

AUDIENCIA PÚBLICA ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL 2010

Santiago, 25 de Enero de 2011

ESQUEMA DE PRESENTACIONES

- Resumen y Conclusiones
- Determinación de Instalaciones Troncales y Área de Influencia Común
- Determinación del Valor Anual de Transmisión por tramo (VATT) del STT existente.
- Estudio de Expansión del STT del SIC
- Estudio de Expansión del STT del SING

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

RESUMEN Y CONCLUSIONES

Santiago, 25 de Enero de 2011

Etapas del estudio y aspectos destacables

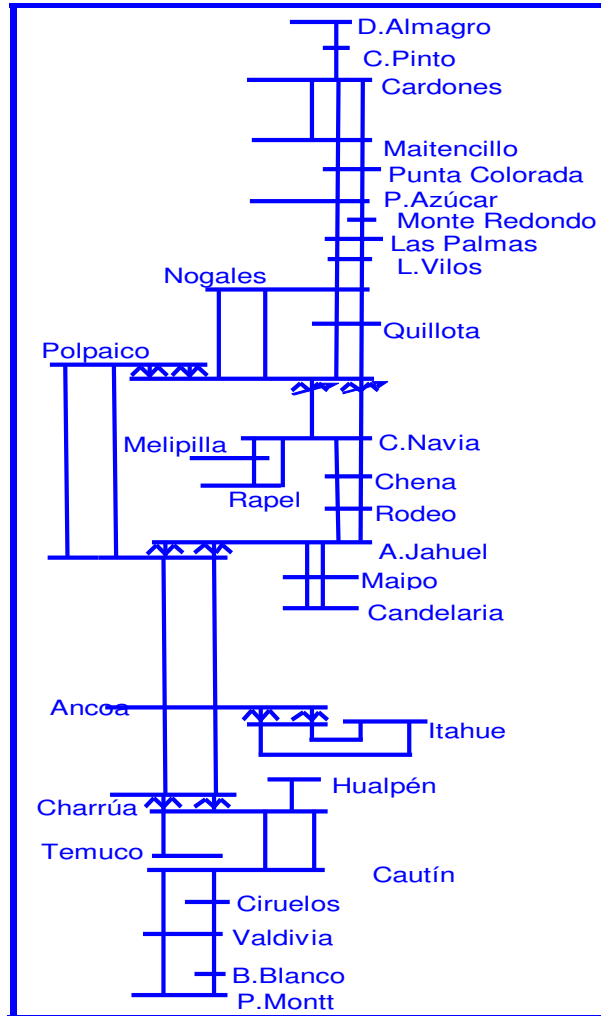
- Determinación de Instalaciones Troncales y Área de Influencia Común
 - Tema se trata por primera vez
 - A falta de reglamento hubo que desarrollar conceptos de la ley
- Determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo del STT
 - Concepto nuevo: Labores de Ampliación
 - Vida útil económica estaba definida en las bases
- Estudio de Expansión del STT
 - Aplicación de reformas a la Norma Técnica
 - Fue necesario análisis de Minimax en algunos tramos

Instalaciones troncales

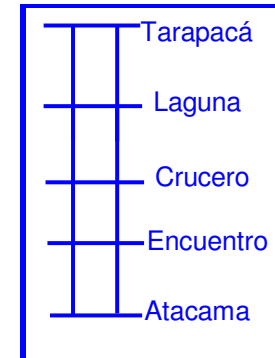
- Se aplica artículo 74 de la LGSE
- Resultados SIC: Se mantienen las instalaciones troncales existentes, a excepción del tramo Temuco-Cautín y se incorpora los tramos Cerro Navia – Rapel, Alto Jahuel – Maipo - Candelaria y Charrúa – Hualpén. [sistema de 154 kV Itahue-Alto Jahuel deja de ser troncal por mandato legal]
- Resultados SING: Se mantiene el actual tramo troncal Crucero-Encuentro y se incorporan las líneas Tarapacá – Laguna, Laguna – Crucero y Encuentro – Atacama.

Instalaciones Troncales

SIC



SING

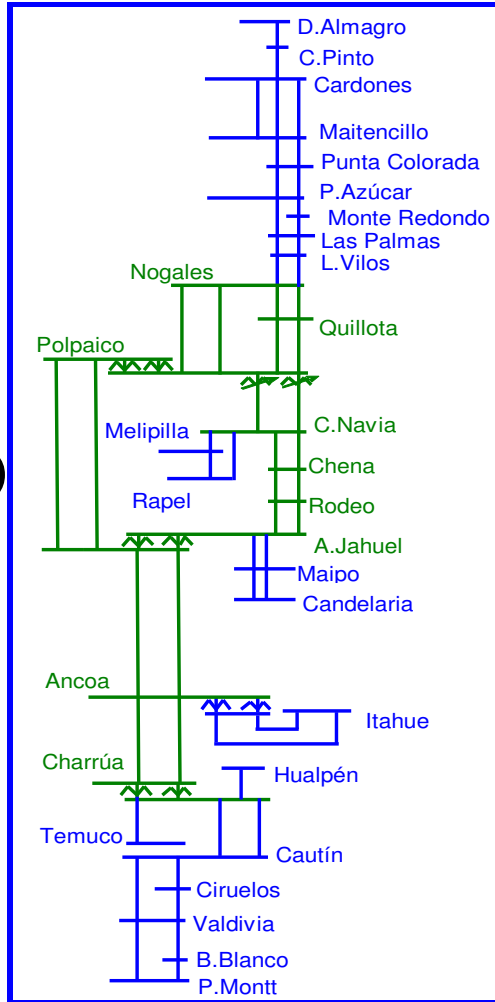


Área de Influencia Común

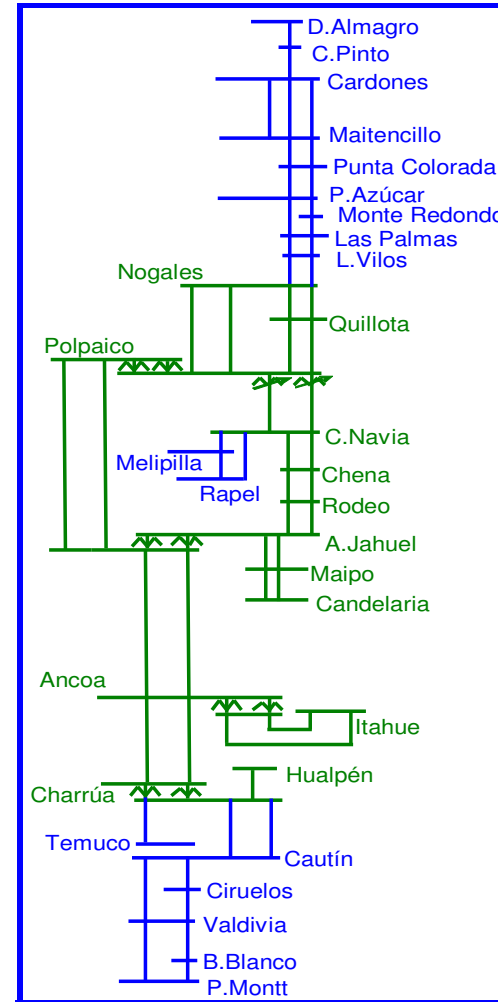
- Se aplicó la definición de AIC contenida en el Art. 102 letra c) de la LGSE
- Resultados SIC: Se analizaron 3 alternativas de AIC:
 - Alternativa 1: No incorpora los tramos radiales en el cálculo
 - Alternativa 2: No incorpora los tramos radiales pero asocia demanda y generación de estos tramos a nudos troncales
 - Alternativa 3: Incorpora los tramos radiales
- Resultados SING

Resumen de Resultados: Área de Influencia Común

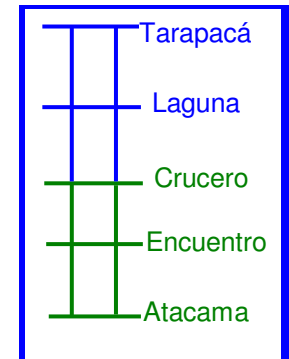
Alt. 2)



Alt. 3)



SING



Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT)

Determinación del V.I. por Tramo.

Determinación del AVI por tramo

Determinación del C.O.M.A. por Tramo.

$$\text{VATT} = \text{AVI} + \text{COMA}$$

Resultados globales del VI y COMA en el SIC y el SING

RESULTADOS DE VI Y COMA TOTAL

Valores en miles US\$ 31 diciembre de 2009

	VI	COMA
SIC		
STT Transelec	1,366,365	23,287
STT CTNC	37,989	778
STT Colbún	32,359	663
STT Transelec Norte	3,457	71
SING		
STT Transelec Norte	112,449	2,304
STT E-CL	31,670	649

Estudio de Expansión del STT en el SIC

- Escenarios de Generación y Demanda: 3 escenarios de generación y demanda en el SIC

- Diagnóstico STT existente.

- Proyectos de Expansión presentados por los Participantes.

- Proyectos de Expansión preparados por el Consultor

- Formulación Alternativas de Expansión. Se crearon alternativas de transmisión para todos los tramos que presentaban congestiones dentro del horizonte de estudio
 - Factibilidad Técnica.
 - Límites de Transmisión por Tramos.
 - No se consideró el uso de esquemas DAC o DAG.

Estudio de Expansión del STT

- Evaluación Económica. Se evalúan desarrollos alternativos y fechas de realización.

- Plan de Expansión Recomendado.
 - Obras Nuevas o Ampliaciones.

- Verificación de la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio.

Resultados: Estudio de Expansión del STT

- Obras a iniciarse el 2011 - 2014
- Principales resultados Zona Norte:
 - Diego de Almagro – Cardones: Nueva Línea 2x220 kV (2016)
 - Cardones – Maitencillo : Nueva Línea 2x500kV (2016)
 - Maitencillo – Pan de Azúcar : Nueva Línea 2x500kV (2016)
 - Pan de Azúcar - Nogales: Nueva Línea 2x500kV (2016)
 - Líneas de 500 kV se energizan inicialmente en 220 kV; decisión de energizar en 500 se puede adoptar más adelante.
- Principales resultados Zona Centro:
 - S/E Lo Aguirre (2017)
 - Lo Aguirre – Melipilla : Nueva línea 2x220 kV (2017)
 - Melipilla- Rapel: Nueva línea 1x220 kV (2017)

Estudio de Expansión del STT

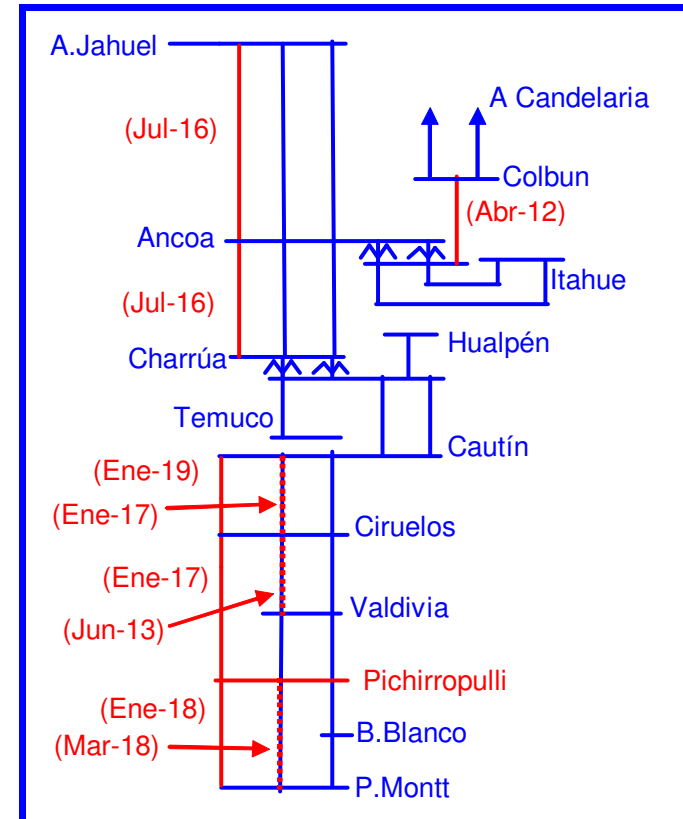
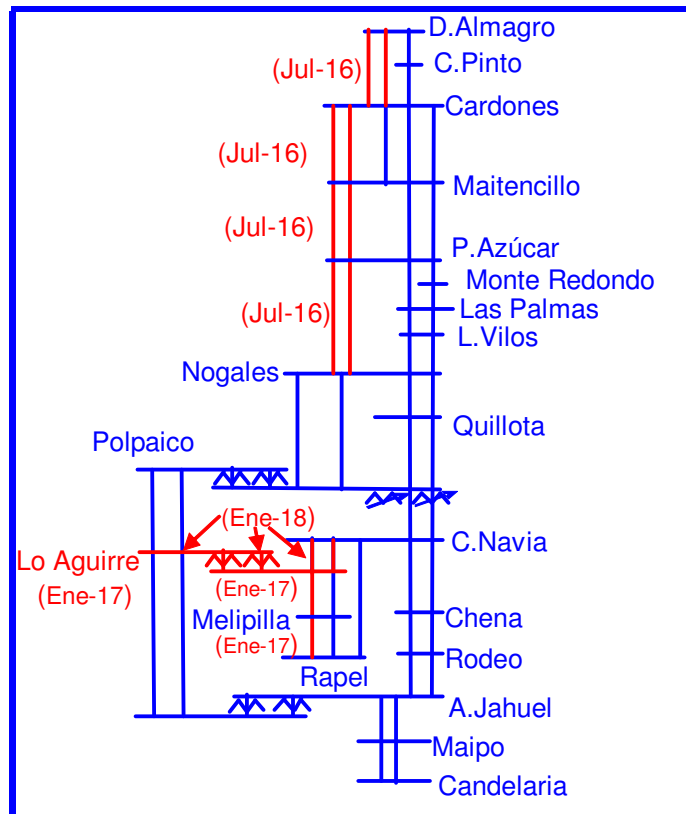
Principales resultados zona Centro-Sur:

- Unión Colbún-Ancoa hasta entrada de tercer circuito Alto Jahuel-Ancoa (2012)
- Tercer circuito Charrúa-Ancoa en línea 2x500kV (2016)
- Cuarto Circuito Alto Jahuel – Ancoa 500kV (2016)

Principales resultados zona Sur:

- Ciruelos-Pichirropulli, Nueva línea 2x220kV (2017)
- Pichirropulli – Puerto Montt, Nueva línea 2x220kV (2018)
- Cautín-Ciruelos, Nueva línea 2x220kV (2019)

Estudio de Expansión del STT



Conclusiones

- Se resolvieron los temas nuevos y se aplicaron mejoras de procedimientos anteriores, que requirieron de criterios del Consultor:
 - En la determinación de las instalaciones troncales y el AIC
 - En el VI:
 - Labores de Ampliación
 - Asignación de compensación reactiva
- En el estudio de expansión, se resolvieron mediante un análisis de MINIMAX las incertidumbres asociadas a los tres escenarios analizados en el SIC:
 - De concreción de proyectos de generación y demanda (sector minero) en la zona Norte. Solución: construir de inmediato líneas de transmisión de 500 kV y desplazar la decisión del nivel de tensión de operación en función de la evolución de la demanda y de la generación en la zona.
 - De instalación de generación en el Sur. Solución: construir tercer circuito de 500 kV Charrúa – Ancoa y cuarto circuito de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

DETERMINACIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES Y AREA DE INFLUENCIA COMÚN

Santiago, 25 de Enero de 2011

Determinación de Instalaciones Troncales

- **Análisis del Artículo 74 de la Ley Eléctrica**
 - Inciso 1, son instalaciones de transmisión que:
 - Son eficientes
 - Son necesarias para abastecer la totalidad de la demanda
 - Permiten abastecer la demanda ante diferentes escenarios de disponibilidad de generación, incluyendo contingencia y falla
 - Permiten operar el sistema manteniendo las exigencias de calidad y seguridad de servicio
 - Inciso 2, son instalaciones que cumplen los siguientes requisitos:
 - a) Mostrar variabilidad relevante en magnitud y dirección de los flujos
 - b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220kV
 - c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores

Determinación de Instalaciones Troncales


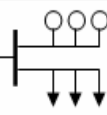
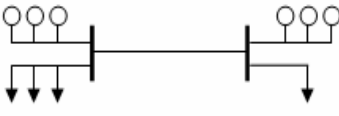
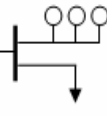

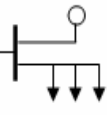

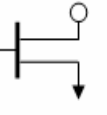
- **Análisis del Artículo 74 de la Ley Eléctrica**
 - **Inciso 2: Instalaciones para asegurar la continuidad del STT**
 - d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o la producción de un generador o un grupo reducido de generadores
 - e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes
 - **Inciso 3: agrega instalaciones necesarias para asegurar la continuidad del STT**

Determinación de Instalaciones Troncales

- Aplicación de Inciso 2 para condición a)
 - Que la energía transferida en el sentido en que se transporta menor energía sea al menos 10 % de la energía transferida en el sentido opuesto
 - Que la potencia máxima transferida en el sentido en que se transporta menor potencia sea al menos 10% de la transferida en el sentido opuesto

Aplicación Inciso 2 para condición d)

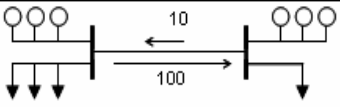
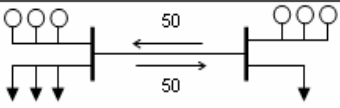
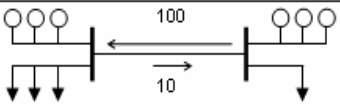
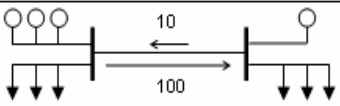
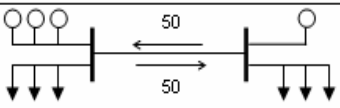
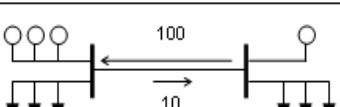
- Que los flujos no sean atribuidos exclusivamente a pocos clientes o pocos generadores

	Subsistema A	Subsistema B	Cond. d)
1)			posible Troncal sujeto a cond.c)
2)			posible Troncal sujeto a cond.c)
3)			posible Troncal sujeto a cond.c)
4)			No Troncal

Aplicación Inciso 2 para condición c)

- Que la magnitud de los flujos no esté determinada por pocos consumidores

- det. x pocos cons
- det. x pocos cons
- det. x muchos gen
(caso Candelaria-AJahuel)
- det. x muchos cons
(caso Cardones-DgoAlmagro)
- det. x muchos cons
(caso Tarapaca – Lagunas Cerro Navia-Rapel)
- det. x pocos gen

	Subsistema A	Subsistema B	Cond. c)	c) AND d)
2) a			No Troncal	No Troncal
2) b			No Troncal	No Troncal
2) c			No Excluye	Troncal
3) a			Troncal	Troncal
3) b			Troncal	Troncal
3) c			No Excluye	Troncal

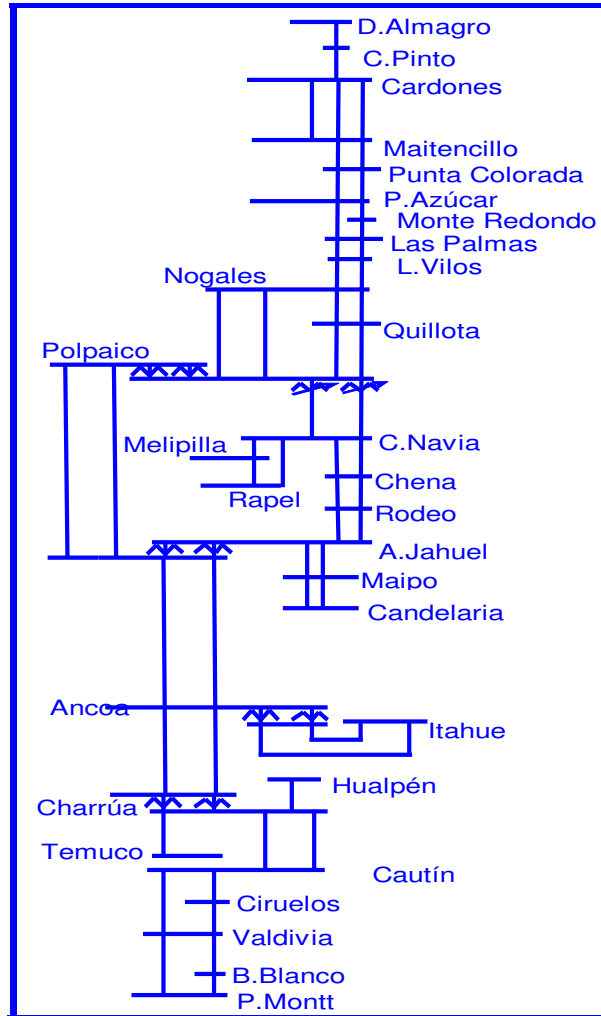
Determinación de Instalaciones Troncales

Procedimiento Utilizado

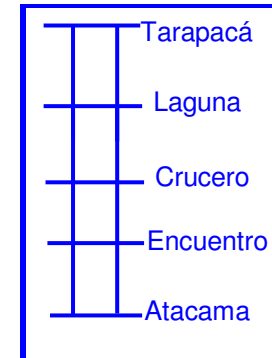
- 1) Se evalúan los flujos de potencia a lo largo de cada año del período 2011-2014 en todos los tramos del SING y SIC de tensión de operación igual o superior a 220 kV, para analizar si presentan variabilidad relevante en magnitud y dirección.
- 2) Se determinan los tramos que presentan variabilidad relevante en magnitud y dirección de los flujos.
- 3) Estos tramos se analizan para determinar si son calificables como troncales en virtud del cumplimiento de las condiciones c) y d).
- 4) Los tramos descartados en el paso 2) se reanalizan a los efectos de aplicar las condiciones generales de los incisos primero y tercero del Artículo 74. Los tramos que cumplen dichas condiciones, se declaran troncales.

Determinación de Instalaciones Troncales

SIC



SING



Determinación de Área de Influencia Común

□ Según artículo 102 c) de la ley, El AIC es el conjunto mínimo de instalaciones entre dos nodos del STT que cumplan:

1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la inyección total de energía del sistema.
2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la demanda total del sistema.
3. Que la densidad de la utilización sea máxima, definida como el cociente :

(% de inyecciones dentro del AIC respecto de las inyecciones totales)

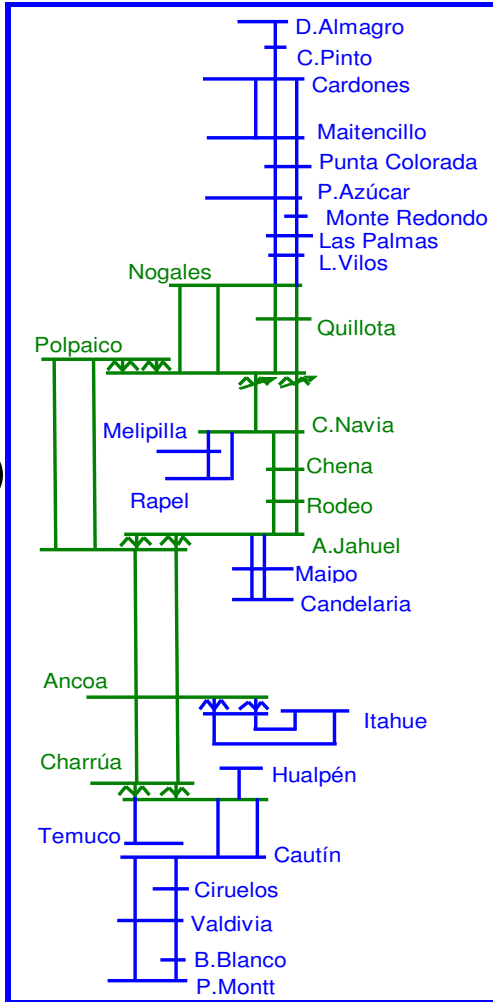
(% del VI del AIC respecto del VI total del STT)

Determinación de Área de Influencia Común

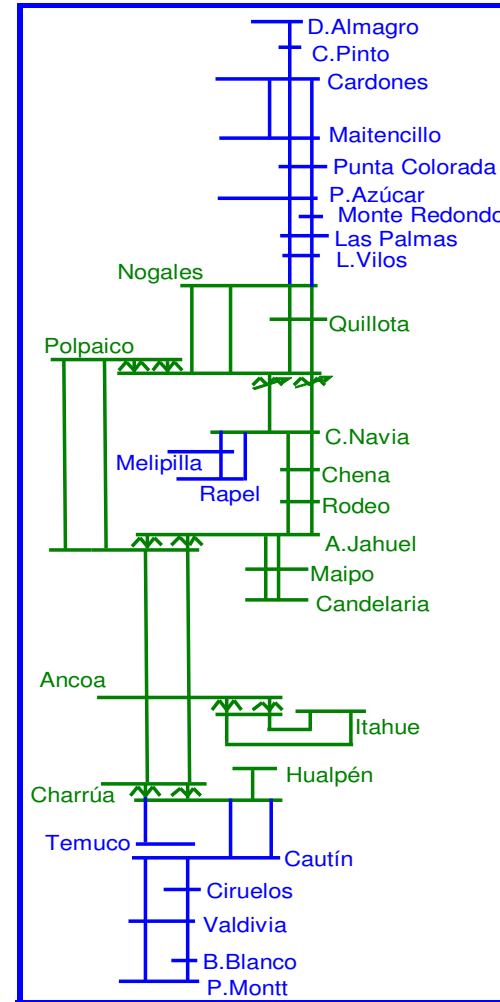
- Se analizaron 3 alternativa de cálculo en el SIC:
 - 1) Sin incluir tramos radiales y a la vez sin contabilizar la demanda y generación en barras de estos tramos
 - 2) Sin incluir tramos radiales pero asociando demanda y generación en barras de estos tramos a nudos troncales
 - 3) Incluyendo todos los tramos radiales entre dos nodos
- Resultados SIC:
 - 1) No hay solución factible
 - 2) Se indica en los unilineales siguientes
 - 3) Se indica en los unilineales siguientes
- Resultados SING: se indica en unilineales siguientes

Determinación de Área de Influencia Común

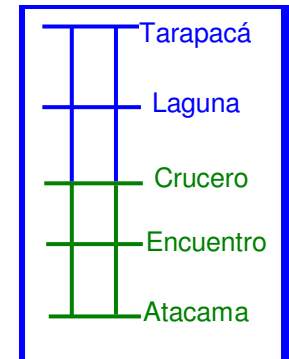
Alt. 2)



Alt. 3)



SING



Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

Determinación del VATT

Santiago, 25 de Enero de 2011

Determinación del VATT

- Primera parte:
 - Determinación del VI y AVI de instalaciones
 - Determinación del COMA
- Segunda parte: Modelo integrador para calcular el VATT

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

Determinación del VI y del AVI

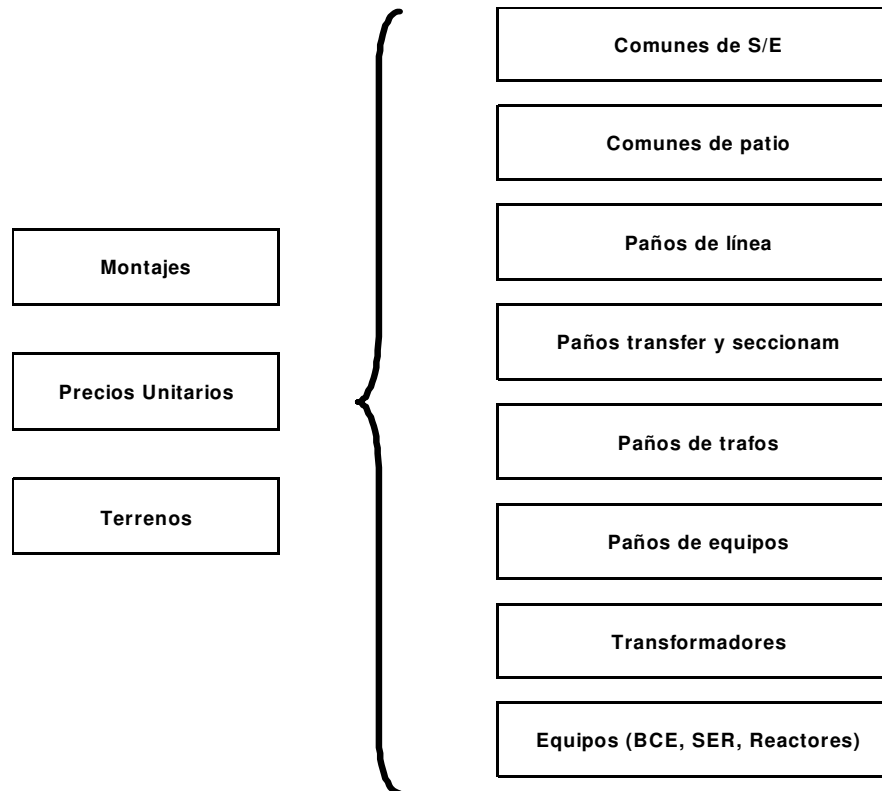
Santiago, 25 de Enero de 2011

Determinación del VI: Procedimiento general

- Validación de Instalaciones Existentes
 - Construcción del Inventario
 - Validación del inventario
- Determinación de los Precios de Mercado.
 - Encuestas de precios de equipos y materiales importados
 - Encuestas de precios de insumos nacionales: materiales, construcción, montaje
 - Ingeniería, inspección, puesta en servicio
 - Costos ambientales pertinentes
- Valorización Instalaciones
- Valorización de otros componentes del VI:
 - Terrenos y servidumbres
 - Bienes intangibles
 - Capital de explotación

Cálculo de VI – Estructura básica del modelo

Subestaciones



Cálculo de VI – Estructura básica del modelo

- Subestaciones
 - Módulos se aplican a 31 subestaciones troncales, totalizando 308 planillas
- Líneas
 - Modelo semejante al de subestaciones, totalizando 54 planillas
- 1 planilla de precios unitarios

Precios Unitarios

- 1267 componentes
 - transformadores: poder, medida
 - reactores
 - interruptores
 - desconectores
 - protecciones
 - pararrayos, trampas de onda, condensadores de acoplamiento
 - aisladores
 - conductores, cables, mufas
 - acero para estructuras
 - baterías, cargadores,
 - cables
 - obras civiles: hormigón, cámaras, canaletas, mampostería
 - conectores, prensas
 - cuadros de alarmas, paneles de distribución, reles,
 - ductos
 - equipos OP, antenas, equipos transmisores
 - grupos generadores
 - equipos de aire acondicionado
 - elementos de puestas a tierra

Precios Unitarios

Para cada componente se tiene:

- costo en obra
- peso para transporte

Además, hay precios de:

- mano de obra de distintos tipos,
- transportes regulares y especiales
- vehículos de distintos tipos usados en construcción
- costos de excavación y montaje de estructuras
- costos de ingeniería, inspección, montaje de faenas, etc.

Precios Unitarios

- Costos unitarios en base a estudios de valores de mercado, considerando:
 - equipamiento acorde a estándares IEC, incluyendo repuestos cuando corresponde
 - se considera disponibilidad en el mercado
 - descuentos por volumen y homogeneidad de condiciones de pago, garantía, atrasos, etc.

- Se encuestó por tipo de proveedor:
 - equipos y materiales importados (equipos primarios y equipos mayores, conductores, aislación, ferretería): encuesta entre proveedores seleccionados, y su comparación con licitaciones competitivas recientes
 - equipos y materiales nacionales: información de internet, catálogos
 - costos unitarios de contratistas de construcción y montaje: encuesta a empresas constructoras.
 - costos unitarios de ingeniería: análisis de licitaciones

Precios Unitarios

- Protecciones: mucho equipo no existe en el mercado; se especificó la funcionalidad más relevante
- Terrenos de subestaciones: registrados CDEC
- Servidumbres de líneas: valores registrados CDEC

Resultados globales del VI en el SIC y el SING

RESULTADOS DE VI

Valores en miles US\$ 31 diciembre de 2009

	VI	
SIC		
	STT Transelec	1,366,365
	STT CTNC	37,989
	STT Colbún	32,359
	STT Transelec Norte	3,457
SING		
	STT Transelec Norte	112,449
	STT E-CL	31,670

Determinación del AVI

- Cálculo del A.V.I. de las instalaciones: se calcula con el factor de recuperación del capital aplicando vida útil económica de instalaciones definida en las bases del estudio:
 - líneas: 50 años
 - equipos mayores y primarios: 40 años
 - protecciones electromecánicas: 30 años
 - Protecciones numéricas: 15 años

Fórmulas de indexación

Indicadores:

- CPI
- Aluminio
- Cobre
- Fierro
- IPC

Se procesó el modelo de costos para calcular las elasticidades asociadas a cada índice

Labores de Ampliación

Corresponde a los costos incurridos al ejecutar una obra de ampliación y que no quedan registrados en el VI de la obra ampliada.

- Determinación de Obras a las que se calcula LA:
 - Definidas como Obras de Ampliación por un decreto.
 - Entrada en servicio anterior al 31 de diciembre de 2010.
- Costos incluidos:
 - Desmonte de instalaciones previamente existentes.
 - Sobrecosto por trabajo en instalaciones energizadas.
 - Montaje y desmonte de instalaciones provisionarias.
 - Adaptación del sistema eléctrico a las nuevas condiciones de operación.
- Se descuenta el valor recuperado desde la fecha de entrada en servicio hasta diciembre de 2010:
- AVI de LA calculado para los 4 años del período tarifario.

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

COSTOS DE OPERACIÓN MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

Santiago, 25 de Enero 2011

Determinación del COMA: Procedimiento general

- Estructuración de empresa modelo
 - Transmisión troncal centralizada en una sola empresa
 - Referencia: Transelec (opera, mantiene y administra en torno al 91% de los tramos troncales del SIC)
 - Giro exclusivamente troncal

- Estudio de Costos:
 - Costos de OyM
 - Costos de administración

COMA

- Análisis de las actividades que realiza la Empresa Modelo
 - Operación
 - Centros de operación
 - Supervisión y dirección técnica
 - Mantenimiento
 - Programación
 - Actividades tercerizables
 - Supervisión técnica especializada
 - Administración
 - Estructura centralizada
 - Personal tercerizable

COMA

- Estructura de personal
 - Operación
 - Mantenimiento
 - Administración
- El personal de operación, mantenimiento y administración se ha dimensionado a partir de los requerimientos dados por las necesidades de la explotación comercial de las instalaciones eléctricas
- La planta directiva se determina en función del tamaño de la empresa resultante.

COMA

- Determinación del COMA
 - Corresponde a la suma de los costos de:
 - Personal
 - Infraestructura
 - Materiales y otros

COMA

- Costos de personal
 - Las remuneraciones se han obtenido de la encuesta de remuneraciones de mercado PWC
 - Características de la muestra utilizada:
 - Empresas de tecnología equivalente: combustibles, electricidad, sanitarias y telecomunicaciones y medios
 - Homologación de cargos
 - Estadígrafo: Percentil 75%.
 - Costo empresa modelo: Sueldo base + beneficios adicionales

COMA

- Infraestructura
 - Edificios
 - Equipamiento de Oficinas
 - Los valores unitarios utilizados han sido obtenidos del mercado nacional
- Materiales y otros

COMA

Resumen de COMA, US\$ Diciembre 2009

COMA TOTAL	23,286,758
Remuneraciones	9,537,686
Costos de Actividades COMA	13,749,072

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

Determinación del VATT: Segunda parte: Modelo Integrador

Santiago, 25 de Enero de 2011

Modelo Integrador para la determinación del VATT

- Asignación de Instalaciones a tramos
 - Asignación directa: líneas o transformadores y paños de conexión respectivos
 - Asignación de elementos comunes de subestaciones (terrenos, edificios, SSAA): entre los patios de la S/E en función de las energías transitadas.
 - Asignación de elementos comunes de los patios (barras, interruptores acopladores y seccionadores, TTCCs, TTPPs, pararrayos, malla de tierra, etc.) y de la parte común de S/E: según la cantidad total de paños del patio.

Modelo Integrador para la determinación del VATT

- Asignación de Instalaciones a tramos (cont.)
 - Asignación de elementos comunes del sistema de transmisión:
 - Equipos de compensación de reactivos: a prorrata de pérdidas y excedentes de potencia reactiva de las líneas y transformadores en condiciones de operación normal o de emergencia.
 - Sistemas de microondas: uniformemente entre los tramos que hacen uso de ellos.

- Asignación del COMA desde Oficina Central, Administraciones y Centros Zonales a tramos

- Cálculo por separado según propietario de las instalaciones

- Cálculo por separado según origen de la instalación: existente, obra de ampliación, obra nueva.

Ejemplo del VI y el AVI por tramo en el SIC

VI POR TRAMO SEGÚN VALORIZACIÓN DEL CONSULTOR (kUS\$ 31/12/2009)

Código	de Barra	a Barra	Transelec	CTNC	Colbún	Transelec Norte	Sistema Troncal SIC
TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	159,373	0	0	0	159,373
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	49,367	0	1,203	0	50,571
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	3,503	36,071	0	0	39,575
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	9,682	0	0	1,736	11,419

AVI POR TRAMO SEGÚN VALORIZACIÓN DEL CONSULTOR (kUS\$ 31/12/2009)

Código	de Barra	a Barra	Transelec	CTNC	Colbún	Transelec Norte	Sistema Troncal SIC
TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	16,136	0	0	0	16,136
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	5,035	0	123	0	5,158
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	358	3,656	0	0	4,014
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	985	0	0	184	1,170

Ejemplo del COMA y del VATT por tramo en el SIC

COMA POR TRAMO SEGÚN VALORIZACIÓN DEL CONSULTOR (kUS\$ 31/12/2009)

Código	de Barra	a Barra	Transelec	CTNC	Colbún	Transelec Norte	Sistema Troncal SIC
TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	1,231	0	0	0	1,231
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	381	0	25	0	406
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	0	739	0	0	739
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	220	0	0	36	255

VATT POR TRAMO SEGÚN VALORIZACIÓN DEL CONSULTOR (kUS\$ 31/12/2009)

Código	de Barra	a Barra	Transelec	CTNC	Colbún	Transelec Norte	Sistema Troncal SIC
TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	17,367	0	0	0	17,367
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	5,416	0	148	0	5,564
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	358	4,395	0	0	4,754
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	1,205	0	0	220	1,425

Ejemplo Indexación

COEFICIENTES DE INDEXACIÓN DE LOS VI DE TRAMOS DEL SIC

Código	de Barra	a Barra	IPC	CPI	PFe	Pcu	PAI
TSIC - 01	Ancoa 500	Polpaico 500	0.3797	0.3782	0.1123	0.0080	0.1218
TSIC - 03	Alto Jahuel 500	Polpaico 500	0.3272	0.4183	0.1402	0.0192	0.0951
TSIC - 09	Cardones 220	Maitencillo 220	0.5105	0.2470	0.1296	0.0052	0.1077
TSIC - 50	Ciruelos 220	Valdivia 220	0.3724	0.3999	0.0977	0.0103	0.1197

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

Estudio de Expansión del SIC: Bases

Santiago, 25 de Enero de 2011

Bases para los escenarios

- ❑ Horizonte: abril de 2010 a diciembre de 2025
- ❑ Se utilizó la misma demanda total en escenarios CNE y alternativos

Demanda total SIC		
Año	Total (GWh)	Crecimiento
2010	39 966	1.4%
2011	43 598	9.1%
2012	45 973	5.4%
2013	48 778	6.1%
2014	51 552	5.7%
2015	54 307	5.3%
2016	57 132	5.2%
2017	60 123	5.2%
2018	63 353	5.4%
2019	66 750	5.4%
2020	70 300	5.3%

Bases para los escenarios

□ Demanda Escenario CNE

- Sólo una diferencia a demanda CNE, Caserones se traslada de Cardones a Maitencillo. Incluye algunos proyectos mineros, pero retrasados

Consumo (GWh)	Barra	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Caserones	Maitencillo 220	0	0	0	0	511	876	1000	1000	1000	1000	1000
Proyectos futuros	Cardones 220	0	0	0	0	0	170	477	626	820	1030	1261
Pascua Lama	Punta Colorada 220	0	110	132	606	756	864	917	947	998	1051	1106

□ Demanda Escenarios alternativos 1 y 2

- Se agregaron proyectos mineros y se adelantan otros según nueva información

Consumo (GWh)	Barra	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017-->
Caserones	Maitencillo 220	0	0	65	380	1050	1050	1050	1050
Pascua lama	Punta Colorada 220	0	110	132	606	756	864	917	917
Cerro Casale-agua	Carrera Pinto 220	0	0	0	0	0	40	90	90
Cerro Casale -mina	Cardones 220	0	0	0	0	70	900	1800	1800
El morro	Maitencillo 220	0	0	0	0	0	500	1000	1690

Bases para los escenarios

- Demanda para el período 2021 al 2025
 - Se utilizó la correlación entre consumo eléctrico per cápita y el PIB para un conjunto de 79 países más representativos
 - Estimando un PIB de 22000 US\$ ppp/per cápita para el 2025, se obtiene un crecimiento de la demanda eléctrica de 4.7%, suponiéndola constante entre 2021 y 2025 para el SIC y 4.6% para el SING

Bases para los escenarios

☐ Combustibles, Escenario CNE y ALTERNATIVOS

- Los precios corresponden al ITDPN CNE Abril 2010
- Estos valores se proyectan a partir de los precios en centrales de fines de marzo de 2010 utilizados en el CDEC para el despacho. Los años siguientes son indexados por factores de modulación determinados a partir de los precios proyectados. Período 2021-2025: se usó la variación promedio del período 2018-2020

Año	Carbón 7000 kcal/kg US\$/Ton	Pet. Crudo WTI US\$/Ton	GNL1 (1) US\$/MMBtu	GNL2 (2) US\$/MMBtu
2010	79,9	78,9	11,08	12,75
2011	90,4	80,5	11,80	13,47
2012	97,6	83,1	12,24	13,91
2013	101,5	86,1	7,54	9,21
2014	106,8	88,7	8,08	9,75
2015	110,6	91,3	8,47	10,14
2016	116,9	92,6	8,73	10,40
2017	120,4	95,5	8,98	10,65
2018	124,6	99,1	9,60	11,27
2019	129,2	103,1	10,27	11,94
2020	134,4	107,5	10,97	12,64

(1) Aplicable a San Isidro y Quinteros en el SIC

Nehuenco, Nueva Renca y Candelaria= precio San Isidro + 2.13 US\$/MBtu

(2) Aplicable a Taltal

Bases para los escenarios

Disponibilidad de GNL

- Se mantuvo disponibilidad de GNL de ITD CNE Abril 2010, esto es:
 - Unidades de San Isidro y Quintero todo el período
 - Taltal, desde octubre 2012 (sólo CNE)
 - Nueva Renca y Candelaria 1, desde enero 2014
 - Nehuenco 1 y 2 y Candelaria 2 desde enero de 2019

Simulación de la Operación

- Modelos de simulación usados en el SIC
 - CDEC: PLP
 - CNE: OSE2000
 - Consultor: SDDP
- Características modelos
 - Misma técnica de optimización: programación dinámica dual
 - Optimización multiembalses
 - Representación de la red a través de flujos linealizados
 - Hidrología : serie histórica 1960 - 2007

Escenarios de expansión de la generación

- Obras de generación comunes para todos los escenarios hasta el año 2013

PLAN DE OBRAS 2010-2013			
AÑO	MES	PROYECTO	MW
2010	Marzo	Central Hidroeléctrica La Paloma	4.5
2010	Abril	Central Hidroeléctrica Licán	17
2010	Abril	Central Hidroeléctrica La Higuera	153
2010	Abril	Cementos Bío Bío	13.6
2010	Abril	Masisa	11.1
2010	Abril	Central Hidroeléctrica Guayacán	12
2010	Mayo	Campanario 4 CA	42
2010	Mayo	Central Diesel Emelda	72
2010	Mayo	Cogeneradora Arauco	16.6
2010	Mayo	Central Hidroeléctrica San Clemente	5.4
2010	Mayo	Coligues	20
2010	Mayo	Central Hidroeléctrica Río Trueno	5.8
2010	Mayo	Vallenar	7.2
2010	Junio	Punta Colorada Fuel oil	16.3
2010	Julio	Central Hidroeléctrica Confluencia	159
2010	Septiembre	Central Hidroeléctrica Mariposas	6
2011	Enero	Central Diesel Calle Calle	20
2011	Enero	TV Campanario 4	18
2011	Febrero	Eólica Punta Colorada	20
2011	Junio	Central Térmica Bocamina 2	342
2011	Agosto	Central Térmica Santa María	343
2011	Julio	Eólica 1 IV Región	50

PLAN DE OBRAS 2010-2013			
AÑO	MES	PROYECTO	MW
2011	Julio	Eólica 2 IV Región	50
2011	Julio	Eólica 1 Concepción	50
2011	Julio	Hidro 1 III Región	4.3
2011	Septiembre	Biomasa Lautaro	20
2011	Octubre	Central Hidroeléctrica Chacayes	106
2011	Octubre	Hidro 1 X Región	15
2011	Octubre	Hidro 2 X Región	9.4
2011	Noviembre	Hidro 1 VI Región	30.9
2011	Diciembre	Eólica 3 IV Región	50
2011	Diciembre	Desechos Forestales 1 VIII Región	9
2011	Diciembre	Desechos Forestales 2 VIII Región	8
2011	Diciembre	Hidro 2 VI Región	29.6
2011	Diciembre	Desechos Forestales 1 VII Región	15
2011	Diciembre	Desechos Forestales 2 VII Región	10
2011	Diciembre	Eólica 2 Concepción	50
2012	Abril	Central Hidroeléctrica Laja I	36.8
2012	Abril	Central Hidroeléctrica Rucatayo	60
2012	Julio	Central Térmica Campiche	242
2012	Diciembre	Central Hidroeléctrica San Pedro	144
2013	Marzo	Central Hidroeléctrica Angostura	316
2013	Abril	Eólica 4 IV Región	50
2013	Septiembre	Hidro 3 VII Región	30

SIC- Plan de expansión de generación escenario CNE

- Hasta el año 2020 es el plan de la CNE, que no presenta nuevas centrales a carbón
- Desde el año 2021 sólo se incorporan centrales hidroeléctricas y renovables, sin embargo, a falta de más proyectos de estos tipos, se agregaron unidades a carbón hacia fines del horizonte
- Se mantiene un precio promedio anual de la energía entre 80 y 85 US\$/MWh en Quillota

Plan de expansión de generación escenario CNE

Expansion 2014-2025

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO CNE			
AÑO	MES	PROYECTO	MW
2014	Enero	Cierre CC Taltal	120
2014	Marzo	Hidro 3 VIII Región	20
2014	Julio	Eólica 5 IV Región	50
2014	Julio	Hidro 4 VII Región	20
2014	Septiembre	Eólica 3 Concepción	50
2014	Diciembre	Hidro 1 VIII Región	136
2015	Abril	Hidro 4 VIII Región	20
2016	Abril	Eólica 4 Concepción	50
2016	Agosto	Módulo hidroeléctrico 5	360
2016	Octubre	Geotérmica Calabozo 1	40
2016	Octubre	Geotérmica Chillán 1	25
2017	Abril	Eólica 6 IV Región	50
2017	Julio	Módulo hidroeléctrico 3	460
2017	Octubre	Geotérmica Calabozo 2	40
2017	Octubre	Geotérmica Chillán 2	25
2017	Octubre	Eólica 7 IV Región	50
2018	Mayo	Módulo hidroeléctrico 2	500
2018	Julio	Geotérmica Calabozo 3	40
2018	Julio	Geotérmica Chillán 3	25
2018	Septiembre	Eólica 5 Concepción	50
2019	Abril	Hidro 5 VII Región	20
2019	Octubre	Geotérmica Calabozo 4	40
2019	Octubre	Geotérmica Chillán 4	25
2019	Noviembre	Módulo hidroeléctrico 1	660
2020	Octubre	Módulo hidroeléctrico 4	770

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO CNE			
AÑO	MES	PROYECTO	MW
Abril	2021	Eólica MRP1	60
Octubre	2021	Eólica MRP2	75
Enero	2022	Hidroeléctrica Alfalfal 2	265
Enero	2022	Hidroeléctrica Las Lajas	269
Enero	2022	Eólica Huentelauquén	20
Abril	2022	Eólica MRP3	175
Junio	2022	Hidroeléctrica Maqueo	400
Junio	2022	Hidroeléctrica Malihue	150
Julio	2022	Biogas Loma Los Colorados	64
Octubre	2022	Eólica MRP4	200
Enero	2023	Hidroeléctrica Cuervo	640
Abril	2023	Hidroeléctrica El Castillo	30
Abril	2023	Hidroeléctrica Mapocho	9
Abril	2023	Hidroeléctrica Molina	10
Abril	2023	Eólica MRP5	100
Junio	2023	Hidroeléctrica Centinela	105
Octubre	2023	Eólica MRP6	250
Enero	2024	Hidroeléctrica Blanco	360
Enero	2024	Hidroeléctrica Cóndor	54
Julio	2024	Hidroeléctrica Los Hierros	22.9
Julio	2024	Hidroeléctrica Renaico	30
Julio	2024	Hidroeléctrica Enacon	84.7
Septiembre	2024	Térmica Los Robles	350
Noviembre	2024	Térmica Los Robles	350
Agosto	2025	Térmica Castilla 1	350

Plan de expansión de generación escenario alternativo 1

- No se agregan centrales a carbón, a excepción de Guacolda 5 en Junio de 2014.
- Se agregan los proyectos de Alto Maipo y en el sur Maqueo y Neltume atrasando la entrada de las centrales de Hidroaysén.
- No se utiliza GNL para Taltal y no se cierra el ciclo combinado.
- El plan se construye para obtener un precio de energía similar al escenario CNE (ambos no basados en carbón)

Plan de expansión de generación escenario alternativo 1

Expansion 2014-2025

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO ALTERNATIVO 1				EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO ALTERNATIVO 1			
AÑO	MES	PROYECTO	MW	AÑO	MES	PROYECTO	MW
Marzo	2014	H - VIIIIR -3	20	Octubre	2017	CalabozoGEO	40
Junio	2014	Guacolda5	139	Octubre	2017	ChillanGEO	25
Julio	2014	HidroVIIIR04	20	Abril	2018	ModuloHidro1	660
Julio	2014	EolicaVR2	50	Julio	2018	CalabozoGEO	40
Septiembre	2014	EolicaConce	50	Julio	2018	ChillanGEO	25
Diciembre	2014	HidroVIIIR1	136	Septiem	2018	EolicaConce	50
Enero	2015	HidroVIIIR05	20	Agosto	2019	ModuloHidro2	500
Enero	2015	Hidroeléctrica EICastillo	30	Octubre	2019	CalabozoGEO	40
Enero	2015	Central Hidro Centinela	105	Octubre	2019	ChillanGEO	25
Enero	2015	Central Hidroeléctrica Malihue	150	Julio	2020	ModuloHidro3	460
Enero	2015	Hidroeléctrica Mapocho	9	Abril	2021	Eólica MRP1	60
Enero	2015	Hidroeléctrica Molina	10	Julio	2021	ModuloHidro4	770
Enero	2015	Hidro LosHierros	22.9	Octubre	2021	Central Eólica MRP2	75
Enero	2015	Hidroeléctrica Renaico	30	Enero	2022	Eólica Huentelauque	20
Enero	2015	Hidroeléctrica Enacon	120	Abril	2022	Eólica MRP3	175
Abril	2015	H - VIIIIR -4	20	Julio	2022	Biogas LomLosCol2	64
Abril	2015	EolicaVR2	50	Octubre	2022	Eólica MRP4	200
Octubre	2015	EolicaVR2	50	Noviemb	2022	Modul oHidro5	360
Enero	2016	Hidroeléctrica Alfalfal2	265	Enero	2023	CalderaVC1	320
Abril	2016	EolicaConce	50	Abril	2023	Eólica MRP5	100
Octubre	2016	CalabozoGEO	40	Octubre	2023	Eólica MRP6	250
Octubre	2016	ChillanGEO	25	Enero	2024	Carbón LosRobles	320
Enero	2017	Hidroeléctrica LasLajas	269	Julio	2024	Hidroeléctrica Cuervo	640
Enero	2017	Hidroeléctrica Maqueo	400	Enero	2025	Hidroeléctrica Blanco	360
Junio	2017	Hidroeléctrica Neltume	480.5	Enero	2025	Hidroeléctrica Condor	54

Plan de expansión de generación escenario alternativo 2

- Se agrega Guacolda 5 en Junio de 2014.
- Se agregan 2 unidades a carbón (Maitencillo/Castilla) de 320 MW netos los años 2016 y 2019.
- Se desarrollan los proyectos de Alto Maipo, Maqueo y Neltume antes de la entrada de las centrales de Hidroaysén.
- No se utiliza GNL para Taltal y no se cierra el ciclo combinado.
- El plan se construye para obtener un precio de energía tal que remunere las unidades de carbón del norte.

Plan de expansión de generación escenario alternativo 2

Expansion 2014-2025

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO ALTERNATIVO 2			
AÑO	MES	PROYECTO	MW
Marzo	2014	H-VIIIR-03	20
Julio	2014	HidroVIIR04	20
Julio	2014	Guacolda5	139
Julio	2014	EolicaIVR2	50
Septiembre	2014	EolicaConce	50
Abril	2015	H-VIIIR-04	20
Enero	2016	Hidroeléctrica Alfalfa2	265
Enero	2016	HidroVIIIR1	136
Enero	2016	HidroVIIR05	20
Enero	2016	Carbón Castilla1	320
Abril	2016	EolicaConce	50
Octubre	2016	CalabozoGEO	40
Octubre	2016	ChillanGEO	25
Enero	2017	Hidro LasLajas	269
Abril	2017	EolicaIVR2	50
Octubre	2017	CalabozoGEO	40
Octubre	2017	ChillanGEO	25
Octubre	2017	EolicaIVR2	50
Enero	2018	Hidro Maqueo	400
Enero	2018	Biogas LomLosCol2	64
Enero	2018	EolicaConce	50
Enero	2018	Eólica MRP1	60
Julio	2018	CalabozoGEO	40
Julio	2018	ChillanGEO	25
Octubre	2018	Eólica MRP2	75

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO ALTERNATIVO 2			
AÑO	MES	PROYECTO	MW
Enero	2019	Hidro Neltume	490
Junio	2019	Carbón Castilla2	320
Octubre	2019	CalabozoGEO	40
Octubre	2019	ChillanGEO	25
Noviembre	2020	ModuloHidro1	660
Julio	2021	ModuloHidro2	500
Enero	2022	ModuloHidro3	460
Enero	2022	Eólica Huentelauque	20
Abril	2022	Eólica MRP3	175
Octubre	2022	Eólica MRP4	200
Enero	2023	Hidro ElCastillo	30
Marzo	2023	ModuloHidro4	770
Abril	2023	Eólica MRP5	100
Octubre	2023	Eólica MRP6	250
Enero	2024	ModuloHidro5	360
Enero	2024	Hidro Centinela	105
Enero	2024	Hidroeléctrica Malihue	150
Enero	2024	Hidro Mapocho	9
Enero	2024	Hidroeléctrica Molina	10
Enero	2024	Hidro LosHierros	22.9
Enero	2024	Hidro Renaico	30
Enero	2024	Hidroeléctrica Enacon	120
Septiembre	2024	Carbón LosRobles	320
Enero	2025	Carbón LosRobles	640
Octubre	2025	CalderaVC1	320

Obras troncales en construcción

Ubicación	Descripción Obra Troncal	Fecha aproximada de interconexión al sistema
Línea El Rodeo – Chena	Tendido del primer circuito	30–Mar–2010
Línea El Rodeo – Chena	Tendido del segundo circuito	12–Jul–2010
Subestación Cardones	Construcción barra de transferencia 220 kV	30–Sep–2010
Subestación Alto Jahuel	Instalación Banco de Condensadores 50 MVAR, 220 kV.	9–Oct–2010
Subestación Cerro Navia	Instalación Banco de Condensadores 50 MVAR, 220 kV.	9–Oct–2010
Línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV	Cambio de conductor por otro de alta capacidad, tramo Alto Jahuel – Chena, circuito 1	24–Nov–2010
Línea Nogales Polpaico 2x220 kV	Construcción línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, una diagonal de 220 kV en S/E Nogales y 2 paños de 220 kV en S/E Polpaico.	28–Feb–11
Subestación Polpaico	Instalación segundo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA	28–Feb–2011
Línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV	Cambio de conductor por otro de alta capacidad, tramo Alto Jahuel – Chena, circuito 2	24–May–2011
Línea Alto Jahuel – Cerro Navia 2x220 kV	Cambio de conductor por otro de alta capacidad, tramo Chena – Cerro Navia, circuitos 1 y 2	30–Dic–2011
Línea Ancoa – Polpaico	Seccionamiento línea Ancoa – Polpaico 1x500 kV	12–Ene–2012
Línea Ancoa – Polpaico	Línea de entrada a subestación Alto Jahuel 550 kV	12–Ene–2012
Subestación Cerro Navia	Instalación equipo controlador de flujos para línea Polpaico – Cerro Navia 2x220 kV	14–Abr–2012
Línea Ancoa – Alto Jahuel	Tendido primer circuito	Jul-13
Subestación Charrúa	Tercer transformador 750 MVA, 500/220 kV	Jun-13

Estudio de Expansión del STT

- Plazos de construcción nuevas obras / fecha puesta en servicio con decreto en Julio 2011
 - **Subestaciones nuevas** : 2.5 años / Enero 2014
 - **Líneas del SING y Líneas de transmisión zona Charrúa – Diego de Almagro**: 5 años / Julio 2016
 - **Líneas de menos de 80 kms de longitud en la zona central (Nogales-Alto Jahuel)**: 4 años / Julio 2015
 - **Líneas de transmisión zona Charrúa – Puerto Montt**: 5.5 años / Enero 2017
 - **Cambios de conductor línea existente**: 2 años / Julio 2013
 - **Tendido de segundo circuito en estructura de doble circuito**: 2 años /Julio 2013

Valores de inversión

Inversiones promedio

Inversiones en líneas sin considerar servidumbres

Tipo de línea	kUS\$/Km
Línea 2x500kV con un circuito tendido	340
Línea 2x500kV, con ambos circuitos tendidos	450
Línea 1x500kV	270
Línea 2x220kV 4c/fase con ambos circuitos tendidos	440
Línea 2x220kV 2c/fase 1 circuito tendido	205
Línea 2x220kV 2c/fase, con ambos circuitos tendidos	275
Línea 2x220kV 1c/fase 1 circuito tendido	165
Línea 2x220kV 1c/fase, con ambos circuitos tendidos	210

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

Estudio de Expansión del SIC: Diagnóstico y Formulación de Alternativas

Santiago, 25 de Enero de 2011

Diagnóstico y soluciones

Criterios de Evaluación Económica

- Comparación de alternativas de transmisión para una expansión de la generación definida
- Costos asociados a instalaciones de transmisión
 - Inversión anualizada (AVI)
 - O&M anual (COMA)
- Criterio de evaluación: mínimo costo presente de AVI+COMA + el costo operativo térmico - valor presente del agua embalsada a fines de 2025.
- La operación simulada respeta capacidades máximas de transmisión por tramo

Diagnóstico y soluciones

Criterios de Operación Eléctrica

- Modelo de simulación de la operación eléctrica : Power Factory - Digsilent
- Se utilizaron despachos de generación y demanda SDDP y variaciones en torno a un punto de operación.
- Selección de condiciones de mayor exigencia: definidas por transmisiones máximas previstas o bloques de demanda máxima con condiciones críticas para control de la tensión.
- Límites fueron determinados con criterio conservador para garantizar validez de las alternativas evaluadas.
- En etapa de evaluación, básicamente estudios de flujos de potencia y estabilidad de tensión en condiciones normales y ante contingencia simple.
- Posteriormente, verificación detallada del cumplimiento de la NT para ampliaciones recomendadas.

Diagnóstico y soluciones

Criterios de Operación Eléctrica

- Artículo 5-5 de la Norma Técnica (actualizada Septiembre 2010) establece:
 - La planificación para el desarrollo del SI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas (Criterio N-1).
 - La aplicación del Criterio N-1 para efectos de la planificación a que se refiere el presente artículo, no deberá considerar la utilización de los recursos EDAC, EDAG y/o ERAG activados por señal específica (desenganches directos, distintos de los producidos por subfrecuencia o subtensión).

Diagnóstico y soluciones

Criterios de Operación Eléctrica

- Se consideró que ante falla de severidad 4 (fallas sin reconexión en líneas de doble circuito), el flujo por el circuito sano no supere su capacidad máxima (tomando en cuenta la redistribución de los flujos a través de vías alternativas que operen en normalmente en anillo).
- En el período anterior a la fecha más próxima de p/s de las ampliaciones, se aplicaron límites CDEC y se supuso que el CDEC podría hacer uso de DAC o DAG .
- Límites por conductor para líneas: ante contingencia simple de circuitos o de unidades generadoras mayores, transferencia post-falla no debe superar límite de conductor a 25°C (marzo-noviembre) o 30°C (diciembre-febrero).
- Límites por estabilidad de tensión: a partir de un análisis de curva P-V incluyendo la contingencia.

Diagnóstico y soluciones

Criterios de Operación Eléctrica

- Autotransformadores 500/220 kV: Se verificó que no presentaran sobrecarga ante una contingencia simple en líneas de transmisión. Se consideró compensación reactiva 100 MVar.
- Aplicación del criterio N-1 ante fallas en transformadores : Art. 5-8, reserva energizada o desenergizada disponible antes de 96 horas, aceptando desconexión de carga si es óptimo económicamente.
- Factor de potencia de las demandas: considera cumplimiento de las disposiciones de la NT.
- Se consideraron ampliaciones de las líneas y transformadores de sistemas adicionales y de subtransmisión al presentar sobrecargas
- Mantenimiento de unidades generadoras: considerado en los despachos SDDP.

Diagnóstico y soluciones

Criterios de Operación Eléctrica

- Compensación reactiva al final del período:

MVar	CNE		Alt 1		Alt 2	
	CCEE	CER c/r	CCEE	CER	CCEE	CER
Norte	400	-60/+60	400	-60/+60	350	-60/+100
Centro	800		800		800	
Sur	200		200		100	
Total	1400		1400		1250	



Diagnóstico y soluciones – Zona norte

□ Diego de Almagro – Cardones

- Este tramo tiene actualmente sólo un circuito, por lo cual ante una falla y sin generación de Taltal se produce pérdida de consumos
- Por esta razón, en todos los escenarios se construye nuevo circuito para cumplir criterio de seguridad de suministro, ya que es más económico que mantener a Taltal generando constantemente (diesel o GNL)
- Segundo circuito depende de :
 - Disponibilidad de GNL en Taltal
 - Cierre de ciclo combinado en Taltal
 - Desarrollos mineros en Carrera Pinto
- Recomendación: Julio de 2016, Diego de Almagro-Cardones, línea de 2x220 kV

Diagnóstico y soluciones – Zona norte

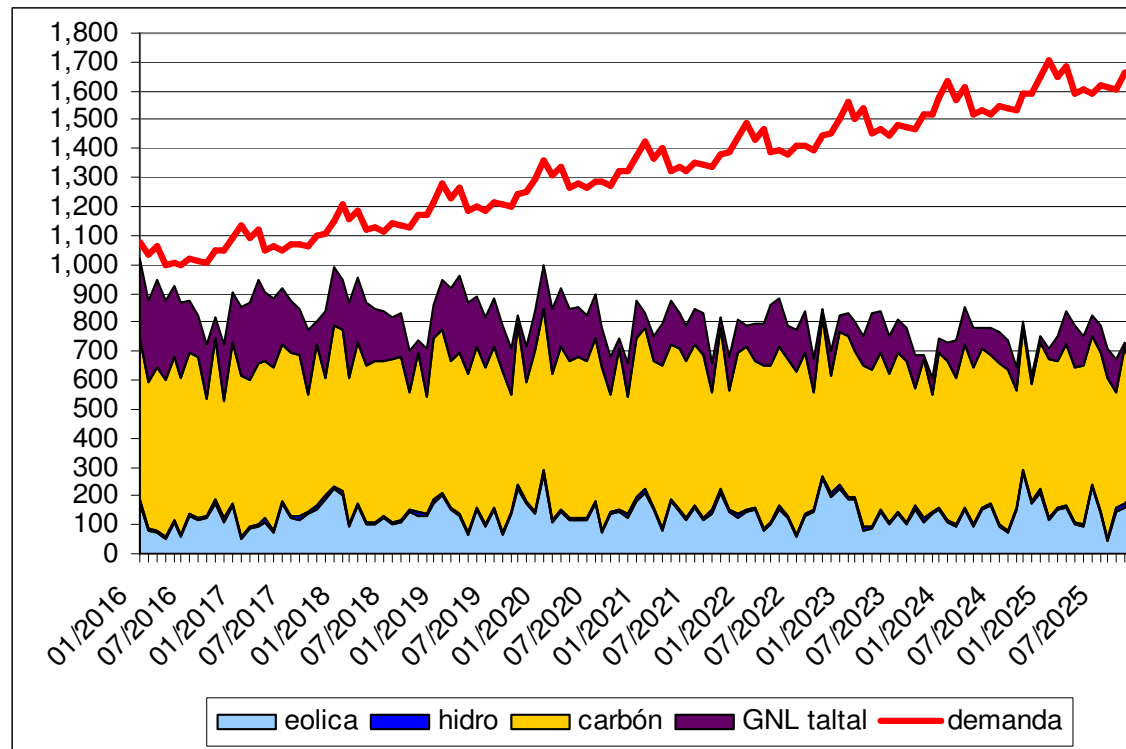
□ Resultados Zona Norte: Cardones-Nogales:

- El resto del norte del SIC, entre Cardones y Pan de Azúcar, presenta mayor incertidumbre en cuanto a demanda y generación
- Esto produce un efecto en las instalaciones de transmisión necesarias desde Nogales hasta Cardones
- Por estos motivos, se modelan escenarios futuros y se resuelve el problema de transmisión para cada uno de ellos

Diagnóstico y soluciones – Zona norte

Norte del SIC - Escenario CNE

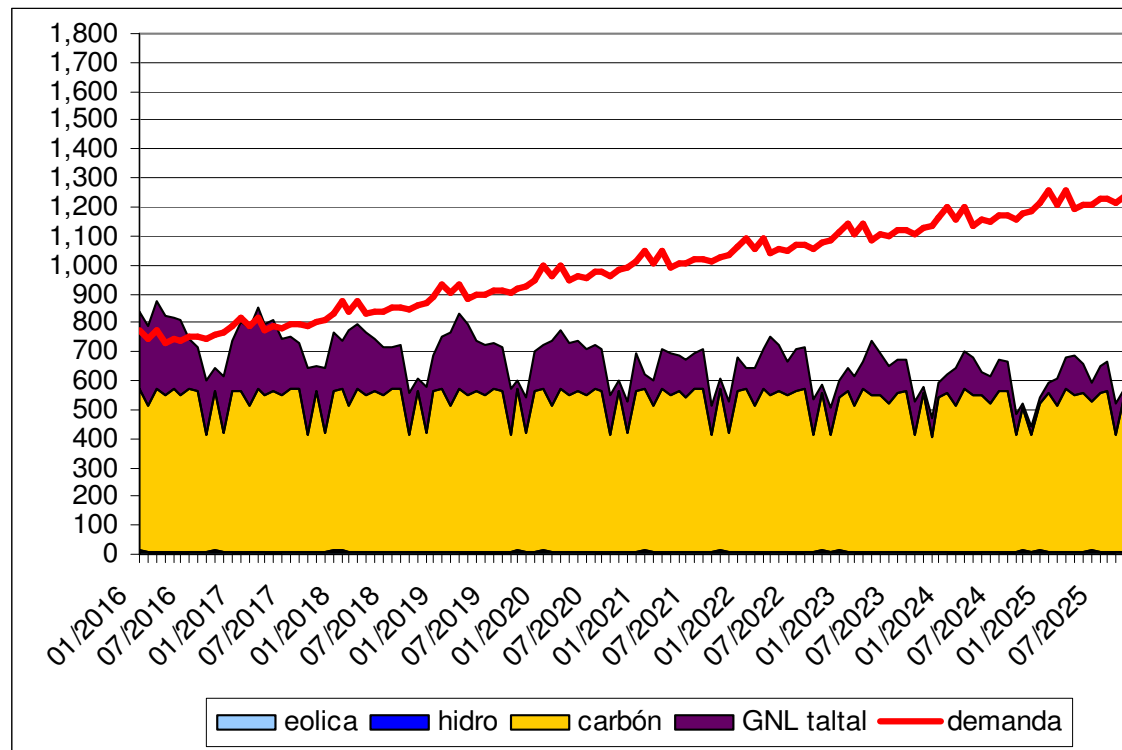
Demanda y Generación económica al norte de Nogales (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario CNE

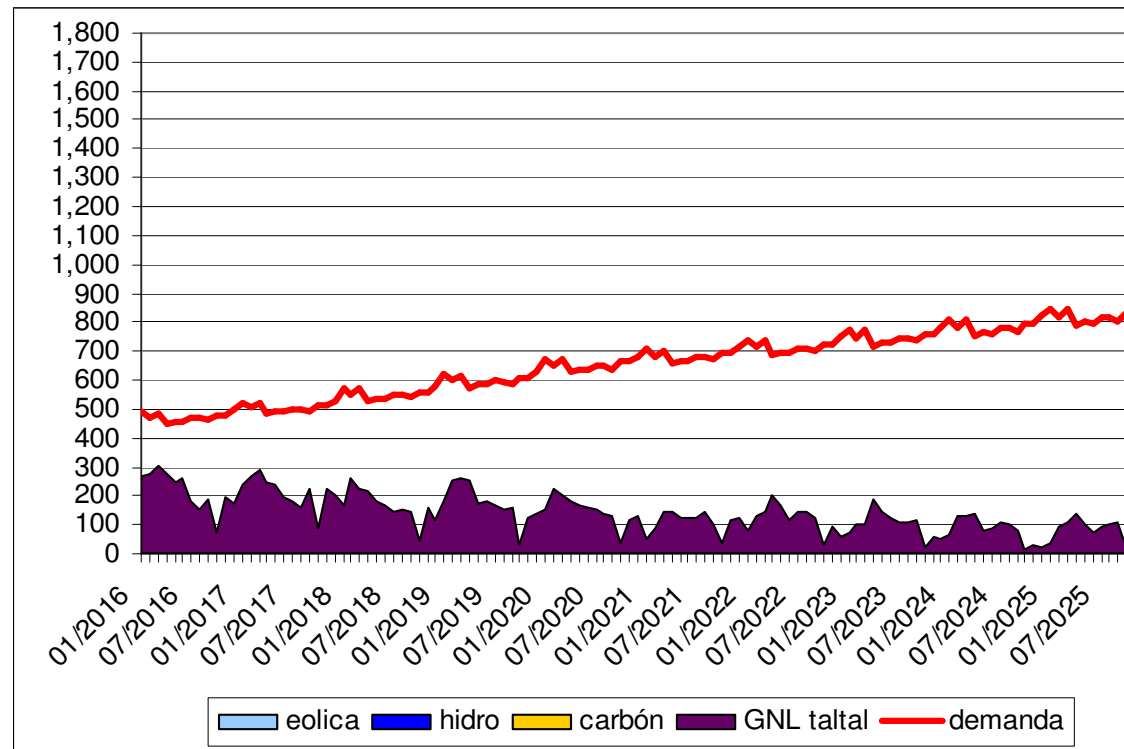
Demanda y Generación económica al norte de Pan de Azúcar (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario CNE

Demanda y Generación económica al norte de Maitencillo (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario CNE

- Se aprecia un horizonte donde aumentan las transmisiones sur-norte en todos los tramos del norte debido a que no se instalan unidades de generación económicas
- Los niveles de potencia en torno a lo 700 MW medios o más en condiciones normales para después del año 2020 necesitan una solución robusta
- La solución inicial debe mantenerse todo el período de estudio o adaptarse para transmitir eficientemente niveles crecientes de potencia. No es económico ni sustentable desarrollar una línea similar a las actuales y más adelante construir nuevas líneas en paralelo

Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario CNE

- Los tramos con mayores exigencias son desde Nogales a Pan de Azúcar y de Cardones a Maitencillo.
- Para estos tramos el Consultor propone construir líneas de 4 conductores por fase en estructuras de 500kV (para líneas de 220kV el costo es similar)
- El tramo Maitencillo – Pan de Azúcar presenta menores exigencias, sin embargo, el Consultor estima conveniente construir el mismo tipo de línea debido a que los flujos seguirán creciendo después del año 2025 y comienza a ser conveniente una energización en 500kV entra Pan de Azúcar y Cardones.
- Las soluciones entran en operación en distintos años. Desde Nogales a Pan de Azúcar el 2016 y desde Pan de Azúcar a Cardones el año 2018.

Diagnóstico y soluciones

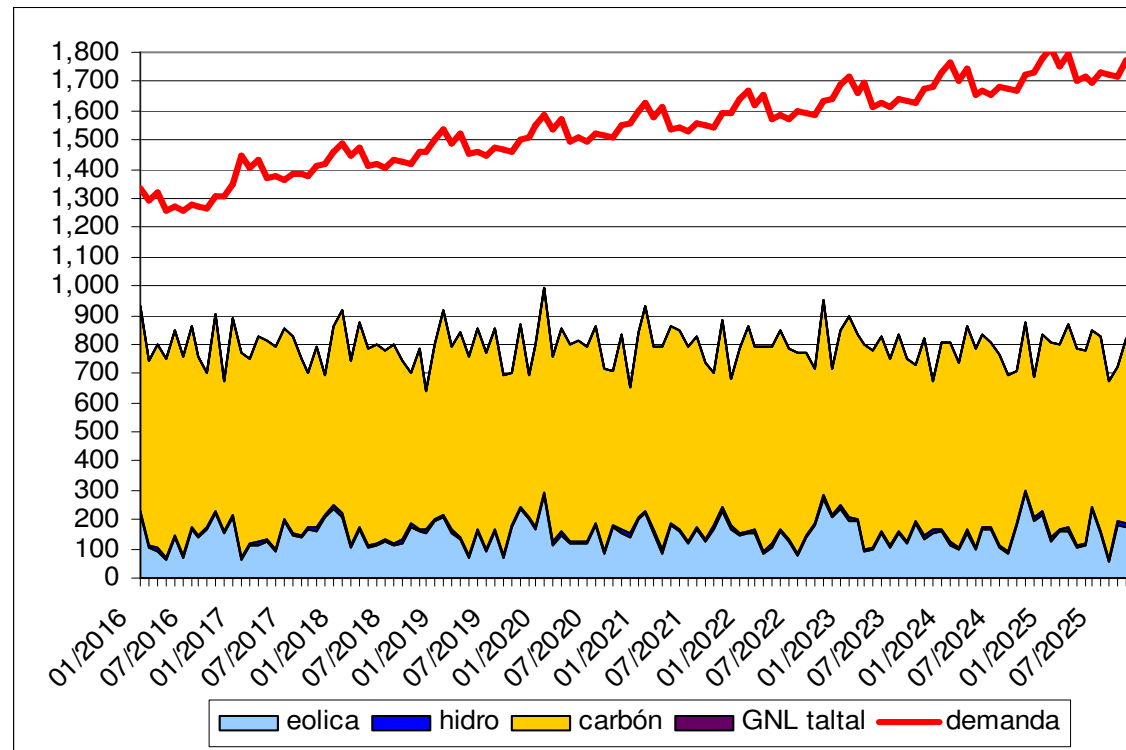
Norte del SIC - Escenario CNE

- La evaluación del consultor compara la operación de estas líneas en 220kV o 500kV en el largo plazo
- El resultado indica que es conveniente energizar el tramo Nogales – Pan de Azúcar en 500kV el año 2021

Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 1

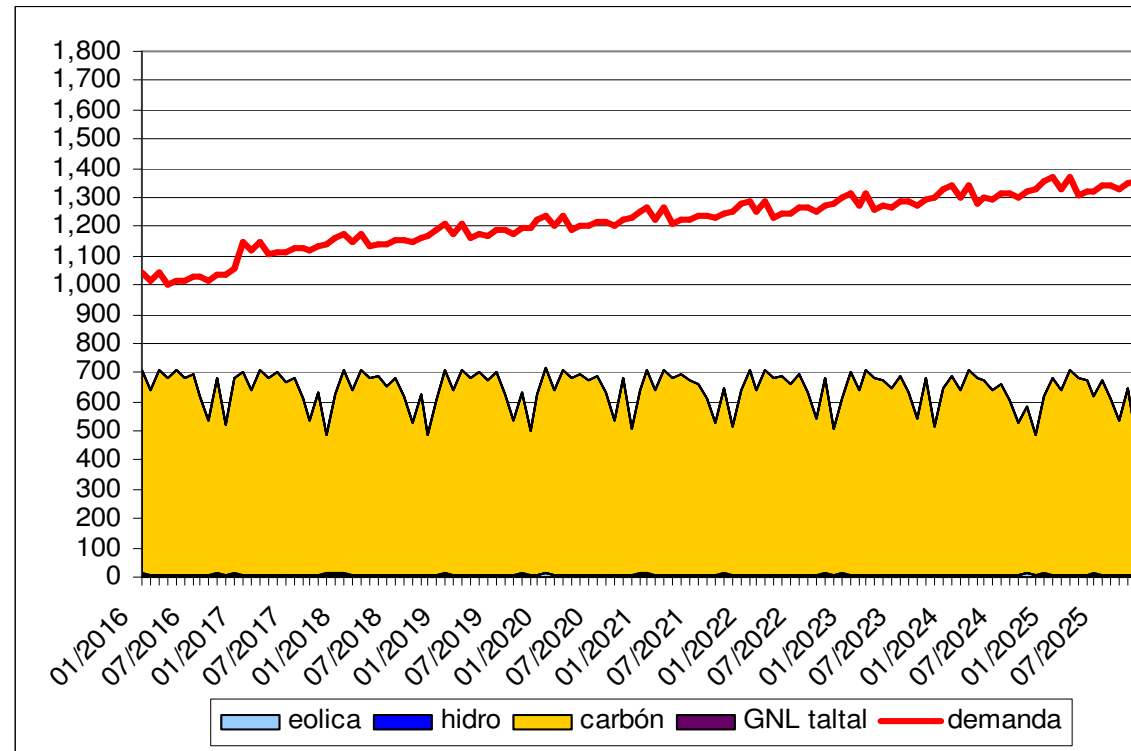
Demanda y Generación económica al norte de Nogales (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 1

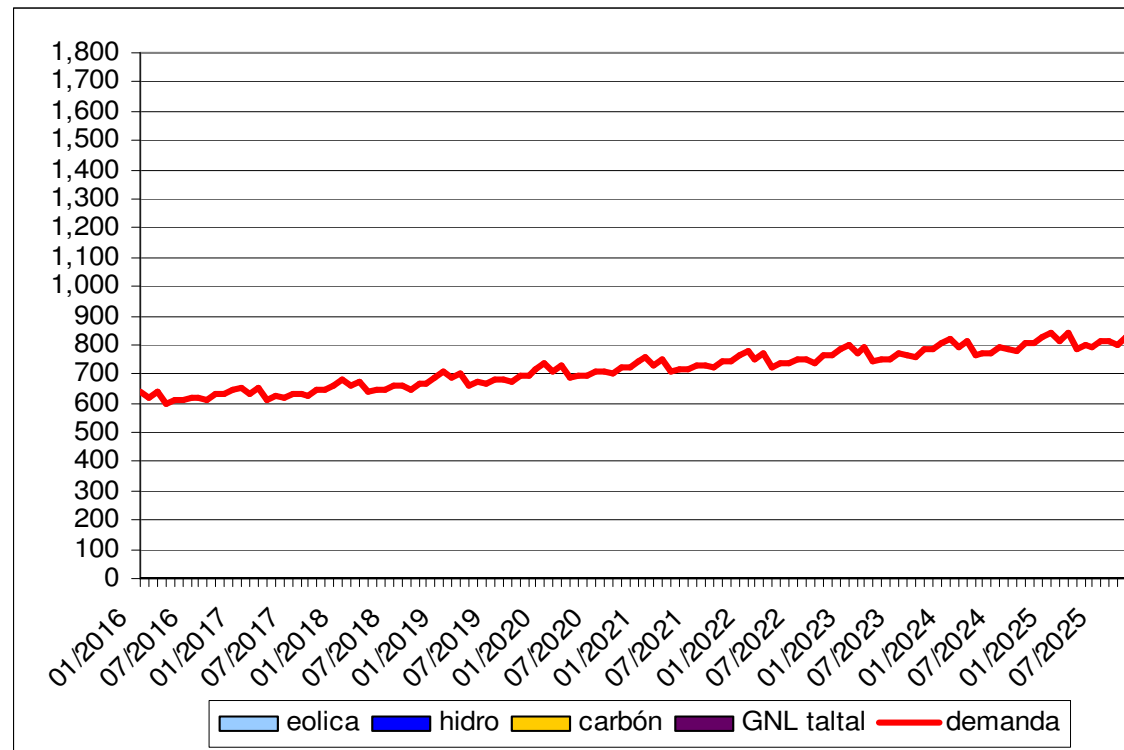
Demanda y Generación económica al norte de Pan de Azúcar (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 1

Demanda y Generación económica al norte de Maitencillo (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 1

- Es similar al escenario CNE pero las grandes transmisiones de potencia se adelantan debido los proyectos mineros. Ya el año 2017 se transmiten 600 MW en situaciones normales en los tramos más exigidos
- Por este motivo, las soluciones son las mismas, línea de 4 conductores por fase en estructuras para 500kV y todos son necesarias desde el año 2016.
- La evaluación consistió en operar con distintas alternativas:
 - Polpaico – Pan de Azúcar – Cardones en 220kV
 - Polpaico – Pan de Azúcar en 500 kV y Pan de Azúcar-Cardones en 220kV
 - Polpaico – Pan de Azúcar - Cardones en 500 kV

Diagnóstico y soluciones

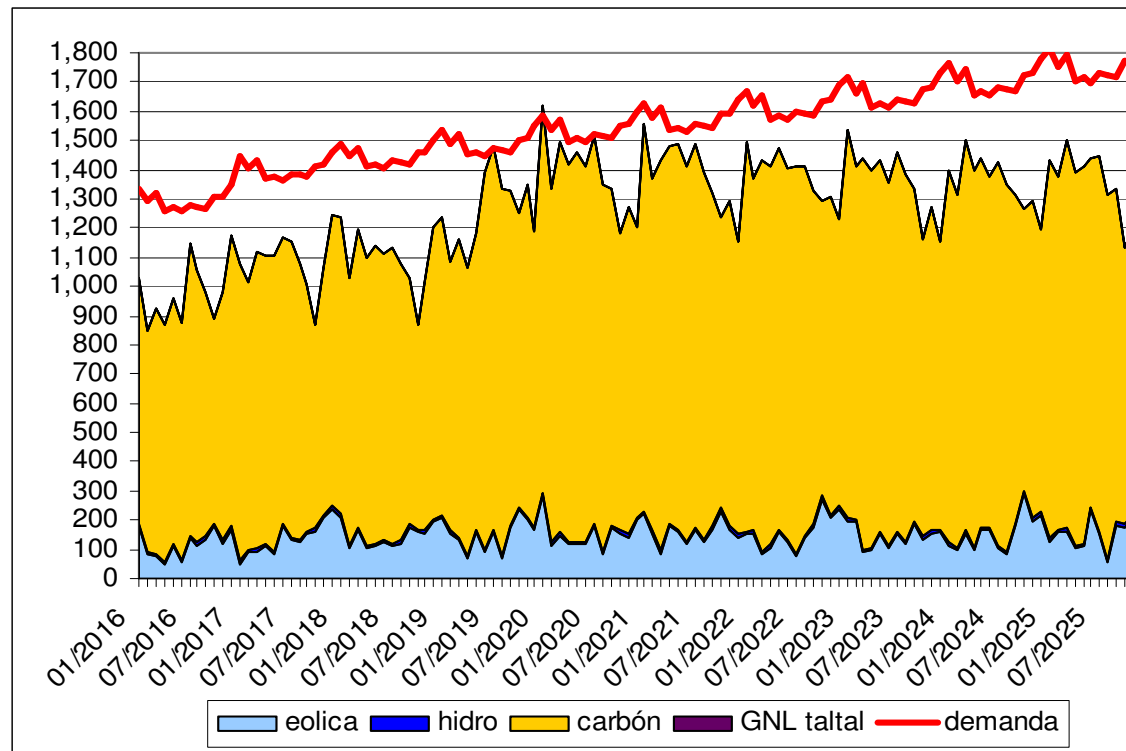
☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 1

- El resultado obtenido fue:
 - Polpaico – Pan de Azúcar en 500 kV y Pan de Azúcar-Cardones en 220kV

Diagnóstico y soluciones: Zona Norte

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 2

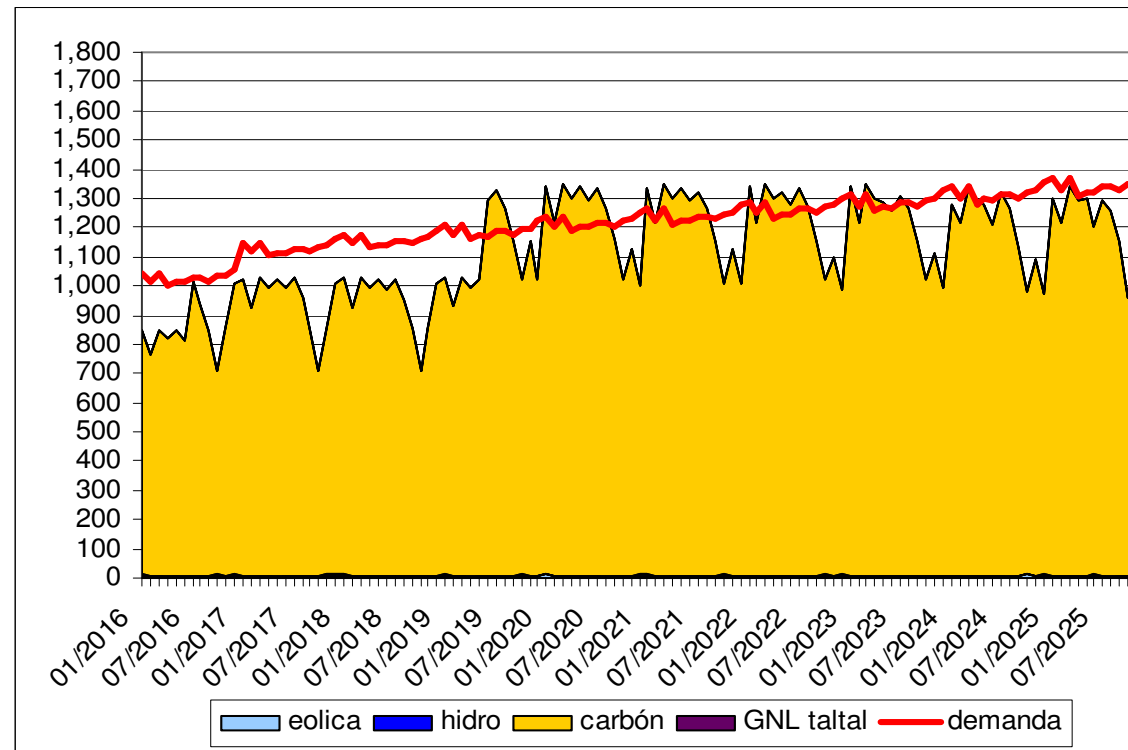
Demanda y Generación económica al norte de Nogales (MW medios)



Diagnóstico y soluciones: Zona Norte

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 2

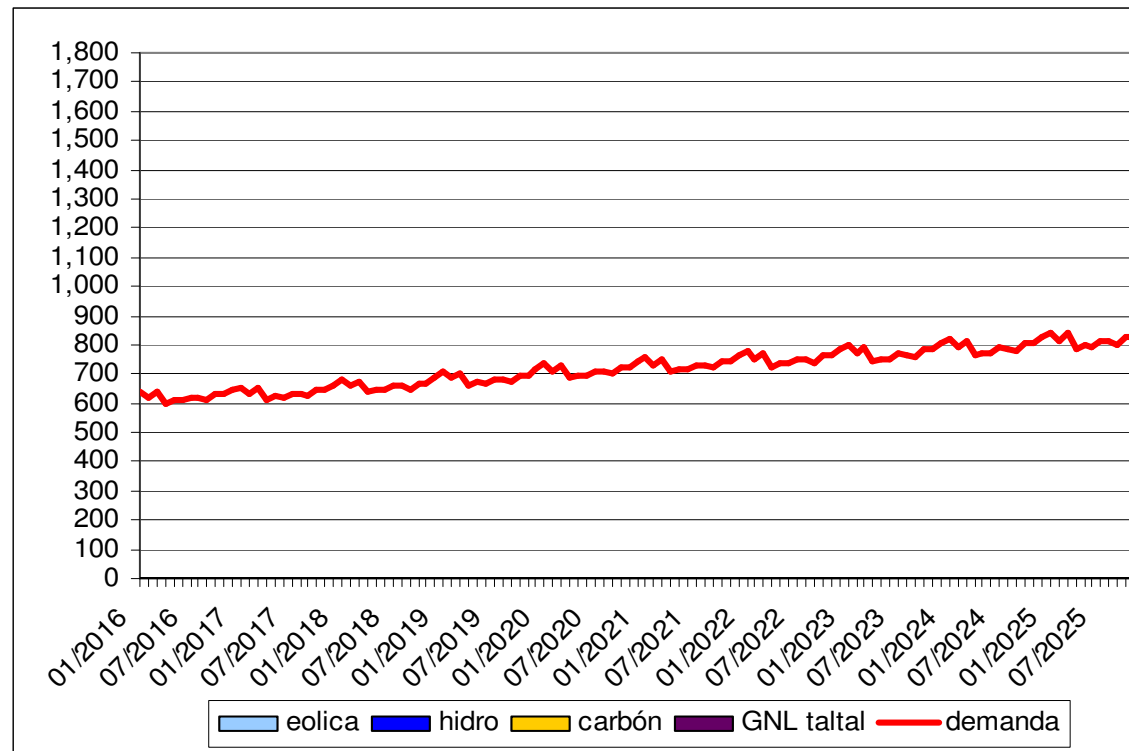
Demanda y Generación económica al norte de Pan de Azúcar (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 2

Demanda y Generación económica al norte de Maitencillo (MW medios)



Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 2

- Las unidades a carbón disminuyen las transmisiones de sur a norte a excepción del tramo Cardones-Maitencillo (suponiendo que la central se ubica en Maitencillo). Por lo tanto, para ese tramo se mantiene la solución de los escenarios anteriores.
- Desde Nogales hasta Maitencillo, la solución de transmisión debe soportar la salida intempestiva de la futura unidad a carbón de 320 MW cuando una unidad de Guacolda está en mantenimiento, es decir, una holgura de 460 MW.
- Los proyectos de transmisión deben entrar en servicio el año 2016.

Diagnóstico y soluciones

☐ Norte del SIC - Escenario Alternativo 2

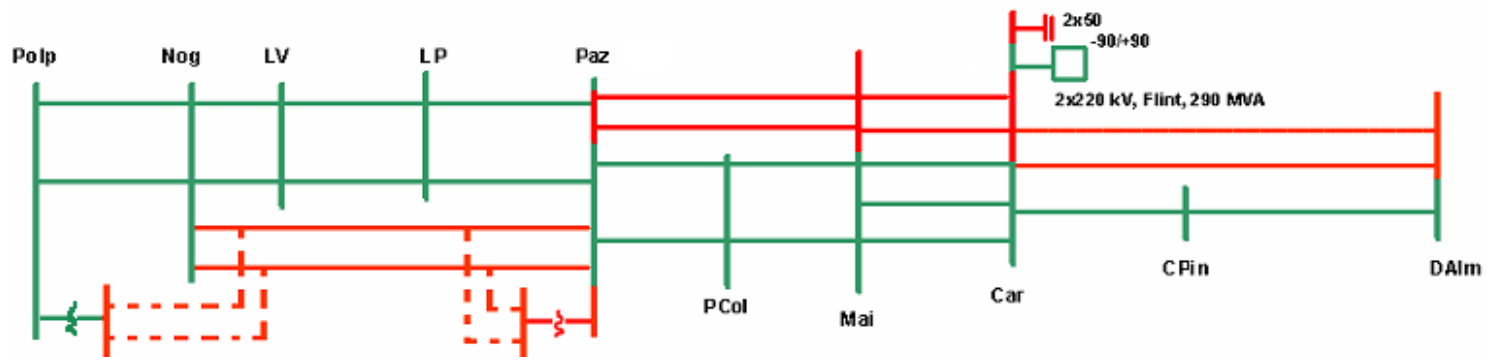
- Las soluciones analizadas y que permiten satisfacer los requerimientos de seguridad para el sistema fueron:
 - Línea de 2 conductores por fase en torres para 220kV solamente
 - Línea de 4 conductores por fase en torres para 500kV operada en 220kV
- La evaluación determinó que es más conveniente la primera opción: Línea de 2 conductores por fase para 220kV.

Diagnóstico y soluciones: Zona Norte

- ❑ Recomendación para el norte:
 - Hay 3 escenarios con distintas soluciones
 - Para tomar una decisión única se usa el método MiniMax Regret (mínimo de los máximos arrepentimientos) con algunas particularidades:
 - Se decide ahora la construcción del tipo de línea y queda determinada su fecha de puesta en servicio
 - Las obras de subestaciones demoran como máximo 2 años y medio por lo tanto la decisión en cuanto al nivel de tensión de operación se puede postergar.

Diagnóstico y soluciones: Zona Norte

- Recomendación para el norte:
 - La decisión obtenida del MiniMax Regret fue construir líneas de 4 conductores por fase en torres para 500kV, entrando en julio de 2016, entre:
 - Nogales y Pan de Azúcar
 - Pan de Azúcar y Maitencillo
 - Maitencillo y Cardones



Diagnóstico y soluciones: Zona central

□ Zona Central

- Para el abastecimiento de la zona metropolitana se recomienda la construcción de la subestación Lo Aguirre para enero de 2017 en su fase 1, es decir, seccionando un circuito Alto Jahuel – Polpaico y un solo transformador 500/220kV.
- Por razones de seguridad de abastecimiento, se recomienda una nueva línea similar a la actual entre Lo Aguirre y Melipilla para enero de 2017.
- Para evitar esquemas DAG o RAG se recomienda una nueva línea similar a la actual entre Melipilla y Rapel para enero de 2017
- Dependiendo de 3 factores: nuevas centrales de gran magnitud al sur de Jahuel, el desarrollo de consumos mineros y la inexistencia de proyectos a carbón en el norte, se podría necesitar una nueva línea entre Alto Jahuel y Polpaico. Por lo tanto, se condiciona su entrada.

Diagnóstico y soluciones-Actual sistema de 500kV

- Actual sistema de 500kV Charrúa – Alto Jahuel
 - Con la entrada del circuito Alto Jahuel – Ancoa actualmente en construcción se acaban las limitaciones de este tramo
 - Se presentan congestiones entre Charrúa y Ancoa debido al ingreso de las unidades de carbón Bocamina 2 y Santa María inyectando en Charrúa.
 - El año 2013 entra en servicio un tercer transformador Charrúa 500/220 pero por la limitación en la línea no se utiliza esta capacidad
 - El Consultor evaluó para cada escenario la incorporación de :
 - Un tercer circuito Charrúa y Ancoa
 - El proyecto anterior más el tendido del cuarto circuito Alto Jahuel – Ancoa
 - Lo proyectos anteriores más un cuarto transformador Charrúa-Ancoa

Diagnóstico y soluciones-Actual sistema de 500kV

Actual sistema de 500kV Charrúa – Alto Jahuel

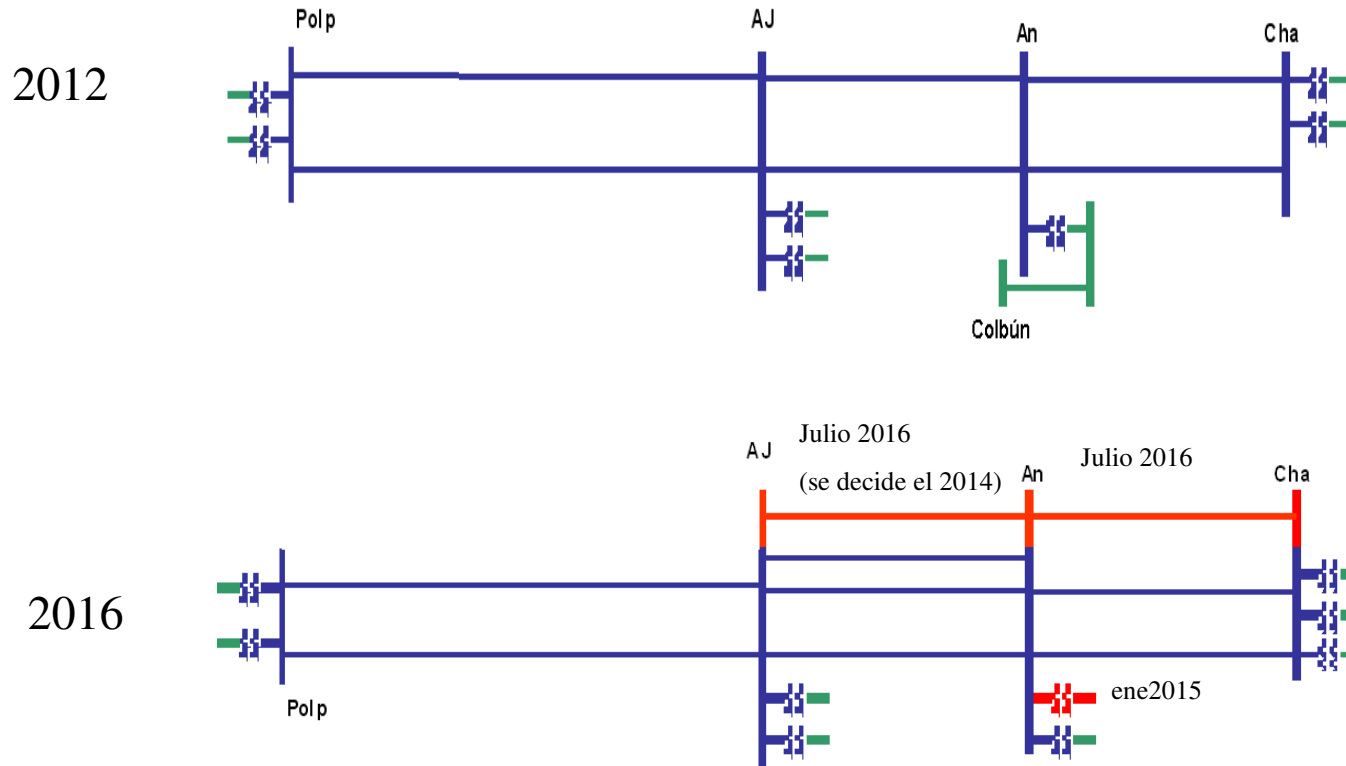
- Los resultados indicaron:

Proyecto/Escenario	CNE	ALT1	ALT2
Tercer circuito Charrúa-Ancoa	NO	SI	SI
Cuarto circuito Ancoa - Alto Jahuel	NO	SI	SI
4to trafo Charrúa 500/220	NO	NO	NO

- En el escenario CNE los beneficios de contar con el tercer circuito Charrúa-Ancoa son mayores a las anualidades los años 2016 y 2017.
- El consultor cree que seguramente entrarán proyectos relevantes de generación al sur de Charrúa en el período 2016-2020 como algunos indicados en los escenarios alternativos, por lo cual recomienda la construcción de esta obra lo más pronto posible.
- El tendido del cuarto circuito Alto Jahuel – Ancoa se decide el año 2014

Diagnóstico y soluciones-Actual sistema de 500kV

- Nuevas obras sistema de 500kV Charrúa – Alto Jahuel



Diagnóstico y soluciones-Zona Sur

De Charrúa al Sur

- Entre Charrúa y Cautín se gatillan ampliaciones sólo si aparecen grandes unidades de generación desde Cautín al Sur.
- Entre Cautín y Ciruelos se presenta la misma situación anterior, sin embargo, de no instalarse nueva centrales, es necesario una nueva línea de 2x220 con un circuito tendido para el año 2019 lo que permitirá abastecer los consumos de Ciruelos al sur. Esta obra entra en servicio recién el 2019 debido a que la central San Pedro, justamente en la subestación Ciruelos, reduce la necesidad de una ampliación en años previos.
- Antes de la nueva línea Cautín – Ciruelos se recomienda hacer cambio de conductor el año 2017 durante los meses de mayor generación hidrológica al sur de Ciruelos, pero es una decisión a tomar el año 2015.

Diagnóstico y soluciones-Zona Sur

De Charrúa al Sur

- Desde Ciruelos al sur, a excepción de Rucatayo, no hay centrales relevantes en construcción, por lo tanto se producen congestiones en el tramo Ciruelos-Valdivia ya el año 2014 en algunas situaciones hidrológicas
- Como solución un cambio de conductor entre Ciruelos y Valdivia para que entre en servicio en julio de 2013. Se recomienda realizar estos trabajos durante un período en que los flujos obtenidos por el despacho económico en este tramo sean cercanos a cero, de tal manera de mantener un criterio de seguridad ante falla del circuito sano y evitar altos costos de operación.

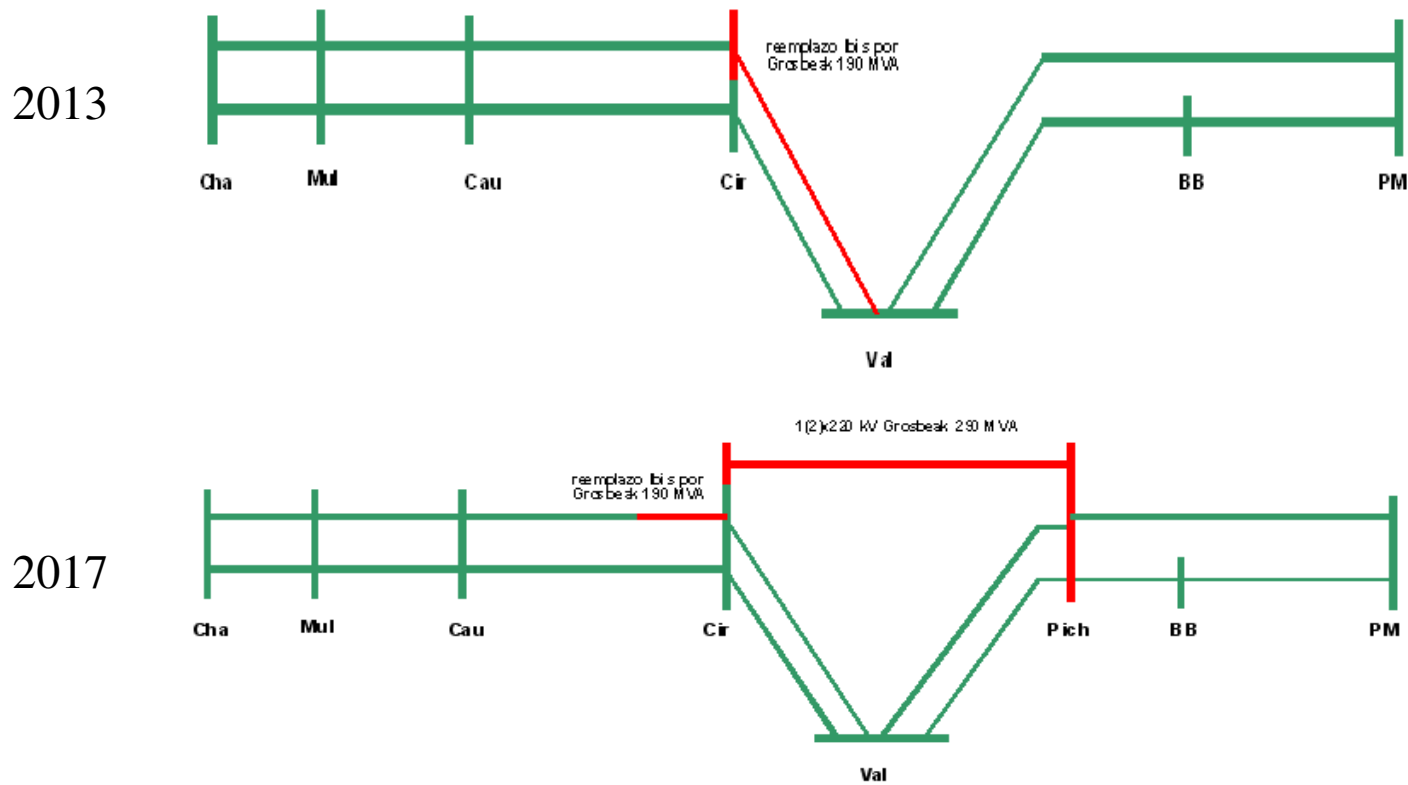
Diagnóstico y soluciones-Zona Sur

□ De Charrúa al Sur

- La zona que rodea la subestación Valdivia está saturada, por lo cual resulta difícil llegar y salir con nuevas líneas.
- Por este motivo, se crea la nueva subestación Pichirropulli, que secciona la línea entre Valdivia y Puerto Montt. Con ello, puede alimentar Valdivia por las líneas actuales y para los consumos ubicados más al sur se construye una nueva línea entre Ciruelos y Pichirropulli el año 2017.
- De Pichirropulli al sur se presentan congestiones en algunas series hidrológicas desde el año 2014 pero recién se justifica económicamente un nuevo circuito Pichirropulli – Puerto Montt el año 2018 junto con un cambio de conductor (decisión a tomar el año 2016)

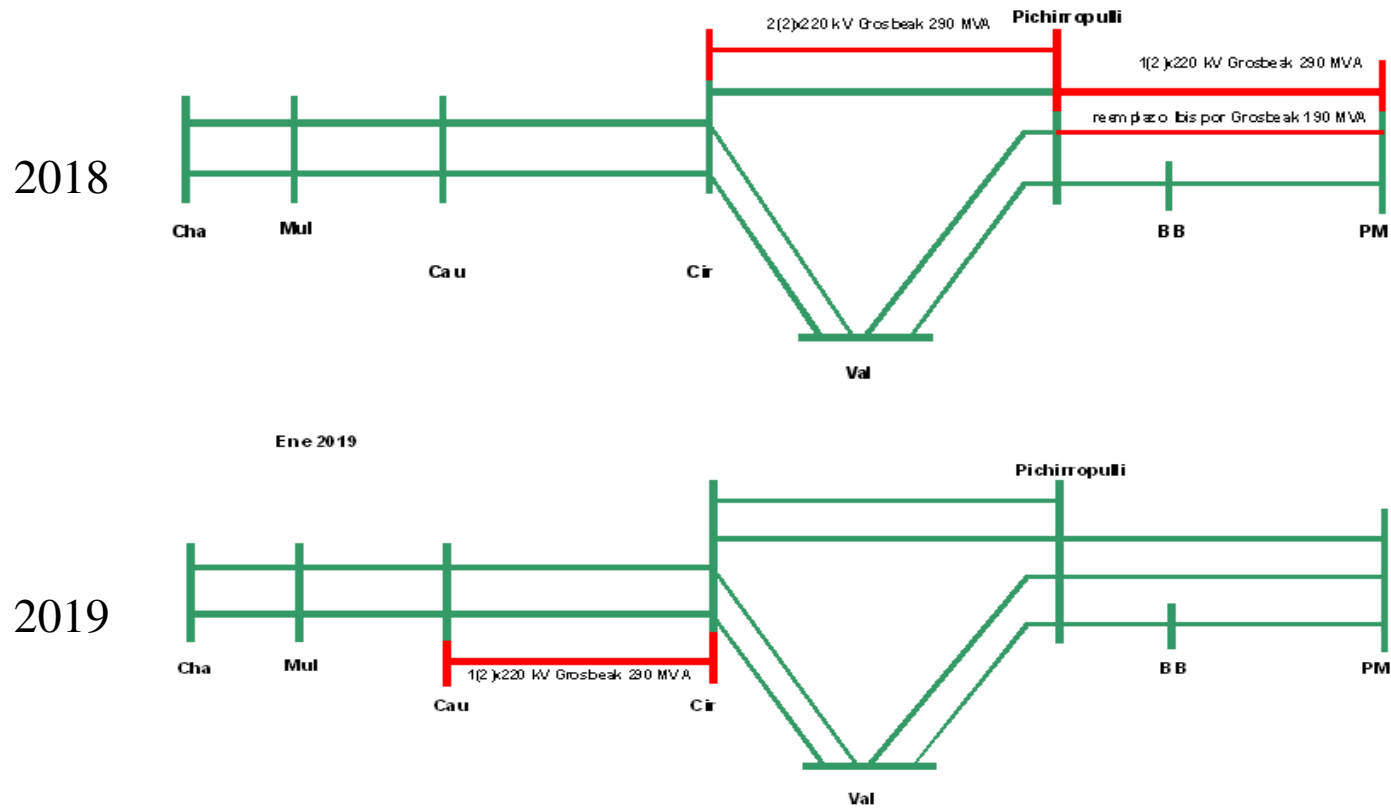
Diagnóstico y soluciones-Zona Sur

De Charrúa al Sur – Resumen de obras



Diagnóstico y soluciones-Zona Sur

De Charrúa al Sur – Resumen de obras



Recomendación de expansiones SIC

ZONA NORTE				
Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite Decreto de Expansión	VI (millones US\$)
Junio 2014	Instalación de un CER Cardones -60/+100 MVAR	Obra Nueva	Enero 2012	20.7
Junio 2014	Modificación Línea Maitencillo-Cardones	Ampliación de Transelec	Junio 2012	2.7
Julio 2016	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	37.0
Julio 2016	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, tendido del segundo circuito	Obra Nueva	Julio 2011	8.5
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	63.2
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, tendido del segundo circuito	Obra Nueva	Julio 2011	16.1
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Maitencillo - Pan de Azúcar operada en 220kV con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	102.9
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Maitencillo - Pan de Azúcar operada en 220kV , tendido del segundo circuito	Obra Nueva	Julio 2011	27.2
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar - Nogales, operado en 220kV con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	158.0
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar – Nogales operada en 220kV , tendido del segundo circuito	Obra Nueva	Julio 2011	39.0
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Nogales – Polpaico y subestaciones Polpaico y Pan de Azúcar en 500 kV, para la operación en 500kV de la línea Polpaico-Pan de Azúcar	Obra Nueva	Julio 2012	192.9

Recomendación de expansiones SIC

ZONA CENTRO				
Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Fecha límite Decreto de Expansión	VI (millones US\$)
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel ,con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2012	59.6
Enero 2017	Primera etapa subestación Lo Aguirre, seccionando un circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye un transformador 500/220 kV.	Obra Nueva	Enero 2013	69.0
Enero 2017	Línea 1x220 kV Melipilla-Rapel	Obra Nueva	Enero 2013	23.7
Enero 2017	Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 con un circuito tendido circuito	Obra Nueva	Enero 2013	27.8
Enero 2018	Segunda etapa subestación Lo Aguirre, seccionando el otro circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye segundo transformador 500/220 kV	Obra Nueva	Julio 2015	27.8

ZONA CENTRO SUR				
Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Decreto de Expansión	VI (millones US\$)
Abril 2012	Conexión Colbún-Ancoa	Ampliación de Colbún	Julio 2011	3.3
Enero 2015	Segundo transformador Ancoa 500/220	Obra Nueva	Julio 2012	20.5
Julio 2016	Línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	140.4
Julio 2016	Línea de 500 kV Alto Jahuel-Ancoa, tendido del cuarto circuito	Ampliación de Elecnor	Julio 2014	64.7

Recomendación de expansiones SIC

ZONA SUR				
Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación	Decreto de Expansión	VI (millones US\$)
Junio 2013	Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV.	Ampliación de Transelec	Julio 2011	2.0
Enero 2017	Línea Charrúa-Mulchén 2x500 operado en 220kV con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	49.5
Enero 2017	Línea Mulchén-Cautín 2x500 operado en 220kv con un circuito tendido	Obra Nueva	Julio 2011	71.9
Enero 2017	Línea Cautín-Ciruelos 2x500 kV operada en 220kV	Obra Nueva	Julio 2011	91.1
Enero 2017	Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli 2x220 tendido 1 circuito.	Obra Nueva	Julio 2011	45.5
Enero 2018	Línea 2x220 kV Pichirropulli-Puerto Montt 2x220 tendido 1 circuito	Obra Nueva	Julio 2012	52.9
Enero 2019	Línea Charrúa-Mulchén 2x220 con un circuito tendido	Obra Nueva	Enero 2014	30.5
Enero 2019	Línea Mulchén-Cautín 2x220 con un circuito tendido	Obra Nueva	Enero 2014	45.4
Enero 2019	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV tendido 1 circuito	Obra Nueva	Julio 2013	45.2

Audiencia Pública Estudio de Transmisión Troncal

Estudio de Expansión del SING: Bases, Diagnóstico y Soluciones

Santiago, 25 de Enero de 2011

SING: Bases

- Horizonte: abril de 2010 a diciembre de 2025
- Se utilizó la misma demanda total del Informe Técnico Definitivo (ITD) sólo en escenario CNE
- La demanda CNE asigna un crecimientos relativamente constantes para todas las barras del SING, sin incorporar aumentos específicos de los consumos mineros.
- Para el periodo 2021-2025 se usó la misma correlación entre el consumo eléctrico per cápita y el PIB, obteniendo un crecimiento de 4.6% para el SING, usado para el escenario CNE.

SING: Bases

- Para los escenarios alternativos se hizo lo siguiente:
 - Para los clientes regulados y clientes libres de menor tamaño se mantiene la proyección de demandas de la CNE
 - Para los grandes consumos mineros con proyectos de expansión conocidos, la proyección se hizo con incrementos de demanda estimados por el consultor.
 - Los demás grandes consumos mineros se mantuvieron constantes e igual al consumo de 2010 proyectado por la CNE

SING - Proyectos Mineros en escenarios alternativos

Proyecto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020->
Collahuasi	164	164	180	250	250	250	320	370	420	520	520	520
Escondida	419	430	430	430	430	430	490	550	550	550	550	550
Esperanza	3	20	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Gaby	56	62	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Mina Ministro Hales			0	20	70	88	88	88	88	88	88	88
Quebrada Blanca	6	7	7	7	7	7	7	7	7	100	200	200
Sierra Gorda					10	30	110	200	200	200	200	300

SING: Bases

☐ Combustibles, Escenario CNE y ALTERNATIVOS

- Los precios del diesel y carbón siguen la misma lógica de factores de modulación que se modela para el SIC. Para el período 2021-2025: se usa variación promedio del período 2018-2020
- Período 2010-2012, se usó precio GNL de ITD, y corresponde a aquél que permite cumplir con los contratos privados suscritos por las empresas generadoras.
- GNL Disponible para ciclos combinados

Año	Carbón 7000 kcal/kg US\$/Ton	Pet. Crudo WTI US\$/Ton	GNL1 (1) US\$/MMBtu
2013	101,5	86,1	7,54
2014	106,8	88,7	8,08
2015	110,6	91,3	8,47
2016	116,9	92,6	8,73
2017	120,4	95,5	8,98
2018	124,6	99,1	9,60
2019	129,2	103,1	10,27
2020	134,4	107,5	10,97

(1) Aplicable U16 y CTM3 en el SING (2013 ->)

Precio Gasatacama= Precio CTM3 + 1.67 US\$/MBtu

SING: Bases

- Escenarios de expansión de la generación:
 - El escenario CNE presenta la expansión del ITD abril 2010 hasta el año 2020. El periodo 2021-2025 se completa con unidades a carbón en Chacaya y Tarapacá de forma que ellas obtengan un 9% de rentabilidad
 - Los escenarios alternativos 1 y 2 incorporan centrales carboneras de 200MW desde el año 2018 en adelante, pero con distinta ubicación:
 - Alternativo 1: Tarapacá 220 kV
 - Alternativo 2: Chacaya 220 kV

SING - Diagnóstico y soluciones

- Se analizaron 3 tramos del STT que presentaban congestiones en uno o más escenarios: Crucero-Encuentro, Tarapacá-Lagunas y Crucero-Lagunas.
- Se necesitaría una nueva línea Crucero-Encuentro el año 2019 si todas las nuevas unidades de generación se instalan en Mejillones. No se recomienda en este estudio.
- El tramo Tarapacá-Laguna necesita ampliaciones sólo si se instalan nuevas unidades de generación en Tarapacá. Por lo tanto, queda condicionada a ese evento.

SING - Diagnóstico y soluciones

- ❑ La ampliación del tramo Crucero-Lagunas depende de la ampliación del tramo no troncal Encuentro – Collahuasi (ampliación más eficiente para el sistema)
 - Si Encuentro-Collahuasi no se amplía se necesita lo antes posible una nueva línea 2x220 kV Crucero – Lagunas con un circuito tendido. Esto aunque Collahuasi mantenga su consumo.
 - Si Encuentro-Collahuasi se amplía, la nueva línea Crucero – Lagunas se necesita entre los años 2017 y 2019 dependiendo del escenario (consumo de Collahuasi)
- ❑ El consultor recomienda la construcción de una nueva línea Crucero-Lagunas 2x220 con un circuito tendido