	Ampliación S/E Polpaico 500 kV	abr-21	El proyecto Nueva Línea Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico 2x500kV Tendido Primer Circuito, requiere ampliar esta subestación, incorporando un paño de línea de 500 kV.	Línea 2x500 kV, tendido primer Circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico	23,186	2,460	334	N/A	N/A	N/A	N/A
4. 4	Transformación 220/500 kV S/E Los Almendros	abr-21	El proyecto Nueva Línea 2x500kV Primer Circuito, requiere ampliar esta subestación, incorporando un banco de autotransformadores 500/220 kV.	Línea 2x500 kV, tendido primer Circuito Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico	36,605	3,883	527	N/A	N/A	N/A	N/A

5.1	Nueva S/E Charrúa Sur 500/220 kV	abr-19	La nueva S/E Charrúa Sur, ubicada a unos 3 kilómetros al sur de la actual subestación Charrúa. Seccionaría las líneas Charrúa – Mulchén 220 kV. Además poseería centro de transformación 500/220 kV	Necesaria para recibir las líneas de transmisión Charrúa – Cautín – Puerto Montt 500 kV; el proyecto eólico Lebu, y permite conectar el tercer circuito Ancoa-Charrúa, producto que en S/E Charrúa la zona se encuentra saturada de líneas de transmisión	57,359	6,085	826	N/A	N/A	N/A	N/A
5.2	Nueva S/E Charrúa Sur 500/220 kV Dos Bancos de transformación	abr-19	La nueva S/E Charrúa Sur, ubicada a unos 3 kilómetros al sur de la actual subestación Charrúa. Seccionaría las líneas Charrúa – Mulchén 220 kV. Además poseería centro de transformación 500/220 kV con dos Transformadores	Necesaria para recibir las líneas de transmisión Charrúa – Cautín – Puerto Montt 500 kV; el proyecto eólico Lebu, y permite conectar el tercer circuito Ancoa-Charrúa, producto que en S/E Charrúa la zona se encuentra saturada de	87,491	9,281	1,260	N/A	N/A	N/A	N/A

				líneas de transmisión							
6	Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	abr-19	La nueva línea Charrúa – Cautín – Puerto Montt 2x500 kV, de 540 km, se conectará a la S/E Charrúa, o a la S/E Charrúa Sur	Permitirá evacuar la generación eólica de los potenciales proyectos instalados en la isla de Chiloé y del proyecto Energía Austral, evitando congestión en los sistema de 220 kV y eliminando futuras ampliación entre las subestaciones Cautín y Puerto Montt.	249,044	26,418	5,148	N/A	N/A	N/A	N/A
6.1	Ampliación S/E Charrúa 500 kV	abr-19	Se requiere para conectar la Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	Se requiere para conectar S/E Cautín 220 kV con S/E Cautín 500 kV	23,186	2,460	334	N/A	N/A	N/A	N/A

6. 2	Nueva S/E Cautín 500 kV	abr-19	El proyecto Nueva Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt, requiere ampliar esta subestación, incorporando un patio de 500 kV.	Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	46,373	4,919	668	N/A	N/A	N/A	N/A
6. 3	Nueva S/E P. Montt 500 kV	abr-19	El proyecto Nueva Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt, requiere ampliar esta subestación, incorporando un patio de 500 kV.	Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	23,186	2,460	334	N/A	N/A	N/A	N/A
6. 4	Transformación 220/500 kV S/E Cautín	abr-19	El proyecto Nueva Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt, requiere ampliar esta subestación, incorporando un banco de autotransformadores 500/220 kV.	Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	36,605	3,883	527	N/A	N/A	N/A	N/A
6. 5	Transformación 220/500 kV S/E P. Montt	abr-19	El proyecto Nueva Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt, requiere ampliar esta	Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	36,605	3,883	527	N/A	N/A	N/A	N/A

			subestación, incorporando un banco de autotransformadores 500/220 kV.								
7	Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue-Pto. Montt	abr-19	La nueva línea Pichirropulli - Rahue – Puerto Montt 2x220 kV, de 160 km conectará la S/E Pichirropulli y Puerto Montt, seccionada en Barro Blanco	Alternativa excluyente al proyecto Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	41,900	4,445	866	N/A	N/A	N/A	N/A
7.1	Ampliación S/E Pichirropulli 220 kV	abr-19	El proyecto Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue-Pto. Montt, requiere ampliar esta subestación, incorporando dos paños de línea. Interconectándose además con la S/E Ciruelos a través de una línea de 220 kV en simple circuito.	Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue- Pto. Montt	5,525	586	80	N/A	N/A	N/A	N/A
7.2	Ampliación S/E Rahue 220 kV	abr-19	El proyecto Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue-Pto. Montt, requiere ampliar esta subestación, incorporando dos	Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue- Pto. Montt	11,050	1,172	159	N/A	N/A	N/A	N/A

			pañes de línea.								
7.3	Ampliación S/E P. Montt 220 kV	abr-19	El proyecto Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue-Pto. Montt, requiere ampliar esta subestación, incorporando un dos paños de línea.	Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue- Pto. Montt	5,525	586	80	N/A	N/A	N/A	N/A
7.4	Traslado Tap-Off Rucatayo a S/E Rahue	abr-17	Se debe trasladar la Central Rucatayo a inyectar en la S/E Rahue	Se ha propuesto la obra referida por razones de seguridad	5,000	530	103	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Línea 2x220 kV tendido primer Circuito Cautín – Ciruelos	abr-19	La nueva línea Cautín - Ciruelos 2x220 kV, considerando el tendido de un circuito y de 115 km, conectará las subestaciones Cautín y Ciruelos	Se ha propuesto la obra referida por razones de suficiencia	23,321	2,474	475	N/A	N/A	N/A	N/A
8.1	Ampliación S/E Cautín 220 kV	abr-19	El proyecto Línea 2x220 kV tendido primer Circuito Cautín – Ciruelos, requiere ampliar esta subestación, incorporando un	Necesaria para recibir las líneas de transmisión 2x220 kV tendido primer Circuito Cautín	2,500	265	36	N/A	N/A	N/A	N/A

			pañes de línea.	– Ciruelos							
8. 2	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	abr-19	El proyecto Línea 2x220 kV tendido primer Circuito Cautín – Ciruelos, requiere ampliar esta subestación, incorporando un paños de línea.	Necesaria para recibir las líneas de transmisión 2x220 kV tendido primer Circuito Cautín – Ciruelos	2,500	265	36	N/A	N/A	N/A	N/A
9	Aumento Capacidad Línea Temuco- Cautín 2x220 kV	abr-26	Se debe ampliar al doble la capacidad de la línea Cautín-Temuco	Se ha propuesto reforzar la obra referida por razones de suficiencia	1,830	194	26	N/A	N/A	N/A	N/A
10	Línea Charrúa- Lagunillas 220 kV tendido 2° circuito	abr-19	Se debe tender el segundo circuito de la línea 2x220 [kv] desde Charrúa a Lagunillas para evitar la saturación en la zona Concepción-San Vicente, en el año 2023.	Producto del aumento de demanda en la zona de Concepción.	8,200	870	170	N/A	N/A	N/A	N/A
11	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV	abr-15	Se debe ampliar la S/E Las Palmas 220 [kV], incorporando barra de transferencia y el respectivo paño	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	6,100	647	124	CDEC	ago-15	Esta obra se considera necesaria en virtud de la aplicación del criterio de	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.

			acoplador.							redundancia incluido en el artículo 3-29 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, modificada mediante Resolución Exenta N°442 del 1 de septiembre de 2010.	
12	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	abr-17	El Decreto N° 116 estableció la ampliación de la subestación Ciruelos, consistente en la instalación de una barra de transferencia y un paño acoplador.	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	20,100	2,132	289	CDEC	ene-17	Esta ampliación consiste a la construcción de barra de transferencia, extensión de la barra existente y la incorporación de una segunda sección de barra. En base a los antecedentes dispuestos en el artículo 3-29 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio la Dirección de Peajes considera recomendable la ampliación, dejando sin	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.

										efecto la obra decretada en el DS 116-2011 ya que queda referida en esta recomendación.	
13	Interruptor paño 52JS en S.E. Rapel	N/A	Se acoge la propuesta	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	S/I	S/I	S/I	CDEC	jul-154	Se propone cambiar el desconectador 89JS por los equipos de un paño seccionador 52JS por razones de confiabilidad de la subestación, en virtud del criterio señalado en el artículo 3-28 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que establece para barras del Sistema de Transmisión de nivel de tensión mayor o igual a 200 kV, la necesidad de contar con un simple esquema de protecciones diferenciales	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.

										por cada sección de barra.	
14	Cambio de interruptor paño acoplador y equipamiento 52JR en S.E. Alto Jahuel	N/A	Se acoge la propuesta	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	S/I	S/I	S/I	CDEC	SIN FECHA	Por motivo de las exigencias de seguridad en la planificación del desarrollo del Sistema Interconectado incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se propone el reemplazo del interruptor acoplador 52JR más el equipamiento de paño correspondiente, al evaluar que los máximos niveles de cortocircuito por los interruptores son sobrepasados actualmente. Conforme a los plazos	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.

										constructivos de este tipo de obra (18 meses) resulta recomendable la obra referida.	
15	Cambio de interruptor paños acopladores y equipamiento 52JR1, 52JR2 y 52JR3 en S.E. Charrúa	N/A	Se acoge la propuesta	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	S/I	S/I	S/I	CDEC	SIN FECHA	Por motivo de las exigencias de seguridad en la planificación del desarrollo del Sistema Interconectado incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se propone el reemplazo de los interruptores acopladores 52JR1, 52JR2 y 52JR3 más el equipamiento de paño correspondiente, al evaluar que los máximos niveles de cortocircuito por los interruptores son sobrepasados	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.

										en el año 2015. Conforme a los plazos constructivos de este tipo de obra (18 meses) resulta recomendable la obra referida.	
16	Cambio de interruptor paño acoplador y equipamiento 52JR en S.E. Polpaico	N/A	Se acoge la propuesta	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	S/I	S/I	S/I	CDEC	SIN FECHA	Por motivo de las exigencias de seguridad en la planificación del desarrollo del Sistema Interconectado incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se propone el reemplazo del interruptor acoplador 52JR más el equipamiento de paño correspondiente , al evaluar que los máximos niveles de cortocircuito por los interruptores son sobrepasados actualmente.	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.

										Conforme a los plazos constructivos de este tipo de obra (18 meses) resulta recomendable la obra referida.	
17	Ampliación S/E Alto Jahuel, Tercer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA		La segunda unidad, es propuesta por motivo de la aplicación del criterio de seguridad incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	36,605	3,883	526	N/A	N/A	N/A	N/A
18	Ampliación S/E Charrua, Cuarto banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA		La segunda unidad, es propuesta por motivo de la aplicación del criterio de seguridad incluido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.	Para dar cumplimiento a la NTSyCS.	36,605	3,883	526	N/A	N/A	N/A	N/A

Tabla31: Obras nuevas contenidas en el plan de expansión del Sistema Troncal del SIC.

N°	Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	Comentarios KAS	Justificación KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$	Propone	Fecha Estimada de Puesta en Servicio CDEC	Comentarios	Justificación CDEC
1	Nueva Subestación Quillagua (seccionadora)	jul-14	Seccionará las líneas de 220 kV Crucero - Lagunas.	Entrada de servicio Central Sol del Loa y Parque eólico Quillagua	18,170	1,927	261	N/A	N/A	N/A	N/A
2	Línea 2x220 kV Doble Circuito Tarapacá - Lagunas	ago-21	Obra ya licitada , primer circuito	Producto del aumento de demanda en la zona.	11,500	1,220	235	CDEC	abr-16	Se recomienda (si es que aumenta la demanda en Collahuasi), y el refuerzo de las líneas Laguna - Collahuasi, y Encuentro - Collahuasi	Se ha propuesto la obra referida condicionada a la 1° unidad generación en S/E Tarapacá.
2.1	Ampliación S/E Tarapacá 220 kV	ago-21	El proyecto Nueva Tarapacá - Lagunas 2x220 kV, tendido del primer circuito requiere una ampliación de la subestación.	Necesaria para recibir las líneas de transmisión 2x220 kV tendido primer Circuito Y dar cumplimiento a la NTSyCS.	2,044	217	29	N/A	N/A	N/A	N/A
2.2	Ampliación S/E	ago-21	El proyecto Nueva Tarapacá - Lagunas 2x220 kV, tendido del primer circuito requiere una	Para dar cumplimiento a la	2,044	217	29	N/A	N/A	N/A	N/A

	Laguna 220 kV		ampliación de la subestación	NTSyCS.							
3	S/E Seccionadora Nueva Mejillones 220 kV	jun-19	Para aumentar capacidad de transmisión	Para aumentar capacidad de transmisión	65,173	6,914	918	N/A	N/A	N/A	N/A
4	Línea 2x500 kV Doble Circuito Nuevo Encuentro – Nueva Mejillones	jul-19	Para la línea Nueva Encuentro – Nueva Mejillones 2x500 kV, de 153 km	Se ha propuesto la obra referida por razones de suficiencia	123,772	13,130	1,806	N/A	N/A	N/A	N/A
4.1	Nueva S/E Encuentro 500 kV	jul-19	Esta nueva S/E de 500 kV se conectará a la actual S/E Encuentro 220 kV, ubicándose al lado norte de esta última con un circuito 2x220 kV de 1.500 MW	Línea 2x500 kV Doble Circuito Nuevo Encuentro - Nuevo Mejillones	48,944	5,192	998	N/A	N/A	N/A	N/A
4.2	Ampliación S/E Encuentro 220 kV	jul-19	Para incorporar los dos paños de línea de 220 kV.	Para incorporar los dos paños de línea de 220 kV, de la Nueva S/E Encuentro 500 kV	4,803	509	69	N/A	N/A	N/A	N/A
4.3	Nueva S/E Mejillones 500 kV	jul-19	El proyecto Nueva Encuentro – Nueva Mejillones 2x500 kV, tendido del primer circuito requiere la construcción de una nueva subestación de 500 kV y que seccione la línea 2x220 kV	Línea 2x500 kV Doble Circuito Nuevo Encuentro - Nuevo Mejillones	48,944	5,192	998	N/A	N/A	N/A	N/A

			de la Central Atacama.								
5	Línea 2x500 kV Doble Circuito El Cruce – Nueva Mejillones	jul-19	Esta nueva S/E de 500 kV se conectará a la actual S/E Encuentro 220 kV, ubicándose al lado norte de esta última con un circuito 2x220 kV de 1.500 MW	Línea 2x500 kV Doble Circuito Nuevo Encuentro - Nuevo Mejillones	109,350	11,600	1,575	N/A	N/A	N/A	N/A
5.1	Nueva S/E El Cruce	jul-19	Para incorporar los dos paños de línea de 220 kV.	Para incorporar los dos paños de línea de 220 kV, de la Nueva S/E Encuentro 500 kV	48,944	5,192	998	N/A	N/A	N/A	N/A
5.2	Nueva S/E Mejillones 500 kV	jul-19	El proyecto Nueva Encuentro – Nueva Mejillones 2x500 kV, requiere la construcción de una nueva subestación de 500 kV y que seccione la línea 2x220 kV de la Central Atacama.	Línea 2x500 kV Doble Circuito Nuevo Encuentro - Nuevo Mejillones	48,944	5,192	998	N/A	N/A	N/A	N/A
5.3	Línea 2x220 kV El Cruce-Encuentro	abr-26	Se deberá tender una segunda línea 2x220 kV El Cruce-Encuentro para reforzarla.	Para aumentar capacidad de transmisión	11,500	1,220	235	N/A	N/A	N/A	N/A

6	Aumento de capacidad línea 220 kV Crucero-Encuentro	abr-17	Para efectos de conectar las Nuevas S/E Mejillones y Encuentro, se deberán ampliar ambas en dos paños de línea de 220 kV para conectar la S/E existente de 220 kV con la Nueva S/E de 500 kV	Por aumento de capacidad de la línea.	1,500	159	22	CDEC	ene-14	Si bien es cierto está dentro del plan de obras del CDEC-SING, su aumento obedece a razones suficiencia en el corto plazo, y no por la ampliación de la S/E Encuentro y Nueva Mejillones de acuerdo al consultor. Esta obra consiste en la instalación de un 2° conductor por fase de iguales características del existente.	Se ha propuesto la obra referida por aumento demanda en S/E Encuentro (Ministro Hales, Spence, El Tesoro).
7	Cambio TTCC paños J1 y J2 - S/E Lagunas. (Paños de Líneas Lagunas-Crucero)	N/A	Se acoge la propuesta	Se justifica por razones de suficiencia y crecimiento en la demanda del sistema.	N/A	N/A	N/A	CDEC	ene-14	No queda claro este cambio de TTCC con la justificación "Aumento	Aumento capacidad para temperaturas menores a

										capacidad para temperaturas menores a 35°C", ya que existe un aumento de la capacidad en el SING y por lo tanto un aumento de las temperaturas.	35°C
8	Cambio TTCC y trampa de onda paño J5 –S/E Crucero. (Paños de línea Lagunas-Crucero)	N/A	Se acoge la propuesta	Se justifica por razones de suficiencia y crecimiento en la demanda del sistema.	N/A	N/A	N/A	CDEC	ene-14	No queda claro este cambio de TTCC con la justificación "Aumento capacidad para temperaturas menores a 35°C", ya que existe un aumento de la capacidad en el SING y por lo tanto un aumento de las temperaturas.	Aumento capacidad para temperaturas menores a 35°C

										as.	
9	Banco Condensadores de 60 MVAR - S/E Lagunas.	N/A	Se acoge la propuesta	Se justifica por aumento de demanda de la zona y cumplimiento de la NTSyCS .	N/A	N/A	N/A	CDEC	ene-14	El aumento vegetativo de la demanda y el crecimiento de la demanda en S/E Collahuasi desde el 2014, hacen necesaria la disposición de reactivos adicionales en la zona norte y mantener niveles adecuados de tensión de acuerdo a NTSyCS ante ausencia de unidad Central Termoeléct rica Tarapacá (CTTAR), por mantenimi	Se justifica por suficiencia de potencia reactiva en la zona norte y niveles de tensión de acuerdo a Norma ante ausencia de unidad CTTAR.

										ento.	
10	Nueva configuración doble barra en S/E Encuentro	N/A	Se acoge la propuesta	Para dar cumplimiento a la NTSyCS y Se confiabilidad del SING.	N/A	N/A	N/A	CDEC	ene-14	Dados los problemas que derivan en cuanto al mantenimiento y los riesgos asociados a por ejemplo mantenimiento con barras energizadas y a fallas en el SING, se recomienda esta configuración.	Confiabilidad SING
11	Nueva subestación seccionadora en línea Atacama - Encuentro 2x220 kV.	N/A	Se acoge la propuesta	Por suficiencia energética y respaldo proyectos futuros	N/A	N/A	N/A	CDEC	ene-16	Dado que el crecimiento futuro del SING, cercanía con nuevos centros de consumo y una eventual	Se ha propuesto la obra referida por razones de Crecimiento del

										Interconexión SIC-SING, AC-DC 500/220 kV hacen necesaria esta obra. Se justifica por Crecimiento del SING.	SING.
12	Cambio TTCC paños J1 y J2 S/E Tarapacá y J5 y J6 en S/E Lagunas.	N/A	Se acoge la propuesta	Por suficiencia energética y respaldo proyectos futuros	N/A	N/A	N/A	CDEC	abr-16	Al entrar la primera unidad generadora de Tarapacá se necesita aumentar la capacidad del corredor Tarapacá-Condore-Parinacota 1x220 kV, por lo que esta obra queda condicionada a la entrada de esta. Se justifica por Crecimiento del SING	Condicionada a la 1° unidad generación en S/E Tarapacá.

13	Aumento capacidad línea Nueva S/E - Encuentro. Pasa de 2 a 4 conductores por fase	N/A	Se acoge la propuesta	Por suficiencia energética y respaldo proyectos futuros	N/A	N/A	N/A	CDEC	2017-2018	Dado que el crecimiento futuro del SING, cercanía con nuevos centros de consumo hacen necesaria esta obra. Se justifica por nuevas inyecciones entrando en la S/E	Se ha propuesto la obra referida condicionada a nuevas inyecciones entrando en nueva S/E.
14	Tendido segundo circuito nueva línea Crucero (Encuentro) – Lagunas	N/A	Se acoge la propuesta	Condicionada por suficiencia energética y respaldo proyectos futuros	N/A	N/A	N/A	CDEC	jul-18	Obra condicionada en el escenario de Suficiencia Zona Norte en ausencia de proyectos de generación ERNC y sólo 1 proyecto de generación en S/E Tarapacá. Restos escenarios se puede postergar	Suficiencia Zona Norte en ausencia de proyectos de generación.

										obra salvo escenario Quebrada Blanca en Encuentro que no necesita aumento de capacidad. Se justificaría bajo la condición de escenario de suficiencia zona norte ante ausencia de generación de ERNC y un proyecto de generación en S/E Tarapacá.	
15	Tendido segundo circuito nueva línea Tarapacá - Lagunas.	N/A	Se acoge la propuesta	Condicionada por suficiencia energética y respaldo proyectos futuros	N/A	N/A	N/A	CDEC	jun-22	Obra condiciona da a la 3° unidad de 200 MW en S/E Tarapacá. Se justificaría bajo la condición de 3°	Se ha propuesto la obra referida a condición de 3° unidad en S/E Tarapacá

										unidad de generación en S/E Tarapacá.	
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabla32: Obras nuevas contenidas en el plan de expansión del Sistema Troncal del SING.

11. PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN PROPUESTAS POR EL CONSULTOR

11.1. PLAN DE OBRA SIC

Se propone el plan de obra detallado anteriormente como Caso 3, se consideró la construcción de un doble circuito de 500 [kV] de 1500 [MW] desde Puerto Montt – Cautín – Charrúa el año 2019, que es dos años antes de la fecha que entra en servicio la primera central del proyecto de Energía Austral, evitando congestión en los sistema de transmisión de 220 kV entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt, lo anterior debido a que en este caso se eliminan las futuras ampliaciones entre las SS/EE Cautín y Puerto Montt en 220 kV. En el caso de la nueva S/E Puerto Montt 500 kV, se plantea seccionar las líneas de 220 kV Valdivia-Puerto Montt antes de llegar a Puerto Montt y ahí construir la S/E Puerto Montt 500 kV, esto por falta de espacio en la actual S/E Puerto Montt.

VAN	Caso 3
Plan de Obras	MM US\$
Generación	11,884
Transmisión	644
Total	12,528

Tabla33: VAN para el plan de obra propuesto del SIC.

11.2. PLAN DE OBRA DEL SING

El Plan de Obra N° 2 se desarrolló sobre la base de centrales de ciclo combinado de gas natural con aproximadamente 2100 [MW] entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 2450 [MW] de ERNC (eólico, solar y geotermia), adicionalmente se incorporaron centrales inicialmente en ciclo abierto a fines del año 2015 con 750 [MW] para evitar racionamiento en el Sistema (las cuales operan posteriormente en ciclo combinado).

Las centrales de gas natural se ubicaron principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

VAN	Caso 2
Plan de Obras	MM US\$
Generación	4,667
Transmisión	208
Total	4,875

Tabla34: VAN para el plan de obra propuesto del SIING.

11.3. PLAN DE OBRA DEL SING-SIC INTERCONECTADOS

Respecto de los escenarios analizados anteriormente para el SIC y el SING, los únicos cambios que se producen en los planes de obra de transmisión con la interconexión, son los siguientes:

- En el Sic se adelanta la fecha de la ampliación de la capacidad de la línea existente Temuco-Cautín del año 2026 al año 2021.
- En el SING, la S/E Nueva Encuentro 500 kV se adelanta a Julio de 2019 coincidiendo con la entrada en servicio de la interconexión. Además, se adelanta la entrada en servicio del segundo banco de autotransformadores en S/E Nueva Encuentro desde el año 2026 a Julio de 2019, fecha de la interconexión.

12. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS

Habiendo realizado todos los análisis técnicos para los diferentes escenarios de generación y sus respectivos planes de obra de transmisión troncal, se realiza un análisis económico de algunas variantes que incorporan la incertidumbre ante los escenarios de desarrollo de los planes de obras de generación.

Se realizará un análisis económico sensibilizando planes de obras mediante el aplazamiento de algunas obras y el impacto en los costos de operación, mantenimiento y falla.

Por otro lado, se realizará un análisis de la metodología de evaluación empleada por el CDEC-SING “Minimax Regret” y en base a mejoras a la metodología, se realizará un análisis de opciones de desarrollo de plan de obras de transmisión al incorporar alguna incertidumbre en cuanto al desarrollo de generación.

12.1. ANÁLISIS METODOLOGÍA UTILIZADA POR DP CDEC-SING

El CDEC-SING –en su informe de “Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING” preparada por la Dirección de Peajes, Unidad de Planificación y Desarrollo, en Octubre de 2012– desarrolla una metodología de evaluación de expansión del sistema troncal basada en el mínimo arrepentimiento.

En primer lugar se describe la metodología empleada por el CDEC-SING (en adelante, `METHOD_CDEC-SING`). La `METHOD_CDEC-SING` se basa, en términos generales, en un análisis desagregado por barra del sistema troncal, analizando los flujos en cada barra y decidiendo qué expansión es la que produce el menor arrepentimiento:

- El primer paso en la `METHOD_CDEC-SING` es la definición de escenarios de generación y demanda que permitan representar adecuadamente el desarrollo del SING en los próximos 15 años.
- En segundo lugar, se lleva a cabo la simulación de la operación del SING, sin considerar las restricciones de capacidad de sus líneas de transmisión (de modo de observar los flujos de potencia que se producirían en el caso ideal en que no existieran dichos límites).
- En tercer lugar, se identifican aquellas instalaciones del SING que muestran flujos de potencia por sobre sus límites, o aquellas instalaciones que presentan flujos de potencia con valores cercanos a los permitidos por criterio de seguridad N-1.
- Como cuarto paso, para aquellas instalaciones de transmisión pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal que requieren aumentos de capacidad, se modelan diversas alternativas de transmisión que permitan dar solución a los problemas detectados, y se determina, previo valorización de dichas obras, el beneficio o ahorro en el costo de inversión, operación y falla para cada una de ellas. Aquella alternativa que presenta el mayor beneficio es considerada como

la alternativa más adecuada para levantar las restricciones de dicho tramo del Sistema Troncal. Para ello, cada una de las alternativas planteadas es evaluada económicamente y contrastada con la situación sin proyecto.

- Para la evaluación económica se considera como beneficio, para cada una de las alternativas planteadas, el ahorro en el Costo de Operación y Falla respecto a la situación sin proyecto, y como costo, el valor presente (a enero de 2013) del Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) efectivamente pagado hasta el año 2026. Si la alternativa así propuesta como la más adecuada no cumple con los requisitos de la Norma Técnica, se opta por la alternativa que le sigue en términos de beneficio económico. Este proceso iterativo se repite hasta determinar aquella solución que, cumpliendo con los requisitos de la Norma Técnica, permite el abastecimiento de la demanda a mínimo costo de inversión, operación y falla.
- Luego, para cada escenario de generación (oferta/demanda) se determina, según la metodología indicada anteriormente, un plan de obras de transmisión óptimo. Para determinar cuál de los planes resultantes se recomienda como Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SING, se lleva a cabo un análisis de Minimax Regret, es decir, un análisis para determinar el mínimo costo de arrepentimiento que se obtiene al tomar una decisión (transmisión), cuando en la realidad no se produce el escenario supuesto (generación/demanda). En otras palabras, si ocurriera con certeza el escenario 1 de expansión de la generación (asociado a cierto escenario de generación/demanda), la solución óptima de expansión de la transmisión es digamos TRANS1. Si ocurriera con certeza el escenario 2 de generación, la solución óptima de expansión de la transmisión es digamos TRANS2. Y así para todos los escenarios de expansión de la generación. Sin embargo, podría ocurrir que se pensara que el escenario 1 es el más probable y, consecuentemente, se planificara la expansión troncal TRANS1, pero en la realidad ocurriera el escenario 2 de expansión de la generación. Esto obviamente genera una pérdida de eficiencia. La idea de la metodología propuesta por el CDEC-SING es elegir el plan de expansión de la transmisión que genera la menor pérdida de costos (eficiencia) en caso de que el escenario real de expansión de la generación no coincide con el planificado.

Esta metodología (METOD_CDEC-SING) se aplica a cada tramo (segmento) del sistema troncal por separado. Es decir, para cada tramo del sistema troncal, se obtienen cuatro posibles escenarios de planes de generación, cada uno de los cuales tiene asociada una alternativa óptima de expansión de la transmisión. Luego, se simula cada escenario de generación (generación/demanda) con las distintas alternativas de transmisión, lo que determina una matriz de costos (como la presentada en la Tabla 15 del informe “Propuesta de expansión del sistema de transmisión del SING” del CDEC-SING), que muestra el costo de inversión, operación y falla del sistema, para la combinación de los escenarios de generación (columnas) con cada uno de los planes de transmisión planteados (filas).

La matriz de arrepentimiento se obtiene al calcular la diferencia entre el costo óptimo para el escenario de generación y cada uno de los costos que se obtiene para el mismo escenario de generación, pero tomando otra decisión de transmisión. Así, esta matriz muestra lo que se pierde (o se deja de ganar) si se toma la decisión de transmisión

indicada, pero finalmente se produce otro escenario de oferta/demanda distinto de aquel para el cual el plan de transmisión resulta óptimo. Finalmente, lo que se busca es determinar aquella decisión (plan óptimo de transmisión) que genera el mínimo costo de arrepentimiento, es decir, aquel plan de transmisión que minimiza el riesgo de perder dinero frente a variaciones en el escenario de oferta/demanda supuesto.

Esta metodología (METHOD_CDEC-SING) presenta la ventaja de producir expansiones de la transmisión que son robustas; es decir, que son relativamente aceptables para un gran número de escenarios posibles. Sin embargo, la METHOD_CDEC-SING también tiene algunas desventajas. Las principales desventajas son:

- la metodología es sensible a que los escenarios que se consideren sean realmente plausibles y no exista ningún escenario demasiado extremo (ya que de existir un escenario muy extremo, el máximo arrepentimiento guiará siempre a planificar la expansión óptima de la transmisión que resulta cuando ocurre dicho escenario extremo).
- la aplicación de la metodología a cada tramo del troncal por separado puede no generar la mejor solución para el sistema completo. Al respecto hay varios estudios que demuestran que al resolver la congestión de un tramo de la red es posible empeorar el performance de toda la red, simplemente trasladando el cuello de botella a otro sector de la red.

Para contrarrestar los inconvenientes indicados, se proponerealizar una metodología basada en la filosofía del mínimo arrepentimiento, donde:

- los escenarios que se consideran son escenarios altamente probables y con pequeñas variaciones uno respecto del otro;
- la metodología se aplica a todo el sistema troncal en forma simultánea.

12.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIZACIONES

Las sensibilizaciones fueron modeladas en el Ose2000 utilizando un horizonte de tiempo acotado, según cada caso analizado.

12.2.1. Seccionamiento en Carrera Pinto

Se realizó la sensibilización respecto a la entrada en operación del seccionamiento en Carrera Pinto de las líneas Diego de Almagro – Cardones 2x220 kV, donde el primer circuito se encuentra licitado y el segundo es propuesto por el consultor.

Los escenarios de sensibilización consistieron en:

- Caso Base: Seccionamiento en Carrera Pinto de los 2 circuitos nuevos en Octubre de 2017.
- Sns 1: El primer circuito nuevo (Diego de Almagro - Cardones) entra en operación el 2017. Luego, el 2018 entra el segundo circuito nuevo, seccionando ambos en Carrera Pinto.

- Sns 2: El primer circuito nuevo (Diego de Almagro - Cardones) entra en operación el 2017. Luego, el 2023 (fuera del período de sensibilidad) entra el segundo circuito nuevo, seccionando ambos en Carrera Pinto.

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2022.

Los resultados obtenidos fueron:

12.2.2. Entrada en Operación tercer circuito entre barras Cautín, Ciruelos, Pichirropulli, Rahue y Puerto Montt

Se realizó la sensibilización respecto a la entrada en operación de los terceros circuitos indicados de Cautín-Ciruelos, Pichirropulli-Rahue y Rahue-Puerto Montt, fijada originalmente para abril de 2019.

Las sensibilizaciones realizadas son:

Líneas	Base	Sns 1	Sns 2	Sns 3	Sns 4
Cautín - Ciruelos	abr-19	abr-20	abr-19	abr-19	abr-20
Pichirropulli - Rahue	abr-19	abr-19	abr-20	abr-19	abr-20
Rahue - Puerto Montt	abr-19	abr-19	abr-19	abr-20	abr-20

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2022.

Los resultados obtenidos fueron:

12.2.3. Entrada en Operación del cuarto transformador Charrúa 220/500

La sensibilización realizada consistió en adelantar un año la entrada en operación del transformador, fijada inicialmente para mayo de 2022.

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2024.

Los resultados obtenidos fueron:

12.2.4. Atraso en entrada en operación de Generación ERNC en la zona de Carrera Pinto

Las sensibilizaciones realizadas consistieron en retrasar un año la entrada en operación de centrales ERNC, según se indica en la tabla.

Centrales ERNC	Base	Sns 1
Inca de Oro	abr-18	abr-19
Carrera Pinto	abr-18	abr-19
Sol de Almagro I	abr-18	abr-19
Eólico Tal Tal	abr-18	abr-19

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2024.

Los resultados obtenidos fueron:

12.2.5. Entrada en Operación del tercer transformador Alto Jahuel 220/500

La sensibilización realizada consistió en retrasar un año la entrada en operación del tercer transformador, fijada inicialmente para mayo de 2018.

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2024.

Los resultados obtenidos fueron:

12.2.6. Atraso en entrada en Operación de Generación Eólica en VIII y X Región

La sensibilización realizada consistió en retrasar un año la entrada en operación de generación eólica de la VIII y X región, de acuerdo a la tabla.

	Base	Sns 1	Sns 2	Sns 3
Eólica Lebu 01	abr-16	abr-17	abr-16	abr-17
Eólica Lebu 02	abr-16	abr-17	abr-16	abr-17
Eólica Lebu 03	abr-16	abr-17	abr-16	abr-17
Eólica Lebu 04	abr-18	abr-19	abr-18	abr-19
Eólica Lebu 05	abr-19	abr-20	abr-19	abr-20
Eólica Lebu 06	abr-19	abr-20	abr-19	abr-20
Parque Eólico Raqui	abr-16	abr-17	abr-16	abr-17
Parque Eólico Ancud	abr-19	abr-19	abr-20	abr-20

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2024.

Los resultados obtenidos fueron:

12.3. ANÁLISIS MÍNIMO ARREPENTIMIENTO SIC

Tal como se ha indicado, se realizará un análisis económico basado en la metodología de mínimo arrepentimiento, contemplando el análisis a todo el sistema integrado.

El análisis se centra en la incertidumbre del desarrollo de la generación en la zona austral. Ante la incógnita de la construcción de generación hidroeléctrica en Aysén, se debe clarificar si es conveniente realizar obras de transmisión más robustas, aún en el escenario en que no se de esta generación o se retrase varios años.

Los escenarios analizados son:

SIC II	Corresponde al Plan de Obra de Generación sin generación de E. Austral, incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.
SIC III	Corresponde al Plan de Obra de Generación con generación de E. Austral, incluye construcción de sistema 500 kV Charrúa-Puerto Montt, no incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.
SIC II-1	Corresponde al Plan de Obra de Generación, sin centrales de E. Austral, incluye construcción de sistema 500 kV Charrúa-Puerto Montt en 2020, y no incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.
SIC III-1	Corresponde al Plan de Obra de Generación con centrales de E. Austral, posterga construcción de sistema 500 kV Charrúa-Puerto Montt por un año, incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.

Los Resultados obtenidos son:

VAN				
Mill US\$	SIC II	SIC III	SIC II-1	SIC III-1
Costos de Inversión	425	644	595	676
Costos Operación	20,064	18,900	20,064	18,914
Costo Total	20,489	19,543	20,659	19,590

Por medio de la metodología de mínimo arrepentimiento, tenemos

Eventos Generación	Escenarios Transmisión		Decisión
	TxT SIC II	TxT SIC III	
Gen SIC II	0	-46	
Gen SIC III	-170	0	
Mínimo Arrepentimiento	-170	-46	-46

La decisión de mínimo arrepentimiento en Transmisión Troncal corresponde a la expansión del llamado caso III, el cual se diferencia del caso II al incorporar una expansión en 500 kV entre Puerto Montt y Charrúa. Además considera adelantar la Línea 500 kV Alto Jahuel Los Almendros Polpaico, sin embargo esta última decisión se puede tomar en 2 años más, lo que hace aún más atractivo el plan de obras propuesto.

12.4. ANÁLISIS SENSIBILIZACIONES INTERCONEXIÓN

En este análisis se comparó retrasar centrales tanto en el SIC como en el SING en escenarios con y sin interconexión.

Se sensibilizó los casos sin y con interconexión al retraso del ingreso de un complejo de generación en el SIC y/o en el SING. Para el caso del SING se retrasó una de las centrales de CC que entraba en Mejillones, posteriormente a la interconexión, en tres años. Para el caso del SIC, se retrasó un CC del complejo de Charrúa. Dicho retraso fue en dos años para la unidad 1 y en un año para la unidad 2.

El escenario de mínimo arrepentimiento queda dado por la realización de la interconexión ante el evento de retraso de las unidades generadoras simultáneamente en el SIC y en SING.

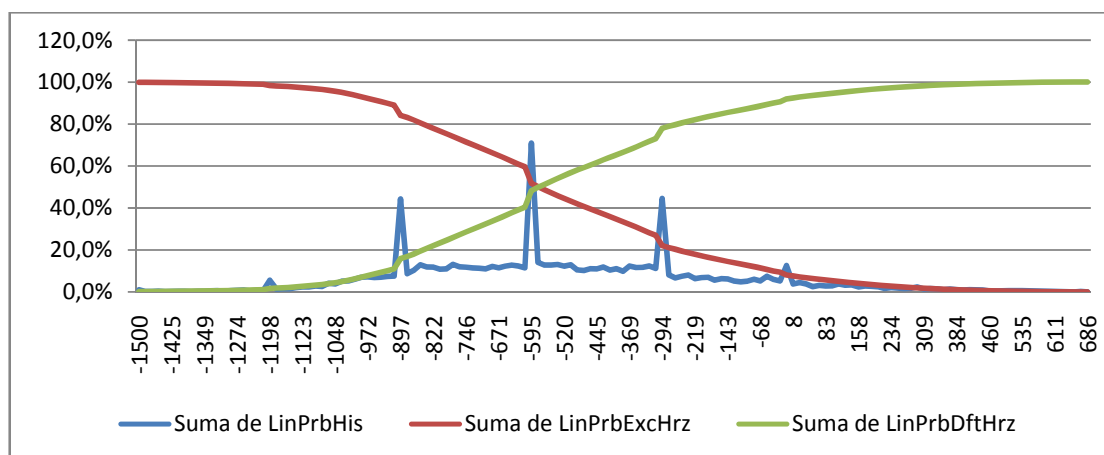


Figura 29: Frecuencia de los flujos por la línea de interconexión.

Del gráfico se puede apreciar que para el período 2020-2028 los flujos por la línea de interconexión tienen una frecuencia cercana al 70% en flujo de 600 MW dirigiéndose al SING.

En torno a los 900 MW y también en los 300 MW se tiene una probabilidad de 40%, también en dirección al SING.

Se puede apreciar también que los flujos máximos hacia el norte llegan a los 1500 MW con muy baja frecuencia y en el sentido sur no superan los 700 MW.

12.4.1. Sensibilidad en entrada en operación de línea de interconexión

La sensibilización realizada consistió en retrasar un año la entrada en operación de la línea de interconexión SING-SIC, junto con el segundo transformador de Nueva Encuentro 220/500, ambas fijadas inicialmente para julio de 2019.

El período de sensibilización modelado es de 2012 a 2024.

Los resultados obtenidos fueron:

13. ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SING Y DEL SIC PROPUESTAS POR EL CONSULTOR

1.1 S/E Nueva Cardones Bancos de Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA

Entrada en Servicio : Enero 2018
 Recomendada por : El Consultor y DP del CDEC-SIC
 Necesidad : Unidad Transformadora para nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
 Plazo de ejecución : 12 meses
 Condición : Entrada en servicio nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
 Histograma de Flujos : N/A

Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Ampliación S/E Nueva Cardones, Primer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	20.765	2.203	299

Ubicación Geográfica : N/A
 Diagrama unilineal : N/A
 Sensibilidades : N/A
 Recomendación : Ejecución de la obra.

1.2 S/E Nueva Maitencillo Bancos de Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA

Entrada en Servicio : Enero 2018
 Recomendada por : El Consultor y DP del CDEC-SIC
 Necesidad : Unidad Transformadora para nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
 Plazo de ejecución : 12 meses
 Condición : Entrada en servicio nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
 Histograma de Flujos : N/A

Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Ampliación S/E Nueva Maitencillo, Primer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	20.765	2.203	299

Ubicación Geográfica : N/A
 Diagrama unilineal : N/A
 Sensibilidades : N/A
 Recomendación : Ejecución de la obra.

1.3 S/E Nueva Pan de Azúcar Bancos de Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA

Entrada en Servicio : Enero 2018
 Recomendada por : El Consultor y DP del CDEC-SIC
 Necesidad : Unidad Transformadora para nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
 Plazo de ejecución : 12 meses
 Condición : Entrada en servicio nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
 Histograma de flujos : N/A

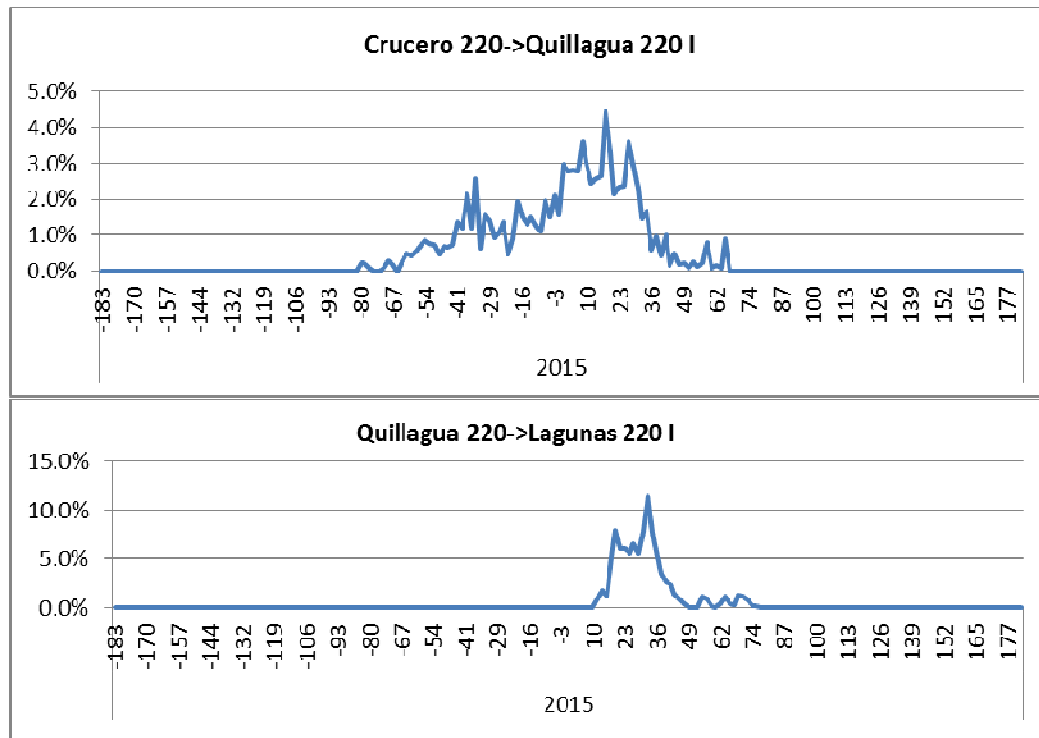
Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Ampliación S/E Nueva Maitencillo, Primer banco Autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	20.765	2.203	299

Ubicación Geográfica : N/A
 Diagrama unilineal : N/A
 Sensibilidades : N/A
 Recomendación : Ejecución de la obra.

1.4 Nueva Subestación Quillagua (seccionadora)

Entrada en Servicio : Julio 2014
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Seccionará las líneas de 220 kV Crucero - Lagunas. A esta S/E Quillagua se conectarán la central Sol del Loa
 Plazo de ejecución : 12 meses
 Condición : Entrada en servicio Central Sol del Loa y Parque eólico Quillagua
 Histograma de Flujos :



Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Nueva Subestación Quillagua (seccionadora)	Jul-14	18,195	1,861	375

Ubicación Geográfica :

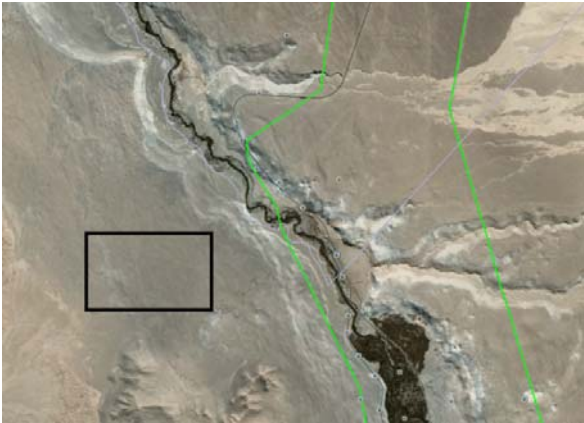
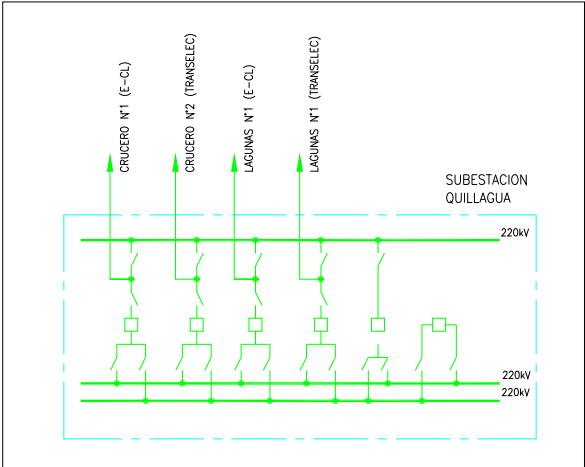


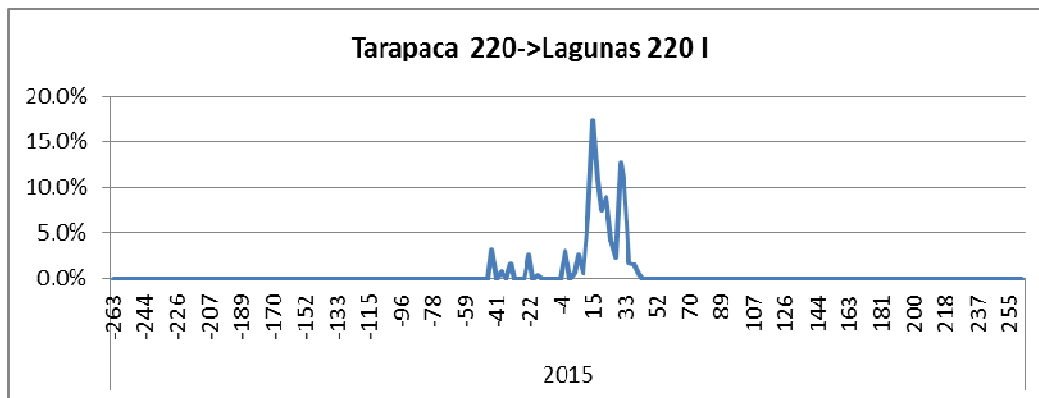
Diagrama unilineal :



Sensibilidades : N/A
Recomendación : Ejecución de la obra.

1.5 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Tarapacá - Lagunas 2x220 kV Tendido de Primer Circuito

Entrada en Servicio : Agosto 2021
 Recomendada por : El Consultor (Ago-21) y DP del CDEC-SING (abr-16) con
 discrepancia de fecha de entrada en servicio
 Necesidad : Necesidad Consultor y CDEC-SING, primera unidad generadora
 en S/E Tarapacá.
 Plazo de ejecución : 60 meses
 Condición : Condicionada a la construcción de la 1° unidad generación en
 S/E Tarapacá.
 HistogramaFlujos :



Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Línea 2x220 kV Doble Circuito Tarapacá – Lagunas	ago-21	15,443	1,558	318

Ubicación Geográfica :

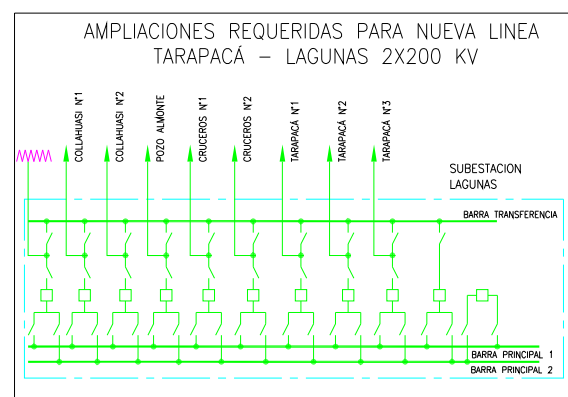
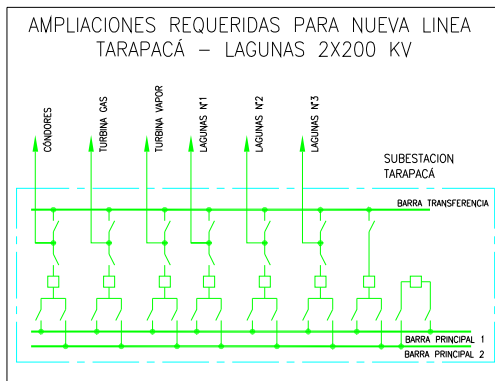
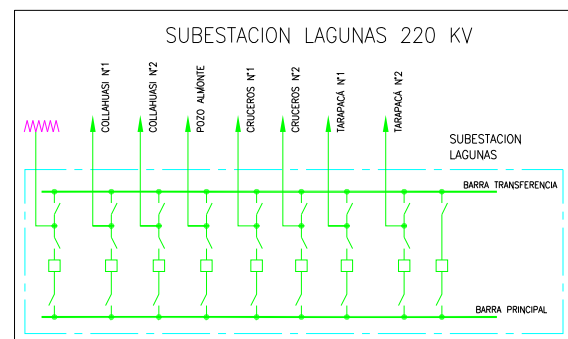
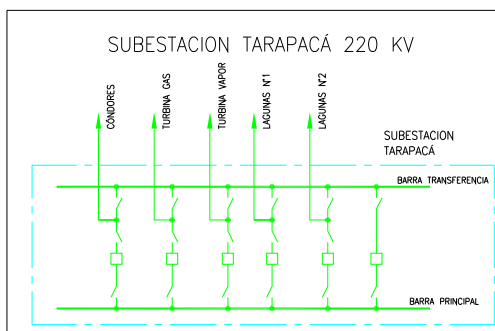


Subestación Tarapacá 220 kV



Subestación Lagunas 220 kV

Diagrama unilineal :



Unilineal S/E Tarapacá 220 kV

Unilineal S/E Lagunas 220 kV

Sensibilidades : N/A

Recomendación : Postergar la decisión.

1.6 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Nueva Encuentro/El Cruce – Nueva Mejillones 2x500 kV.

Entrada en Servicio : Julio 2019
 Recomendada por : El Consultor propone la S/E Nuevo Encuentro o El Cruce. La DP del CDEC-SING propone una Nueva subestación seccionadora en línea Atacama - Encuentro 2x220 kV, al sur de S/E Encuentro.
 Necesidad : Crecimiento de la demanda y nueva generación en Mejillones, Parques Solares al Sur de la S/E Encuentro e interconexión con SIC.
 Plazo de ejecución : 60 meses
 Condición : N/A
 Histograma de Flujos : N/A

Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Línea 2x500 Nueva Encuentro - Nueva Mejillones	jul-19	123,772	12,484	1,770
S/E Nueva Encuentro 500kV	jul-19	48,944	5,005	700
S/E Nueva Mejillones 500kV	jul-19	48,944	5,005	700
Ampliación S/E Encuentro 220kV	jul-19	4,803	491	99

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Línea 2x500 El Cruce - Nueva Mejillones	jul-19	109,350	11,029	1,564
S/E El Cruce 220/500	jul-19	48,944	5,005	700
S/E Nueva Mejillones 500kV	jul-19	48,944	5,005	700
Línea 2x220kV S/E El Cruce-S/E Encuentro	jul-19	11,500	1,160	237

Ubicación Geográfica :



Subestación Nueva Encuentro 500 kV

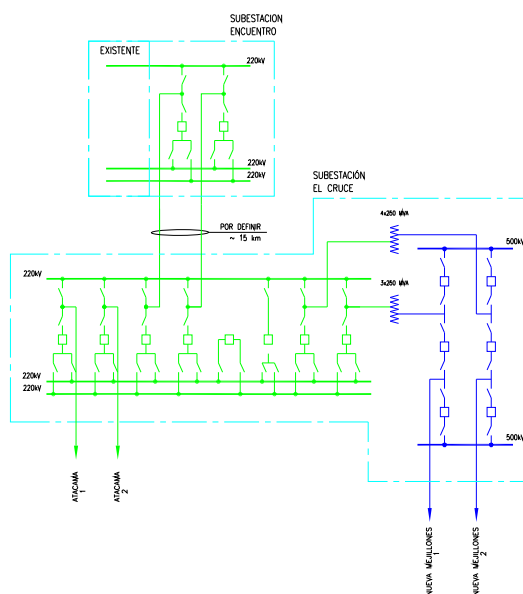


Subestación El Cruce 500 kV

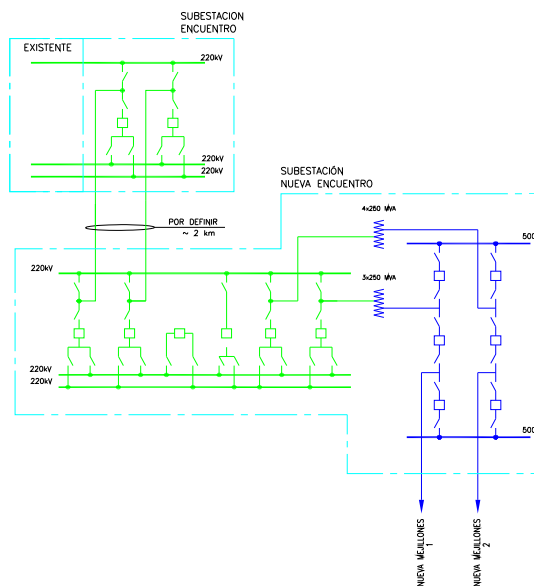


Subestación Nueva Mejillones 500 kV

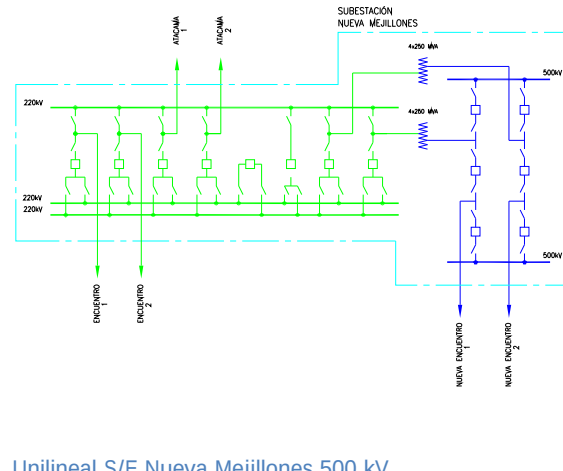
Diagrama unilineal :



Unilineal S/E El Cruce 500 kV



Unilineal S/E Nueva Encuentro 500 kV



Unilineal S/E Nueva Mejillones 500 kV

Sensibilidades :

VAN		
Mill US\$	Nueva Encuentro	El Cruce
Costos de Inversión	183	176
Costos Operación	10,489	10,488
Costo Total	10,672	10,664

Nota: El período de sensibilización 2012-2028, sin considerar interconexión SING-SIC.

Recomendación : Construir S/E El Cruce 220 kV, condicionada a la entrada en servicio de los Parques Solares ya indicados. En cuanto a 500 kV condicionada a la interconexión con SIC y nueva generación en Mejillones.

1.7 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Alto Jahuel – Los Almendros – Polpaico 2x500 kV, Tendido de un Primer Circuito

Entrada en Servicio : Abril 2027/Abril 2021
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Por la saturación de las líneas Alto Jahuel – Lo Aguirre. - Polpaico 500 kV se determinó la necesidad de disponer de otro enlace en 500 kV.
 Plazo de ejecución : 60 meses
 Condición : Se debe construir en Abril de 2027, se adelanta con el caso de ingreso del proyecto de generación Energía Austral a Abril 2021.
 Histograma de Flujos :

Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
A Jahuel 500-Los Almendros-Polpaico un circuito	abr-27/abr-21	129,215	13,033	1,848
Ampliación S/E Los Almendros 220 kV Existente	abr-27/abr-21	63,795	6,524	912

Ubicación Geográfica :



Subestación Alto Jahuel 500 kV

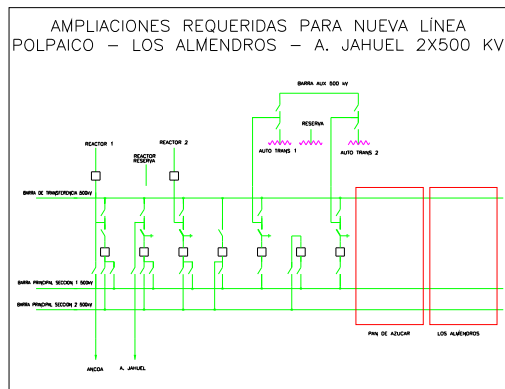
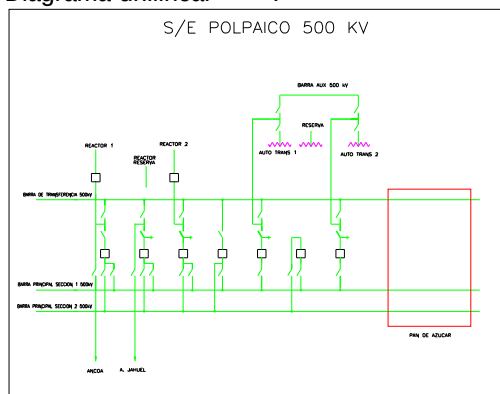


Subestación Los Almendros 500 kV

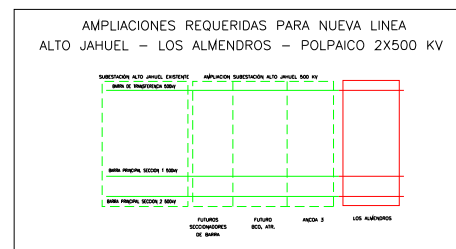
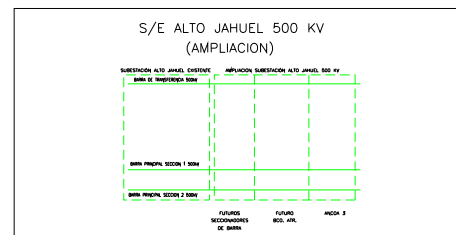


Subestación Polpaico 500 kV

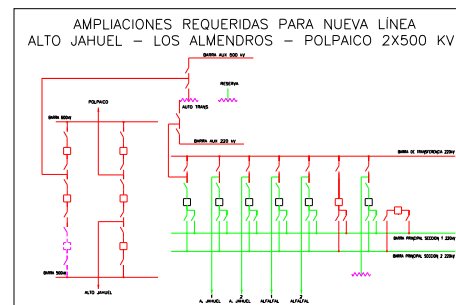
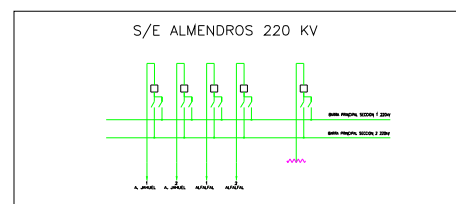
Diagrama unilineal :



Unilineal S/E Polpaico 500 kV



Unilineal S/E Alto Jahuel 500 kV



Unilineal S/E Los Almendros 500 kV

Sensibilidades : N/A
Recomendación : Postergar la decisión.

1.8 Nueva Subestación Charrúa

Entrada en Servicio : Abril 2015/2019
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Para conectar las líneas de Parque eólico Lebu en 220 kV o 500 kV , Línea Ancoa-Charrúa y las líneas de Charrua-P. Montt 500 kV
 Plazo de ejecución : 36 meses
 Condición : Parque Eólico Lebu
 Histograma de Flujos : N/A

Valoración :

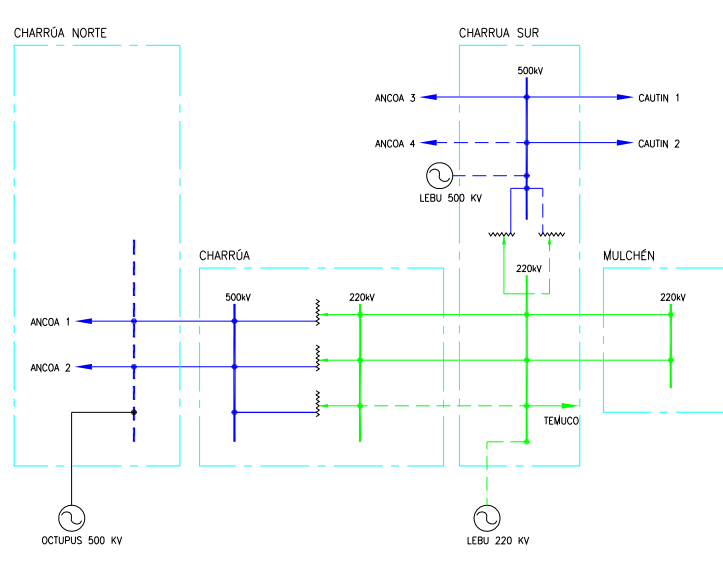
Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Nueva S/E Charrúa Sur 500/220 kV	abr-15/abr-19	57,359	5,865	820

Ubicación Geográfica :



Subestación Charrúa Sur 500/220 kV

Diagrama unilineal :



Unilineal S/E Nueva Charrúa

Sensibilidades : N/A
 Recomendación : Iniciar las obras de 220 kV condicionada a la entrada de Lebu.
 La entrada en servicio de las obras de 500 kV debe coincidir con la entrada en servicio del tercer circuito Ancoa-Charrua Sur.

1.9 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Charrua – Cautín – Puerto Montt 2x500 kV

Entrada en Servicio : Abril 2019
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Aumento de consumo al sur de Cautín e ingreso de proyecto de generación de Energía Austral.
 Plazo de ejecución : 66 meses
 Condición : Decisión de construcción del proyecto de generación Energía Austral.
 Histogramas de Flujos : N/A

Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Línea 2x500 kV Doble Circuito Charrúa-Cautín-Pto. Montt	abr-19	402,422	40,588	5,755
S/E Seccionadora P. Mont 220 kV	abr-19	12,526	1,281	258

Ubicación Geográfica :



Subestación Charrua 500 kV

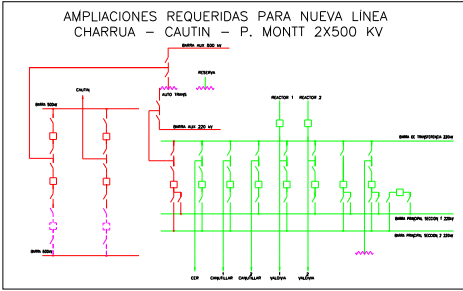
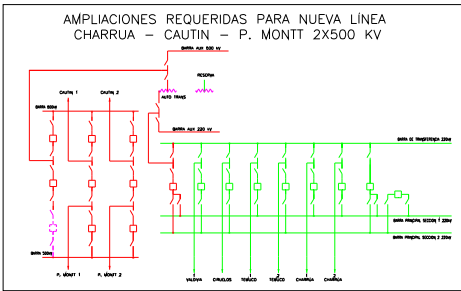
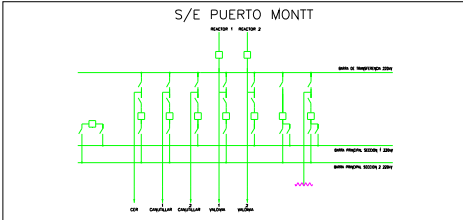
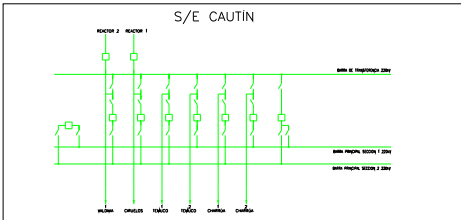


Subestación Cautín 500 kV



Subestación P. Montt 500 kV

Diagrama unilineal :



Unilineal S/E Cautín 500 kV

Unilineal S/E P. Montt 500 kV

Sensibilidades :

VAN				
Mill US\$	SIC II	SIC III	SIC II-1	SIC III-1
Costos de Inversión	425	644	595	676
Costos Operación	20,079	19,367	20,243	19,382
Costo Total	20,504	20,010	20,837	20,057

Gen SIC II /TxD SIC II	Corresponde al Plan de Obra de Generación sin centrales de E. Austral, incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.
-------------------------------	--

Gen SIC III/TxT SIC III	Corresponde al Plan de Obra de Generación con centrales de E. Austral, incluye construcción de sistema 500 kV Charrúa-Puerto Montt, no incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.
Gen SIC II/TxT SIC III	Corresponde al Plan de Obra de Generación, sin centrales de E. Austral, incluye construcción de sistema 500 kV Charrúa-Puerto Montt en 2020, y no incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.
Gen SIC III/TxT SIC II	Corresponde al Plan de Obra de Generación con centrales de E. Austral, posterga construcción de sistema 500 kV Charrúa-Puerto Montt por un año, incluye ampliación de 220 kV entre Cautín y Puerto Montt.

Nota: El período de sensibilización 2012-2028

Eventos Generación	Escenarios Transmisión		Decisión
	TxT SIC II	TxT SIC III	
Gen SIC II	0	-47	
Gen SIC III	-333	0	
Mínimo Arrepentimiento	-333	-47	-47

Recomendación : Iniciar las obras de 220 kV y postergar por un año la decisión del sistema de 500 kV Charrúa-Cautín-P. Montt.

1.10 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Cardones y D. de Almagro 2x220 kV seccionado en S/E Carrera Pinto

Entrada en Servicio : Octubre 2017
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Aumentos de consumo Norte Chico. Ingreso de Centrales Fotovoltaicas entre D. de Almagro y Carrera Pinto
 Plazo de ejecución : 36 meses
 Condición : N/A
 Histogramas de Flujos : N/A

Valoración :

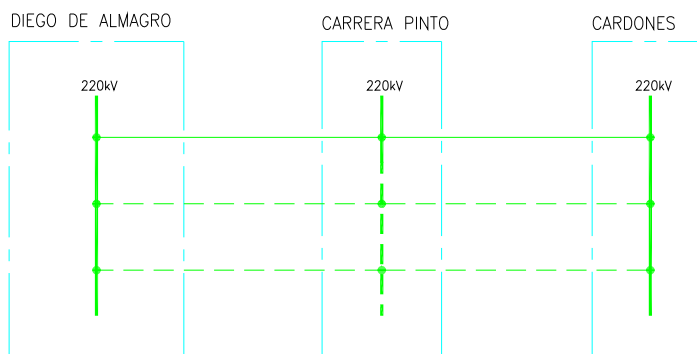
Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Segunda línea 220 kV D. de Almagro-Carrera Pinto-Cardones, seccionando los tres circuitos en Carrera Pinto	oct-17	21,648	2,183	446

Ubicación Geográfica :



Subestación Carrera Pinto 220 kV

Diagrama unilineal :



Sensibilidades :

VAN			
Mill US\$	Caso Base	Sns 1.1	Sns 1.2
Costos de Inversión	412	411	409
Costos Operación	10,115	10,118	10,123
Costo Total	10,527	10,529	10,532

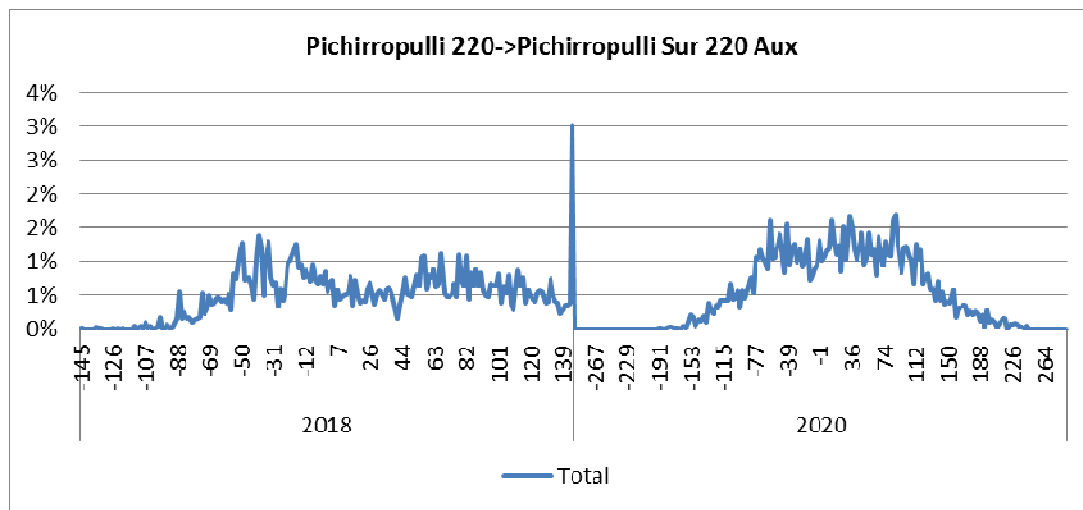
Nota: El período de sensibilización 2012-2022

Caso Base	Secciona los dos circuitos nuevo en oct-17 en C. Pinto
Sns 1.1	Se posterga un año el seccionamiento del segundo circuito nuevo
Sns 1.2	Se posterga a fuera del período de sensibilización el seccionamiento en C. Pinto y el segundo circuito nuevo

Recomendación : Construir segundo circuito de la línea nueva con fecha de puesta en servicio en Oct-17, seccionando ambos circuitos en la S/E Carrera Pinto.

1.11 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Pichirropulli – Rahue – Puerto Montt 2x220 kV

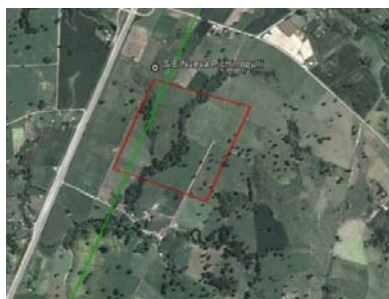
Entrada en Servicio : Abril 2019/Abril 2026
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Aumento de consumo al sur de Cautín y generación eólica de la Isla de Chiloé
 Plazo de ejecución : 66 meses
 Condición : N/A
 Histogramas de Flujos :



Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Línea 2x220 kV Doble Circuito Pichirropulli-Rahue- Pto. Mont	abr-19	64,004	6,455	1,318

Ubicación Geográfica :

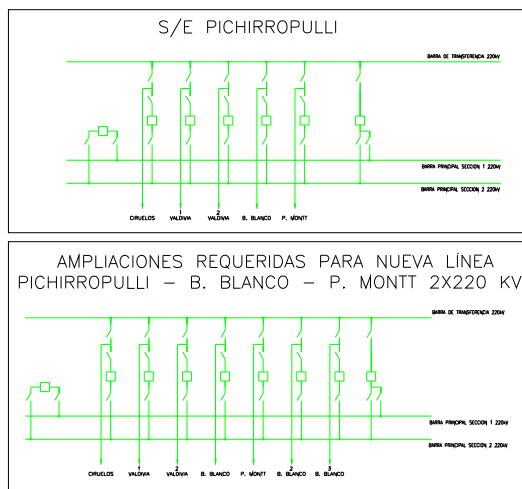


Subestación Pichirropulli 220 kV

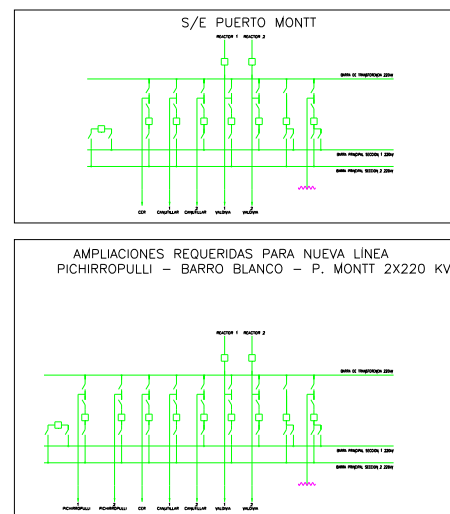


Subestación Puerto Montt 220 kV

Diagrama unilineal :



Unilineal S/E Pichirropulli 220 kV



Unilineal S/E Puerto Montt 220 kV

Sensibilidades : N/A

Recomendación : Ejecución de la obra.

**1.12 Nueva Línea doble circuito entre Subestaciones Cautín – Ciruelos
2x220 kV, tendido del Primer circuito**

Entrada en Servicio : Abril 2019/Abril 2021
 Recomendada por : El Consultor
 Necesidad : Aumento de consumo al sur de Cautín y generación eólica de la Isla de Chiloé
 Plazo de ejecución : 66 meses
 Condición : N/A
 Histogramas de Flujos : N/A
 Valoración :

Proyecto	Fecha Estimada de Puesta en Servicio KAS	VI Referencial KAS miles US\$	AVI Referencial miles US\$	COMA Referencial miles US\$
Línea 2x220 kV tendido primer Circuito Cautín – Ciruelos	abr-19	28,321	2,856	583

Ubicación Geográfica :

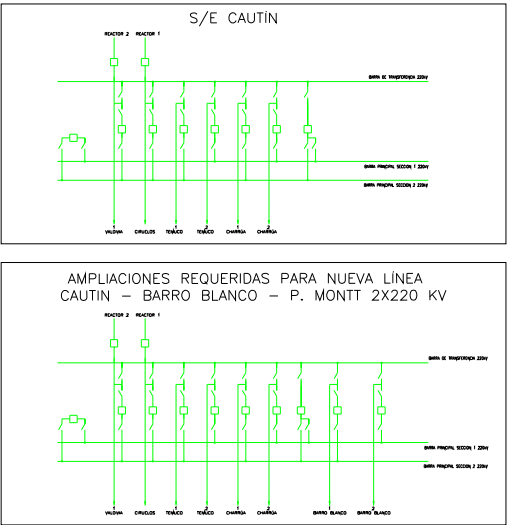


Subestación Cautín 220 kV

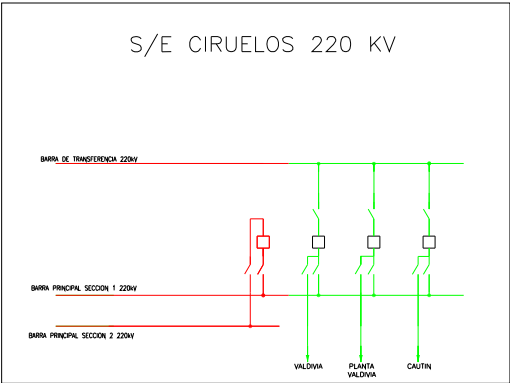


Subestación Ciruelos 220 kV

Diagrama unilineal :



Unilineal S/E Cautín 220 kV



Unilineal S/E Ciruelos 220 kV

Sensibilidades : N/A

Recomendación : Ejecución de la obra.

14. CONCLUSIONES

En este estudio se ha determinado que el sistema SING enfrenta una condición importante de aumento de demanda que implica fuertes inversiones en generación y transmisión.

De los planes de obras estudiados, se ha determinado que la expansión sobre la base de GNL es más conveniente ya que no solamente requiere de una menor inversión en generación sino que permite adelantar inversiones de forma de mitigar los requerimientos de energía a partir del año 2016 donde el parque existente ya no puede abastecer en forma económica la creciente demanda de este sistema.

Es importante hacer notar que la previsión de consumos de energía utilizada es superior a la informada por la Comisión Nacional de Energía. Si bien los consumos al final del horizonte se igualan, la tasa de crecimiento de los consumos utilizada es superior en los primeros años. Esto en consideración a la previsión de consumo del CDEC-SING determinada principalmente sobre la base de la información proporcionada por los grandes consumidores de energía mineros de este sistema.

El caso 2 del SING, adicionalmente permite una mayor instalación de ERNC la cual puede mitigar en el corto plazo, en forma más eficiente, las necesidades de consumo de este sistema al complementarse de una manera muy adecuada con el GNL, situación que no se da con el carbón tanto desde un punto de vista operacional como económico.

El sistema SIC, si bien enfrenta una demanda creciente, su punto más crítico se encuentra en los crecimientos mineros asociados a la III Región. En este sentido, actualmente ya se encuentran licitadas las obras necesarias para cumplir con los requerimientos de demanda de esta zona. Se debe considerar que la incorporación de ERNC al norte de Copiapó podría implicar que la actual obra en ejecución entre las SS.EE. Diego de Almagro y Cardones que contempla el tendido de un solo circuito deba entrar en servicio con ambos circuitos y probablemente ambos seccionados en la S/E Carrera Pinto.

En relación a los diferentes planes de obra estudiados, estos son, en términos de costos de inversión y operación, muy similares. En este sentido si bien el GNL permite gestionar más adecuadamente la energía ERNC, la importante regulación horaria y estacional de los embalses del SIC no establecen en el GNL una gran ventaja en relación al carbón.

En relación al caso 3 se puede destacar la incorporación de un sistema de 500 kV desde la S/E Puerto Montt a la S/E Charrúa, por ello el SIC contaría con un sistema de transmisión robusto desde el extremo sur hasta el extremo norte de este Sistema, reduciendo en forma importante la impedancia de cortocircuito. Esto último debiese presentar una ventaja en relación a una interconexión SING-SIC en corriente alterna.

15. ANEXOS