

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE MERCADO EN EL SIC CENTRAL POST-INCORPORACIÓN
PROYECTO HIDROAYSÉN (ENLACE HVDC)
EN EL NUDO CHARRÚA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
MANUEL ALEJANDRO BETANCUR VIDAL

PROFESOR GUÍA:

CRISTIÁN HERMANSEN REBOLLEDO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

LUIS VARGAS

OSCAR MOYA

SANTIAGO DE CHILE

MARZO 2008

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DE MERCADO EN EL SIC CENTRAL POST-INCORPORACIÓN PROYECTO
HIDROAYSEN EN EL NUDO CHARRÚA (ENLACE DE CORRIENTE CONTINUA)**

MANUEL ALEJANDRO BETANCUR VIDAL

COMISIÓN EXAMINADORA	CALIFICACIONES		
	NOTA (N°)	LETRAS	FIRMA
PROFESOR GUÍA CRISTIÁN HERMANSEN	:
PROFESOR CO-GUÍA LUIS VARGAS	:
PROFESOR INTEGRANTE OSCAR MOYA	:
NOTA FINAL EXAMEN DE TÍTULO	:

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

SANTIAGO DE CHILE
MARZO 2008

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: MANUEL ALEJANDRO BETANCUR VIDAL
FECHA: 29 ENERO DEL 2008
PROF. GUÍA: Sr. CRISTIÁN HERMANSEN

**“ANÁLISIS DE MERCADO EN EL SIC CENTRAL POST-INCORPORACIÓN
PROYECTO HIDROAYSEN EN EL NUDO CHARRÚA (ENLACE DE CORRIENTE
CONTINUA)”**

Actualmente el potencial hidroeléctrico de la región de Aysén está previsto en más de 8.000 MW, que comparativamente al potencial del país es una importante cifra que se debe tener en consideración. En especial en la región destacan, los ríos Baker y Pascua que en conjunto podrían generar más de 3.000 MW. Es precisamente de lo anterior que nace el proyecto HidroAysén, proyecto que sería ejecutado por las empresas Endesa Chile y Colbún S.A. El proyecto intenta aprovechar el 30% del potencial de la región, inyectando en un plazo de 10 años 2700 MW en el SIC, valor de gran importancia a la hora de conocer el crecimiento de la demanda y el parque generación hacia el futuro.

Existen dos formas de unir el núcleo de generación Aysén con el centro de consumo SIC, que están separados en al menos 1.000 Km del punto más cercano (Puerto Montt); una forma es mediante el convencional enlace de corriente alterna (HVAC) o en su lugar optar por una nueva tecnología, que no conoce antecedente en Chile: Enlace de Corriente Continua o HVDC. Es aquí, lo novedoso del proyecto, la instalación por primera vez en el país de un enlace HVDC. Esta elección tiene muchas razones, que tienen tanto un trasfondo técnico como económico, que finalmente hace optar, bajo ciertas circunstancias por una u otra tecnología.

Actualmente el punto asignado como inyección desde HidroAysén en el SIC, es Santiago. Sin embargo en este trabajo se propone un análisis comparativo de una posible inyección en otro importante punto de consumo (Charrúa). Considerando un horizonte de proyección al año 2013, y asumiendo que entonces estaría en funcionamiento las centrales Baker 1 y Pascua 2 de HidroAysén aportando unos 1200 MW, es que se pondrán en paralelo los efectos económicos (generación y transmisión principalmente) de estos 2 posibles escenarios. Para lograr lo anterior es que en primer lugar se estudia el estado actual del SIC para luego hacer una proyección al año 2013, en donde se tienen 2 importantes situaciones: SIC considerando el enlace HVDC inyectando en Santiago y el SIC considerando enlace HVDC inyectando en Charrúa.

Considerando lo anterior el análisis contempla dos partes, que basan sus enfoques en hidrologías y el crecimiento de la demanda máxima. En primer lugar se estima el crecimiento de la demanda en relación a los últimos años y se proyecta al año 2013, considerando entonces para el SIC 3 tipos de hidrologías (seca, normal y húmeda). La segunda parte consiste en una proyección de la demanda que no guarda relación con la estadística de los últimos años y que en particular se estima un crecimiento al doble del ritmo que lo ha hecho en el último tiempo. El análisis económico para estas 2 situaciones marcan tendencia entre una u otra opción del lugar físico de inyección del enlace HVDC en el SIC, y que bajo ciertas condiciones la elección de inyectar en Charrúa es más conveniente que inyectar en Santiago y viceversa, pero finalmente y considerando de manera global todas las situaciones analizadas o escenarios, para las distintas hidrologías se demuestra que en términos generales la mejor opción de inyección en el SIC, es Santiago, ratificando la decisión que actualmente existe referente al tema.

Quiero agradecer a Dios, por darme esperanza en los momentos en que todo se veía oscuro y sin sentido, y por hacerme sentir capaz de lidiar con los obstáculos y poder lograr las metas que me he propuesto en la vida, ésta es una más.

Quisiera agradecer a todas aquellas personas que han estado conmigo durante todo el proceso de trabajo de esta memoria, que siempre estuvieron dispuestos a ofrecer su ayuda y aportar de alguna forma en la construcción de este trabajo con recomendaciones y/o comentarios, en especial al profesor guía Sr. Cristián Hermansen, por todo el aporte entregado y a mi amigo Carlos Benavides.

También agradecer a aquellas personas que quizás no estuvieron académicamente, pero siempre dando un importante soporte emocional, demostrando en todo momento, como lo han hecho durante toda la vida, el amor y apoyo, a mis padres José Manuel Betancur y María Angélica Vidal, que desde el Kinder en el Saint Paul School, a la enseñanza básica en el Licarayén, la enseñanza media en el Instituto Nacional para finalmente dar quizás el paso más importante de mi vida y pasar por esta gran Universidad, la Universidad de Chile, precisamente mis padres han estado ahí....siempre, toda mi vida.

Como dejar de agradecer a mi adorada Fernandita que desde que llegó a mi vida pasó a ser parte muy importante de ella, y gracias a su apoyo incondicional, y por sobre todo su lealtad hacia mi es que todo lo que pasa hoy pasa a ser una meta más, cumplida.

Este trabajo lo quiero dedicar a mis padres, mi esposa, mi hermana Beatriz que siempre ha sido parte de mi vida, y ha estado ahí, en las malas y en las buenas, y de manera muy especial dedicarle este trabajo a una personita chiquitita hermosa, mi hijita Pía que será partícipe de una de las alegrías más importantes de mi vida, el por fin, después de tanto trabajo lograr ser ingeniero que desde que la razón me acompaña ha sido parte de mi esencia.

ÍNDICE GENERAL

Índice General	5
Índice de Figuras	7
1 Introducción	9
2 Determinación del SIC en el presente y futuro	13
2.1 Estado Actual del SIC.....	14
2.1.1 Centrales Termoeléctricas.....	15
2.1.2 Centrales Hidroeléctricas.....	15
2.1.3 Diagrama Unilineal.....	17
2.1.4 Sistema de Transmisión.....	20
2.1.5 Costo Combustible.....	21
2.2 Proyección del SIC.....	24
2.2.1 Proyección Demanda.....	24
2.2.2 Obras en Construcción y Recomendadas.....	24
3 Tecnologías HVDC y HVAC	26
3.1 Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	26
3.1.1 Interconexión con HVAC.....	27
3.1.2 Interconexión con HVDC.....	31
3.1.3 Comparación HVAC, HVDC.....	33
3.2 Tecnología HVDC.....	39
3.2.1 S/E Conversión.....	39
3.2.2 Transformadores.....	41
3.2.3 Filtro DC.....	42
3.2.4 Filtro AC.....	42
3.2.5 Inductancia Línea DC.....	43
3.2.6 Protección y Control.....	43
3.3 Análisis Económico.....	45
3.3.1 Costo Líneas.....	45
3.3.2 Costo S/E.....	45
3.3.3 Cálculo Costos Totales.....	46
4 Construcción modelo del SIC base y Proyectado	47
4.1 Despacho Hidrotérmico.....	48
4.2 Construcción Modelo Base.....	51
4.2.1 Herramienta Computacional.....	51
4.2.2 Modelo General del SIC.....	51
4.2.2.1 Barras.....	54
4.2.2.2 Centrales.....	55
4.2.2.3 Trafos.....	55
4.2.2.4 Cargas.....	56
4.2.2.5 Líneas.....	56
4.3 Construcción Modelo SIC 2013.....	57
4.3.1 Estructura Modelo.....	57
4.3.2 Especificaciones Modelo.....	57
4.3.2.1 Estimación Demanda.....	57
4.3.2.2 Centrales.....	60
4.3.2.3 Sistema Transmisión.....	62

4.4 Análisis de posibles escenarios SIC 2013.....	63
4.4.1 Escenario 1.....	63
4.4.1.1 Hidrología Húmeda.....	66
4.4.1.2 Hidrología Seca.....	70
4.4.1.3 Hidrología Normal.....	74
4.4.2 Escenario 2.....	78
4.4.3 Escenario 3.....	80
5 Análisis de Resultados.....	82
5.1 Análisis Comparativo por Hidrología.....	82
5.1.1 Hidrología Húmeda.....	82
5.1.2 Hidrología Seca.....	85
5.1.3 Hidrología Normal.....	88
5.2 Análisis de otros escenarios.....	91
5.2.1 Bocamina, Coronel I y II.....	91
5.3.1.1 SIC 2013 Seco.....	91
5.3.1.2 SIC 2013 Normal.....	93
5.3.1.3 SIC 2013 Húmedo.....	94
5.2.2 Crecimiento Demanda máxima.....	95
5.2.2.1 Crecimiento Demanda Total.....	95
5.2.2.2 Crecimiento Demanda por zona.....	101
6 Sistema de Transmisión.....	111
6.1 Demanda Total 11.2 % anual.....	115
6.2 Demanda puntual 11.2% anual.....	116
6.2.1 Hidrología Húmeda.....	116
6.2.2 Hidrología Seca.....	117
7 Conclusiones.....	127
8 Bibliografía.....	131
9 Anexo.....	132

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Gráfico Crecimiento Demanda para el SIC (2007 2017).....	9
Figura 2.1	Mapa del SIC.....	14
Figura 2.2	Tabla de Centrales Termoeléctricas.....	15
Figura 2.3	Tabla de Centrales Hidroeléctricas.....	15
Figura 2.4	Tabla Potencia Instalada.....	16
Figura 2.5	Diagrama Unilineal SIC.....	17
Figura 2.6	Tabla Capacidad de las líneas del Sistema de Transmisión del SIC.....	20
Figura 2.7	Tabla Costo Combustible Centrales Termoeléctricas.....	21
Figura 2.8	Tabla Previsión Demanda SIC.....	23
Figura 2.9	Tabla Obras en Construcción Generación SIC.....	25
Figura 2.10	Tabla Obras Recomendadas Generación SIC.....	25
Figura 2.11	Tabla Obras en Construcción en Transmisión SIC.....	25
Figura 3.1	Representación mecánica de 2 sistemas.....	28
Figura 3.2	Gráfico Relación Potencia vs. Longitud enlace HVAC.....	29
Figura 3.3	Gráfico Relación Costo vs. Longitud de enlace HVAC.....	30
Figura 3.4	Gráfico Relación Potencia vs. Longitud enlace HVDC.....	31
Figura 3.5	Gráfico Relación Costo vs. Longitud de enlace HVDC.....	32
Figura 3.6	Dimensiones torre 500 KV DC.....	32
Figura 3.7	Gráfico Comparación Costo vs. Distancia (2000 MW).....	33
Figura 3.8	Gráfico Comparación Costo vs. Distancia HVAC.....	34
Figura 3.9	Comparación Dimensional.....	36
Figura 3.10	Esquema General Sistema HVDC.....	39
Figura 3.11	Conexión de Trafo.....	41
Figura 3.12	Esquema básico HVDC.....	44
Figura 4.1a-h	Vista General del modelo SIC.....	52
Figura 4.2	Tabla Detalle Barras del Modelo.....	54
Figura 4.3	Tabla Detalle Centrales del Modelo.....	55
Figura 4.4	Tabla Detalle Trafos del Modelo.....	55
Figura 4.5	Tabla Detalles Cargas del Modelo.....	56
Figura 4.6	Líneas de Transmisión.....	56
Figura 4.7	Gráfico comportamiento demanda máxima 1997-2006.....	58
Figura 4.8	Gráfico comportamiento demanda máxima 1997-2013.....	58
Figura 4.9	Tabla Proyección Demanda 2013.....	59
Figura 4.10	Configuración Centrales del SIC 2013.....	61
Figura 4.11	Gráfico Energía del SIC.....	63
Figura 4.12	Tabla Estadística Operacional SIC.....	65
Figura 4.13	Tabla Despacho Centrales H. Húmeda.....	66
Figura 4.14	Tabla Flujos de potencia por líneas H. Húmeda.....	68
Figura 4.15	Tabla Despacho Centrales H. Seca.....	70
Figura 4.16	Tabla Flujos de potencia por líneas H. Seca.....	72
Figura 4.17	Tabla Despacho Centrales H. Normal.....	74
Figura 4.18	Tabla Flujos de potencia por líneas H. Normal.....	76
Figura 4.19	Modelación enlace HVDC Aysén-SIC (Charrúa).....	79
Figura 4.20	Modelación enlace HVDC Aysén-SIC (Santiago).....	80
Figura 5.1	Gráfico Comparación en Generación H. Húmeda.....	83
Figura 5.2	Gráfico Pérdidas y Costo/Generación H. Húmeda.....	83
Figura 5.3	Tabla Líneas Excedidas H. Húmeda.....	84
Figura 5.4	Gráfico Comparación en Generación H. Seca.....	85
Figura 5.5	Gráfico Pérdidas y Costo/Generación H. Seca.....	86
Figura 5.6	Tabla Líneas Excedidas H. Seca.....	87

Figura 5.7	Gráfico Comparación en Generación H. Normal.....	88
Figura 5.8	Gráfico Pérdidas y Costo/Generación H. Normal.....	89
Figura 5.9	Tabla Líneas Excedidas H. Normal.....	90
Figura 5.10	Gráfico Costo Total H. Húmeda.....	92
Figura 5.11	Gráfico Costo Total H. Seca.....	93
Figura 5.12	Gráfico Costo Total H. Normal.....	93
Figura 5.13	Gráfico Sistema de Transmisión (Charrúa).....	99
Figura 5.14	Gráfico Sistema de Transmisión (Santiago).....	100
Figura 5.15	Gráfico S. Transmisión (Concepción, H. Húmeda).....	102
Figura 5.16	Gráfico S. Transmisión (Temuco, H. Húmeda).....	103
Figura 5.17a	Gráfico S. Transmisión (Santiago, Charrúa, H. Húmeda).....	104
Figura 5.17b	Gráfico S. Transmisión (Santiago, Polpaico, H. Húmeda).....	105
Figura 5.18a	Gráfico S. Transmisión (V Región, Charrúa, H. Húmeda).....	106
Figura 5.18b	Gráfico S. Transmisión (V Región, Polpaico, H. Húmeda).....	107
Figura 5.19	Gráfico S. Transmisión (Concepción, H. Seca).....	108
Figura 5.20	Gráfico S. Transmisión (Temuco, H. Seca).....	109
Figura 5.21a	Gráfico S. Transmisión (Santiago, Charrúa, H. Seca).....	110
Figura 5.21b	Gráfico S. Transmisión (Santiago, Polpaico, H. Seca).....	111
Figura 5.22a	Gráfico S. Transmisión (V Región, Charrúa, H. Seca).....	112
Figura 5.22b	Gráfico S. Transmisión (V Región, Polpaico, H. Seca).....	113
Figura 6.1	Tabla VI y COMA de tramos del sistema troncal del SIC.....	111
Figura 6.2	Tabla VI y COMA del modelo SIC 2013.....	112
Figura 6.3	Tabla Cantidad de Líneas que se agregan según escenario e Hid.....	113
Figura 6.4a-c	Tabla VI, COMA y cantidad de líneas que se expanden (Hid).....	113
Figura 6.5	Tabla VI, COMA de Sistema de Transmisión afectado en mUS\$.....	115
Figura 6.6	VI, COMA sistema de Transmisión afectado (Hidrología Húmeda).....	116
Figura 6.7	VI, COMA sistema de Transmisión afectado (Hidrología Seca).....	117
Figura 6.8	Gráfico COMA distintos escenarios según Hidrología.....	117
Figura 6.9	Gráfico Curva del VI para los distintos escenarios según Hidrología.....	118
Figura 6.10	Tabla VI y COMA totales según escenarios, para hidrología Húm y Seca...	120
Figura 6.11	Gráfico Comparativo Costo Total Transmisión.....	120
Figura 6.12	Tabla VI y COMA para escenarios 2 y 3según hidrología.....	121
Figura 6.13	Gráfico comparativo costo total Tx, escenarios 2 y 3.....	121
Figura 6.14	Tabla costo/generación SIC esperado y SIC no esperado.....	122
Figura 6.15	Tabla costo total para cada escenario.....	123
Figura 6.16	Gráfico costo total escenarios esperados en mUS\$/hora.....	123
Figura 6.17	Gráfico costo total escenarios no esperados en mUS\$/hora, H. Húmeda....	124
Figura 6.18	Gráfico costo total escenarios no esperados en mUS\$/hora, H. Seca.....	124
Figura 7.1	Resumen Escenarios.....	130

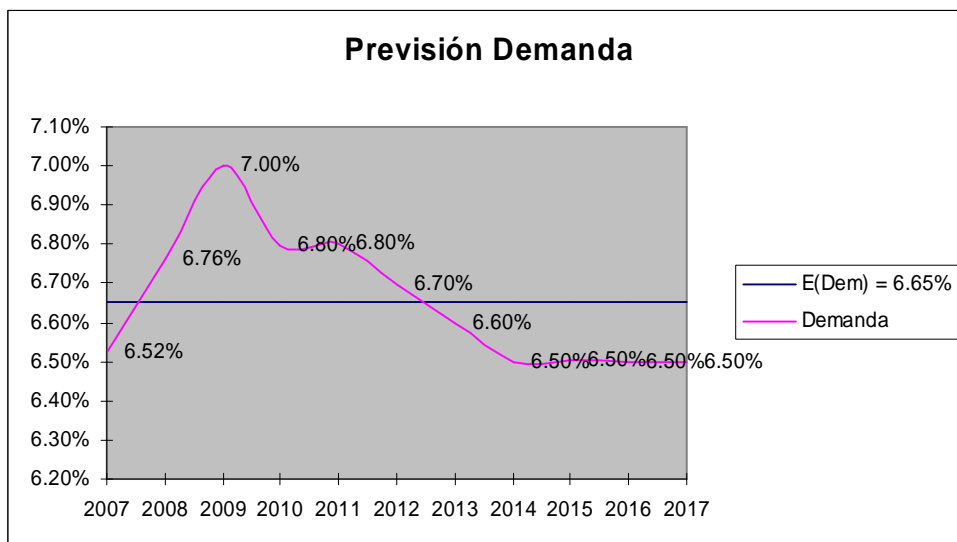
1. INTRODUCCION

1.1 Marco Teórico y justificación

1.1.1 Marco Teórico

La crisis energética que actualmente existe en Chile en el parque de generación de energía eléctrica, y el crecimiento de la demanda han puesto a Chile, en la actualidad y hacia el futuro en un escenario desfavorable. Se han puesto en marcha la construcción de numerosos proyectos (centrales hidroeléctricas y/o térmicas) con el fin de apalear este déficit en los años venideros, situación que además de verse acomplejada por la relación Oferta/Demanda (Generación/Consumo) viene de la mano un tema muy importante, que corresponde al aspecto económico, en que como se verá más adelante muchos proyectos corresponden a centrales termoeléctricas que comparativamente a centrales hidroeléctricas representan necesariamente un valor monetario mayor. En la actualidad en el Sistema Interconectado Central (SIC) el abastecimiento de la demanda viene dado principalmente por la generación hidráulica, situación que podría ser incluso revertida en los próximos años, debido a la poca disponibilidad de ríos potencialmente explotables desde el punto de vista generación eléctrica, y dado que la demanda por energía eléctrica ha marcado un crecimiento prácticamente constante en los últimos años, el abastecimiento por centrales hidráulicas cada vez pasará a tomar menos un papel protagónico. Lo anterior supone años hidrológicos favorables (pues en caso contrario la situación es necesariamente la inversa).

Figura 1.1 Gráfico Crecimiento Demanda para el SIC (2007 – 2017)



Si se analiza el potencial eléctrico extraíble de los ríos de Chile, en particular llaman la atención los ríos Baker y Pascua que se ubican en la zona austral de Chile, a una distancia considerablemente lejana de los principales consumos del país (2000 Km. aproximadamente). A raíz de este especial potencial es que nace el proyecto HidroAysén, que pretende llegar a generar cerca de 3000 MW de potencia eléctrica de la región de Aysén teniendo como principales actores a los ríos Baker y Pascua. Esta cantidad de Potencia que se inyectaría al SIC es de gran relevancia considerando primero la demanda proyectada para la década siguiente y en segundo lugar el origen de la energía que proviene de centrales hidroeléctricas. El principal punto en contra que representa este proyecto es la gran distancia que existe entre el origen de la energía (Aysén) y el lugar del consumo (SIC), distancia que bordea aproximadamente los 2000 Km. y no menor a la hora de considerar los sistema de transmisión que actualmente imperan en Chile, y que corresponden a sistema de alta tensión en base a corriente alterna o *High Voltage Alternating Current (HVAC)*, en donde la longitud del sistema de transmisión juega un papel fundamental en las pérdidas de energía que se tienen en éste.

A raíz de lo anterior es que nace la necesidad de hacer esta conexión Aysén-SIC por medio de un sistema que no tiene antecedentes en Chile, y que corresponde a sistema de transmisión de alta tensión en base a corriente continua o *High Voltage Direct Current (HVDC)*, que dada sus características minimiza de manera considerable las pérdidas de energía y tensión (que equivalen a un costo monetario) que se tengan en las líneas aún cuando ésta tenga una longitud de 2000 Km.

En el SIC existen 2 puntos importantes de consumos que corresponden a la zona central (Región Metropolitana) y a la zona centro-sur (VII y VIII Regiones). A priori, la opción clara de inyección total de la energía proveniente desde Aysén radicaría en la zona central, es decir en la Región Metropolitana, específicamente en el nudo Polpaico. Sin embargo, es posible observar los efectos que se producirían si en lugar de inyectar toda la energía en la zona centro se inyectara parte de ésta en la zona centro sur, específicamente en el nudo Charrúa.

1.1.2 Justificación del Trabajo

El proyecto HidroAysén contempla la generación total de 2700 MW hacia el año 2018, por lo que considerando la primera opción anteriormente señalada se estarían inyectando 2700 MW en el nudo Polpaico para ese año. Si se considera la segunda opción se tendrían 1350 MW en Polpaico y 1350 MW en Charrúa, que es la opción alternativa que se pretende estudiar en esta memoria.

Por lo tanto bajo el supuesto anterior es que se deben analizar distintas situaciones en las que se podría situar el SIC, considerando que desde un único nudo se estaría generando cerca de 1300 MW (prácticamente 2 centrales Ralco en la actualidad). Los distintos escenarios en que se pueda situar al SIC dependen de varios factores como la hidrología, la conformación del SIC en el instante de análisis, el horizonte de proyección, la demanda, etc. Finalmente obtener resultados, analizarlos y concluir de manera correcta el comportamiento del sistema dependiendo los supuestos.

1.2 Objetivos y alcances

El objetivo principal de este trabajo consiste en analizar la inyección de energía eléctrica (1200 MW) desde Aysén al SIC en el nudo Charrúa (SIC centro-sur), ver su factibilidad, efectos positivos y negativos en comparación a inyectar la misma cantidad de energía y bajo las mismas condiciones pero en el nudo Polpaico (SIC centro), que representa actualmente el nudo oficial de Inyección del proyecto HidroAysén. Como tema principal, dentro de todos los posibles que se puedan obtener a raíz de una inyección de la envergadura que HidroAysén representa, es analizar los efectos económicos, y principalmente los referentes al Sistema de Transmisión del SIC, en términos de operación, mantenimiento, inversiones, etc.

Para lo anterior se procederá de la siguiente forma, que de alguna forma representan los objetivos específicos:

1. Estudio estado actual del SIC en términos de sus variables técnicas principales: Centrales, Demanda, Líneas de Transmisión, Transformadores (trafos), etc.
2. Análisis comparativo entre las tecnologías HVAC y HVDC.
3. Proyección del SIC al año 2013 (Horizonte Evaluación): Nuevos proyectos en generación, transmisión, proyección demanda, etc.

4. Análisis del SIC distintos escenarios (generación, demanda y transmisión) posibles en función de 3 hidrologías: Húmeda, Normal y Seca, para el año 2013.
5. Estudio Sistema de Transmisión, VI (Valor Inversión) y COMA (Costo Operación, Mantenimiento y Administración) anual para los distintos escenarios.
6. Análisis final y conclusiones, considerando los resultados en generación y transmisión del sistema.

El trabajo basa sus resultados en función del costo/generación y el costo/transmisión principalmente, en que para distintas situaciones, éstos varían de una u otra forma, tal que al hacer un paralelo entre la opción propuesta, a priori, en este trabajo (inyectar en Charrúa) y la opción, que actualmente tiene vigencia (en estudio) de inyectar en Santiago (nudo Polpaico) se llegan a niveles de diferencia de importancia, principalmente económicos.

2. DETERMINACION DEL SIC EN EL PRESENTE Y FUTURO

La inyección de energía en el SIC a partir del enlace de corriente continua (HVDC en adelante), que proviene desde Aysén (proyecto HidroAysén), tendrá un impacto técnico-económico de una envergadura insospechada, pues en la actualidad este tipo de tecnología no ha sido implementada en términos reales en Chile.

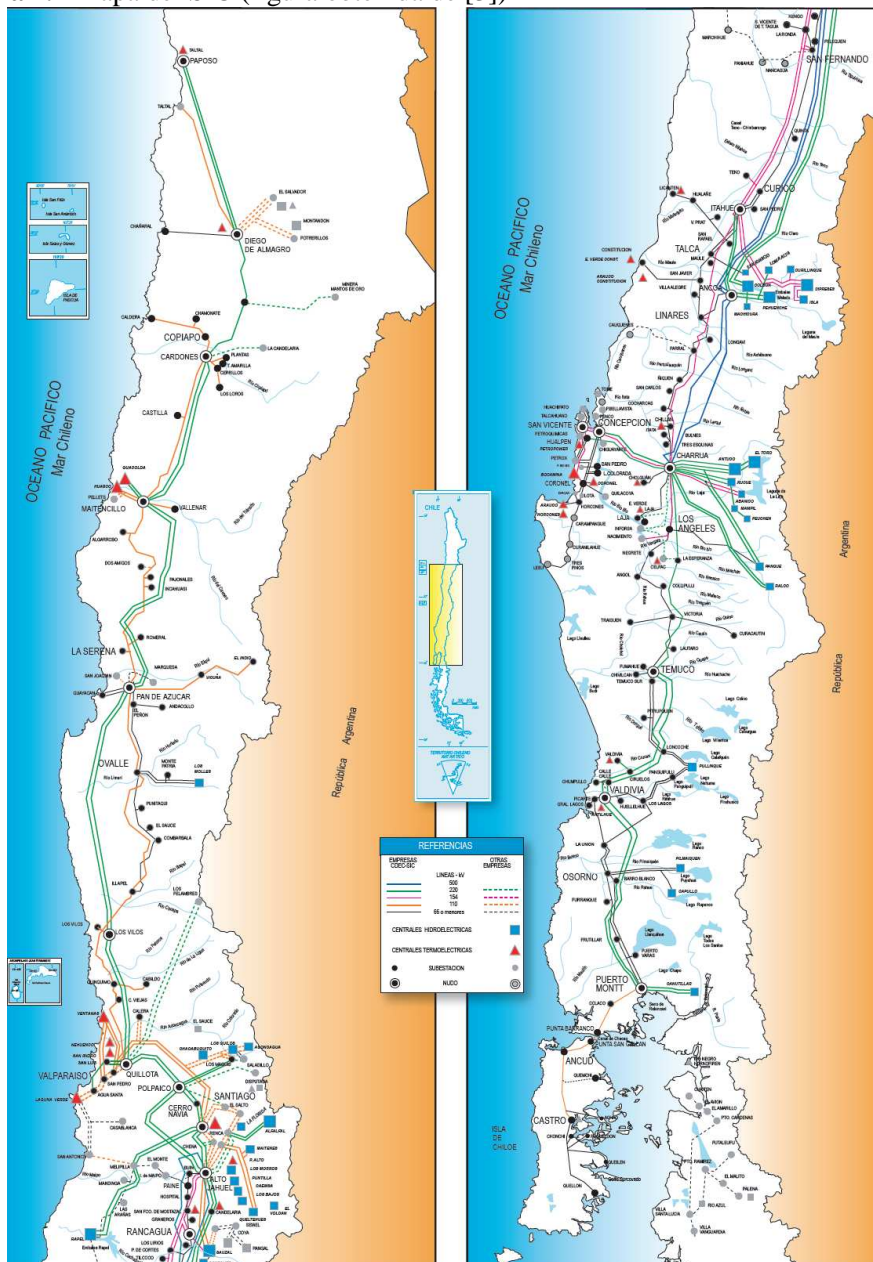
La cantidad de potencia que proporcionará al SIC el sistema HVDC corresponde a 2.700MW, dentro de los cuales 1.200MW se esperan inyectar en el nudo Charrúa (como primera instancia), produciendo, evidentemente, todo un fenómeno que será analizado en profundidad, fenómenos del tipo técnico como económico. Dado que todo esto es un proyecto que se pondrá en funcionamiento hacia el año 2018, como primera estimación, es importante conocer el comportamiento que tendría el SIC en el futuro y compararlo directamente con el comportamiento actual que este presenta.

Por lo tanto lo primero, y recurriendo a información oficial por la CNE y sus derivados (información pública) [1] [2] [3], se pretende construir un modelo del SIC que actualmente opera en Chile y que sea base sólida para un futuro análisis, es importante recalcar que dada la complejidad del SIC, este modelo debe cumplir como primer punto, un nivel de simplicidad adecuado. En segundo lugar y con un modelo definido, usando información oficial nuevamente, se deben identificar proyectos futuros en el SIC, ya sean en transmisión y generación, puesto que la idea que prosigue a lo anterior es construir un modelo que sea reflejo de un posible escenario que presentaría el SIC en los próximos años, para de esta forma la inclusión de la inyección de potencia proveniente del enlace HVDC y su posterior análisis se acerque a la realidad de ese tiempo con mayor precisión. Y evidentemente sumado a lo anterior es de vital importancia tener una idea del crecimiento de la demanda para el horizonte de análisis que se pretenda estudiar.

2.1 ESTADO ACTUAL DEL SIC

El primer paso en el análisis es conocer en detalle el Sistema Interconectado Central (Sistema eléctrico objetivo del proyecto HidroAysén). Considerando que el SIC abarca una importante región geográfica es que el análisis principal de este trabajo prestará atención a los efectos que ocurren entre Quillota al norte y Temuco al Sur. A continuación se observa en su totalidad, y en términos generales, el Sistema Interconectado Central.

Figura 2.1 Mapa del SIC (figura obtenida de [3])



Para definir el estado actual del SIC en la región señalada, es preciso conocer las variables que definen el sistema y observar en que forma y en que grado se verán afectadas con la incorporación del proyecto HidroAysén. Por lo tanto, se definirá la región en función de la generación de las centrales existentes, capacidad de las líneas y los principales consumos.

Actualmente la generación de energía proviene de 2 tipos de fuentes: centrales termoeléctricas y centrales hidroeléctricas, en donde ésta posee un mayor porcentaje de capacidad total instalada. En la siguiente tabla se observan todas las centrales del SIC [3].

2.1.1 Centrales Termoeléctricas

Figura 2.2 Tabla Principales Centrales Termoeléctricas existentes en la actualidad

Central	Combustible	Central	Combustible	Central	Combustible
Arauco	Biomasa/Diesel	Ventanas 1	Carbón	Constitución	Biomasa
Valdivia	Biomasa/Diesel	Ventanas 2	Carbón	S.Fco. Mostazal	Diesel
Licantén	Biomasa/Diesel	Laguna Verde TG	Diesel	Nueva Renca	Gas Natural/Diesel
Horcones TG	Gas Natural	Huasco Vapor	Carbón	Renca	Diesel
Celco	Biomasa/Diesel	Bocamina	Carbón	Petropower	Diesel
Cholguán	Biomasa/Diesel	Huasco TG	Diesel	Nehuenco II	Gas Natural/Diesel
Nueva Aldea I	Biomasa/Diesel	D.de Almagro	Diesel	Nehuenco II	Diesel
Nueva Aldea II	Diesel	Taltal 1	Gas	Nehuenco 9B	Gas Natural/Diesel
Coronel	Gas/Diesel	Taltal 2	Gas/Diesel	Candelaria	Gas Natural/Diesel
Antihue TG	Diesel	Guacolda	Carbón/Diesel	San Isidro	Gas Natural/Diesel
Laguna Verde	Carbón	Laja	Biomasa		

2.1.2 Centrales Hidroeléctricas

Figura 2.3 Tabla Principales Centrales Hidroeléctricas existentes en la actualidad

Central	Tipo	Central	Tipo	Central	Tipo
Alfalfal	Pasada	Isla	Pasada	Pullinque	Pasada
Maitenes	Pasada	Ralco	Embalse	Aconcagua	Pasada
Queltehues	Pasada	Antuco	Embalse	Florida	Pasada
Volcán	Pasada	El Toro	Embalse	Los Quilos	Pasada
Colbún	Embalse	Abanico	Pasada	Chacabuquito	Pasada
Machicura	Embalse	Canutillar	Embalse	Capullo	Pasada
San Ignacio	Pasada	Pangue	Embalse	S.Andes	Pasada
Rucúe	Pasada	Pehuenche	Embalse	Los Bajos	Pasada
Los Molles	Pasada	Curillinke	Pasada	Caemsa	Pasada
Rapel	Embalse	Loma Alta	Pasada	Puntilla	Pasada
Sauzal	Pasada	Mampil	Pasada	Los Morros	Pasada
Sauzalito	Pasada	Peuchén	Pasada		
Cipreses	Embalse	Pilmaiquén	Pasada		

Nota: El detalle de las tablas se encuentra en el anexo A

Donde la Potencia Instalada por empresa es:

Figura 2.4 Tabla Potencia Instalada

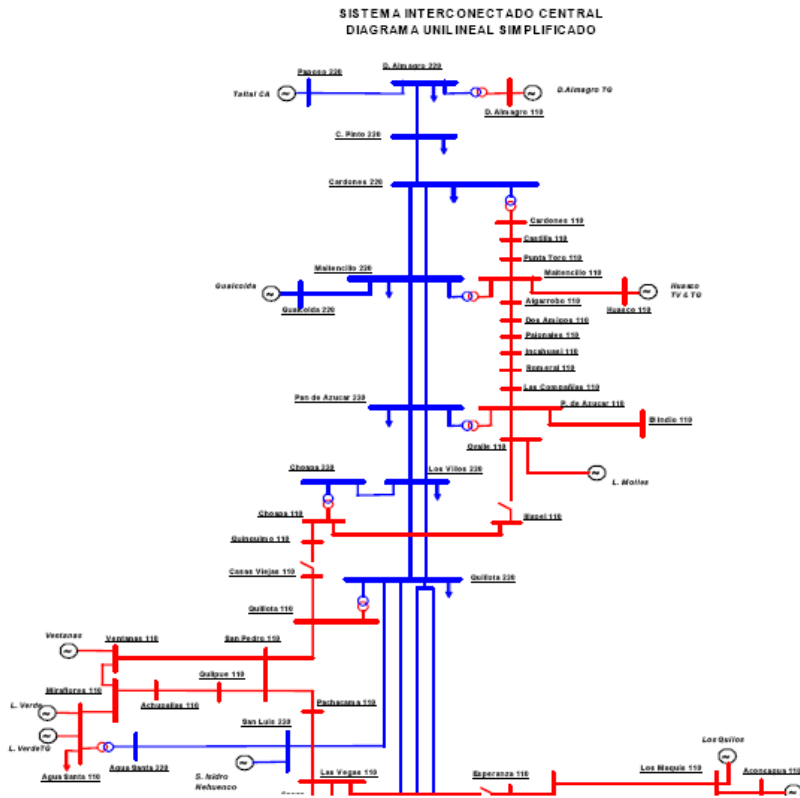
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Total
Arauco Generación S.A.	154.80	0.00	154.80
AES Gener S.A.	411.50	244.90	656.40
Colbún S.A.	1,122.30	697.00	1,819.30
Endesa	469.00	2,097.70	2,566.70
Guacolda S.A.	304.00	0.00	304.00
Pangue S.A.	0.00	467.00	467.00
Pehuenche S.A.	0.00	623.00	623.00
Soc. Eléctrica Santiago S.A.	479.00	0.00	479.00
San Isidro S.A.	370.00	0.00	370.00
Ibener S.A.	0.00	124.00	124.00
Cenelca S.A.	101.30	145.00	246.30
Soc. Generadora Austral	45.70	0.00	45.70
Puyehue S.A.	0.00	39.00	39.00
Otras	117.40	254.50	371.90
Total	3,575.00	4,692.10	8,267.10

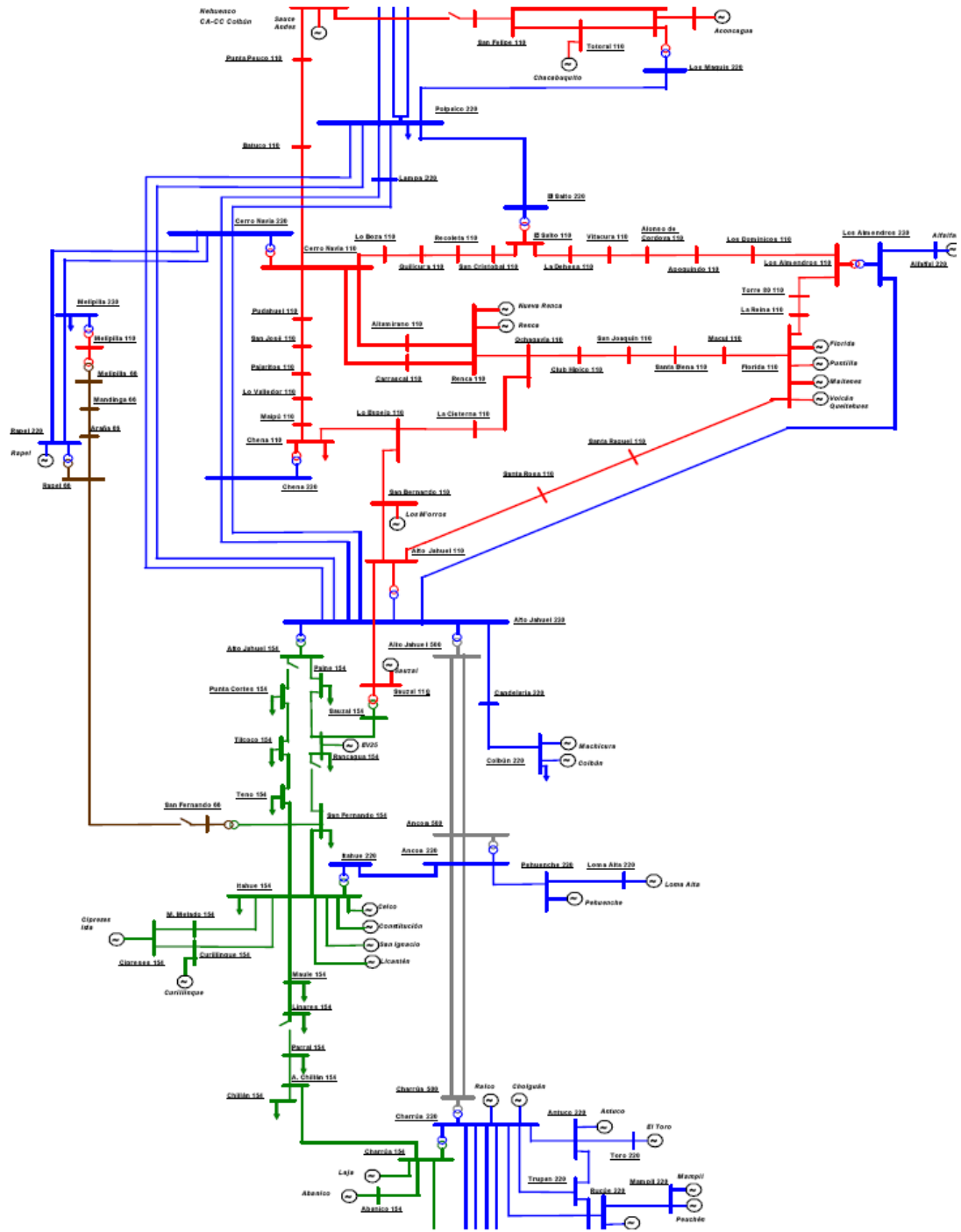
El paso siguiente, o la siguiente variable a analizar, es la capacidad de las líneas, este dato es uno de los más relevantes, pues dado el nivel de energía que se inyectará, es muy probable que la capacidad de las líneas se vea afectada provocando varios cambios importantes que influirán en el funcionamiento del sistema.

A continuación se presenta un resumen de las líneas de TX que existen actualmente en el SIC (especialmente en la región de análisis), de esta forma se puede conocer con detalle los flujos de potencia, lo que en pocas palabras, junto con otros datos relevantes, se determinaría tanto la operación técnica como la económica del SIC. Es importante considerar que el modelo que se empleará en los análisis será un modelo simplificado, y que es oficialmente aceptado por el CDEC-SIC, este modelo se puede obtener del “Informe Precio Nudo SIC abril 2007”, y es el que se observa en la siguiente figura [1].

2.1.3 Diagrama Unilineal

Figura 2.5 Diagrama Unilineal





2.1.4 Sistema de Transmisión

Figura 2.6 Tabla Capacidad de las líneas de TX del SIC simplificado

Barra Inicial	Barra Final	Tension [KV]	Propietario	R [p.u.]	X [p.u.]	Capacidad [MW]
ancoa_500	a.jahuel500	500	TRANSELEC	0,0026	0,0307	455,0
				0,0022	0,0282	495,0
				0,0029	0,0308	700,0
				0,0021	0,0278	658,0
charrua500	ancoa_500	500	TRANSELEC	0,0022	0,0241	700,0
				0,0024	0,0259	196,0
rapel_220	a.melip220	220	TRANSELEC	0,0115	0,0448	320
				0,0115	0,0448	320,0
l.alta_220	pehuenc220	220	TRANSELEC	0,0010	0,0200	193,0
pehuenc220	ancoa_200	220	TRANSELEC	0,0040	0,0401	512,0
				0,0021	0,0194	512,0
ltahue_220	ancoa_220	220	TRANSELEC	0,0067	0,0510	196,0
				0,0067	0,0510	196,0
colbun_220	candela220	220	COLBUN	0,0146	0,1369	S/I
				0,0146	0,1369	S/I
charrua220	ancoa_220	220	TRANSELEC	0,0203	0,1443	190,0
				0,0203	0,1443	190,0
				0,0166	0,1629	169,0
antuco_220	charrua220	220	TRANSELEC	0,0056	0,0530	439,0
				0,0056	0,0530	439,0
toro_220	antuco_220	220	TRANSELEC	0,0014	0,0141	524,0
				0,0014	0,0141	524,0
antuco_220	trupan_220	220	TRANSELEC	0,0019	0,0184	439,0
trupan_220	charrua220	220	TRANSELEC	0,0037	0,0349	524,0
pangue_220	trupan_220	220	TRANSELEC	0,0076	0,0698	524,0
pangue_220	cholgua220	220	TRANSELEC	0,0050	0,0480	501,0
cholgua220	charrua220	220	TRANSELEC	0,0061	0,0586	501,0
rucue_220	charrua220	220	COLBUN	0,0057	0,0454	S/I
				0,0057	0,0454	S/I
mampil_220	rucue_220	220	IBENER	0,0053	0,0209	267,0
concep220	charrua220	220	TRANSELEC	0,0148	0,0579	255,0
				0,0148	0,0574	225,0
hualpen220	charrua220	220	TRANSELEC	0,0274	0,1369	273,0
esperan220	charrua220	220	TRANSELEC	0,0151	0,0756	225,0
temuco220	esperan220	220	TRANSELEC	0,0172	0,0861	222,0
tilcoco154	p.corte154	154	TRANSELEC	0,0092	0,0322	123,0
				0,0092	0,0322	123,0
ltahue_154	teno_154	154	TRANSELEC	0,0188	0,0657	123,0
				0,0188	0,0657	123,0
curilli154	itahue_154	154	TRANSELEC	0,0489	0,1724	140,0
ciprese154	curilli154	154	TRANSELEC	0,0065	0,0277	140,0
ciprese154	m.melad154	154	TRANSELEC	0,0152	0,0533	140,0
m.melad154	itahue_154	154	TRANSELEC	0,0401	0,1418	140,0
maule_154	itahue_154	154	TRANSELEC	0,0235	0,0743	105,0
				0,0151	0,0702	105,0
linares154	maule_154	154	TRANSELEC	0,0225	0,0709	105,0
parral_154	linares154	154	TRANSELEC	0,0202	0,0636	105,0
a.chill154	parral_154	154	TRANSELEC	0,0357	0,1125	105,0
abanico154	charrua154	154	TRANSELEC	0,0443	0,1397	105,0
chillan154	a.chill154	154	TRANSELEC	0,0016	0,0052	68,0
charrua154	a.chill154	154	TRANSELEC	0,0311	0,0981	105,0
				0,0205	0,1015	154,0
concep154	charrua154	154	TRANSELEC	0,0395	0,1245	164,0
s.vicen154	concep154	154	TRANSELEC	0,0074	0,0198	155,0
				0,0074	0,0198	155,0
hualpen154	a.vicen154	154	TRANSELEC	0,0024	0,0088	209,0
mapal_154	hualpen154	154	TRANSELEC	0,0054	0,0195	210,0
fopaco_154	mapal_154	154	TRANSELEC	0,0028	0,0104	210,0
sauzal_110	a.jahuel110	110	TRANSELEC	0,0752	0,2107	75,0
				0,0752	0,2107	75,0
manding066	melipil066	66	EMELECTRIC	0,1831	0,1397	25,0
l.araña066	manding066	66	EMELECTRIC	0,2621	0,1999	25,0
rapel_066	l.araña066	66	EMELECTRIC	0,1959	0,1997	15,0
coronel066	lcolor1066	66	CGE TRANSMISION	0,1246	0,1279	24,0
				0,1246	0,1279	24,0

2.1.5 Costo Combustibles Centrales Térmicas

Finalmente, el dato que se necesita conocer, es el valor del combustible para las centrales térmicas, que es la variable que configura económicamente cada central térmica, haciendo su funcionamiento dependiente de este valor.

Es importante mencionar, que en este capítulo solo se desea conocer el SIC, por lo que se omiten comentarios del funcionamiento, tema que se tratará en el capítulo 4, cuando se detalle el tema de “Despacho Hidrotérmico”.

Figura 2.7 Tabla Costo de Combustibles Centrales Térmicas.

Central	Tipo De Combustible	C.var [US\$/MWh]
Fopaco	Biomasa	0.00
Arauco 1	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	82.60
Arauco 2	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	89.00
Arauco 3	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	170.00
Celco 1	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	10.00
Celco 2	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	60.00
Celco 3	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	210.00
Cholguan 0	Biomasa-Petróleo n°6	9.90
Cholguan 1	Biomasa-Petróleo n°6	57.20
Licanten 0	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	28.00
Licanten 1	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	185.00
Nueva Aldea 1	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	14.00
Valdivia 1	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	0.00
Valdivia 2	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	6.00
Valdivia 3	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	47.00
Valdivia 4	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	88.00
Constitución	Desechos Forestales	0.00
Laja	Desechos Forestales	0.00
Central Des. For. VIII Región 01	Desechos Forestales	14.00
Central Des. For. VIII Región 02	Desechos Forestales	50.00
Central Des. For. VII Región 01	Desechos Forestales	16.00
Central Des. For. VII Región 02	Desechos Forestales	52.00
Eolica Canela I	Eolica	7.70
Eolica Concepción 01	Eolica	7.70
Eolica IV Región 1	Eolica	7.70
Eolica Concepción 02	Eolica	7.70
Eolica IV Región 2	Eolica	7.70
Eolica IV Región 3	Eolica	7.70
Guacolda I	Carbón	30.28
Guacolda II	Carbón	30.28
Ventanas I	Carbón	38.01
Ventanas II	Carbón	35.65
Laguna Verde	Carbón	86.65
Bocamina	Carbón	33.92
Guacolda III	Carbón	32.68
Ventanas III	Carbón	35.46
Carbón Coronel I	Carbón	44.11
Bocamina II	Carbón	40.45
Carbón Maitencillo I	Carbón	38.02
Carbón Coronel II	Carbón	38.02
Carbón I V- Región	Carbón	38.02
Carbón Pan de Azucar I	Carbón	38.02
Carbón Pan de Azucar II	Carbón	38.02
Carbón Pan de Azucar III	Carbón	38.02
Carbón Pan de Azucar IV	Carbón	38.02
Carbón Puerto Montt I	Carbón	38.02
Talta 1	Gas Natural	45.74
Talta 2	Gas Natural	45.74
Nahuenco II	Gas Natural	32.37
San Isidro	Gas Natural	34.95
San Isidro FA	Gas Natural	55.66
Nueva Renca	Gas Natural	35.84
Nueva Renca FA	Gas Natural	42.30

Central	Tipo De Combustible	C.var [US\$/MWh]
Nueva Aldea 2 Gas	Gas Natural	74.00
Campanario CA	Gas Natural	56.94
Coronel TG Gas	Gas Natural	37.56
Horcones TG Gas	Gas Natural	79.75
Geotermica Calabozo 01	Geotermia	2.00
Geotermica Chillan 01	Geotermia	2.00
Geotermica Calabozo 02	Geotermia	2.00
Geotermica Chillan 02	Geotermia	2.00
Geotermica Calabozo 03	Geotermia	2.00
Geotermica Chillan 03	Geotermia	2.00
Geotermica Calabozo 04	Geotermia	2.00
Geotermica Chillan 04	Geotermia	2.00
Nahuenco I GNL	GNL	64.84
Nahuenco I FA GNL	GNL	76.10
Nahuenco II GNL	GNL	58.15
San Isidro GNL	GNL	61.92
San Isidro FA GNL	GNL	106.29
Candelaria CA GNL I	GNL	93.51
Candelaria CA GNL II	GNL	93.51
San Isidro 2 GNL	GNL	54.39
San Isidro 2 FA GNL	GNL	72.29
Ciclo Combinado GNL Quintero I	GNL	52.54
Ciclo Combinado GNL Quintero I FA	GNL	69.93
Ciclo Combinado GNL Quintero II	GNL	48.96
Ciclo Combinado GNL Quintero II FA	GNL	65.10
Taltal Ciclo Combinado GNL	GNL	54.21
Ciclo Combinado GNL Quintero III	GNL	39.58
Ciclo Combinado GNL Quintero III FA	GNL	52.47
Ciclo Combinado GNL I VI-Región	GNL	39.58
Ciclo Combinado GNL I VI-Región FA	GNL	52.47
Ciclo Combinado GNL II VI-Región	GNL	39.58
Ciclo Combinado GNL II VI-Región FA	GNL	52.47
Petropower	Derivado de Petróleo	3.90
Nueva Aldea 3 A	Licor Negro- Petróleo N°6	0.00
Nueva Aldea 3 B	Licor Negro- Petróleo N°6	14.00
Huasco TG	Petróleo IFO-180	187.82
Diego Almagro TG	Petróleo Diesel	253.51
Los Vientos	Petróleo Diesel	198.67
Las Vegas	Petróleo Diesel	178.31
Con Con	Petróleo Diesel	177.69
Laguna Verde TG	Petróleo Diesel	200.45
Renca	Petróleo Diesel	267.46
EV25	Petróleo Diesel	236.78
Esperanza 1	Petróleo Diesel	267.46
Esperanza 2	Petróleo Diesel	183.98
Esperanza 3	Petróleo Diesel	190.33
Constitución Elektragen	Petróleo Diesel	249.29
Antihue TG-1	Petróleo Diesel	168.84
Antihue TG-2	Petróleo Diesel	168.84
Degañ	Petróleo Diesel	194.11
Ancud	Petróleo Diesel	214.29
Quellón	Petróleo Diesel	214.34
Maule	Petróleo Diesel	249.29
Olivos	Petróleo Diesel	194.11
Campanario II Diesel	Petróleo Diesel	206.71
Colmito	Petróleo Diesel	185.06
Los Pinos	Petróleo Diesel	155.09
Cenizas	Petróleo Diesel	149.62
Cardones 01 Diesel	Petróleo Diesel	152.61
Turbina I	Petróleo Diesel	201.61
Turbina II	Petróleo Diesel	201.61
Campanario CA Diesel	Petróleo Diesel Dual	206.71
Candelaria CA Diesel I	Petróleo Diesel Dual	205.52
Candelaria CA Diesel II	Petróleo Diesel Dual	205.52
Coronel TG Diesel	Petróleo Diesel Dual	194.26
Horcones TG Diesel	Petróleo Diesel Dual	245.57
Nahuenco 9B Diesel I	Petróleo Diesel Dual	205.60
Nahuenco9B Diesel II	Petróleo Diesel Dual	230.11
Nahuenco I Diesel	Petróleo Diesel Dual	121.82
Nahuenco II Diesel	Petróleo Diesel Dual	121.63
Nueva Aldea 2 Diesel	Petróleo Diesel Dual	226.49
Nueva Renca Diesel	Petróleo Diesel Dual	135.06
San Isidro 2 CA Diesel	Petróleo Diesel Dual	177.52
San Isidro Diesel	Petróleo Diesel Dual	142.56
Taltal 2 Diesel	Petróleo Diesel Dual	209.31
San Isidro 2 CC Diesel	Petróleo Diesel Dual	142.80
Taltal 1 Diesel	Petróleo Diesel Dual	209.31
Ciclo Abierto GNL Quintero I ope Diesel	Petróleo Diesel Dual	205.88
Taltal Ciclo Combinado Diesel	Petróleo Diesel Dual	141.90

Si se recopila toda la información expuesta anteriormente se puede tener una idea general del SIC en el presente, que sin duda servirá de base para tener claridad a la hora de proyectar, pues se tendrá conocimiento del sistema en general y se sabrá con claridad de aquellos puntos que en estos momentos presentan anomalías, por lo que se podría estimar a futuro su comportamiento, o por lo contrario se podrá estimar que tan bien se comportarían, sabiendo que en el presente, por ejemplo una línea de transmisión se encuentre sobredimensionada, atendiendo al crecimiento de la demanda.

2.2 PROYECCION DEL SIC

2.2.1 Proyección Demanda

Para proyectar el SIC lo primero que hay tener en conocimiento es el comportamiento de la demanda en los últimos años, para de esta forma, tomando como base esa información, estimar su comportamiento en el futuro.

En la siguiente tabla, se observa el comportamiento estimado de la demanda [2].

Figura 2.8 Tabla Previsión de Demanda SIC

Previsión Demanda SIC [GWh]			
Años	Libres	Regulados	Total
2006	16.758	21.473	38.231
2007	17.939	22.786	40.725
2008	19.299	24.179	43.478
2009	20.884	25.637	46.521
2010	22.48	27.204	49.684
2011	24.215	28.848	53.063
2012	26.032	30.586	56.618
2013	27.901	32.452	60.353
2014	29.839	34.437	64.276
2015	31.896	36.559	68.455
2016	34.075	38.829	72.904
2017	36.384	41.259	77.643

Si se deseara construir un modelo del SIC futuro para el caso Demanda Normal, los valores anteriores se pueden utilizar de tal forma que tomando un modelo base, sea el SIC 2007, se proyecta la demanda al año 2015 (por ejemplo sea el horizonte de evaluación) de la siguiente manera:

$$(2.1) D_{2015} = D_{2007} \cdot (1.0665)^{(2015-2007)}$$

Donde D_{2015} representa la demanda proyectada en el año 2015 en función de la Demanda del año 2007. El valor 1.0665 representa la esperanza de la demanda $1 + 6.65\%$ (figura 1.1)

2.2.2 Obras en Construcción y Recomendadas

El siguiente paso es conocer de los proyectos futuros, tanto en generación como transmisión, información que se encuentra disponible para el público en general [2].

Figura 2.9 Tabla Obras en Construcción de Generación para el SIC

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año		
Octubre	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Septiembre	2007	Central Eolica Canela	18.15 MW
Agosto	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	358 MW
Abril	2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Marzo	2009	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Abril	2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2009	Central Carbón Guacolda III	135 MW
Enero	2010	Central Carbón Nueva Ventanas	242 MW

Figura 2.10 Tabla Obras Recomendadas de Generación para el SIC

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		
Abril	2008	Turbina Diesel Los Vilos I	125 MW
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20 MW
Octubre	2008	Turbina Diesel Cardones 01	125 MW
Mayo	2009	Central Desechos Forestales VII Region	17 MW
Julio	2009	Cierre Ciclo Combinado Taltal GNL (Ope.Diesel Junio 2012, 307 [MW])	360 MW
Agosto	2009	Central Desechos Forestales VIII Region	25 MW
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20 MW
Enero	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW
Abril	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I (Fuego Adicional Incluido)	385 MW
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	400 MW
Enero	2011	Central Carbón Coronel II	250 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40 MW
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25 MW
Julio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250 MW
Enero	2012	Ciclo Combinado GNL Quinteros II (Fuego Adicional Incluido)	385 MW
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40 MW
Abril	2013	Central Geotérmica Chillan Etapa 2	25 MW
Octubre	2013	Central Carbón Pan de Azúcar II	400 MW

Respecto de las obras en transmisión, se tiene lo siguiente, donde es importante considerar el año límite de proyección (2008), por lo que es probable que en la construcción de modelos futuros (en especial con horizontes superiores al 2009) este límite de obras en construcción signifique un punto en contra a la hora de analizar el SIC (líneas que se exceden, etc.)

Figura 2.11 Tabla Obras en Construcción de Transmisión para el SIC

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Transmisión	Potencia
Mes	Año		
Septiembre	2007	Ampliación Itahue-San Fernando 154 kV	198 MVA
Abril	2008	Ampliación Subestación Charrúa	-
Junio	2008	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV	390 MVA
Junio	2008	Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	1400 MVA
Julio	2008	Nueva Línea Charrúa-Cautín 220 kV	2x500 MVA
Noviembre	2008	Nueva Línea El Rodeo - Chena 220 kV	260 MVA

Conocido, en términos generales la situación actual del SIC como un posible escenario para los próximos años, tanto en términos de generación, transmisión y demanda, da el pie inicial para los análisis que se presentarán en los próximos capítulos, pues en base a esta información se comprobará la exactitud que se tenga en los modelos del SIC que se construyan tanto el modelo base como su proyección.

3. TECNOLOGIAS HVAC y HVDC

Si se recuerda, el proyecto de generación Aysén contempla en sus realización la transmisión de 2700 MW al SIC donde esta inyección de potencia podría realizarse, a priori, mediante la metodología clásica impuesta en Chile, que es por intermedio de un enlace de corriente alterna o HVAC, sin embargo, esta se realizará por medio de un enlace HVDC, por lo que en este capítulo se analizará ambos escenarios y llegará a una conclusión o justificación de la utilización de la tecnología HVDC, decisión, que enmarca todo un ámbito técnico como económico [4][5][6][7].

3.1 INTERCONEXION DE SISTEMAS ELECTRICOS

Cuando se desea hacer una interconexión entre dos sistemas eléctricos, que se encuentran a alguna distancia determinada, además de sólo considerar técnicamente la línea de transmisión, es importante considerar los siguientes puntos:

- Potencia a transmitir y sentido de transmisión.
- Determinar S/E en que se instale la interconexión.
- Confiabilidad (Determinar si es necesario instalar mas de 1 circuito).
- Frecuencia de los Sistemas.
- Propagación de contingencias.
- Estabilidad
- Relación Potencia instalada en los sistemas y Potencia nominal de interconexión.
- Aspectos medioambientales, permisos etc.

Para interconectar dos sistemas existen dos alternativas, que son completamente diferentes:

1. Enlace de Corriente Alterna (HVDC)
2. Enlace de Corriente Continua (HVDC)

La elección de uno u otro método, depende de los puntos mencionados anteriormente, sin embargo, es importante considerar que para el caso en que un sistema posea una frecuencia nominal igual a la del otro sistema (ya sea 50/50 hz o 60/60 hz), la elección adoptada, a priori, sería el enlace de HVAC (pero que depende de la distancia que separen los sistemas). En el caso de

sistemas de distinta frecuencia (50/60 Hz), la solución sería HVDC. Si se consideran sistemas de igual frecuencia como es el caso del proyecto Aysén-SIC (50Hz), pueden existir casos en que la solución HVAC no sea la óptima, ya sea porque no satisface los requerimientos de transmisión o simplemente porque presenta un costo a largo plazo mayor que HVDC.

A continuación se describen ambas opciones para tener una idea más acabada de ambas tecnologías, y entender porque la elección de HVDC es base de la transmisión desde Aysén hasta el SIC.

3.1.1 Interconexión con HVAC

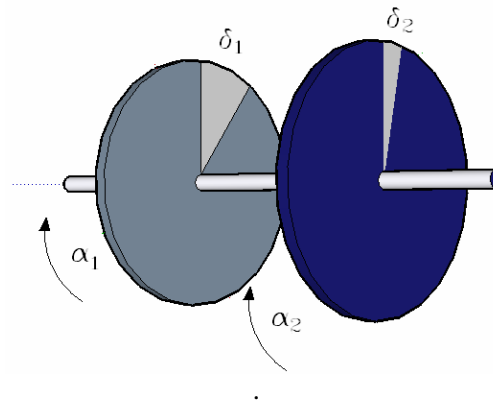
Lo primero que hay que considerar al momento de conectar dos sistemas por medio de un enlace HVAC, es la necesidad imperativa de que ambos sistemas se encuentren operando a la misma frecuencia, es decir, se encuentren en sincronismo. Para lograr esto, es necesario coordinar los controles de frecuencia, establecer reglas comunes para la generación de reserva primaria y secundaria, rechazo de carga y límites para la variación de frecuencia en estado estacionario y transitorio, entre otros, que en pocas palabras pueden implicar posibles modificaciones en las operaciones de los sistemas, traducidos en modificaciones en el control de generadores y procedimientos de operación en los centros de despacho.

Por medio de un control en los generadores en una de las redes, se puede controlar indirectamente el flujo de potencia en la interconexión, es decir se puede controlar la potencia de intercambio entre una red y otra. Lo anterior trae de la mano el hecho de que una contingencia ocurrida en una de las redes, ya sea caída de máquinas o salidas de cargas, se traducirá en un desbalance que resultará en un cambio en el flujo de potencia de intercambio entre ambos sistemas, por lo que si la interconexión no es lo suficientemente fuerte para soportar este tipo de cambios en flujos, el sistema total será incompetente. Por lo tanto un enlace de HVAC entre 2 sistemas resultara óptimo, si este es capaz de mantener en sincronismo en ambos sistemas durante diferentes contingencias.

Por otro lado es importante considerar el nivel de capacidad de la interconexión, la cual no debe ser ampliamente menor que la generación total correspondiente a la red más pequeña, y además no debe ser menor que la máquina más grande del Sistema Total (ambas redes).

Además de lo anterior, es importante considerar el estado transitorio de la interconexión, donde para ser prácticos se puede representar una interconexión de HVAC como un eje que une 2 masas rotativas con determinada Inercia, tal como se observa en la figura 3.1.

Figura 3.1 Representación mecánica de 2 sistemas eléctricos interconectados



Lo primero que se observa, de la figura anterior, es el hecho de que al someter el sistema a una perturbación (contingencia), como el acelerar o frenar una de las masas, resultará una oscilación en ambas masas, pues el eje en la realidad, no se puede considerar como infinitamente rígido, por lo que si este es débil o muy largo, la oscilación del sistema puede desembocar en la ruptura del eje.

En el caso de sistemas eléctricos, el análogo se refleja en que la interconexión sea de baja capacidad, situación que se ve empeorado sobretodo si el enlace es de gran longitud. Lo anterior se ve justificado por lo siguiente: La potencia transmitida alterna P_{12} por medio de un enlace, se calcula como sigue:

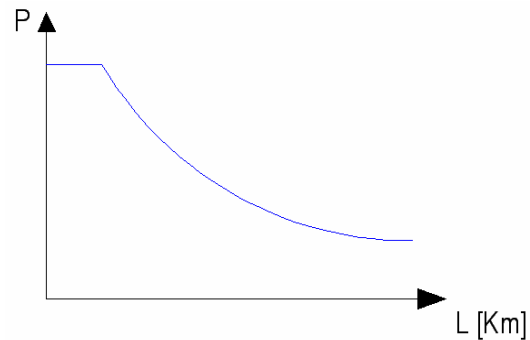
$$(3.1) P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{12}} \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2)$$

Donde $\delta_1 - \delta_2$ es el ángulo entre ambos voltajes V_1 y V_2 , que son los voltajes a cada extremo de la interconexión. Y X_{12} es la reactancia de la línea, que depende directamente de la longitud de la línea (directamente proporcional).

De lo anterior, es directo ver que a mayor longitud (X grande) de la interconexión, éste será capaz de proveer menor potencia de sincronización. En el siguiente gráfico se puede observar la dependencia que existe entre la potencia transmitida en función de la distancia para una

interconexión HVAC, de donde se puede ver que la capacidad de transmisión disminuye conforme aumenta la longitud de la línea, debido a sus efectos inductivos.

Figura 3.2 Relación Potencia vs. Longitud de enlace HVAC.

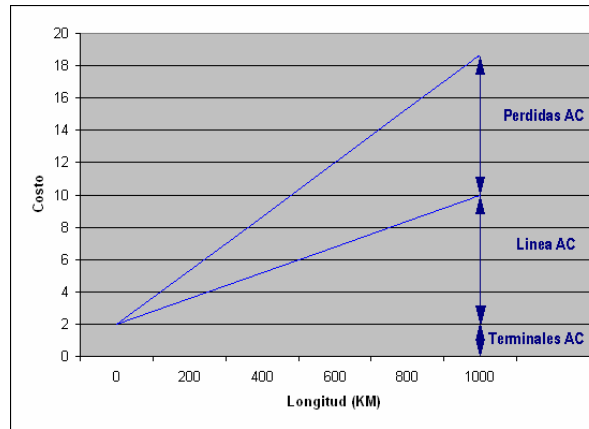


Por otra parte, un problema extra que añade la inclusión del efecto inductivo mencionado anteriormente, es el desfase que se produce en los extremos de las líneas, produciendo como consecuencia la inestabilidad del sistema.

Otro factor importante a considerar, a la hora de establecer un enlace de HVAC, es el costo económico y social que este acarrea, y esto sirve principalmente para obtener los puntos críticos o los puntos de inflexión entre si decidir en construir un enlace de HVAC o HVDC.

Si se analiza el costo total de implementar un enlace HVAC es importante incluir tanto los costos directos de instalación (líneas y los transformadores) y los costos indirectos (pérdidas capitalizadas). Es evidente, que a medida que el sistema de interconexión sea mas largo, los costos de instalación subirán, tal como se observa en la siguiente gráfica.

Figura 3.3 Relación Costo vs. Longitud de enlace HVAC



Del gráfico anterior, se puede concluir inmediatamente el efecto que tiene el largo de la línea en los costos, costo que se ve principalmente aumentado por las pérdidas que aquéllas poseen.

A lo anterior se suma el impacto social que implica una instalación de la envergadura de una interconexión HVAC, impacto que se ve reflejado en el espacio medioambiental de las instalaciones: mencionar el espacio que ocupa cada torre HVAC que repercute de manera significativa tanto en un aspecto visual como el natural, debido a la deforestación necesaria para la instalación de torres.

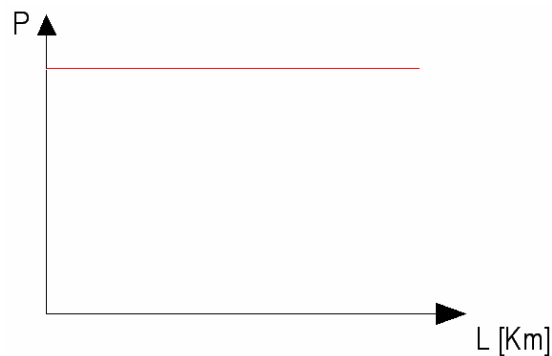
Finalmente comentar que en este tipo de interconexiones para asegurar el Estado Normal de Suficiencia, muchas veces cae en la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión, que puede ser insignificante si la inversión trae consigo buenos frutos, sin embargo, es importante señalar que este tipo de interconexión puede traer hacia el futuro mayores gastos, ya que los subsistemas tienden a crecer y expandirse.

3.1.2 Interconexión con HVDC

A la hora de interconectar dos sistemas por medio de un enlace HVDC, el primer factor que se debe considerar es el de la frecuencia, de esta forma, si ambos sistemas poseen distinta frecuencia nominal (50/60Hz), la única opción de poder enlazar los sistemas es por medio de un enlace de HVDC, sin embargo, para los sistemas de frecuencia nominal constante, existen otros factores que pueden determinar la utilización de este tipo de tecnología, y donde juega como principal factor la longitud de la conexión.

Una de las principales características de este tipo de enlace, es la capacidad de transmisión que se ve prácticamente sin efectos negativo en función de la distancia, tal como muestra el gráfico de la figura 3.4.

Figura 3.4 Relación Potencia vs. Longitud de enlace HVDC.

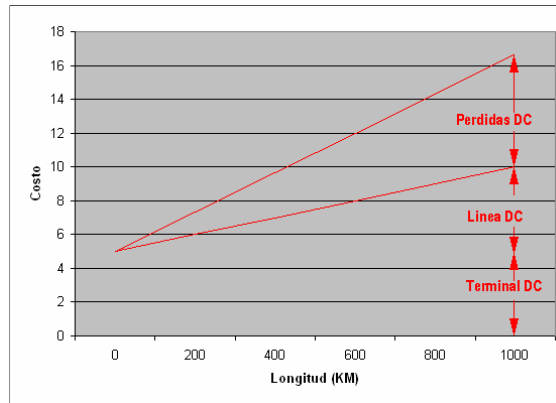


Lo anterior se justifica por el hecho de que este tipo de conexión no se ve afectado por la inductancia de la línea. Por otro lado es importante considerar que por la misma razón no existe desfase en los extremos, que en pocas palabras pueden causar inestabilidad en el sistema.

Al igual que en el caso de HVAC, el estudio social y económico también juegan un rol importante a la hora de las decisiones. En primer lugar el costo que implica una instalación HVDC, y concordando con el expuesto anteriormente (HVAC), debe ser expuesto tanto el costo de instalación o directo, y los costos indirectos (perdidas capitalizadas).

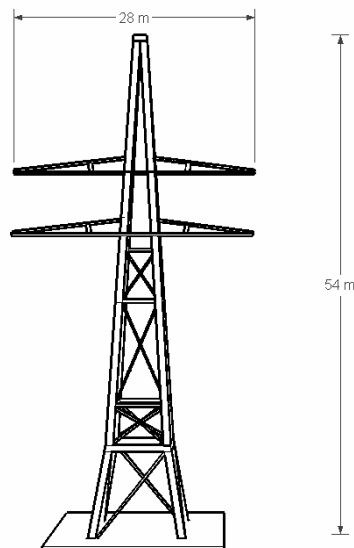
A continuación se observa la curva costo directo/distancia, que da una idea vaga de cómo se distribuye el costo en relación al largo de interconexión.

Figura 3.5 Relación Costo vs. Longitud de enlace HVDC



En relación al impacto ambiental, el espacio usado para una torre de HVDC no es un factor tan importante, pues corresponde a un área de trabajo aceptable, desde el punto de vista visual y natural pues no hay que recurrir a deforestaciones masivas. Por ejemplo para una torre de 500 Kv DC, esta utiliza solo 28 metros lineales/superficiales (que en el caso de HVAC por la misma torre solo se puede transmitir 380 Kv AC).

Figura 3.6 Dimensiones Torre 500 KV DC, de un sistema HVDC Europeo.



Ya definidos HVAC y HVDC en relación a los factores de decisión a la hora de construir uno u otro sistema, ahora corresponde tomar estos datos a niveles reales, es decir en relación al proyecto HidroAysén y compararlos, y obtener una razón acertada de porque HVDC es el camino a tomar para interconectar estos 2 Sistemas (Aysén – SIC).

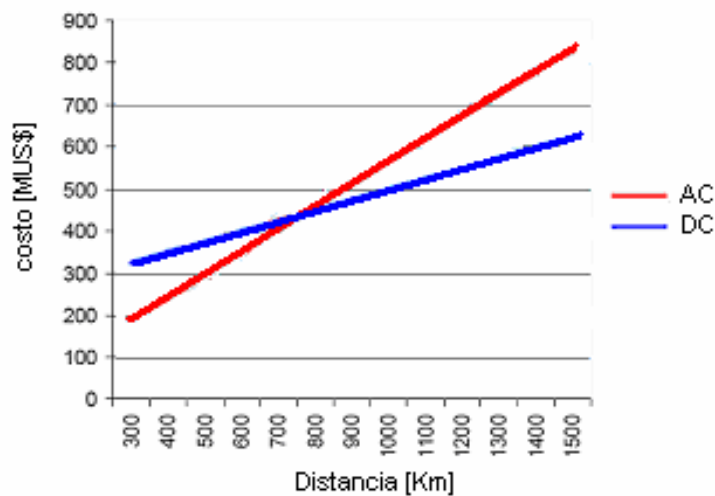
3.1.3 Comparación HVDC y HVAC

Dado que la interconexión Aysén-SIC enlaza sistemas de frecuencia nominal idénticas (50Hz), a priori, como primera opción se pensaría en un enlace de HVAC, sin embargo, y como se mencionó anteriormente, bajo estas circunstancias la elección de HVAC o HVDC, depende de otros factores, que son los que se discutirán a continuación.

1. En primer lugar mencionar que en un enlace HVAC, se ve fuertemente afectado por la distancia que separa dos sistemas en relación a la potencia transmitida, cosa que no ocurre en un enlace HVDC.

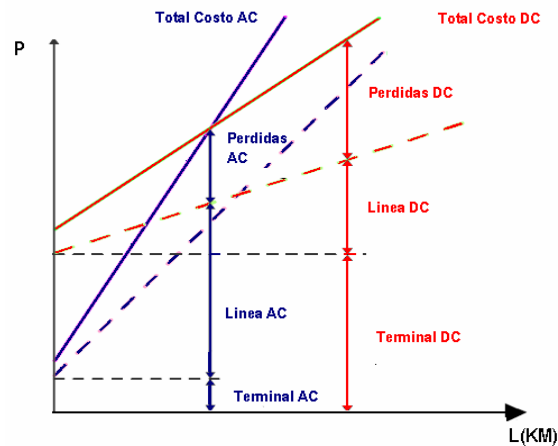
Por otra parte los costos asociados a ambas tecnologías dependen tanto de la potencia transmitida, como de la distancia que separa los sistemas. Así por ejemplo en el siguiente gráfico se observa la curva Costo/distancia (KM) para ambas tecnologías en una transmisión de 2000 MW, que se acerca en cierto modo al proyecto Aysén-SIC.

Figura 3.7 Costo vs. Distancia (2.000 MW)



Lo anterior queda claramente establecido al superponer los gráficos de Costos para HVAC y HVDC generales.

Figura 3.8 Costo vs. Distancia HVAC (azul) y HVDC (rojo)



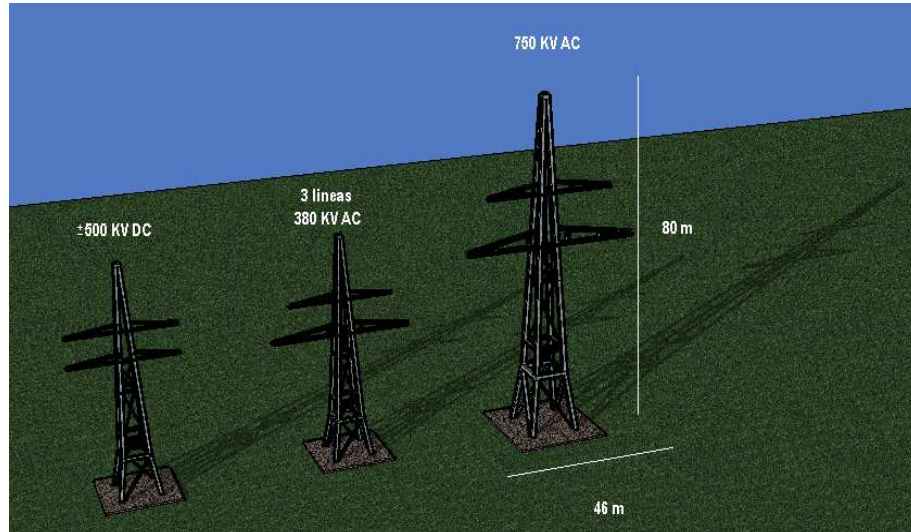
Como bien se sabe las líneas de transmisión HVDC tienen menor costo (torres, número de líneas, compensación de reactivos no son necesarios, pérdidas en las líneas menores, etc.) que las de HVAC para niveles de transmisión iguales, sin embargo, la construcción de una Subestación DC, tiene un mayor costo en relación a una Subestación AC, pues el costo de una estación de conversión es mayor que el costo de transformadores. Lo anterior explica el hecho de que HVDC tiene un costo inicial mayor ($D < 100$ KM). Sin embargo, a medida que la distancia aumenta, existe un punto en que los costos HVDC y HVAC son los mismos, estas distancias son conocidas como las “distancias críticas”, y que corresponden entre los 600 y 1000 Km. (caso líneas aéreas), distancia que depende de la ruta que siga la línea y de la potencia, de esta forma a mayor dificultad de la ruta, menor es la distancia crítica. Otro factor que influye en la distancia crítica es el precio de la tierra (donde se instalarán las torres), que en el caso de ser muy elevado la distancia crítica será menor aún.

2. Otro factor importante a considerar es la confiabilidad de las líneas HVDC, que tienen un nivel altamente favorable. Lo anterior se refleja en el hecho de que una contingencia en una línea de transmisión bipolar HVDC (como el caso Aysén-SIC), consiste en el cierre de un polo, quedando el otro en funcionamiento. Haciendo un paralelo con HVAC una línea bipolar (en términos de confiabilidad) equivale a un doble circuito en una línea HVAC, y esto se debe a la operación independiente que existe en cada polo.

3. Otro punto a favor del enlace HVDC, es la capacidad de controlar el flujo de potencia, por medio de ajustes en las subestaciones de conversión. En general el método de control se basa en transmitir potencia constante. Una de las principales funciones es que al conectar dos sistemas de distinta potencia al tener una red problemas, por medio del control adecuado se puede asistir esta red cambiando al nivel de potencia requerido, cosa que no es posible en un enlace HVAC. Lo anterior trae como consecuencia la imposibilidad de sobrecargar el enlace debido al control (monitoreo) constante que se tiene sobre el sistema, y de esta forma evitar la caída de éste cuando más se necesita, limitando además y en comparación con corriente alterna los flujos de potencia en paralelo en un sistema interconectado.

4. Enlace HVDC, tal como se esperaba, tiene mejor comportamiento ecológico, pues puede ocupar hasta 1.5 veces menos territorio que el espacio que puede ocupar las líneas de HVAC para mismos niveles de niveles de Potencia. En la siguiente figura se muestra comparativamente distintas torres para distintos niveles de tensión del sistema Rusia-Bielorrusia-Polonia-Alemania.

Figura 3.9 Comparación Dimensional de una torre 500 Kv DC, con 2 torres AC (380 Kv y 750 Kv) para líneas de transmisión de 4GW



Como se puede ver, una torre de 750 Kv, usa aproximadamente 1.5 veces el espacio utilizado por una torre de 500 Kv DC para lograr aproximadamente el mismo comportamiento. Además queda explícito en la figura que con las mismas dimensiones para una torre se logran niveles menores de variables (comparar torre 380 Kv AC con torre 500 Kv DC que tienen las mismas dimensiones, 26m x 54m).

La ventaja ecológica no solo se traduce en un aspecto visual, como el anterior, sino además se ve reflejado en lo siguiente: Los campos eléctricos y magnéticos generados por una línea HVDC son estáticos y del orden de magnitud que son generados naturalmente por la Tierra, produciendo efectos negativos nulos sobre el ser humano, es más, una forma de apalear el campo magnético es instalando retornos metálicos que los anulan. Otro fenómeno a mencionar, es el efecto corona (que aparece cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta sobrepasar la rigidez dieléctrica del aire que rodea el conductor) que en líneas HVAC es superior, por lo que para controlarlo hay que llegar a invertir más (subiendo evidentemente los costos). Y además mencionar, a consecuencia de lo anterior, la generación de ozono en líneas HVDC es del mismo nivel que el generado naturalmente por lo que no implica un problema.

Si consideramos los puntos anteriores, se puede apreciar notablemente las ventajas que un enlace HVDC posee sobre un HVAC, sin embargo, tomar una decisión sólo en base a lo anterior sería poco responsable. A continuación se listan las principales desventajas que posee un enlace HVDC en comparación a un HVAC.

1. Lo primero por mencionar es la mayor complejidad que tiene una Subestación Convertidora, que las Subestaciones de HVAC, y esto se debe no sólo a que se requieren equipos adicionales (Rectificadores, Inversores, etc.), sino que además que es más difícil de controlar y regular.

2. La estabilidad en la operación de sistemas HVDC, se puede garantizar sólo para el cumplimiento de algunos niveles de demanda en la conexión de las líneas AC con el sistema HVDC. En relación a lo anterior es importante señalar el especial cuidado que hay que tener con los corto circuitos en las barras AC de las Subestaciones de Inversión, donde la capacidad de esta última o *Short Circuit Ratio (SCR)* no debe ser menor a 3, llegando a ser imposible asegurar estabilidad para el sistema HVDC si el SCR es menor a 2.

3. Otro problema importante, en las Subestaciones de Conversión se generan armónicas de corriente y voltaje (debido a la Rectificación e Inversión). A lo anterior se suma un consumo adicional de reactivos, por lo que para apalar los efectos anteriores se deben instalar unidades filtradoras de armónicas y compensadores de reactivos que consumen entre un 0.5 y 0.6 de la capacidad total de la Subestación de Conversión.

4. La alta frecuencia en DC, puede provocar ruido, que afecta principalmente a las líneas de comunicaciones, que se ubican cerca de las líneas HVDC. Para prevenir estos problemas se deben instalar filtros en las líneas HVDC, sistemas que son muy caros.

5. Cuando ocurre un corto circuito en sistemas AC cercano a las subestaciones HVDC, las fallas en transmisión HVDC tiene una duración equivalente al tiempo del corto circuito. Más sensible a las bajas de voltaje y las distorsiones en las barras AC son las Subestaciones de Inversión, donde la caída de voltaje puede llegar hasta el 50% e incluso más. En las barras AC de las Subestaciones de Rectificación, la falla de poder debido al corto circuito, generalmente es proporcional a la caída de voltaje (en secuencia de adelanto).

Además del mencionado anteriormente, existe otra falla en relación al corto circuito que se ven en AC, que se puede advertir principalmente en sistemas HVDC de multiterminal (MTDC), cuyo problema radica principalmente en la capacidad mínima de las subestaciones MTDC. Lo anterior se centra en que para tener estabilidad en este tipo de sistemas, la capacidad mínima que debe poseer el sistema (considerando la capacidad de todas las subestaciones) en términos de temperatura cuando ocurre un corto circuito, no debe ser menor a 10-15%, limitando de esta forma el número de subestaciones que no debe exceder a 6 – 8 (considerando además que la capacidad entre una y otra subestación no debe ser marcada por una gran diferencia), haciendo el sistema, y tomando como en consecuencia lo anterior, prácticamente imposible de implementar para un número superior al anterior de subestaciones (actualmente se puede decir que no debe ser mayor a 5 subestaciones). En pocas palabras lo anterior quiere decir que a mayor número de subestaciones, es menor la diferencia entre sus capacidades, dando como consecuencia lo expuesto anteriormente.

6. Finalmente, agregar el retorno de la corriente por tierra, en el caso de sistema de un polo, o en condiciones asimétricos de operación en el caso de sistemas bipolar. Este tipo de operación en HVDC resulta en instalaciones muy complejas y caras, que consiste en dar un estado de confiabilidad y contacto permanente entre la tierra y las “tierras” de los aparatos eléctricos, asegurando además la eliminación de posibles “escalones de voltaje” de valores peligrosos.

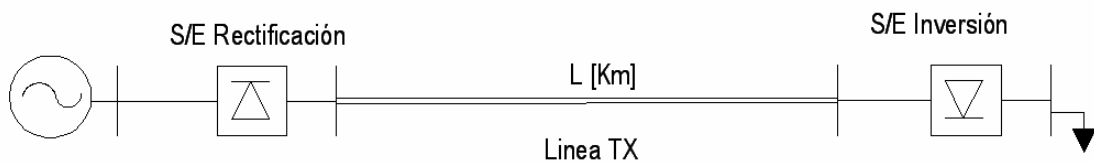
3.2 Tecnología *High Voltage Direct Current (HVDC)*

EL siguiente paso en nuestro análisis, es el determinar las componentes de un sistema HVDC, y de esta manera determinar el tipo de funcionamiento que reina en este tipo de tecnologías con el fin de estimar el comportamiento que tendría ante una eventual conexión en el nudo Charrúa. Lo anterior y considerando todo lo expuesto hasta el momento brinda las herramientas necesarias para poder pasar al siguiente punto, que corresponde al análisis de los flujos y determinación del comportamiento mercantil que adquirirá el SIC ante el nuevo escenario energético.

3.2.1 Subestaciones de Conversión

Un sistema HVDC en términos generales se compone de 2 subestaciones de conversión y la línea de transmisión. Las Subestaciones de conversión son AC/DC y DC/AC, donde el primer caso se le llama Subestación de Rectificación y la segunda de Inversión. En la siguiente figura se observa a grandes rasgos un sistema HVDC.

Figura 3.10 Esquema general de un Sistema HVDC (Generación, Rectificación, Transmisión, Inversión, Consumo)



La conversión de la energía (AC/DC), se puede lograr mediante 2 tipos de tecnologías: la Tecnología clásica por medio de tiristores o LCC (Line Commutated Converter) y la Tecnología VSC.

En el primer caso, como se menciona, es en base a tiristores, esto se conoce como conversión semicontrolada, pues como bien se sabe el encendido de un tiristor se puede controlar en base al ángulo de disparo, sin embargo, el apagado solo ocurrirá una vez que se polarice inversamente el dispositivo (semicontrol). Este semicontrol se traduce en regular la Potencia activa pero no la reactiva. La potencia reactiva Q depende la potencia activa P según:

$$(3.2) \quad Q = P \cdot \tan \left[\cos^{-1}(\cos(\alpha - d_x)) \right]$$

Con Q = Potencia Reactiva, P = Potencia Activa, α = ángulo de disparo y d_x = Caída de tensión inductiva relativa. En general el consumo de Reactivos oscila entre el $0.3 \cdot P$ y $0.55 \cdot P$ que debe ser aportado al convertidor.

Como se mencionó la rectificación para esta tecnología es en base a tiristores, y es importante mencionar que los pulsos generados para rectificar influyen directamente en el tipo de salida que se tenga, por lo que a mayor pulsos, se tendrá un menor rizado en la salida. Dado que se tienen al menos 3 fases, el primer puente en cuestión es uno de 6 pulsos, pero como bien se sabe es posible conectar 2 rectificadores de 6 pulsos en serie para obtener uno de 12 pulsos, y así sucesivamente conectando dos rectificadores de 12 pulsos en serie para obtener uno de 24 pulsos. Lo anterior nos hace, a priori, pensar que la mejor opción sería conectar un rectificador de 24 pulsos, o quizás uno de 48, sin embargo, es sabido que a pesar de obtener mejor rizado la diferencia técnica entre uno de 12 pulsos y uno de 24 pulsos es mínima (no así entre uno de 12 y uno de 6), pero en este caso el factor costo juega un papel fundamental, pues el costo de invertir en un rectificador de 24 pulsos sobrepasa en creces al beneficio de obtener un mejor rizado que si compara con el de 12 pulsos. De esta forma es directo decir que un rectificador de 12 pulsos es la mejor opción, ya que a pesar de invertir más, es compensando con el rizado obtenido y los ahorros en costos posteriores que esto acarrea.

A continuación se describen el funcionamiento de un rectificador de 6 pulsos y uno de 12 pulsos.

Rectificador de 6 pulsos

Con una tensión trifásica de entrada al puente rectificador, éste puede invertir el semiciclo negativo o positivo, según se presente la configuración, arrojando una señal continua a la salida ya sea positiva o negativa respectivamente. Dado que se trata de un puente de 6 pulsos y una señal de entrada a 50hz (caso Chile), la señal continua tendrá una frecuencia equivalente a 300hz ($6 \times 50\text{hz}$), pues corresponde a 3 semiciclos positivos en bruto más los 3 semiciclos negativos invertidos. Luego la forma de la señal a la salida dependerá del ángulo de disparo que se utilice, y que en el caso de un rectificador oscilará entre 0° y 90° y para un inversor entre 90° y 180° . Como bien se sabe los rectificadores origina armónicos que deben ser atenuados o controlados tanto en el lado de AC como el lado de DC, y que en el caso particular del rectificador de 6 pulsos en el lado AC se

tienen armónicos del orden $6n \pm 1$ y del orden de $6n$ en el lado DC. Arrojando un THD (*Total Harmonic Distortion*) del orden del 25% al 40%.

Rectificador de 12 pulsos

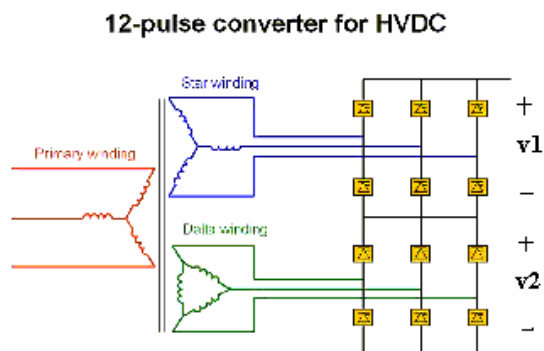
En este caso se conectan en serie 2 puentes de 6 pulsos generando 2 señales de 300hz y desfasadas en 30° debido a la configuración de los Trafos tal como es explica más adelante. Al combinar ambas señales se genera una única señal de 600hz, con menor rizado y más estable que la entregada en el caso del rectificador de 6 pulsos.

En éste caso las armónicas generadas en el lado AC y DC son $12n \pm 1$ y $12n$ respectivamente ($p \cdot n \pm 1$ y $p \cdot n$ con p el numero de pulsos). En éste caso se obtiene un THD del orden del 9% y el 11%. Es importante mencionar que a pesar de la gran reducción en el THD, la normativa acepta THD del orden del 3% en redes AT obligando los valores anteriores al 3% imperativo. Lo anterior obliga a invertir en tecnologías necesarias extra para llevar los THD al valor correspondiente.

3.2.2 Transformadores

Para poder conectar la entrada a los 2 puentes de 6 pulsos (o adaptar el nivel de voltaje AC al nivel de voltaje DC), es necesario utilizar un transformador de 3 enrollados, o en su defectos 2 transformadores, uno en conexión YY y el otro en conexión DY.

Figura 3.11 Conexión del Transformador



De la figura anterior se puede ver la existencia de dos voltajes v_1 y v_2 , donde cada 1 es de 6 pulsos, pero sin embargo dada la configuración de los Trafos estos se encuentran desfasados en 30° , generando un voltaje total $v = v_1 + v_2$ de 12 pulsos.

El hecho de aumentar la cantidad de pulsos en la rectificación, es lograr un menor rizado en la salida, en base a esto, se podría pensar a priori, en optar por usar un rectificador de 24 pulsos, pero es conocido que el porcentaje de rizado menor que se obtiene en éste último caso no es valorable en relación al costo que implica implementar un rectificador de 24 pulsos, por lo que la primera opción es la óptima.

3.2.3 Filtro DC

Un filtro DC se utiliza para reducir el contenido de armónicas de la corriente y los posibles daños que esta cause, conectándolos en paralelo a la línea DC. También es posible utilizar filtros activos para apalear lo anterior los cuales tienen mejor desempeño que los clásicos filtros pasivos.

En el lado DC de la estación convertidora se generan armónicas de voltaje, que provocan componentes armónicas de corriente que se superponen a la componente DC a pesar de la atenuación producida por la inductancia de la línea. Lo anterior explica el hecho de que se generen altas frecuencias, trayendo de la mano la alteración o interferencia de líneas de telecomunicaciones próximas a la línea DC.

3.2.4 Filtro AC

Los filtros AC se utilizan para absorber contenido armónico de la corriente que se genera en las Subestaciones, y por lo tanto se reduce el impacto en la red AC de las armónicas de voltaje. Por lo tanto estos filtros deben tener una baja impedancia para las armónicas de voltaje, de tal forma que el que se logre generar sea el menor posible.

Por otra parte, los filtros AC se utilizan para aportar reactivos, que son indispensables en las Subestaciones de conversión (a veces se utilizan condensadores shunt independientes al filtro AC).

3.2.5 Inductancia Línea DC

Si se recuerda que la idea de implementar un rectificador de 12 pulsos, en comparación a uno de 6 pulsos es la de disminuir el rizado que se origina, sin embargo, esta rectificación no es perfecta y siempre existe algún porcentaje de rizado. La función de la inductancia en la línea DC en serie es disminuir aún más el rizado, logrando prácticamente una perfecta continuidad de la corriente, ayudando además, a disminuir las componentes armónicas de la corriente. Además tiene un papel importante en la atenuación de la interferencia que se genera hacia las líneas de telecomunicaciones vecinas por alta frecuencia.

3.2.6 Protección y Control

Un sistema de protección y control juega un papel importante a la hora de transmitir cierta potencia, pues es aquí donde se regula la cantidad de potencia que se desea transmitir por medio de un control en los ángulos de disparo de los tiristores. Por otra parte, se tiene una medición constante de las principales variables eléctricas, dando por cierto, un estado de seguridad importante al sistema. Finalmente señalar que existe un sistema de protección que concierne tanto a los equipos como a las personas que operan en estos controles.

Para lograr la potencia deseada a transmitir, los controles participantes se basan en los siguientes cálculos teóricos que rigen estos sistemas.

El voltaje V_{cc} continuo a la salida de un rectificador, depende del ángulo de disparo de los tiristores como además de las pérdidas que se producen en las subestaciones. Lo anterior se resume en:

$$V_{cp} = V_m \cdot \Lambda \left(\frac{\pi}{p} \right) \cdot \cos(\alpha) - \left(\frac{p \cdot w \cdot L}{2\pi} \right) I_c - R \cdot I_c$$

(3.3) Con:

$$\Lambda \left(\frac{\pi}{p} \right) = \frac{\text{sen}(\pi/p)}{\pi/p}$$

Donde α es el ángulo de disparo, w es la frecuencia, L y R son la inductancia y resistencia del trafo respectivamente, p el número de pulsos, V_m el voltaje medio.

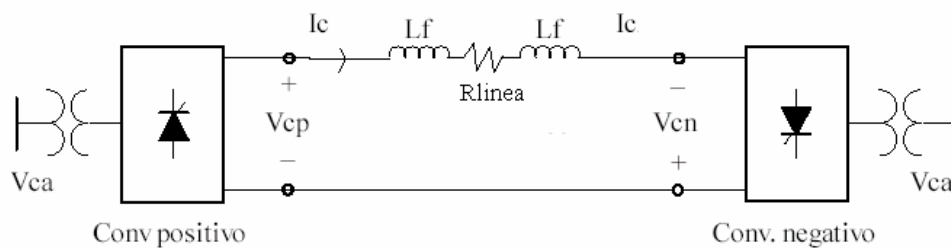
Las ecuaciones anteriores tienen validez tanto en la Subestación de rectificación como de inversión, la diferencia radica en el ángulo de disparo cuyo rango oscila entre 0° y 90° para el primer caso, y entre 90° y 180° para el segundo caso. Por otro lado el voltaje en el inversor es negativo, entregando potencia que recibe de la subestación de rectificación al sistema. Con lo anterior para que la potencia se transmita de la Subestación de Rectificación (convertor positivo) a la Subestación de Inversión (Conversión negativo) el primer voltaje debe ser mayor, a los voltajes anteriores se les conoce respectivamente como V_{cp} y V_{cn} .

El voltaje V_m corresponde al voltaje medio a la salida del secundario del Trafo (V_s) y corresponde a $\sqrt{2} \cdot V_s$.

Dependiendo el número de pulsos que se este usando en las Subestaciones de Conversión, es el valor que adopta p , en general 6 o 12. L y R corresponden a la inductancia y resistencia del Trafo respectivamente.

La corriente I_c es la corriente continua que viaja desde el convertor positivo al negativo y se calcula como $I_c = (V_{cp} - V_{cn}) / R_{\text{Linea}}$. En la siguiente figura se tiene la configuración para la corriente continua. En donde se advierte los componentes anteriormente descritos, y se puede ver claramente las fases de rectificación e inversión (izquierda y derecha respectivamente).

Figura 3.12 Esquema básico HVDC



3.3 Análisis económico

Dependiendo las distancias entre los puntos de generación y consumo, se implementaría HVDC o HVAC. El rango crítico de distancia esta entre los 600 Km. y 800 Km., que depende de factores como costos de componentes para cada país, tasa de descuento, pérdidas en las líneas, entre otros.

3.3.1 Costo de las líneas

Para una transmisión HVDC por líneas aéreas, como sería el caso de Chile (proyecto HidroAysén), la inversión bordea los 0.25 MUS\$/Km. [8], en otras publicaciones sitúan éste costo entre 0.22 y 0.45 MUS\$/Km. [9] para conexiones bipolares con tensiones entre los 400-600 KV DC y Potencia nominal de 3000 MW.

3.3.2 Costo de Subestación de conversión AC/DC, DC/AC.

Es posible estimar [10] los costos de inversión para 4 unidades o 4 subestaciones de conversión, según la siguiente tabla.

SE	V DC [KV]	Pnom [MW]	V AC [KV]
1	250	500	230
2	350	1000	345
3	500	3000	500
4	back to back	200	230

A los 4 sistemas anteriores, se estimaron los costos, donde es importante señalar que los costos corresponden al valor de 2 unidades de conversión, donde cada una está compuesta por un puente de 2 rectificadores (o inversores) de 6 pulsos para de esta forma obtener uno de 12 pulsos (que es la mejor opción).

A continuación se observa los costos para 2 estaciones convertidoras y los ítems respectivos, donde se tiene los costos totales en millones de dólares y los costos por KW (es importante señalar que no se suman los costos de las líneas).

	1		2		3		4	
	%	KUS\$	%	KUS\$	%	KUS\$	%	KUS\$
Válvulas tiristores	21.00	30450.00	21.30	45518.10	21.70	98018.90	19.00	8227.00
Transformador Convertidor	21.30	30885.00	21.70	46372.90	22.00	99374.00	22.70	9829.10
Switch DC	6.00	8700.00	6.00	12822.00	6.00	27102.00	3.00	1299.00
Switch AC	9.70	14065.00	9.70	20728.90	9.30	42008.10	10.70	4633.10
Control, protección y comunicación	8.00	11600.00	8.00	17096.00	7.70	34780.90	8.70	3767.10
Obras civiles	13.70	19865.00	13.70	29276.90	13.70	61882.90	13.00	5629.00
Equipos auxiliares	2.30	3335.00	2.30	4915.10	2.30	10389.10	2.00	866.00
Administración	18.00	26100.00	17.30	36970.00	17.30	78144.10	20.90	9093.00
Costo total MUS\$	145.0		213.7		451.7		43.3	
Costo US\$/KW/Estación	145.0		107.0		75.0		217.0	

Por lo tanto, si se recuerda las características técnicas del proyecto HidroAysén, los 3000 MW como potencia nominal (recordar que se desean transmitir 2700 MW) y un voltaje DC +/- 500 KV que también corresponde al proyecto.

3.3.3 Cálculo de Costos Totales

Asumiendo que el proyecto contempla la construcción de una SE de rectificación y una de Inversión se tienen los siguientes costos.

Considerando el proyecto construido en su totalidad, es decir, se estarían transmitiendo 2700 MW desde Aysén al SIC, que si se aproxima a las potencias nominales entregadas en las tablas anteriores, éste correspondería a 3000 MW, de tal forma que el costo corresponden a 75 US\$/KW para una SE de conversión. Por lo tanto el costo total para las 2 SE (rectificación e inversión) es:

$$(3.4) \left(2700[\text{MW}] \times \frac{75}{1000} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{MW}} \right] \right) \times 2 = 405 \text{MUS\$}$$

Considerando para la línea de transmisión un costo de 0.25 MUS\$/Km. Se tienen los siguientes costos dependiendo el punto de inyección: Charrúa (1500 Km o Polpaico 2000 Km)

$$(1500[\text{Km}] \times 0.25[\text{MUS\$/Km}]) \times 2 = 750[\text{MUS\$}]$$

$$(2000[\text{Km}] \times 0.25[\text{MUS\$/Km}]) \times 2 = 1000[\text{MUS\$}]$$

Por lo tanto el costo total de inversión para cada caso corresponde a:

$$C_{\text{Charrua}} = 1155[\text{MUS\$}]$$

$$C_{\text{Polpaico}} = 1405[\text{MUS\$}]$$

4. CONSTRUCCIÓN MODELO DEL SIC

Antes de entrar a analizar el tema correspondiente al objetivo principal de esta memoria, es importante tener un modelo sólido que sea representativo del SIC, en base a la información que se pueda obtener de las publicaciones oficiales que definan el sistema interconectado central.

Como primera aproximación a un modelo definitivo es definir la plataforma computacional que será base para los análisis posteriores, ya sean de flujos y/o despachos óptimos. El software a utilizar debe tener, a priori, las opciones de análisis que se requieren para el futuro. Una vez definida la plataforma computacional a utilizar, el siguiente paso es definir el SIC en términos generales, es decir, número de barras, generadores, consumos, etc.

Con lo anterior ya en conocimiento, el siguiente paso corresponde a detallar el modelo adoptado, es decir, comparar la información que se tenga del modelo existente con la oficialmente [1] [2] entregada por los organismos respectivos, y hacer los cambios que sean necesarios.

Con el modelo ya construido, y que correspondería, a priori, a una modelación del SIC actual, se procede a construir un nuevo modelo, que será pieza fundamental de la siguiente etapa de esta memoria y que corresponde a una estimación futura del SIC, y que debe contemplar una proyección en la demanda y en la generación (nuevos proyectos de centrales) como además aquellos proyectos en transmisión, como la ampliación de líneas, etc.

Este modelo, que en una primera instancia correspondería a una situación al azar para el SIC futuro, debe ser ajustado de tal forma para ir analizando distintos escenarios que pudiese presentar el SIC. Estos escenarios que sin duda, traen de la mano la incorporación del proyecto Aysén como actor principal; cabe señalar respecto de lo anterior, que para cada escenario presentado (que se detallará mas adelante) se debe incluir 3 etapas importantes, y que corresponde al análisis del sistema incorporando, para cada escenario, el comportamiento que tendría considerando 3 tipos de Hidrología: Húmeda, Seca y Normal.

A cada etapa de análisis, como las expuestas anteriormente, se asocia un despacho económico, que es fuertemente influenciado por el tipo de Hidrología que se tenga, por lo tanto,

previo a cualquier tipo de análisis es de vital importancia conocer el tipo de despacho que se tiene en juego, y que representa al SIC.

4.1 Despacho Hidrotérmico

Una primera etapa antes de comenzar a analizar el comportamiento de los flujos del SIC, es definir al SIC en términos de despacho económico.

En Chile existen 2 grandes sistemas o redes eléctricas, que son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en la cual se diferencian, además de la capacidad total instalada en el país, en la composición o matriz de generación, así el SING es un sistema netamente térmico, es decir, lo componen en un 100% centrales termoeléctricas y por otro lado, la particularidad del SIC es que es un sistema hidrotérmico, es decir, la generación corre por parte de centrales hidroeléctricas como de centrales termoeléctricas. Esta característica hace que el despacho no sea tan simple, y nace la necesidad de explicar en términos generales las hipótesis que imperan en este tipo de sistemas [12].

Una primera complejidad existente es la cantidad limitada de agua que existen en las centrales hidroeléctricas de embalse, pues las decisiones que se tomen respecto de la utilización de esas aguas en un instante t_0 repercuten en el sistema en otro instante $t_0 + t$. Lo anterior quiere decir que si dado un instante t_0 se utilizara toda el agua almacenada en los embalses, y suponiendo en el instante $t_0 + t$, se presenta una hidrología seca, se hará necesaria la incorporación de las centrales térmicas como principales gestores de energía trayendo consigo un alto costo de operación o en su defecto políticas de racionamiento.

Por otro lado, puede ocurrir el escenario inverso, en que en el instante t_0 se use en forma mínima esta centrales de embalse (para mantener alta la cota en caso de hidrología seca futura), lo que obliga, para satisfacer la demanda en t_0 , utilizar las centrales térmicas que evidentemente implica un costo alto. Suponiendo en el instante $t_0 + t$, en lugar de una hidrología seca como se esperaba, se da el caso contrario, se debe recurrir entonces, al vertimiento de los embalses lo que implica un gasto de energía y el consecuente alto costo de operación.

Dado lo anterior, aunque técnicamente el agua en una central de embalse no implique un gasto directo, el agua si tiene un valor monetario y que corresponde a un “valor estratégico”, equivalente al costo actualizado de operación y falla que ella sustituye en ese momento [11] [12].

Por lo tanto, la operación y planificación en sistemas hidrotérmicos como el SIC, representa una tarea muy importante, pues se ven involucrados varios aspectos técnico-económicos, pues sin duda existe una cantidad considerable de recursos en juego, además de lo complicado de coordinar la generación en un solo escenario.

A continuación, se presenta una representación del parque generador del SIC:

- Centrales Hidroeléctricas: Se clasifican en centrales con embalse y de pasada, donde estas últimas, dada sus características técnicas, en donde la potencia entregable depende directamente del agua, se hacen trabajar a la máxima potencia posible y en todo momento. Una característica muy importante de las centrales Hidroeléctricas, es que operan a carga variable, a diferencia de las centrales Térmicas, por lo que son flexibles, es decir, pueden hacerse partir alcanzando plena carga, para luego detenerla en poco tiempo. Las centrales hidroeléctricas se representan en planificación con una función de costos para el agua nula en el caso de las de pasada y con un costo de “valor estratégico” que representa el costo de la energía térmica que ella determina en un momento determinado.
- Centrales Termoeléctricas: Las centrales térmicas del SIC son de varios tipos como por ejemplo a carbón, diesel, geotérmicas, eólicas, entre otras. Este tipo de centrales son poco flexible y generalmente se trata de hacerlas operar a carga constante, debido al tiempo que toma en frío hacerlas partir. Por otro lado someterlas a carga variable induce un desgaste de la máquina (envejecimiento).

Con lo anterior, nos da a entender como debiese ser resuelto el problema de despacho en el SIC, así por ejemplo un resultado esperado sería operar las centrales hidroeléctricas de pasada como Mampil a la máxima potencia entregable por la central en el instante de análisis. Por otro lado las centrales con embalse entran a competir con las térmicas en generación, y que serán despachadas según la función de costo, que depende del beta [US\$/MWh], y como se verá más adelante este valor depende del tipo de combustible que se utiliza en las centrales térmicas, y además tiene un valor estratégico asignado para el agua en el caso de las centrales con embalse (como Colbún).

En general el problema de despacho hidrotérmico, desea encontrar el funcionamiento óptimo del sistema, que va de la mano a la generación de cada central, para satisfacer la demanda total del sistema además de las pérdidas que se puedan tener en las líneas de transmisión. Lo anterior además debe considerar algunas restricciones como [11]:

- Potencia Activa Limite $P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}$

Donde $P_{i\min}$ representa la Potencia mínima y $P_{i\max}$ la Potencia máxima.

Las máquinas generadoras de las centrales deben entregar una potencia P_i , que cumpla la condición anterior. En general $P_{i\min}$ nunca se desea que fuese 0, pues sería ineficiente hacer funcionar una máquina que entregue 0 MW. Considerando lo anterior, hay ocasiones en que se presenta la necesidad de operar unidades al mínimo o en fuera de servicio, pero en caliente (mínimo técnico), ya que puede no abastecerse totalmente la demanda.

- Transmisión $T_{i\min} \leq T_q \leq T_{i\max}$

Donde $T_{i\min}$ representa la capacidad mínima de la línea y $T_{i\max}$ la capacidad máxima.

Este límite viene dado por la capacidad de la línea. Los límites vienen dado por:

- Límite por flecha
- Límite térmico,
- Límite por voltaje,
- Límite por ángulo (estabilidad)
- Límite de baja carga

El flujo de potencia debe ser factible por la línea, es decir, ésta debe soportarlo.

- Generación Reactiva $Q_{i\min} \leq Q_i \leq Q_{i\max}$

Donde $Q_{i\min}$ representa la Potencia Reactiva mínima y $Q_{i\max}$ la Potencia Reactiva máxima.

Se restringe, para que la unidad generadora pueda entregar toda la capacidad de potencia activa P [MW] (puntos de operación).

4.2 Construcción del Modelo Base

4.2.1 Herramienta Computacional

En la Escuela de Ingeniería de la Universidad de Chile existen, actualmente, dos herramientas poderosas para los análisis que se requieren principalmente en esta memoria (Flujos y Despachos): “DIgSILENT Power Factory” y “DeepEdit”, y que en términos prácticos el primero representa una opción más viable, pues tiene una interfaz más amigable lo que hace el trabajo no tan engorroso. Sin embargo, el programa a utilizar será DeepEdit, debido a las múltiples opciones de análisis que posee, pues debido a límites de licencia DIgSILENT no puede aportar con el cálculo de Despacho Óptimo, que como se verá más adelante, representa una parte fundamental en el estudio base para esta memoria.

DeepEdit es una herramienta computacional que se utiliza para el estudio de SEP, y que fue desarrollada por el Dr. Rodrigo Palma, y que será de gran ayuda para los análisis que se necesitan en este trabajo, especialmente a los ya mencionados cálculos de flujos de despachos óptimos.

4.2.2 Modelo General del SIC

Como se ya se había mencionado en un inicio, el siguiente paso es definir el modelo del SIC a utilizar. Existen varios modelos que actualmente existen en la Universidad de Chile, que difieren en número de barras, la barra Slack (o barra libre) elegida, entre otros detalles.

En base a los requerimientos estimados por el profesor guía Sr. Cristian Hermansen, había que elegir un modelo con el menor número de barras posibles, para no entrar en detalles “absurdos” o que carecen de importancia en el nivel de análisis que debiese presentar esta memoria.

A continuación se presenta el modelo que se utilizará en esta memoria, como representativo del SIC, y que estructuralmente su esqueleto es el que se observa en las siguientes figuras (como se verá mas adelante, los cambios que se tengan en el modelo no lo afectará estructuralmente, pues por ejemplo, aquellos proyectos futuros programados para el SIC serán agregados al sistema en relación a las barras existentes, etc.).

Figura 4.1 a Vista General SIC (cuadro rojo enmarca vista aumentada)



Figura 4.1 b SIC Norte Paposo- Quillota

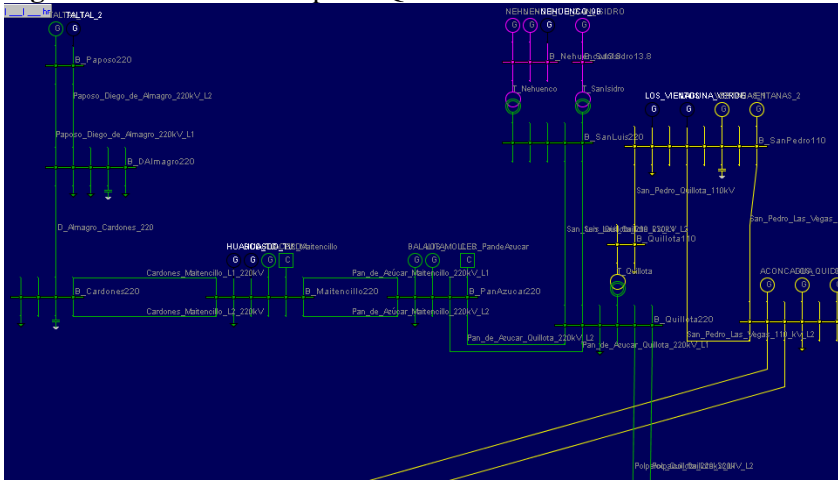


Figura 4.1 c Vista General SIC (cuadro rojo enmarca vista aumentada)



Figura 4.1 d SIC Centro 1 Quillota- Alto Jahuel

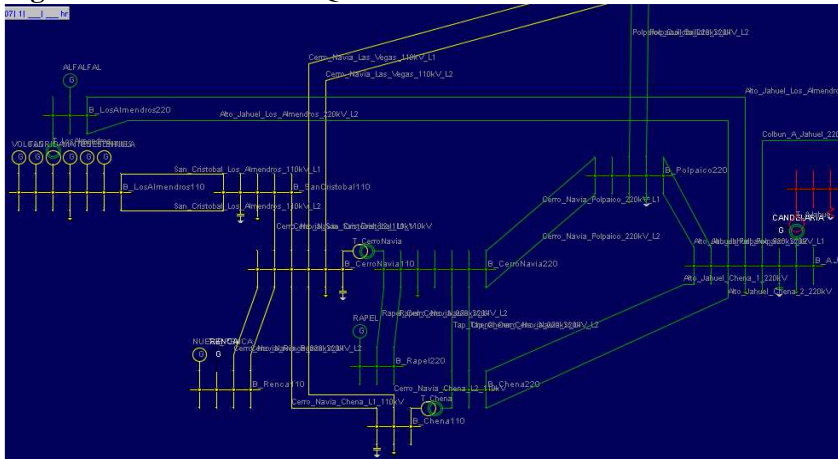


Figura 4.1 e Vista General SIC (cuadro rojo enmarca vista aumentada)



Figura 4.1 f SIC Centro 2 Alto Jahuel- Charrúa

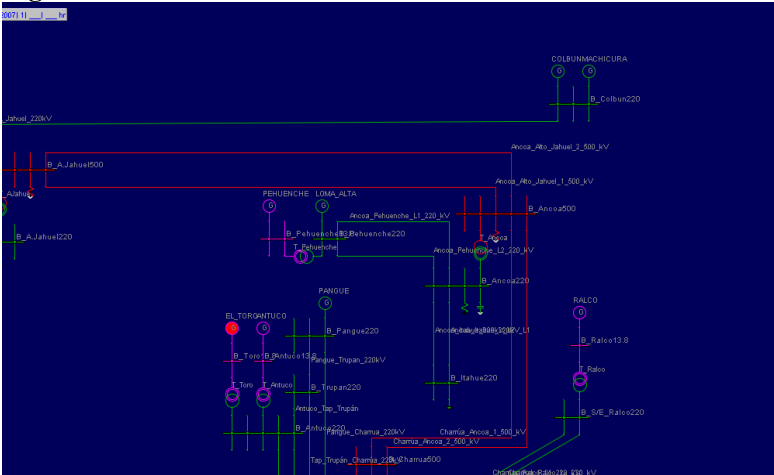
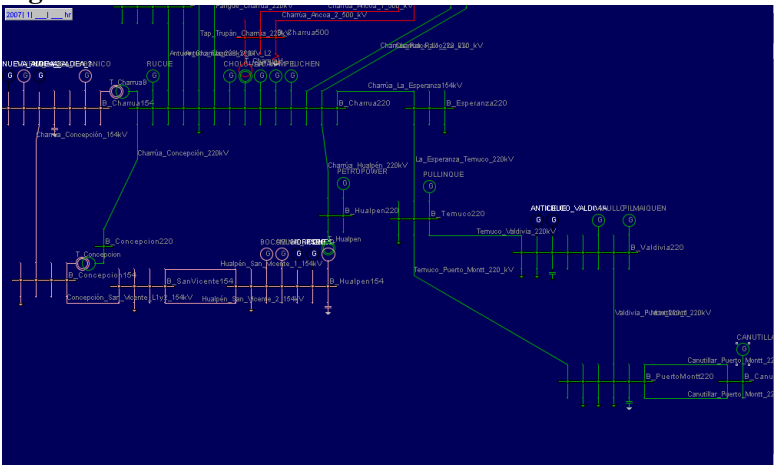


Figura 4.1 g Vista General SIC (cuadro rojo enmarca vista aumentada)



Figura 4.1 h SIC Sur Charrúa- Canutillar



El modelo anterior fue obtenido en la Universidad de Chile, y corresponde a un modelo originalmente creado por el ex alumno de la Escuela de Ingeniería, Alex Alegría en su trabajo de memoria, y que es adoptado como base para el futuro modelo que se construirá para efectos de éste trabajo.

A continuación, se especifican los detalles del modelo:

4.2.2.1 Barras

Figura 4.2 Tabla Detalle de las barras del modelo

Name	U[KV]	Name	U[KV]	Name	U[KV]
B_A.Jahuel500	500	B_LosAlmendros220	220	B_Hualpen154	154
B_Ancoa500	500	B_Maitencillo220	220	B_SanVicente154	154
B_Charrua500	500	B_PanAzucar220	220	B_CerroNavia110	110
B_A.Jahuel220	220	B_Pangue220	220	B_Chena110	110
B_Ancoa220	220	B_Paposo220	220	B_LasVegas110	110
B_Antuco220	220	B_Pehuenche220	220	B_LosAlmendros110	110
B_Canutillar220	220	B_Polpaico220	220	B_Quillota110	110
B_Cardones220	220	B_PuertoMontt220	220	B_Renca110	110
B_CerroNavia220	220	B_Quillota220	220	B_SanCristobal110	110
B_Charrua220	220	B_Rapel220	220	B_SanPedro110	110
B_Chena220	220	B_S/E_Ralco220	220	B_Antuco13.8	13.8
B_Colbun220	220	B_SanLuis220	220	B_Nehuenco13.8	13.8
B_Concepcion220	220	B_Temuco220	220	B_Pehuenche13.8	13.8
B_DAlmagro220	220	B_Trupan220	220	B_Ralco13.8	13.8
B_Esperanza220	220	B_Valdivia220	220	B_SanIsidro13.8	13.8
B_Hualpen220	220	B_Charrua154	154	B_Toro13.8	13.8
B_Itahue220	220	B_Concepcion154	154		

Número de Barras : 50

Barra Libre (Slack) : El Toro

4.2.2.2 Centrales

HydroR : Central Hidroeléctrica Embalse
 HydroS : Central Hidroeléctrica de Pasada
 Thermal : Central Termoeléctrica

Figura 4.3 Tabla Detalle de centrales del modelo

Name	Tipo	Pmax[MW]	Name	Tipo	Pmax[MW]	Name	Tipo	Pmax[MW]
ANTUCO	HydroR	304	MAMPIL	HydroS	49.2	LAGUNA_VERDE	Thermal	64.29
CANUTILLAR	HydroR	145	PANGUE	HydroS	551	LAJA	Thermal	7.7
COLBUN	HydroR	478	PEUCHEN	HydroS	39	LOS_VIENTOS	Thermal	120.8
EL_TORO	HydroR	440	PILMAIQUEN	HydroS	45.7	NEHUENCO_1	Thermal	373.5
MACHICURA	HydroR	93.6	PULLINQUE	HydroS	48.3	NEHUENCO_2	Thermal	382.5
PEHUENCHE	HydroR	61.8	PUNTILLA	HydroS	14	NEHUENCO_9B	Thermal	102
RALCO	HydroR	756	QUELTEHUES	HydroS	49.01	NUEVA_ALDEA_1	Thermal	29.3
RAPEL	HydroR	361	RUCUE	HydroS	177.2	NUEVA_ALDEA_2	Thermal	12
ABANICO	HydroS	135.2	VOLCAN	HydroS	13	NUEVA_ALDEA_3	Thermal	20
ACONCAGUA	HydroS	89.1	ANTILHUE	Thermal	50.3	NUEVA_RENCA	Thermal	370
ALFALFAL	HydroS	177.6	BOCAMINA	Thermal	120.29	PETROPOWER	Thermal	79.8
BALALITA	HydroS	1.1	CANDELARIA	Thermal	12.01	PSEG	Thermal	456
CAPULLO	HydroS	70	CELCO_ARAUCO	Thermal	270.6	RENCA	Thermal	92
CHACABUQUITO	HydroS	28.4	CELCO_VALDIVIA	Thermal	165	SAN_ISIDRO	Thermal	367
FLORIDA	HydroS	29	CHOLGUAN	Thermal	29	TALTAL_1	Thermal	120
LOMA_ALTA	HydroS	39	GUACOLDA	Thermal	303.01	TALTAL_2	Thermal	120
LOS_MOLLES	HydroS	18	HORCONES	Thermal	25	VENTANAS_1	Thermal	118
LOS_QUILOS	HydroS	39.9	HUASCO_TG	Thermal	71.1	VENTANAS_2	Thermal	220
MAITENES	HydroS	30.9	HUASCO_TV	Thermal	15			

Número Centrales: 56

4.2.2.3 Transformadores

Figura 4.4 Tabla Detalle de los transformadores del modelo

Name	U1[KV]	U2[KV]	Smax[MVA]
T_CharruaB	154	220	390
T_LosAlmendros	220	110	400
T_Ancoa	220	500	750
T_Chena	220	110	400
T_CerroNavia	220	110	400
T_Concepcion	154	220	300
T_Hualpen	220	154	300
T_Ralco	13.8	220	840
T_Quillota	220	110	441
T_Ajahue	220	500	1500
T_CharruaH	220	500	1500
T_Nehuenco	220	13.8	1092
T_Pehuenche	13.8	220	580
T_Antuco	13.8	220	350
T_Toro	13.8	220	484
T_SanIsidro	220	13.8	567.2

Número Trafos: 16

4.2.2.4 Carga

Figura 4.5 Tabla Detalle de las cargas del modelo

Name	P[MW]	Q[Mvar]	U[KV]	Name	P[MW]	Q[Mvar]	U[KV]
_CCEE_A.Jahuel220	0	-437	220	AGUA_SANTA_110	241.3	67.37	110
_CCEE_Ancoa220	0	-99	220	BARRO_BLANCO_220	35.88	10.77	220
_CCEE_Cardones220	0	-5	220	BARRO_BLANCO_220_2	35.88	10.77	220
_CCEE_CerroNavia110	0	-216	110	CARDONES_220	236.11	70.83	220
_CCEE_Charrua154	0	-106.8	154	CERRO_NAVIA_110	436.47	130.94	110
_CCEE_Chena110	0	-103.16	110	CERRO_NAVIA_220	154.22	31.26	220
_CCEE_D.Almagro220	0	-20	220	CHARRUA_220	134.92	30.75	220
_CCEE_D.Almagro220_2	0	0	220	CHENA_110	351.71	105.48	110
_CCEE_Esperanza220	0	0	220	CONCEPCION_154	315.99	148.35	154
_CCEE_Hualpen_154	0	-42.72	154	DIEGO_DE_ALMAGRO_220	135.52	40.65	220
_CCEE_Polpaico220	0	-60	220	HUALPEN_154	94.57	27.69	154
_CCEE_PuertoMontt220	0	-15.37	220	ITAHUE_220	60	37	220
_CCEE_S.Cristobal110	0	-153.6	110	LAS_VEGAS_110	143.28	42.98	110
_CCEE_S.Pedro110	0	-9.3	110	LOS_ALMENDROS_110	341.78	124.53	110
_CCEE_Valdivia220	0	-5.12	220	MAITENCILLO_220	75.75	22.73	220
_R_A.Jahuel500	0	168	500	PAN_DE_AZUCAR_220	148.59	44.56	220
_R_Ancoa220	0	150	220	POLPAICO_200	330.08	99.02	220
_R_Ancoa500	0	206	500	PUERTO_MONTT_220	130.98	39.29	220
_R_Charrua500	0	158.3	500	QUILLOTA_110	198.3	59.48	110
_R_D.Almagro220	0	0	220	QUILLOTA_220	135.82	40.73	220
_R_P.Montt220	0	0	220	SAN_CRISTOBAL_110	367.51	98.25	110
A_JAHUEL_110	173	46	220	SAN_VICENTE_154	181.26	29.5	154
A_JAHUEL_154	186.5	55.5	220	TEMUCO_220	131.13	39.34	220
A_JAHUEL_220	609.1	174.61	220	VALDIVIA_220	69.01	20.7	220

Ptotal [MW] :5454.65 MW (demanda total)

Qtotal [MVar] :1058.32 MVar

4.2.2.5 Líneas de Transmisión

Figura 4.6 Tabla Líneas de Transmisión

Name	U[KV]	Smax[MVA]	R[Ω/Km]	X[Ω/Km]	L[Km]	Name	U[KV]	Smax[MVA]	R[Ω/Km]	X[Ω/Km]	L[Km]
Ancoa_Alto_Jahuel_1_500_kV	500	1544.12	0.03	0.32	240.3	Pangue_Charrua_220kV	220	242.73	0.01	0.96	54
Ancoa_Alto_Jahuel_2_500_kV	500	1803.06	0.02	0.27	257.5	Pangue_Trupán_220kV	220	242.73	0.07	0.64	54
Charrúa_Ancoa_1_500_kV	500	1765.83	0.03	0.33	182.84	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L1	220	285.03	0.05	0.39	185
Charrúa_Ancoa_2_500_kV	500	1785.74	0.03	0.33	196.5	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L2	220	285.03	0.05	0.39	185
Alto_Jahuel_Chena_1_220kV	220	260.26	0.08	0.34	26.86	Polpaico_Quillota_220kV_L1	220	1098.95	0.02	0.24	49.58
Alto_Jahuel_Chena_2_220kV	220	260.26	0.08	0.34	26.86	Polpaico_Quillota_220kV_L2	220	1098.95	0.02	0.24	49.58
Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L1	220	387.91	0.06	0.41	40.7	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L1	220	197.38	0.1	0.39	115.2
Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L2	220	387.91	0.06	0.41	40.7	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L2	220	197.38	0.1	0.39	115.2
Alto_Jahuel_Polpaico_220kV_L1	220	571.58	0.02	0.27	72	San_Luis_Quillota_200_kV_L1	220	449.64	0.02	0.26	7.97
Alto_Jahuel_Polpaico_220kV_L2	220	571.58	0.02	0.27	72	San_Luis_Quillota_220kV_L2	220	449.64	0.02	0.26	7.97
Ancoa_Itahue_220kV_L1	220	471.74	0.05	0.38	65	Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L1	220	197.38	0.09	0.39	11.75
Ancoa_Itahue_220kV_L2	220	471.74	0.05	0.38	65	Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L2	220	197.38	0.09	0.39	11.75
Ancoa_Pehuenche_L1_220_kV	220	517.47	0.04	0.4	25.4	Tap_Trupán_Charrúa_220kV	220	517.47	0.04	0.38	44.45
Ancoa_Pehuenche_L2_220_kV	220	517.47	0.04	0.4	25.4	Temuco_Puerto_Montt_220_kV	220	145.56	0.13	0.41	359.05
Antuco_Charrúa_220kV_L1	220	517.47	0.04	0.38	67.5	Temuco_Valdivia_220kV	220	192.81	0.1	0.4	152.03
Antuco_Charrúa_220kV_L2	220	517.47	0.04	0.38	67.5	Valdivia_P.Montt220_1	220	192.81	0.1	0.4	105.82
Antuco_Tap_Trupán	220	517.47	0.04	0.38	23.39	Valdivia_Puerto_Montt_220kV	220	192.81	0.1	0.4	105.82
Canutillar_Puerto_Montt_220kV_1	220	197.38	0.1	0.41	59.6	Valdivia_Puerto_Montt_220kV	220	192.81	0.1	0.4	105.82
Canutillar_Puerto_Montt_220kV_2	220	197.38	0.1	0.41	59.6	Charrúa_Concepción_154kV	154	167.51	0.13	0.41	72
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	220	197.38	0.1	0.4	133.3	Concepción_San_Vicente_L1y2_154kV	154	298.74	0.08	0.22	10.9
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	220	197.38	0.1	0.4	132.6	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	154	214.72	0.11	0.4	5.23
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	220	310.18	0.1	0.41	29.8	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	154	214.72	0.11	0.4	5.23
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	220	310.18	0.1	0.41	29.8	Cerro_Navia_Chena_L1_110kV	110	98.69	0.09	0.39	11.75
Charrúa_Concepción_220kV	220	260.26	0.1	0.39	71.8	Cerro_Navia_Chena_L2_110kV	110	98.69	0.09	0.39	11.75
Charrúa_Hualpén_220kV	220	227.11	0.08	0.4	165.6	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L1	110	209.58	0.09	0.39	76.9
Charrúa_La_Esperanza154kV	220	264.07	0.08	0.4	91.5	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L2	110	209.58	0.09	0.39	76.9
Charrua_Ralco_L1_220_kV	220	678.27	0.03	0.28	141	Cerro_Navia_Renca_220kV_L1	110	387.91	0.03	0.23	4.76
Charrua_Ralco_L2_220_kV	220	678.27	0.03	0.28	141	Cerro_Navia_Renca_220kV_L2	110	387.91	0.03	0.23	4.76
Colbun_A_Jahuel_220kV	220	735.43	0.02	0.15	261.2	Cerro_Navia_Chena_L1_110kV	110	285.79	0.09	0.3	22.4
D_Almagro_Cardones_220	220	197.38	0.1	0.4	147.45	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	110	285.79	0.09	0.3	22.4
La_Esperanza_Temuco_220kV	220	264.07	0.08	0.4	104.2	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L1	110	152.42	0.09	0.35	29.09
Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L1	220	197.38	0.1	0.39	196.6	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L2	110	152.42	0.09	0.35	29.09
Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L2	220	197.38	0.1	0.39	196.6	San_Pedro_Las_Vegas_110_kV_L2	110	213.39	0.06	0.38	30
Pan_de_Azúcar_Quillota_220kV_L1	220	223.68	0.1	0.39	352.5	San_Pedro_Las_Vegas_110kV_L1	110	213.39	0.06	0.38	30
Pan_de_Azúcar_Quillota_220kV_L2	220	223.68	0.1	0.39	352.5	San_Pedro_Quillota_110kV	110	188.62	0.05	0.21	2.2

En base a la información entregada anteriormente, se construirá a continuación un modelo nuevo del SIC, considerando además los proyectos futuros que estén predeterminados para el sistema hasta el año 2013.

4.3 Construcción Modelo SIC 2013

4.3.1 Estructura Modelo

Para construir un modelo de la posible situación del SIC en el año 2013, se tomará como sistema base el expuesto anteriormente. Se considerarán los proyectos en generación y transmisión expuestos en el capítulo 2, y se agregarán al sistema sin alterar el cuerpo base del modelo introduciendo las centrales en las barras existentes que contemplan de alguna forma, una aproximación a la barra que originalmente debiese ir adjunto.

4.3.2 Especificación del Modelo

Considerando el modelo, estructuralmente construido, el punto a seguir es especificarlo técnicamente, base de las futuras simulaciones o cálculos de flujos y/o despachos. Lo primero en definir es carga o demanda al año 2013.

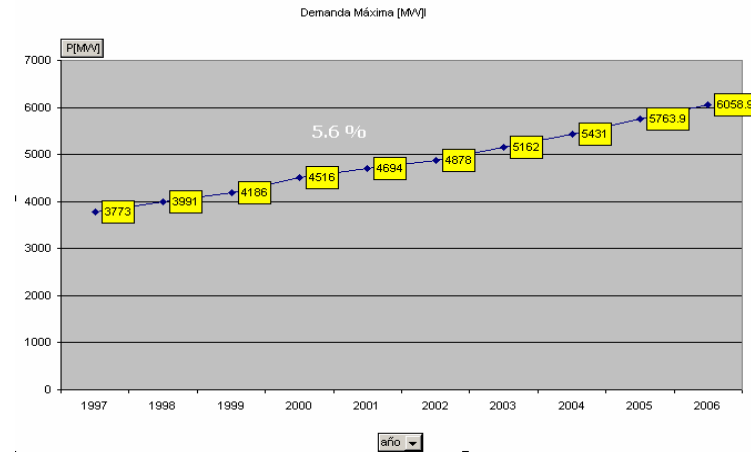
4.3.2.1 Estimación Demanda

Se desea estudiar ciertos escenarios futuros del SIC (incluyendo la línea HVDC Aysén-SIC) bajo 3 perspectivas que corresponden a 3 hidrologías distintas (húmeda, seca y normal), lo primero en definir es como se hará el estudio hidrológico. Debido a lo que implica un estudio de demanda máxima, el estudio hidrológico será en base a esto, y para ello se hará lo siguiente, en forma aproximada.

Lo primero es definir la demanda máxima en base a años anteriores, para de esta forma poder estimar su crecimiento y así llevar a un valor aproximado la demanda máxima posible que debiese ocurrir en el año 2013.

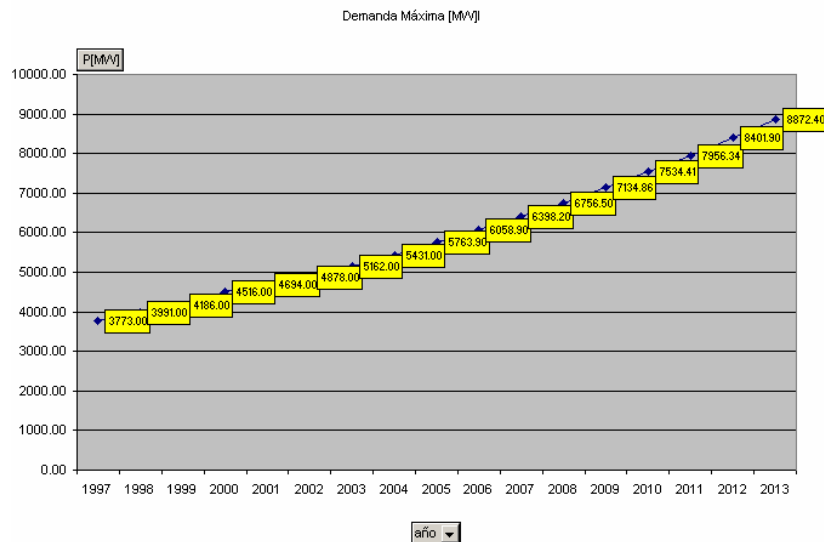
En el siguiente gráfico se observa una curva de la demanda máxima de los años anteriores [3].

Figura 4.7 Gráfico Comportamiento Demanda Máxima periodo 1997-2006



Del gráfico anterior, se observa que en promedio la demanda máxima (que se da principalmente en los meses de marzo-abril) ha tenido un crecimiento promedio del 5.6% anual. Por lo que utilizando este porcentaje como referencia se puede extrapolar el comportamiento de la demanda máxima hacia el año 2013, estimando para ese año valor del orden de los 8900 MW.

Figura 4.8 Gráfico Comportamiento Demanda Máxima periodo 1997-2013



Por lo tanto, para proyectar la demanda, se ubica el modelo base en un periodo que sea de buena aproximación en los valores originales y se proyecta cada carga del modelo de la misma

forma efectuada para el gráfico anterior. Si se recuerda la carga total del modelo base, en donde se tenían 5455 MW y observando los datos del anuario del SIC, se podría decir que el modelo original corresponde a una situación de demanda máxima para el año 2004. Por lo tanto cada carga se proyecta de la siguiente forma:

$$P_{Dmax2013} = P_{Dmax2004} \cdot 1.056^{(2013-2004)}$$

De esta forma, la carga proyectada quedaría de la siguiente forma:

Figura 4.9 Tabla Proyección Demanda 2013

Name	P ₂₀₀₄ [MW]	P ₂₀₁₃ [MW]	Name	P ₂₀₀₄ [MW]	P ₂₀₁₃ [MW]
_CCEE_A.Jahuel220	0	0	AGUA _ SANTA_110	241.3	394.03
_CCEE_Ancoa220	0	0	BARRO _ BLANCO_220	35.88	58.59
_CCEE_Cardones220	0	0	BARRO _ BLANCO_220_2	35.88	58.59
_CCEE_CerroNavia110	0	0	CARDONES_220	236.11	385.56
_CCEE_Charrua154	0	0	CERRO_NAVIA_110	436.47	712.74
_CCEE_Chena110	0	0	CERRO_NAVIA_220	154.22	251.84
_CCEE_D.Almagro220	0	0	CHARRUA_220	134.92	220.32
_CCEE_D.Almagro220_2	0	0	CHENA_110	351.71	574.33
_CCEE_Esperanza220	0	0	CONCEPCION_154	315.99	515.99
_CCEE_Hualpen_154	0	0	DIEGO_DE_ALMAGRO_220	135.52	221.29
_CCEE_Polpaico220	0	0	HUALPEN_154	94.57	154.43
_CCEE_PuertoMontt220	0	0	ITAHUE_220	60	97.98
_CCEE_S.Cristobal110	0	0	LAS _ VEGAS_110	143.28	233.98
_CCEE_S.Pedro110	0	0	LOS _ ALMENDROS_110	341.78	558.11
_CCEE_Valdivia220	0	0	MAITENCILLO_220	75.75	123.69
_R_A.Jahuel500	0	0	PAN_DE_AZUCAR_220	148.59	242.64
_R_Ancoa220	0	0	POLPAICO_200	330.08	539.01
_R_Ancoa500	0	0	PUERTO_MONTT_220	130.98	213.88
_R_Charrua500	0	0	QUILLOTA_110	198.3	323.82
_R_D.Almagro220	0	0	QUILLOTA_220	135.82	221.78
_R_P.Montt220	0	0	SAN_CRISTOBAL_110	367.51	600.13
A._JAHUEL_110	173	282.5	SANVICENTE_154	181.26	295.98
A._JAHUEL_154	186.5	304.55	TEMUCO_220	131.13	214.13
A._JAHUEL_220	609.1	994.64	VALDIVIA_220	69.01	112.69

Demanda Total 2004 : 5454.65 MW

Demanda Total 2013 : 8907.23 MW

Donde la demanda total para el año 2013 (8907.23 MW) esta muy próximo al valor estimado en la figura 4.8 (donde Demanda Máxima 8872.4 MW), menos del 0.4% de error.

4.3.2.2 Centrales

Para especificar las centrales, se deben definir técnica y económicamente, este último punto es de vital importancia a la hora de obtener flujos óptimos. Respecto de este último punto se define la función de costo para cada generador en función del beta que viene dado por [US\$/MWh].

Lo primero es definir el costo para las centrales hidroeléctricas, ya que representan sólo 2 tipos de costos: Para las centrales de Pasada, se tiene que el beta es 0, por lo tanto, a priori, se puede decir, que las centrales hidroeléctricas de pasada funcionan a la máxima potencia posible. Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de embalse, tienen un costo asociado dado por 28 [US\$/MWh]. Considerando lo anterior, la configuración económica para cada central hidroeléctrica será en función de determinar si es de pasada, asociando un beta nulo, o si es de embalse asociando un beta de 28 [US\$/MWh].

Para determinar el beta en las centrales termoeléctricas, se recurre a información pública [3], y luego se configura cada central correspondiente. Esta información se encuentra detallada en el capítulo 2.

Finalmente, en la figura 4.10, se presenta la configuración final de las centrales presentes en el modelo SIC 2013 que será base de análisis para los futuros procedimientos en esta memoria.

Utilizando la información anterior, se configuran las centrales, obteniendo los siguientes datos.

Figura 4.10 Tabla Configuración Centrales en el modelo SIC 2013 (Pmax y beta).

Name	type	Pmax[MW]	Beta[US\$/MWh]	Name	type	Pmax[MW]	Beta[US\$/MWh]
ANTUCO	HydroR	304	28	CANELA	Thermal	18.15	0
CANUTILLAR	HydroR	145	28	CARDONES_01	Thermal	125	152.6
CIPRESES	HydroR	105	28	CELCO_ARAUCO	Thermal	15	113.01
COLBUN	HydroR	478	28	CELCO_VALDIVIA	Thermal	61	62.5
EL_TORO	HydroR	440	28	CHILLAN	Thermal	50.3	2
HORNITOS	HydroR	55	28	CHOLGUAN	Thermal	13	17.7
LA_HIGUERA	HydroR	155	28	CONCEPCION_MOD	Thermal	40	0
MACHICURA	HydroR	93.6	28	CORONEL_I	Thermal	400	29.1
PALMUCHO	HydroR	32	28	CORONEL_II	Thermal	250	29.1
PANGUE	HydroR	467	28	D.FORESTALES_VII	Thermal	25	52
PEHUENCHE	HydroR	500	28	D.FORESTALES_VIII	Thermal	17	50
RALCO	HydroR	690	28	D_ALMAGRO	Thermal	46	212.5
RAPEL	HydroR	361	28	EV_CONSTITUCION	Thermal	6.8	75
ABANICO	HydroS	135	0	EV_LAJA	Thermal	6.8	75
ACONCAGUA	HydroS	89.1	0	GUACOLDA	Thermal	303.01	28.2
ALFALFAL	HydroS	177.6	0	GUACOLDA_III	Thermal	135	29
BALALITA	HydroS	1.1	0	HORCONES	Thermal	25	79.8
CAPULLO	HydroS	70	0	HUASCO_TG	Thermal	71.1	169.8
CHACABUQUITO	HydroS	28.4	0	HUASCO_TV	Thermal	15	111.56
CHIBURGO	HydroS	19.4	0	LAGUNA_VERDE	Thermal	17	170.3
CONFLUENCIA	HydroS	135.2	0	LICANTEN	Thermal	5.5	185
CURILLINQUE	HydroS	85	0	LOS_VIENTOS	Thermal	120.8	173.5
FLORIDA	HydroS	29	0	LOS_VILOS	Thermal	125	152.8
ISLA	HydroS	68	0	NEHUENCO_1	Thermal	321.7	110.21
LAJA	HydroS	7.7	0	NEHUENCO_2	Thermal	382.5	32.4
LOMA_ALTA	HydroS	39	0	NEHUENCO_9B	Thermal	102	195.7
LOS_MOLLES	HydroS	18	0	NUEVA_ALDEA_1	Thermal	29.3	14
LOS QUILOS	HydroS	39.9	0	NUEVA_ALDEA_2	Thermal	12	74
MAITENES	HydroS	30.9	0	NUEVA_ALDEA_3	Thermal	20	14
MAMPIL	HydroS	49.2	0	NUEVA_RENCA	Thermal	320.1	33.5
NELTUME	HydroS	440	0	NUEVA_VENTANAS	Thermal	242	23.5
PANGUIPULLI	HydroS	48.3	0	PAN_AZUCAR_I	Thermal	250	29.1
PEUCHEN	HydroS	75	0	PAN_AZUCAR_II	Thermal	400	29.1
PUNTILLA	HydroS	14	0	PETROPOWER	Thermal	54.2	3.9
PUYEHUE	HydroS	45.7	0	PSEG	Thermal	456	132.05
QUELTEHUES	HydroS	49.01	0	QUINTEROS_I	Thermal	385	53.34
QUILLECO	HydroS	70	0	QUINTEROS_II	Thermal	385	53.34
RUCUE	HydroS	177.2	0	RENCA	Thermal	92	231.8
SAUZAL_SAUZALITO	HydroS	88	0	SAN_ISIDRO	Thermal	366	37.15
VOLCAN	HydroS	13	0	SAN_ISIDRO_II	Thermal	377	124.5
ANTILHUE	Thermal	50.3	152.4	TALTAL_1	Thermal	120	48.02
BOCAMINA	Thermal	120.29	29.9	TALTAL_2	Thermal	120	175.3
CALABOZO	Thermal	80	2	VENTANAS_1	Thermal	118	34.1
CAMPANARIO	Thermal	125	56.9	VENTANAS_2	Thermal	220	31.9
CANDELARIA	Thermal	302	185.5	VENTANAS_3	Thermal	242	29.5

4.3.2.3 Sistema de Transmisión

Al sistema de transmisión se agregan aquellas líneas que se encuentran en construcción, y que fueron mencionadas en el capítulo 2, de tal forma que, dada la estructura base del modelo, las líneas que fueron incorporadas directamente en el modelo SIC 2013 es la líneas El Rodeo-Chena 220 KV (y la SE Polpaico 500). Para lograr esto se recurrió a información de Transelec, en donde se especifica la inclusión de la línea anterior, además de la nueva SE Polpaico 500 KV, que a partir de un circuito de la línea Ancoa-Alto Jahuel 500, se construye un nuevo tridente en 500 KV: Ancoa-El Rodeo 500 KV, Polpaico- El Rodeo 500 KV y El Rodeo-Alto Jahuel 500 KV, que se pasa de 500 KV a 220 KV en El Rodeo mediante un transformador, para finalmente construir la línea El Rodeo-Chena 220 KV.

Considerando toda la información expuesta en las páginas anteriores, se puede construir un modelo, aproximativo, del posible escenario que presentaría el SIC hacia el año 2013, en donde se ha supuesto un modelo para la demanda, en base a información pública [3], y se ha proyectado hacia el futuro. Recordando que el modelo adoptado en esto último esta hecho para el caso de Demanda Máxima, ya que, como se mencionó, representa un importante punto de análisis para el estudio Hidrológico.

Este estudio Hidrológico, que como bien se sabe, consta de 3 posibles casos: Húmedo, Seco y Normal para efectos de esta memoria. A continuación, se desea conocer el comportamiento del SIC futuro, en base a 3 distintas hidrologías para distintos escenarios posibles, en donde se incorpora el proyecto HVDC Aysén-SIC. Un primer escenario es analizar el SIC para las distintas hidrologías sin considerar la inyección de potencia desde el enlace HVDC y observar el comportamiento del sistema. En seguida, un segundo escenario sería observar la misma situación anterior, pero esta vez considerando la inyección de 1200 MW desde el enlace HVDC Aysén-SIC en el SIC, en Charrúa como primera instancia y luego en Santiago, para llegar a un estado de comparación relevante entre los escenarios y así tener certeza de cual opción es la correcta.

4.4 Análisis de posibles Escenarios del SIC futuro

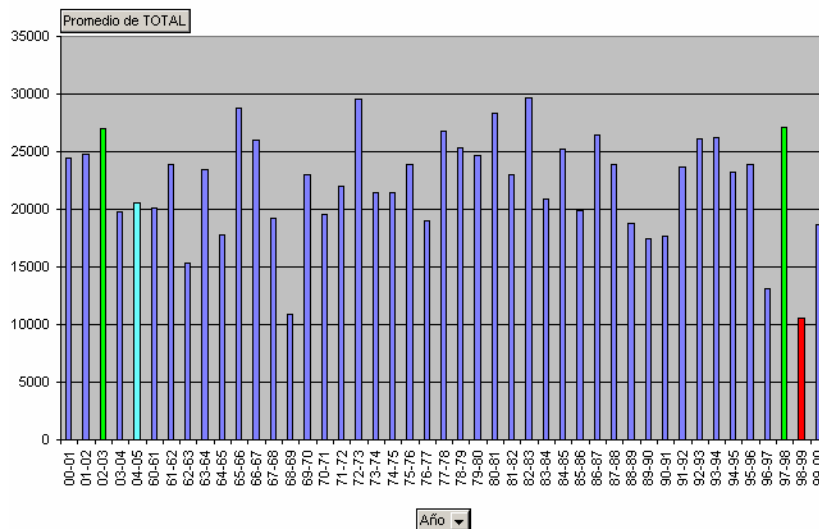
4.4.1 Escenario 1

El primer escenario, es analizar la situación del SIC futuro sin considerar la inyección de potencia desde el enlace HVDC Aysén.

Considerando lo anterior, se comienza a analizar las posibles situaciones en generación para cada hidrología, teniendo en cuenta que se tiene un modelo base computacional para efectos analíticos. Lo primero que hay que mencionar es que para el estudio hidrológico hay que recurrir a la historia del SIC, de tal forma de identificar el comportamiento en el parque de generación que tienen principalmente las centrales hidroeléctricas, que en pocas palabras son los principales actores del SIC, ya que como bien se sabe en sistemas hidrotérmicos como el SIC, las centrales hidroeléctricas son las que operan a carga variable, pues si se hiciera con las centrales térmicas, su eficiencia disminuiría considerablemente. Por lo tanto, el tipo de hidrología que se tenga influirá directamente en la potencia máxima entregable por las centrales hidroeléctricas afectando finalmente al sistema por completo.

En el siguiente gráfico se observa el comportamiento hidrológico del país a lo largo de los años.

Figura 4.11 Gráfico Energía del SIC



Del gráfico anterior, se puede observar que el periodo 82-83 representa fielmente un año húmedo, y por el contrario el período 68-69 un año seco a lo largo de los últimos 50 años. Si llevamos esta tendencia en los últimos años (1997-2005), en el gráfico se pueden observar el período y la tendencia hidrológica que debiese tener, si se compara con la estadística general. Así por ejemplo, el período 1998-1999 representa claramente una hidrología seca (rojo), los períodos 1997-1998 y 2002-2003 se podría decir que representan una hidrología húmeda (verde), y en medio de estas cotas máximas y mínimas se podría situar una posible hidrología normal para el período 2004-2005(celeste).

Por lo tanto, utilizando la estadística operacional para esos años se pueden definir ciertos comportamientos para las centrales, para de esta forma a partir del modelo SIC 2013 obtener 3 nuevos modelos, que difieren entre ellos en la operación, y que representaran al sistema en caso darse cualquier tipo de hidrología mencionada.

Previo al análisis hidrológico, en el anexo B se puede observar, como primeros resultados, un posible despacho para el año 2013, con el modelo construido. Los resultados que se esperan son de acuerdo a lo estimado en el inicio de este capítulo (Despacho Hidrotérmico). Es importante mencionar que los alcances que se tienen de estos primeros resultados son los siguientes:

- En las simulaciones, y dado que sólo se conoce proyectos en transmisión hasta el año 2008, no se considera la restricción capacidad máxima de las líneas, por lo que, y tal como se verá en las próximas páginas, se observará excesos en capacidad que serán analizados adecuadamente, especialmente desde el punto de vista económico.
- Los resultados de esta primera aproximación indican resultados de hidrología húmeda.

La base sólida formada hasta ahora nos da la partida para construir 3 nuevos modelos del SIC en donde se observará el comportamiento de éste bajo 3 posibles situaciones hidrológicas, donde no se considera la incorporación del proyecto HidroAysén en este Escenario 1, cosa que se hará a continuación en el Escenario 2 del análisis, en especial inyectando en Charrúa, para finalmente analizar un tercer escenario que consistiría en inyectar en Santiago los 1200 MW desde el proyecto HidroAysén.

De las páginas anteriores se pudo concluir que en la última década se puede encontrar los 3 comportamientos hidrológicos caracterizados a lo largo de la historia (últimos 50 años). Así por ejemplo, el período 98-99 representa un año seco, el período 2002-2003 uno húmedo y el 2004-2005 se puede aproximar a un año de hidrología normal. Por lo tanto basta tomar la información de estadística operacional de estos años y usarla de base para construir los 3 nuevos modelos (proyectando siempre al año 2013). Para esto, se utilizará los informes de operación real diaria [13] de tal forma de observar el comportamiento para cada central en una hora y fecha determinada, de tal forma de aproximar el valor a la potencia entregada por la central. Como bien se sabe estadísticamente la Demanda máxima para el SIC se ha obtenido en los meses de Marzo y Abril en los últimos años, y como los modelos a construir (3 hidrologías) son en base a demanda máxima, se analizará, en especial, el mes de abril (1 abril) de los años 1998, 2002 y 2004 (bases de hidrologías seca, húmeda y normal respectivamente).

A continuación se observa la estadística operacional del mes de marzo (Demanda Máxima) para los años 2002, 2004 y 1998 representando respectivamente valores de años Húmedo, Normal y Seco, para las principales centrales hidroeléctricas.

Figura 4.12 Tabla Estadística Operacional de los años 2002, 2004 y 1998 representativos de Hidrologías.

	2002	2004	1998		2002	2004	1998
CENTRAL	Húmedo	Normal	Seco	CENTRAL	Húmedo	Normal	Seco
ABANICO	3.76	2.87	1.57	LOSMORROS	2.79	1.55	1.11
ACONCAGUA	82.78	48.77	44.61	LOSQUILOS	40.28	31.52	28.61
ALFALFAL	32.54	14.11	13.9	MAITENES	15.7	14.46	13.19
ANTUCO	11.38	4.4	4.87	MAMPIL	6.51	4.1	5.35
B_M_Isla	20.75	15.6	9.14	Neltume	232.82	124.2	232.33
CANUTILLAR	12.94	17.55	18.63	PANGUE	4.31	6.55	5.81
CAPULLO	5.01	6.11	3.75	PEUCHEN	10.51	7.27	11.4
CHACABUQUITO	25	19.27	18.33	PILMAIQUEN	24.18	20.82	11.24
CIPRESES	43.13	22.8	14.64	PULLINQUE	16.48	12.92	8.75
COLBUN	3.93	1.87	1.45	PUNTILLA	14.58	14.46	14.17
Confluencia	45.75	82.06	42.35	RALCO	67.56	56.48	30.83
ELTORO	17.81	11.17	10.16	RAPEL	107.8	50.38	13.18
FLORIDA	15.01	12.68	10.28	SAUCEANDES	1.11	1.08	0.83
Higuiera	57.49	101.42	53.4	SAUZAL	83.78	65.43	55.83
Hornitos	42.59	49.09	68.26	VOLC_QUEL	59.22	62.44	59.31
LOSMOLLES	15.61	3.41	4.31				

La tabla anterior nos da una idea de cómo es la distribución de las centrales ante una eventual situación hidrológica, y no significa necesariamente el comportamiento exacto de cada central, pero

si da una estimación de que centrales toman un rol protagónico ante distintos escenarios (además se considera la información de generación Bruta [13]).

Considerando lo anterior, a continuación se observa los resultados en generación y transmisión (líneas excedidas) para cada situación:

4.4.1.1 Modelo Hidrología Húmeda

Figura 4.13 Tabla Despacho de Centrales

Tipo	Central	P[MW]	Pmax[MW]	Beta[US\$/MWh]
HydroS		2110.71	3440.71	0
	ABANICO	135	135	0
	ACONCAGUA	89.1	89.1	0
	ALFALFAL	177.6	177.6	0
	BALALITA	1.1	1.1	0
	CAPULLO	70	70	0
	CHACABUQUITO	28.4	28.4	0
	CHIBURGO	19.4	19.4	0
	CONFLUENCIA	135.2	135.2	0
	CURILLINQUE	85	85	0
	FLORIDA	29	29	0
	ISLA	68	68	0
	LAJA	7.7	7.7	0
	LOMA_ALTA	39	39	0
	LOS_MOLLES	18	18	0
	LOS QUILOS	39.9	39.9	0
	MAITENES	30.9	30.9	0
	MAMPIL	49.2	49.2	0
	NELTUME	440	440	0
	PANGUIPULLI	48.3	48.3	0
	PEUCHEN	75	75	0
PUNTILLA	14	14	0	
PUYEHUE	45.7	45.7	0	
QUELTEHUES	49.01	49.01	0	
QUILLECO	70	70	0	
RUCUE	177.2	177.2	0	
SAN_IGNACIO	68	68	0	
SAUZAL_SAUZALITO	88	88	0	
VOLCAN	13	13	0	
Tipo	Central	P[MW]	Pmax[MW]	Beta[US\$/MWh]
HydroR		3274.5	3825.61	28
	ANTUCO	230.28	304	28
	CANUTILLAR	42.74	145	28
	CIPRESES	105	105	28
	COLBUN	478	478	28
	EL_TORO	440	440	28
	HORNITOS	55	55	28
	LA_HIGUERA	155	155	28
	MACHICURA	93.6	93.6	28
	PALMUCHO	32	32	28
	PANGUE	405.87	467	28
	PEHUENCHE	500	500	28
	RALCO	376	690	28
	RAPEL	361	361	28

Tipo	Central	P[MW]	Pmax[MW]	Beta[US\$/MWh]
Thermal		3883.15	7583.87	78.15
	ANTILHUE	0	50.3	152.4
	BOCAMINA	120.29	120.29	29.9
	CALABOZO	80	80	2
	CAMPANARIO	35	125	56.9
	CANDELARIA	98	302	185.5
	CANELA	18.15	18.15	0
	CARDONES_01	40	125	152.6
	CELCO_ARAUCO	0	15	113.01
	CELCO_VALDIVIA	0	61	62.5
	CHILLAN	50.3	50.3	2
	CHOLGUAN	13	13	17.7
	CONCEPCION_MOD	40	40	0
	CORONEL_I	0	400	29.1
	CORONEL_II	0	250	29.1
	D.FORESTALES_VII	0	25	52
	D.FORESTALES_VIII	0	17	50
	D_ALMAGRO	0	46	212.5
	EV_CONSTITUCION	0	6.8	75
	EV_LAJA	0	6.8	75
	GUACOLDA	303.01	303.01	28.2
	GUACOLDA_III	135	135	29
	HORCONES	0	25	79.8
	HUASCO_TG	0	71.1	169.8
	HUASCO_TV	0	15	111.56
	LAGUNA_VERDE	0	17	170.3
	LICANTEN	0	5.5	185
	LOS_VIENTOS	0	120.8	173.5
	LOS_VILOSÍ	0	125	152.8
	NEHUENCO_1	0	321.7	110.21
	NEHUENCO_2	382.5	382.5	32.4
	NEHUENCO_9B	0	102	195.7
	NUEVA_ALDEA_1	29.3	29.3	14
	NUEVA_ALDEA_2	0	12	74
	NUEVA_ALDEA_3	20	20	14
	NUEVA_RENCA	320.1	320.1	33.5
	NUEVA_VENTANAS	242	242	23.5
	PAN_AZUCAR_I	250	250	29.1
	PAN_AZUCAR_II	400	400	29.1
	PETROPOWER	54.2	54.2	3.9
	PSEG	0	456	132.05
	QUINTEROS_I	118	385	53.34
	QUINTEROS_II	90	385	53.34
	RENCA	0	92	231.8
	SAN_ISIDRO	366	366	37.15
	SAN_ISIDRO_II	0	377	124.5
	TALTAL_1	98.29	120	48.02
	TALTAL_2	0	120	175.3
	VENTANAS_1	118	118	34.1
	VENTANAS_2	220	220	31.9
	VENTANAS_3	242	242	29.5
Total general		9268.35	14850.19	45.93

El resumen operacional es el siguiente:

Hidro	Total[%]
Pasada	35.33%
Embalse	22.77%
Total	58.10%

Térmica	Total[%]
General	41.90%
Total	41.90%

Demanda Total	8907.27 [MW]
Total Generación	9268.35 [MW]
Pérdidas	361.08 [MW]
	3.90%
Sin servicio Carga	0.00 [MW]
Costo Total	230720.04 [US\$]

El modelo de hidrología húmeda (MHH) se acerca mucho al modelo base, excepto por algunas modificaciones del tipo operacional (ciertas centrales térmicas en funcionamiento o fuera de servicio, etc.). A continuación para construir el modelo de Hidrología seca (MHS) se usará como base el MHH y se ira forzando manualmente la operación que debiese existir ante una situación como la descrita.

Como se mencionó, parte importante del estudio es analizar que ocurre con las líneas de Tx, lo que se puede observar con claridad en la siguiente tabla:

Figura 4.14 Tabla Flujos de potencia por líneas.

V[KV]	Linea	Smax[MVA]	S[MVA]
110	Cerro_Navia_Chena_L1_110kV	98.69	48.02
	Cerro_Navia_Chena_L2_110kV	98.69	48.02
	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L1	209.58	86.93
	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L2	209.58	86.93
	Cerro_Navia_Renca_220kV_L1	387.91	172.85
	Cerro_Navia_Renca_220kV_L2	387.91	172.85
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L1_110kV	285.79	233.45
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	285.79	233.45
	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L1	152.42	85.68
	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L2	152.42	85.68
	San_Pedro_Las_Vegas_110_kV_L2	213.39	128.03
	San_Pedro_Las_Vegas_110kV_L1	213.39	128.03
	San_Pedro_Quillota_110kV	188.62	202
V[KV]	Linea	Smax[MVA]	S[MVA]
154	Charrúa_Concepción_154kV	167.52	231.16
	Concepción_San_Vicente_L1y2_154kV	298.74	139.59
	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	115.3
	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	115.3

V[KV]	Línea	Smax[MVA]	S[MVA]
220	Alto_Jahuel_Chena_1_220kV	260.26	74.13
	Alto_Jahuel_Chena_2_220kV	260.26	74.13
	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L1	387.91	201.68
	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L2	387.91	201.68
	Ancoa_Itahue_220kV_L1	471.74	215.84
	Ancoa_Itahue_220kV_L2	471.74	215.84
	Ancoa_Pehuenche_L1_220_kV	517.47	318.53
	Ancoa_Pehuenche_L2_220_kV	517.47	313.67
	Antuco_Charrúa_220kV_L1	517.47	262.68
	Antuco_Charrúa_220kV_L2	517.47	262.68
	Antuco_Tap_Trupán	517.47	144.9
	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_1	197.38	26.14
	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_2	197.38	26.14
	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	237.83
	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	239.09
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	320.37
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	320.37
	Charrúa_Concepción_220kV	260.26	329.05
	Charrúa_Hualpén_220kV	227.11	169.8
	Charrúa_La_Esperanza154kV	264.07	21.01
	Charrua_Ralco_L1_220_kV	678.27	187.92
	Charrua_Ralco_L2_220_kV	678.27	187.92
	Colbun_A_Jahuel_220kV	735.43	575.82
	D_Almagro_Cardones_220	197.38	137.15
	ElRodeo_Chena220	260	477.53
	La_Esperanza_Temuco_220kV	264.07	21.01
	Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L1	197.38	98.76
	Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L2	197.38	98.76
	Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L1	223.68	126.87
	Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L2	223.68	126.87
	Pangué_Charrua_220kV	242.73	228.77
	Pangué_Trupan_220kV	242.73	181.05
	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L1	285.03	63.17
	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L2	285.03	63.17
	Polpaico_Quillota_220kV_L1	1098.95	411.34
	Polpaico_Quillota_220kV_L2	1098.95	411.34
	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L1	197.38	173.77
	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L2	197.38	173.77
	San_Luis_Quillota_200_kV_L1	449.64	374.91
	San_Luis_Quillota_220kV_L2	449.64	374.91
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L1	197.38	49.59	
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L2	197.38	49.59	
Tap_Trupán_Charrúa_220kV	517.47	322.58	
Temuco_Puerto_Montt_220_kV	145.56	32.92	
Temuco_Valdivia_220kV	192.81	120.39	
Valdivia_P.Montt220_1	192.81	87.31	
Valdivia_Puerto_Montt_220kV	192.81	87.31	
V[KV]	Línea	Smax[MVA]	S[MVA]
500	AJahuek_ElRodeo500	1800	449.93
	Ancoa_Alto_Jahuel_1_500_kV	1544.12	1051.69
	Ancoa_ElRodeo_500_kV	1803.06	1163
	Charrúa_Ancoa_1_500_kV	1765.83	603.06
	Charrúa_Ancoa_2_500_kV	1785.74	559.44
	Polpaico_ElRodeo500	1800	430.52

De la tabla anterior se observa cuales son las líneas excedidas en capacidad al comparar Smax con el S nominal. Entre las anteriores se encuentra la línea El Rodeo- Chena 220 KV, por ejemplo.

4.4.1.2 Modelo Hidrología Seca

A continuación se tienen los datos al simular el posible SIC ante una hidrología seca para el año 2013.

Figura 4.15 Tabla Despacho Centrales

Tipo	Central	P[MW]	Beta[US\$/MWh]
HydroR		2265	28
	ANTUCO	150	28
	CANUTILLAR	145	28
	CIPRESES	50	28
	COLBUN	170	28
	EL_TORO	318	28
	HORNITOS	55	28
	LA_HIGUERA	155	28
	MACHICURA	60	28
	PALMUCHO	32	28
	PANGUE	150	28
	PEHUENCHE	430	28
	RALCO	370	28
	RAPEL	180	28
Tipo	Central	P[MW]	Beta[US\$/MWh]
HydroS		1761.41	0
	ABANICO	45	0
	ACONCAGUA	44.5	0
	ALFALFAL	162	0
	BALALITA	1.1	0
	CAPULLO	45	0
	CHACABUQUITO	28.4	0
	CHIBURGO	19.4	0
	CONFLUENCIA	70	0
	CURILLINQUE	85	0
	FLORIDA	19	0
	ISLA	68	0
	LAJA	7.7	0
	LOMA_ALTA	39	0
	LOS_MOLLES	4.3	0
	LOS_QUILOS	39.9	0
	MAITENES	30.9	0
	MAMPIL	24	0
	NELTUME	380	0
	PANGUIPULLI	48.3	0
	PEUCHEN	75	0
	PUNTILLA	14	0
	PUYEHUE	45.7	0
	QUELTEHUES	49.01	0
	QUILLECO	70	0
	RUCUE	177.2	0
	SAN_IGNACIO	68	0
	SAUZAL_SAUZALITO	88	0
	VOLCAN	13	0

Tipo	Central	P[MW]	Beta[US\$/MWh]
Thermal		5159.45	78.15
	ANTILHUE	0	152.4
	BOCAMINA	120.29	29.9
	CALABOZO	80	2
	CAMPANARIO	0	56.9
	CANDELARIA	227.33	185.5
	CANELA	18.15	0
	CARDONES_01	113.26	152.6
	CELCO_ARAUCO	0	113.01
	CELCO_VALDIVIA	0	62.5
	CHILLAN	50.3	2
	CHOLGUAN	13	17.7
	CONCEPCION_MOD	40	0
	CORONEL_I	400	29.1
	CORONEL_II	0	29.1
	D.FORESTALES_VII	0	52
	D.FORESTALES_VIII	0	50
	D_ALMAGRO	0	212.5
	EV_CONSTITUCION	0	75
	EV_LAJA	0	75
	GUACOLDA	303.01	28.2
	GUACOLDA_III	135	29
	HORCONES	0	79.8
	HUASCO_TG	0	169.8
	HUASCO_TV	0	111.56
	LAGUNA_VERDE	0	170.3
	LICANTEN	0	185
	LOS_VIENTOS	0	173.5
	LOS_VILOSÍ	125	152.8
	NEHUENCO_1	0	110.21
	NEHUENCO_2	382.5	32.4
	NEHUENCO_9B	0	195.7
	NUEVA_ALDEA_1	29.3	14
	NUEVA_ALDEA_2	0	74
	NUEVA_ALDEA_3	20	14
	NUEVA_RENCA	320.1	33.5
	NUEVA_VENTANAS	242	23.5
	PAN_AZUCAR_I	250	29.1
	PAN_AZUCAR_II	400	29.1
	PETROPOWER	54.2	3.9
	PSEG	0	132.05
	QUINTEROS_I	385	53.34
	QUINTEROS_II	385	53.34
	RENCA	0	231.8
	SAN_ISIDRO	366	37.15
	SAN_ISIDRO_II	0	124.5
	TALTAL_1	120	48.02
	TALTAL_2	0	175.3
	VENTANAS_1	118	34.1
	VENTANAS_2	220	31.9
	VENTANAS_3	242	29.5
Total general		9185.86	45.93

El resumen operacional, se tienen los siguientes resultados, que a primera vista se advierte la diferencia que existe con el caso de hidrología húmeda, en donde la generación hidroeléctrica superaba considerablemente a la térmica, situación adversa en este caso.

Hidro	Total[%]
Pasada	24.66%
Embalse	19.18%
Total	43.83%

Térmica	Total[%]
General	56.17%
Total	56.17%

Demanda Total	8907.27 [MW]
Total Generación	9185.86 [MW]
Pérdidas	278.59 [MW]
	3.03%
Sin servicio Carga	0.00 [MW]
Costo Total	297392.77 [US\$]

El sistema de Transmisión:

Figura 4.16 Tabla Flujos de Potencia por Líneas.

V[KV]	Línea	Smax[MVA]	S[MVA]
110	Cerro_Navia_Chena_L1_110kV	98.69	37.2
	Cerro_Navia_Chena_L2_110kV	98.69	37.2
	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L1	209.58	104.61
	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L2	209.58	104.61
	Cerro_Navia_Renca_220kV_L1	387.91	172.93
	Cerro_Navia_Renca_220kV_L2	387.91	172.93
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L1_110kV	285.79	240.8
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	285.79	240.8
	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L1	152.42	74.97
	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L2	152.42	74.97
	San_Pedro_Las_Vegas_110_kV_L2	213.39	169.47
	San_Pedro_Las_Vegas_110kV_L1	213.39	169.47
	San_Pedro_Quillota_110kV	188.62	141.83
V[KV]	Línea	Smax[MVA]	S[MVA]
154	Charrúa_Concepción_154kV	167.52	122.3
	Concepción_San_Vicente_L1y2_154kV	298.74	194.31
	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	246.65
	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	246.65

V[KV]	Linea	Smax[MVA]	S[MVA]
220	Alto_Jahuel_Chena_1_220kV	260.26	120.67
	Alto_Jahuel_Chena_2_220kV	260.26	120.67
	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L1	387.91	205.91
	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L2	387.91	205.91
	Ancoa_Itahue_220kV_L1	471.74	155.06
	Ancoa_Itahue_220kV_L2	471.74	155.06
	Ancoa_Pehuenche_L1_220_kV	517.47	277.51
	Ancoa_Pehuenche_L2_220_kV	517.47	275.49
	Antuco_Charrúa_220kV_L1	517.47	168.85
	Antuco_Charrúa_220kV_L2	517.47	168.85
	Antuco_Tap_Trupán	517.47	134.78
	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_1	197.38	72.13
	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_2	197.38	72.13
	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	189.19
	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	190.19
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	471.33
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	471.33
	Charrúa_Concepción_220kV	260.26	175.08
	Charrúa_Hualpén_220kV	227.11	61.34
	Charrúa_La_Esperanza154kV	264.07	9.93
	Charrua_Ralco_L1_220_kV	678.27	185.65
	Charrua_Ralco_L2_220_kV	678.27	185.65
	Colbun_A_Jahuel_220kV	735.43	235.66
	D_Almagro_Cardones_220	197.38	110.89
	EIRodeo_Chena220	260	443.53
	La_Esperanza_Temuco_220kV	264.07	9.93
	Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L1	197.38	42.22
	Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L2	197.38	42.22
	Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L1	223.68	175.12
	Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L2	223.68	175.12
	Pangue_Charrua_220kV	242.73	96.79
	Pangue_Trupan_220kV	242.73	53.32
	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L1	285.03	66.29
	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L2	285.03	66.29
	Polpaico_Quillota_220kV_L1	1098.95	746.75
	Polpaico_Quillota_220kV_L2	1098.95	746.75
	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L1	197.38	89.62
	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L2	197.38	89.62
	San_Luis_Quillota_200_kV_L1	449.64	374.91
	San_Luis_Quillota_220kV_L2	449.64	374.91
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L1	197.38	119.91	
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L2	197.38	119.91	
Tap_Trupán_Charrúa_220kV	517.47	185.92	
Temuco_Puerto_Montt_220_kV	145.56	39.62	
Temuco_Valdivia_220kV	192.81	127.6	
Valdivia_P.Montt220_1	192.81	56.55	
Valdivia_Puerto_Montt_220kV	192.81	56.55	
V[KV]	Linea	Smax[MVA]	S[MVA]
500	AJahuek_EIRodeo500	1800	597.17
	Ancoa_Alto_Jahuel_1_500_kV	1544.12	896.59
	Ancoa_EIRodeo_500_kV	1803.06	991.9
	Charrúa_Ancoa_1_500_kV	1765.83	526.24
	Charrúa_Ancoa_2_500_kV	1785.74	484.85
	Polpaico_EIRodeo500	1800	113.91

De la tabla anterior, se advierte, igual que en caso hidrología húmeda, cuales líneas son excedidas en capacidad, y que si se recuerda éstas son prácticamente las mismas.

4.4.1.3 Modelo Hidrología Normal

Figura 4.17 Tabla Despacho Centrales

Tipo	Central	P[MW]	Beta[US\$/MWh]
HydroR		2953.79	28
	ANTUCO	236.94	28
	CANUTILLAR	101.94	28
	CIPRESES	75	28
	COLBUN	350	28
	EL_TORO	370	28
	HORNITOS	55	28
	LA_HIGUERA	155	28
	MACHICURA	93.6	28
	PALMUCHO	32	28
	PANGUE	380.4	28
	PEHUENCHE	470	28
	RALCO	353.91	28
	RAPEL	280	28
Tipo	Central	P[MW]	Beta[US\$/MWh]
HydroS		1840.11	0
	ABANICO	97	0
	ACONCAGUA	55	0
	ALFALFAL	130	0
	BALALITA	1.1	0
	CAPULLO	70	0
	CHACABUQUITO	19.5	0
	CHIBURGO	19.4	0
	CONFLUENCIA	135.2	0
	CURILLINQUE	85	0
	FLORIDA	22	0
	ISLA	68	0
	LAJA	7.7	0
	LOMA_ALTA	39	0
	LOS_MOLLES	18	0
	LOS QUILOS	29	0
	MAITENES	27	0
	MAMPIL	49.2	0
	NELTUME	370	0
	PANGUIPULLI	48.3	0
	PEUCHEN	75	0
	PUNTILLA	14	0
	PUYEHUE	45.7	0
	QUELTEHUES	49.01	0
	QUILLECO	70	0
	RUCUE	145	0
	SAN_IGNACIO	68	0
SAUZAL_SAUZALITO	70	0	
VOLCAN	13	0	

Tipo	Central	P[MW]	Beta[US\$/MWh]
Thermal		4441.88	78.15
	ANTILHUE	0	152.4
	BOCAMINA	120.29	29.9
	CALABOZO	80	2
	CAMPANARIO	0	56.9
	CANDELARIA	98	185.5
	CANELA	18.15	0
	CARDONES_01	40	152.6
	CELCO_ARAUCO	0	113.01
	CELCO_VALDIVIA	0	62.5
	CHILLAN	50.3	2
	CHOLGUAN	13	17.7
	CONCEPCION_MOD	40	0
	CORONEL_I	0	29.1
	CORONEL_II	250	29.1
	D.FORESTALES_VII	0	52
	D.FORESTALES_VIII	0	50
	D_ALMAGRO	0	212.5
	EV_CONSTITUCION	0	75
	EV_LAJA	0	75
	GUACOLDA	303.01	28.2
	GUACOLDA_III	135	29
	HORCONES	0	79.8
	HUASCO_TG	0	169.8
	HUASCO_TV	0	111.56
	LAGUNA_VERDE	0	170.3
	LICANTEN	0	185
	LOS_VIENTOS	0	173.5
	LOS_VILOSÍ	0	152.8
	NEHUENCO_1	0	110.21
	NEHUENCO_2	382.5	32.4
	NEHUENCO_9B	0	195.7
	NUEVA_ALDEA_1	29.3	14
	NUEVA_ALDEA_2	0	74
	NUEVA_ALDEA_3	20	14
	NUEVA_RENCA	320.1	33.5
	NUEVA_VENTANAS	242	23.5
	PAN_AZUCAR_I	250	29.1
	PAN_AZUCAR_II	400	29.1
	PETROPOWER	54.2	3.9
	PSEG	0	132.05
	QUINTEROS_I	145.04	53.34
	QUINTEROS_II	384.99	53.34
	RENCA	0	231.8
	SAN_ISIDRO	366	37.15
	SAN_ISIDRO_II	0	124.5
	TALTAL_1	120	48.02
	TALTAL_2	0	175.3
	VENTANAS_1	118	34.1
	VENTANAS_2	220	31.9
	VENTANAS_3	242	29.5
Total general		9235.79	45.93

El resumen operacional se tiene lo siguiente, en donde se puede observar el “repunte” que tiene la generación hidráulica en relación al caso de hidrología seca, ubicando las variables en un punto intermedio entre ella y la hidrología húmeda, donde además mencionar el hecho de que la generación hidroeléctrica vuelve a tomar un papel protagónico.

Hidro	Total[%]
Pasada	31.98%
Embalse	19.92%
Total	51.91%

Térmica	Total[%]
General	48.09%
Total	48.09%

Demanda Total	8907.27 [MW]
Total Generación	9235.79 [MW]
Pérdidas	328.52 [MW]
	3.56%
Sin servicio Carga	0.00 [MW]
Costo Total	245243.36 [US\$]

En el sistema de transmisión se tiene:

Figura 4.18 Tabla Flujos de Potencia por Líneas

V[KV]	Línea	Smax[MVA]	S[MVA]
110	Cerro_Navia_Chena_L1_110kV	98.69	46.51
	Cerro_Navia_Chena_L2_110kV	98.69	46.51
	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L1	209.58	89.7
	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L2	209.58	89.7
	Cerro_Navia_Renca_220kV_L1	387.91	172.85
	Cerro_Navia_Renca_220kV_L2	387.91	172.85
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L1_110kV	285.79	241.77
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	285.79	241.77
	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L1	152.42	77.41
	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L2	152.42	77.41
	San_Pedro_Las_Vegas_110_kV_L2	213.39	158.52
	San_Pedro_Las_Vegas_110kV_L1	213.39	158.52
	San_Pedro_Quillota_110kV	188.62	154.96
V[KV]	Línea	Smax[MVA]	S[MVA]
154	Charrúa_Concepción_154kV	167.52	169
	Concepción_San_Vicente_L1y2_154kV	298.74	180.78
	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	215.39
	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	215.39

V[KV]	Linea	Smax[MVA]	S[MVA]
220	Alto_Jahuel_Chena_1_220kV	260.26	77.35
	Alto_Jahuel_Chena_2_220kV	260.26	77.35
	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L1	387.91	222.81
	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L2	387.91	222.81
	Ancoa_Itahue_220kV_L1	471.74	200.78
	Ancoa_Itahue_220kV_L2	471.74	200.78
	Ancoa_Pehuenche_L1_220_kV	517.47	302.85
	Ancoa_Pehuenche_L2_220_kV	517.47	298.62
	Antuco_Charrúa_220kV_L1	517.47	239.55
	Antuco_Charrúa_220kV_L2	517.47	239.55
	Antuco_Tap_Trupán	517.47	128.63
	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_1	197.38	51.96
	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_2	197.38	51.96
	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	226.16
	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	227.36
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	393.5
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	393.5
	Charrúa_Concepción_220kV	260.26	237.73
	Charrúa_Hualpén_220kV	227.11	109.08
	Charrúa_La_Esperanza154kV	264.07	29.86
	Charrua_Ralco_L1_220_kV	678.27	177.02
	Charrua_Ralco_L2_220_kV	678.27	177.02
	Colbun_A_Jahuel_220kV	735.43	444.48
	D_Almagro_Cardones_220	197.38	114.31
	EIRodeo_Chena220	260	485.91
	La_Esperanza_Temuco_220kV	264.07	29.86
	Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L1	197.38	84.65
	Pan_de_Azúcar_Maitencillo_220kV_L2	197.38	84.65
	Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L1	223.68	140.34
	Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L2	223.68	140.34
	Pangue_Charrua_220kV	242.73	212.43
	Pangue_Trupan_220kV	242.73	170.37
	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L1	285.03	68.91
	Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L2	285.03	68.91
	Polpaico_Quillota_220kV_L1	1098.95	551.72
	Polpaico_Quillota_220kV_L2	1098.95	551.72
	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L1	197.38	138.17
	Rapel_Cerro_Navia_220kV_L2	197.38	138.17
	San_Luis_Quillota_200_kV_L1	449.64	374.91
	San_Luis_Quillota_220kV_L2	449.64	374.91
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L1	197.38	74.14	
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L2	197.38	74.14	
Tap_Trupán_Charrúa_220kV	517.47	296.19	
Temuco_Puerto_Montt_220_kV	145.56	33.58	
Temuco_Valdivia_220kV	192.81	110.34	
Valdivia_P.Montt220_1	192.81	67.8	
Valdivia_Puerto_Montt_220kV	192.81	67.8	
V[KV]	Linea	Smax[MVA]	S[MVA]
500	AJahuek_EIRodeo500	1800	533.72
	Ancoa_Alto_Jahuel_1_500_kV	1544.12	1047.25
	Ancoa_EIRodeo_500_kV	1803.06	1157.81
	Charrúa_Ancoa_1_500_kV	1765.83	629.21
	Charrúa_Ancoa_2_500_kV	1785.74	582.5
	Polpaico_EIRodeo500	1800	330.8

Nuevamente se advierte que las líneas excedidas son prácticamente las mismas que en los casos anteriores, por lo que se podría asumir un sistema prácticamente fijo de líneas que debiesen ser intervenidas en el futuro.

El caso anteriormente analizado, representa al SIC 2013 sin considerar la inyección de HidroAysén, por lo que a continuación se analizará el mismo caso, para las 3 hidrologías distintas pero considerando el proyecto HidroAysén inyectando 1200 MW en Charrúa y luego en Santiago.

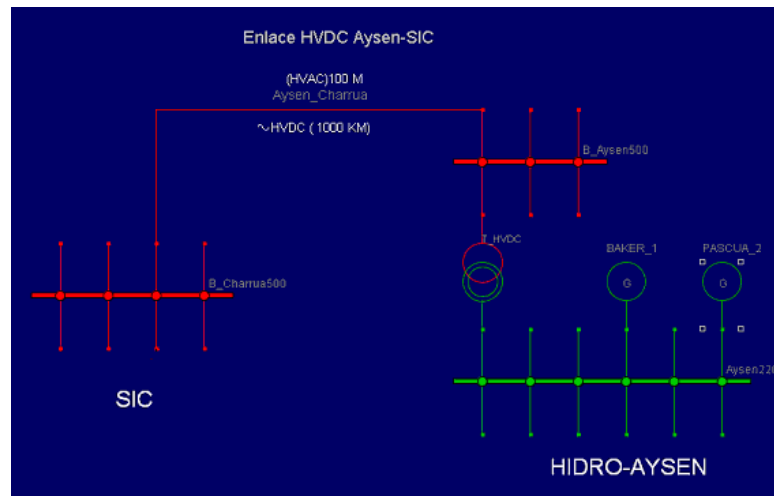
4.4.2 Escenario 2

El siguiente escenario a analizar corresponde al comportamiento del SIC 2013 considerando la inyección de potencia a partir del proyecto HidroAysén.

Para modelar la inyección de potencia en el nudo Charrúa a partir del enlace de corriente continua (HVDC) se insertarán en el modelo SIC 2013, las centrales Baker 1 y Pascua 2, que son las centrales que debiesen estar en funcionamiento al año 2013-2014, según proyecto. Estas centrales aportarían al SIC 680 MW y 960 MW respectivamente, y que corresponden a centrales hidroeléctricas con embalse, sin embargo, su modelación corresponderá a centrales de pasada dada sus características. Una forma de insertar el proyecto en el modelo SIC 2013, es crear las centrales, las Subestaciones de conversión (Rectificación e Inversión) además de la línea de transmisión, que uniría Aysén con el nudo Charrúa (recordar que se desea inyectar en el nudo Charrúa la potencia desde Aysén, 1200 MW estimados), sin embargo, esto sería un poco complicado debido a las especificaciones técnicas de cada elemento, que en estos momentos no se tienen con exactitud. Una alternativa, y que es la que se usará, es insertar una barra nueva al modelo (Aysén 220) donde serán incorporadas las centrales Baker 1 y Pascua 2 que luego inyectaran en una nueva barra Aysén 500 que se unirá con Charrúa 500, mediante una línea de transmisión de una longitud ínfima, de bajas pérdidas, simulando con cierta proximidad la línea de corriente continua de 1000 KM (además esta línea debe soportar la potencia que originalmente se va inyectar 1200 MW).

En la siguiente figura se observa lo descrito anteriormente:

Figura 4.19 Modelación Enlace HVDC Aysén-SIC (Charrúa)



Siguiendo la estructura, a continuación se muestran los resultados para las distintas hidrologías.

Es importante mencionar, que aproximadamente las SE de conversión (Rectificación e Inversión) producen 30% de la potencia activa en reactiva, pero en general en sistemas HVDC estas se atenúan hasta llegar incluso al 0%, por lo tanto las centrales en juego: Baker 1 y Pascua 2 se configuran produciendo un Q menor al 30% del P.

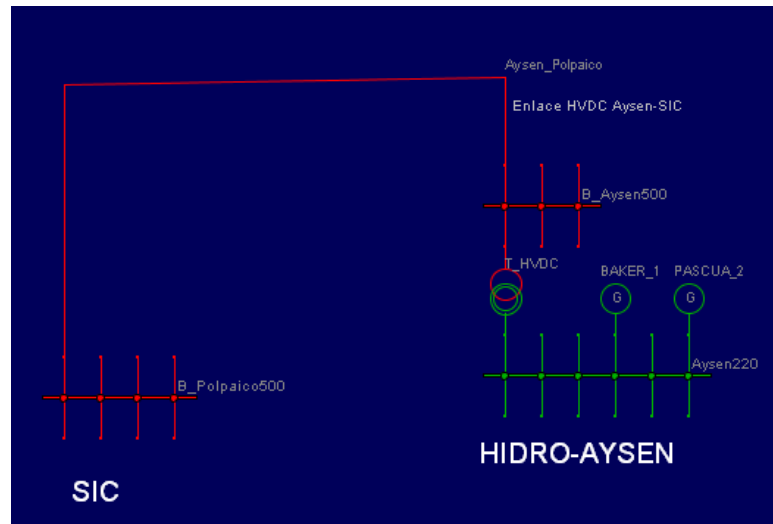
Dado que la estructura de resultados se dio a conocer en el análisis del escenario 1, a partir de ahora, las tablas de resultados se incorporarán en el anexo B, para de esta forma limitar el cuerpo central del trabajo a resultados.

Las diferencias entre incorporar la inyección de potencia desde Aysén y no, se hacen presentes para cada una de las 3 hidrologías tal como se puede advertir post-simulaciones (ver anexo B, capítulo 4). Sin embargo, a priori, la inyección de potencia en el nudo Charrúa no es la única opción para unir Aysén con el SIC. De hecho, la otra alternativa es inyectar directamente en Santiago (suponiendo en Polpaico) toda la energía extraíble desde Aysén y que será transportada por el enlace de corriente continua (recordar que la opción de inyectar en Charrúa radica sólo en el 50% de la energía total extraíble desde Aysén (aproximadamente 1200 MW) y el otro 50% en Polpaico).

4.4.3 Escenario 3

El paso a seguir consiste en analizar el comportamiento del SIC, considerando inyección de potencia en el nudo Polpaico (Santiago). El proyecto HidroAysén contempla para el año 2013-2014 la puesta de marcha de las centrales Baker 1 y Pascua 2, conectando a Santiago mediante el enlace HVDC directamente. Considerando lo anterior se podría estimar que para el año 2013 se estarían inyectando aproximadamente 1600 MW como potencia máxima entregable por las centrales Baker 1 y Pascua 2 en conjunto (680 MW y 960 MW respectivamente) suponiendo el enlace HVDC este totalmente construido. Sin embargo, y siguiendo con la tendencia del escenario 2 sólo se inyectarán 1200 MW como potencia máxima con el fin de hacer comparables ambos escenarios.

Figura 4.20 Modelación Enlace HVDC Aysén-SIC (Santiago)



Con los resultados de las simulaciones para las distintas hidrologías (ver anexo B), se puede conocer a cabalidad la situación técnica y económica que presentaría el SIC (dependiendo el tipo de hidrología), y el escenario que se presente, por lo que se pueden tener conclusiones más completas al momento de hacer comparativa la incorporación del proyecto HidroAysén por medio del enlace HVDC en el SIC.

Por lo tanto, en base a lo anterior, el siguiente capítulo consta de analizar en profundidad los resultados expuestos de tal forma de ir dando solidez a las conclusiones finales que se pretende llegar.

Es importante señalar que los resultados anteriores, que se encuentran descritos en el anexo B, son un acercamiento a los análisis que vienen a continuación, por lo que no requieren de un análisis en profundidad asumiendo que el descrito para el escenario 1 sirve de base para identificar fenómenos en los casos escenario 2 y 3.

Con esto se da a entender que lo anterior sólo sirve de base a los futuros análisis, y en pocas palabras sólo muestran de qué forma se desplegó la información, demostrando que tendencias se tienen en generación y transmisión para el SIC, asumiendo distintos escenarios para distintas hidrologías, por lo que el análisis de los resultados de las simulaciones se harán en el próximo capítulo.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados comparativos para cada hidrología considerando los 3 escenarios expuestos y de que forma afectan al SIC.

5.1 Análisis Comparativo por Hidrología

5.1.1 Hidrología Húmeda

Los 3 escenarios expuestos en esta memoria corresponden a: el SIC sin considerar la inyección de potencia desde Aysén mediante el enlace HVDC, el SIC considerando el proyecto HidroAysén incorporando las centrales con puesta en marcha al año 2013 (Pascua 2 y Baker 1) inyectando 1200 MW en el nudo Charrúa (tema principal memoria) y la misma situación anterior pero la inyección en el nudo Polpaico.

Para la hidrología húmeda se tiene el siguiente resumen, en donde se observa la generación total, las pérdidas y el costo (US\$), este último corresponde a la suma total de costo potencia de cada central:

		P[MW]			%		
Central		No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago	No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago
Hidro	Total	5385.21	5523.44	6478.47	58.10%	59.61%	70.20%
	Embalse	3274.50	2212.73	3037.76	35.33%	23.88%	32.92%
	Pasada	2110.71	3310.71	3440.71	22.77%	35.73%	37.28%
Termica	Total	3883.15	3742.82	2750.45	41.90%	40.39%	29.80%

		No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago
Pérdidas	[MW]	361.08	358.99	321.64
	%	3.90%	3.87%	3.49%
Gen Total		9268.35	9266.26	9228.91
Dem Total		8907.27	8907.27	8907.27
Costo	US\$	230720.04	195415.74	165519.30

Figura 5.1 Gráfico Comparación en Generación para cada Escenario en Hidrología Húmeda

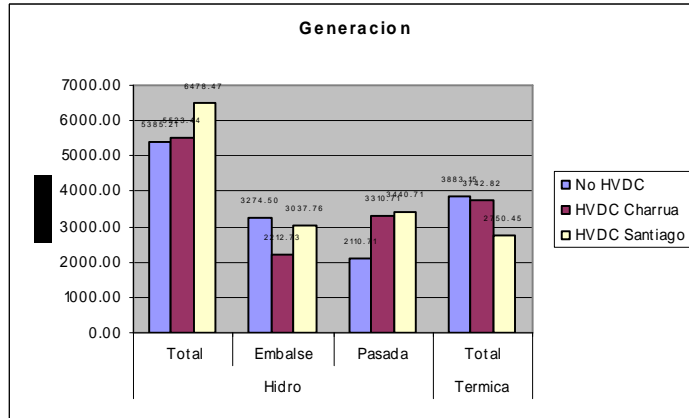
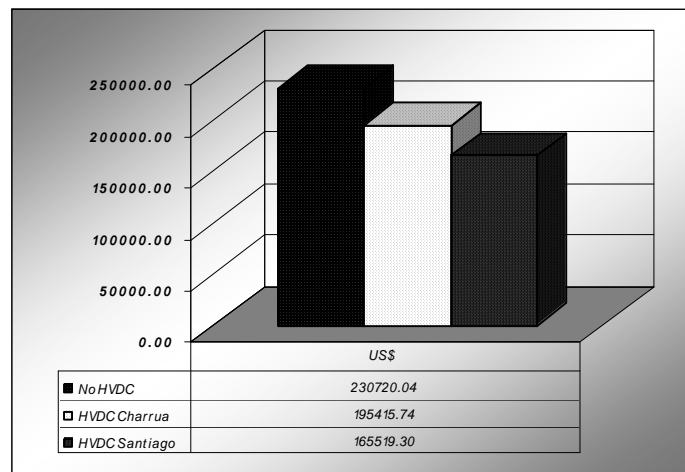
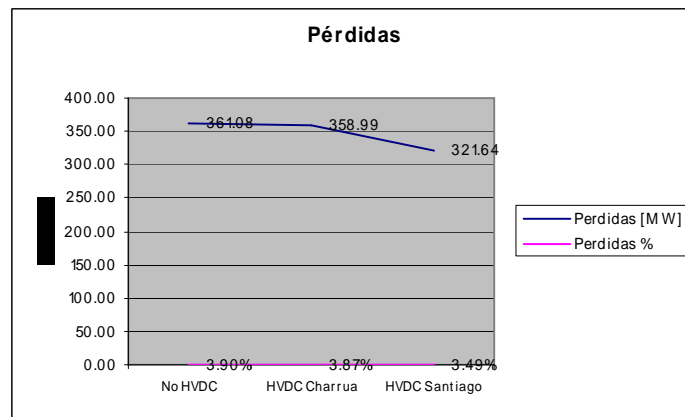


Figura 5.2 Gráfico Pérdidas y Costo/Generación Hidrología Húmeda



De los gráficos anteriores se puede decir a priori como afecta en los costos la incorporación del enlace HVDC llegando hasta el 70% del costo total en el caso de no incorporar el proyecto.

Como bien se observa al incorporar la generación desde Aysén (1200 MW) se produce un evidente aumento de generación hidroeléctrica en desmedro de la térmica disminuyendo consecuentemente los costos totales. Si se compara la opción de elegir a Charrúa o Santiago como objetivo en la inyección se produce un desnivel dado por la diferencia que existe en ambas zonas, comparando en términos de generación térmica, siendo mas rentable o mejor dicho, disminuyendo el costo/generación si se elige la opción Santiago. Lo anterior se justifica en el hecho de que al incorporar centrales hidráulicas de pasada directamente en una zona en que predomina la generación térmica (específicamente en el nudo Polpaico) hace que estas últimas disminuyan su generación abaratando costos.

Por otro lado se esperaba una disminución en las pérdidas, dadas principalmente por el traslado de energía desde la zona sur a la central por medio de la línea AltoJahuel_Ancoa500, en donde se perdía un importante porcentaje de energía debido a la distancia que existe. Lo anterior se suple en cierto modo debido a la inyección directa que existe en Polpaico abasteciendo la demanda de forma muy eficiente.

Si se compara las dificultades que se esperan en el sistema de transmisión, se tiene lo siguiente:

Figura 5.3 Tabla Líneas Excedidas Hidrología Húmeda

No HVDC		
Humedo	Pmax[MW]	P[MW]
San_Pedro_Quillota_110kV	188.62	202
Charrúa_Concepción_154kV	167.52	231.16
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	237.83
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	239.09
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	320.37
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	320.37
Charrúa_Concepción_220kV	260.26	329.05
EIRodeo_Chena220	260	477.53

HVDC Charrua		
Humedo	Pmax[MW]	P[MW]
San_Pedro_Quillota_110kV	188.62	211.5
Charrúa_Concepción_154kV	167.52	224.98
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	256.3
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	257.66
Charrúa_Concepción_220kV	260.26	331.35
EIRodeo_Chena220	260	499.88

HVDC Santiago		
Humedo	Pmax[MW]	P[MW]
Charrúa_Concepción_154kV	167.52	233.69
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	313.6
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	313.6
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	256.3
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	257.66
Charrúa_Concepción_220kV	260.26	341.36
EIRodeo_Chena220	260	558.27

De lo anterior lo primero que sale a relucir es la necesidad imperativa de ampliar la línea ElRodeo_Chena220 (proyecto en construcción), pues si se analiza todos los resultados, en todos los casos la línea se ve excedida. Las otras líneas que también ven amenazada su integridad son las que unen Charrúa y Concepción, Cerro Navia y Polpaico, y Cardones y Maitencillos principalmente.

Lo anterior evidentemente tiene un costo que se debe asumir y a la hora de comparar los escenarios debe ser parte importante en las conclusiones. Lo anterior se traduce en, de alguna forma, comparar los costos de oportunidad de cada escenario, considerando el costo/generación y el costo/transmisión para de esta forma obtener un resultado final comparable.

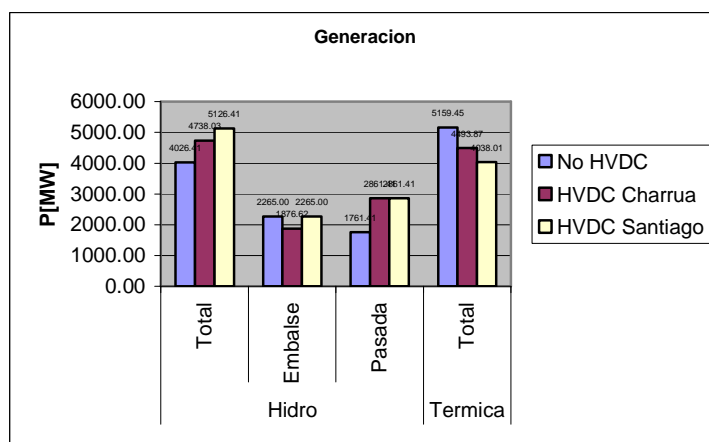
5.1.2 Hidrología Seca

Ahora se procede a comprar los escenarios, pero considerando un año seco.

		P[MW]			%		
		No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago	No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago
Central							
Hidro	Total	4026.41	4738.03	5126.41	43.83%	51.32%	55.94%
	Embalse	2265.00	1876.62	2265.00	24.66%	20.33%	24.72%
	Pasada	1761.41	2861.41	2861.41	19.18%	30.99%	31.22%
Termica	Total	5159.45	4493.87	4038.01	56.17%	48.68%	44.06%

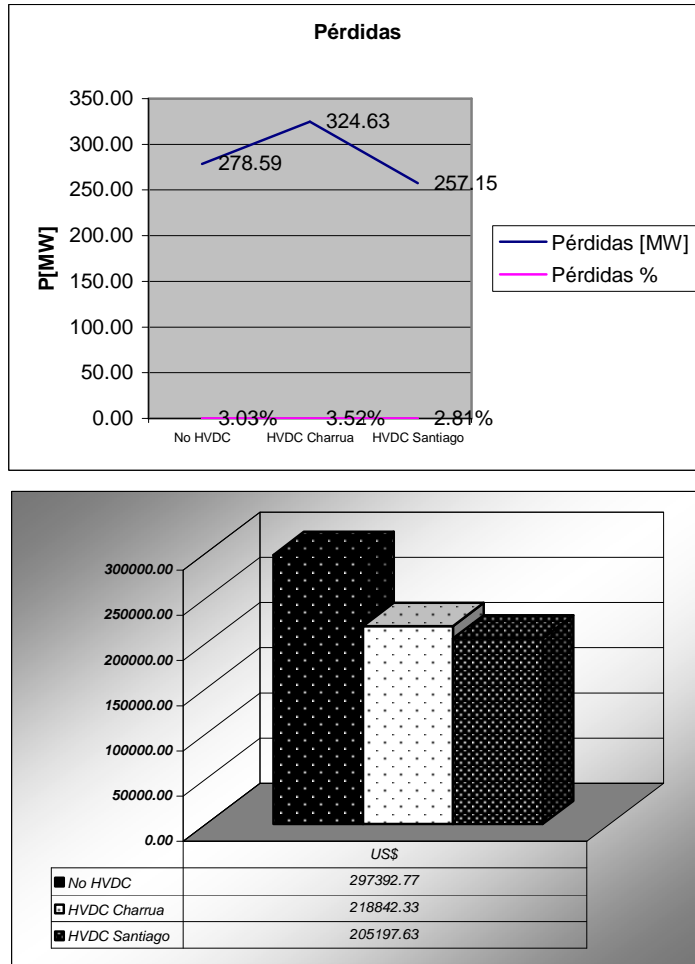
		No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago
Pérdidas	[MW]	278.59	324.63	257.15
	%	3.03%	3.52%	2.81%
Gen Total		9185.86	9231.90	9164.42
Dem Total		8907.27	8907.27	8907.27
Costo	US\$	297392.77	218842.33	205197.63

Figura 5.4 Tabla Comparación en Generación para cada Escenario en Hidrología Seca



La tendencia en generación se mantiene en relación al año húmedo pero en menor grado, de tal modo que como primera conclusión la disminución costo/generación no se acentúa al nivel de un año húmedo.

Figura 5.5 Gráfico Pérdidas y Costo/Generación Hidrología Seca



Como se mencionó la curva costo mantiene la tendencia, pero en menos nivel que el caso húmedo. Por otro lado, se esperaba también una disminución en las pérdidas; aunque se observa un aumento en el caso HVDC Charrúa (esto se debe al nivel de energía que viaja del Sur al Centro, aumentado principalmente por la inyección desde Aysén) y se esperaba una disminución en comparación al caso sin la línea HVDC.

En el sistema de transmisión se tienen los siguientes resultados:

Figura 5.6 Tabla Líneas Excedidas Hidrología Seca

No HVDC		
Seco	Pmax[MW]	P[MW]
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	246.65
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	246.65
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	471.33
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	471.33
ElRodeo_Chena220	260	443.53

HVDC Charrua		
Seco	Pmax[MW]	P[MW]
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	229.4
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	229.4
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	226.16
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	227.36
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	406.09
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	406.09
ElRodeo_Chena220	260	546.52

HVDC Santiago		
Seco	Pmax[MW]	P[MW]
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	247.7
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	247.7
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	256.04
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	408.66
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	408.66
ElRodeo_Chena220	260	538.42

El sistema de transmisión mantiene la tendencia, y las líneas con “problemas” siguen siendo las mismas.

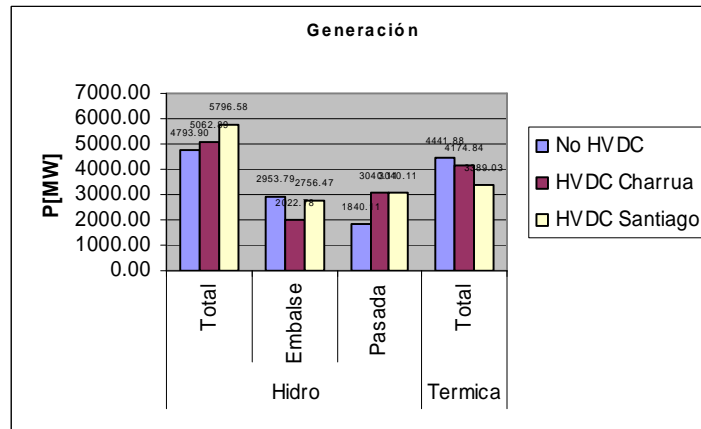
5.1.3 Hidrología Normal

Analizando los 3 escenarios para hidrología normal se tiene lo siguiente:

		P[MW]			%		
Central		No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago	No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago
Hidro	Total	4793.90	5062.89	5796.58	51.91%	54.81%	63.10%
	Embalse	2953.79	2022.78	2756.47	31.98%	21.90%	30.01%
	Pasada	1840.11	3040.11	3040.11	19.92%	32.91%	33.10%
Termica	Total	4441.88	4174.84	3389.03	48.09%	45.19%	36.90%

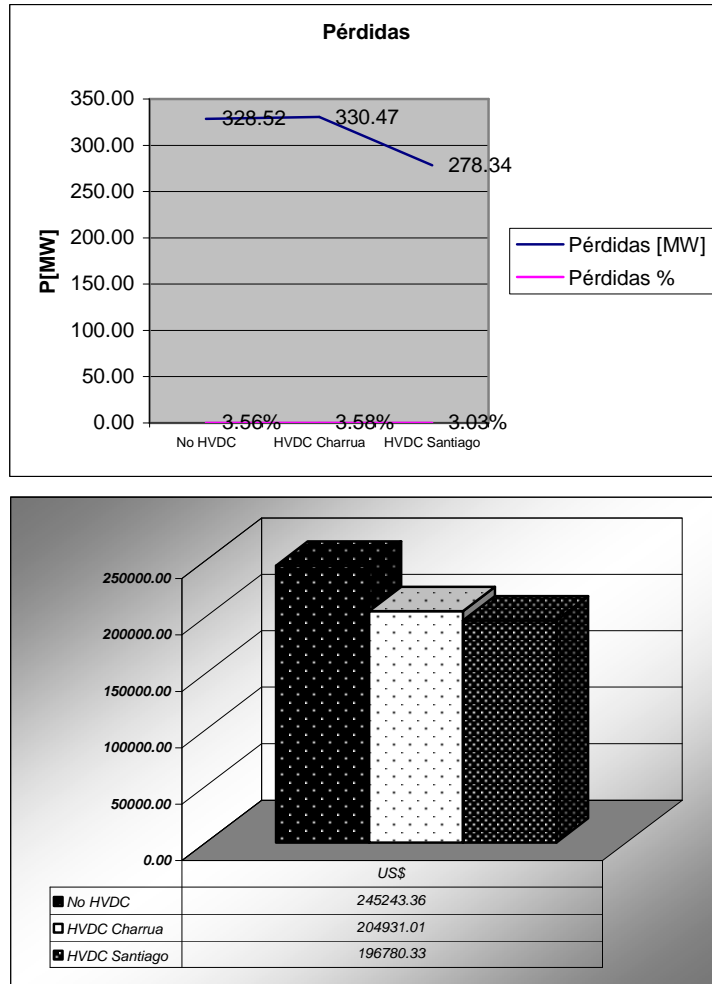
		No HVDC	HVDC Charrua	HVDC Santiago
Pérdidas	[MW]	328.52	330.47	278.34
	%	3.56%	3.58%	3.03%
Gen Total		9235.79	9237.74	9185.61
Dem Total		8907.27	8907.27	8907.27
Costo	US\$	245243.36	204931.01	196780.33

Figura 5.7 Comparación en Generación para cada Escenario en Hidrología Normal



Como primer aporte mencionar que la curva generación mantiene la tendencia ya vista, y tal como se esperaba se ubica en un lugar intermedio entre las características adoptadas para hidrologías húmeda y seca. A consecuencia de lo anterior, la curva costo adopta el mismo comportamiento, situación que se ve con claridad en el gráfico que expone a continuación.

Figura 5.8 Gráfico Pérdidas y Costo/Generación Hidrología Normal



El menor porcentaje de pérdidas nuevamente viene de la mano al escenario 3, en donde se inyectan 1200 MW en la barra Polpaico.

A continuación se muestran las líneas excedidas para cada escenario suponiendo una hidrología normal.

Figura 5.9 Tabla Líneas Excedidas Hidrología Normal

No HVDC		
Normal	Pmax[MW]	P[MW]
Charrúa_Concepción_154kV	167.52	169
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	214.72	215.39
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	214.72	215.39
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	226.16
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	227.36
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	393.5
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	393.5
ElRodeo_Chena220	260	485.91

HVDC Charrua		
Normal	Pmax[MW]	P[MW]
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	226.16
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	227.36
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	353.25
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	353.25
ElRodeo_Chena220	260	526.46

HVDC Santiago		
Normal	Pmax[MW]	P[MW]
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	197.38	256.3
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	197.38	257.66
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	310.18	331.81
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	310.18	331.81
ElRodeo_Chena220	260	562.32

En general se puede advertir que existe un círculo cerrado de líneas expuestas preferentemente a quedar congestionadas o simplemente ser excedidas en su capacidad. Estas son las líneas que unen los puntos: Cerro Navia – Polpaico, Charrúa – Concepción, El Rodero – Chena, Cardones –Maitencillos y Hualpén – San Vicente, por lo que las obras en transmisión para los próximos años debiesen concentrarse en éstas.

5.2 Análisis de Otros Escenarios

A continuación se hará un análisis de las posibles situaciones que marcarían al SIC 2013, y que van a depender del escenario (centrándose en la incorporación del proyecto HidroAysén) y de la hidrología que se tenga presente, de tal forma de observar bajo que circunstancias se dan no abastecimientos de demanda (cargas determinadas según barra) y bajo que condiciones se podría apalear, aludiendo principalmente a la importancia del proyecto HidroAysén y su aporte significativo al SIC. Además de conocer a cabalidad los efectos que se tengan sobre el sistema de transmisión, como objetivo principal en los resultados.

Una primera situación que es de importancia analizar, es observar el nivel jerárquico que posee Bocamina y la incorporación de las carboneras Coronel I y II.

5.2.1 Bocamina, Coronel I y Coronel II

5.2.1.1 SIC2013 Seco

El caso más crítico lo representa suponer una hidrología seca. En este caso uno de los principales sectores que ve amenazado su abastecimiento es Concepción y zonas próximas. La incorporación de la central Coronel I y II, además del funcionamiento de Bocamina aportando 1.000 MW en el sector (en conjunto), considerando un costo relativamente bajo pues se tratan de centrales a carbón, satisfacen de manera íntegra la demanda que se produce en la zona, dejando al margen el funcionamiento de centrales más caras como por ejemplo, la central a gas natural El Campanario. Además del efecto anterior que se produce, se crea una especie de efecto dominó y el flujo que se crea en las zonas cercanas tratan de apalear este déficit disminuyendo considerablemente el aporte de energía que viaja desde la zona sur a la zona central, repercutiendo finalmente en esta zona de manera que algunas cargas no se ven abastecidas en su totalidad. Lo anterior obliga a hacer entrar en funcionamiento centrales más caras en especial las a combustible Diesel encareciendo más aún el costo/generación del sistema.

Si se supone que en un determinado momento el SIC sufre las caídas simultáneas de Bocamina y Coronel I (recordar escenario 1, éstas están en funcionamiento) se produce una importante disminución del abastecimiento de la demanda. En particular se ven afectadas las cargas: San Cristóbal 110 en la zona Central y, San Vicente 154 y Concepción 154 en la zona Sur

produciendo un déficit de abastecimiento de aproximadamente 420 MW que representa al 5% de la demanda total, lo que es un valor bastante elevado.

Ahora, se supondrá que está en funcionamiento el enlace de HVDC y por lo tanto, en el nudo Charrúa se inyectan 1200 MW. También se considera la situación anterior, en este caso el déficit por abastecimiento disminuye a 170MW y sólo afecta a Concepción 154 (2%) lo que trae consigo “botar carga” o en su defecto hacer funcionar El Campanario apaleando de buena forma el déficit. Es importante mencionar, y tal como muestran los flujos, el aporte que se hace al inyectar en Charrúa viaja en su totalidad(o gran parte) a la zona Central, por lo que la generación de la zona gira en torno a las cercanías, efecto que se ve claramente, si se compara con los resultados anteriores. Finalmente mencionar que comparando ambas situaciones, esta última ofrece una mejoría pues se disminuye el porcentaje de déficit de abastecimiento y lo que es mejor aún que esta concentrada y no diversificada como en el primer caso: Déficit de 1 carga en una zona determinada versus déficit de 3 cargas en 2 zonas distintas, lo que implica maniobras más complicadas, más caras y menos eficientes.

Se analizará la situación en cuestión, pero considerando la inyección en Santiago. En este caso se ven afectadas directamente las cargas de la zona sur, con un déficit de abastecimiento de carga de 170 MW repartidas entre Concepción 154 y Hualpén 154, aludiendo inmediatamente la importancia de las centrales Coronel y Bocamina, y si se compara con el caso de inyección en Charrúa, estadísticamente, representan la misma situación. Sin embargo, a la hora de evaluar ambos casos, en Santiago, y tal como se esperaba, representa costos más elevados, pues debido a que la zona sur específicamente refiriéndose a las cargas mencionadas se ven directamente afectadas por Bocamina y Coronel, el hecho de inyectar en Charrúa ayuda a que el efecto de salida de generación de las centrales mencionadas resulte en una directa reacomodación de las centrales cercanas en ayuda del déficit que se produce, produciendo un evidente menor costo. En el caso de inyectar en Santiago la salida de Bocamina y Coronel no ven afectadas de manera importante la operación de las centrales de la zona central, por lo que, el abastecimiento de la demanda en la zona Sur implica un cambio en la operación que acarrea necesariamente un mayor costo. Comparando ambos casos se tiene:

Solución Simulación HVDC Santiago considerando salida de Coronel y Bocamina

Costo Operación	298,146.16 US\$
Generación Activa	9003.45 MW
Generación Reactiva	1902.18 MVar
Carga Sin Servicio	170.37 MW
Pérdidas	266.60 MW (2.99 %)
Total Demanda	8907.23 MW
Total Demanda Reactiva	1491.60 MVar

Solución Simulación HVDC Charrúa considerando salida de Coronel y Bocamina

Costo Operación	270,491.5 US\$
Generación Activa	9095.86 MW
Generación Reactiva	3199.62 MVar
Carga Sin Servicio	170.34 MW
Pérdidas	358.98 MW (4.03 %)
Total Demanda	8907.23 MW
Total Demanda Reactiva	1491.60 MVar

5.2.1.2 SIC2013 Normal

En primera instancia se observa el comportamiento del SIC sin considerar el enlace HVDC, y tal como esperaba, arroja un cierto nivel de déficit en abastecimiento de demanda. Si se compara con el caso Hidrología Seca, en esta oportunidad se llegó sólo a 190 MW en déficit. Si se produce la inyección en Charrúa no se logra mucho, pues como se mencionó anteriormente, los flujos siguen su sentido hacia la zona central y tal como muestra el resultado de la simulación para este caso, la reacomodación en generación en la zona Sur no fue lo suficiente como para abastecer la demanda llegando a mejorar la situación sin proyecto solo en 20 MW, es decir, en esta oportunidad se tiene un déficit de 170 MW.

Al considerar la inyección en Santiago se produce un ajuste en generación a tal nivel que se logra abastecer por completo la demanda: el flujo entrante en la zona central (proveniente del proyecto HidroAysén), disminuye de manera considerable el flujo que viaja desde la zona sur a la zona central (en especial el flujo que viaja entre Charrúa y Ancoa), haciendo que éste circule en la misma zona, distribuyéndose de tal manera que se logra abastecer por completo la demanda. En el caso de la hidrología seca, el efecto en términos generales es de la misma envergadura que el expuesto recientemente, pero debido a que disminuye considerablemente el aporte de centrales

hidroeléctricas, que más aún se concentran de manera importante en la zona sur, produciendo finalmente que el flujo circulante en esta zona no sea el suficiente para abastecer la demanda.

5.2.1.3 SIC2013 Húmedo

Al no considerar el enlace HVDC, el déficit en abastecimiento es solo de 10 MW, aproximadamente el 0.1 % de la demanda total, lo que significa un valor muy bajo. Este nivel de demanda se puede suplir haciendo funcionar Deshechos Forestales VIII, ya que nuevamente Concepción 154 es la carga que se ve afectada.

Al incorporar el enlace HVDC, el aporte que logra hacer, y debido a la tan poca demanda sin abastecer, los flujos se reajustan y se logra satisfacer, en esta oportunidad, completamente la demanda tal como se esperaba debido a la región en donde se inyecta la energía.

Ahora, considerando la inyección en Santiago, y tomando como base la lejanía que existe entre la carga sin abastecer (Concepción 154) y la inyección (Polpaico), además del sentido de los flujos que naturalmente viajan desde el Sur a la Zona Central, el reajuste de generación que ocurre en la zona sur no logra satisfacer la demanda. Si se compara con el caso de hidrología normal, en éste caso marcan la diferencia las centrales Quinteros I y II, que en el caso normal se encuentran en funcionamiento y en el caso húmedo no, por lo que el reajuste de potencia en el caso húmedo al dejar fuera Coronel y Bocamina, también va en función de satisfacer la demanda que dependen en cierto modo de Quinteros I y II, por lo que en este caso el flujo sur-norte aumenta dejando un poco al aire el abastecimiento de Concepción, produciendo un déficit no menor de 130 MW.

5.2.2 Crecimiento de Demanda máxima 100%, de la estimada.

Si se recuerda al determinar la posible situación que tendría el SIC en el año 2013 en términos de demanda máxima, esta se estimó con un crecimiento anual del 5.6% (según información pública). Sin embargo, puede darse una situación extrema en que en lugar de crecer las cargas en ese nivel crezcan al 11.2% anual y ver que sucede en el SIC 2013 (recordar que de ahora en adelante los análisis se concentraran considerando la incorporación del proyecto).

Lo primero es obtener la demanda total que se tendría en esta situación, para ellos basta recordar la demanda máxima total que se tiene para el SIC 2013 y que corresponde 8907 MW, con un crecimiento anual del 5.6% desde el año 2004. Considerando esto, con un simple cálculo, se puede estimar con un crecimiento del 11.2% desde el año 2004 al 2013, se tendría una demanda máxima total de 14181 MW. Bajo este supuesto se configuran los escenarios, con las respectivas hidrologías y se procede a simular para observar el comportamiento.

5.2.2.1 Crecimiento total de la demanda máxima

HVDC en Charrúa

En este caso se tiene un aumento considerable de la generación térmica, esfuerzo que es insuficiente pues no se logra satisfacer la demanda total.

Hidro	Total[%]
Pasada	20.53%
Embalse	26.54%
Total	47.07%

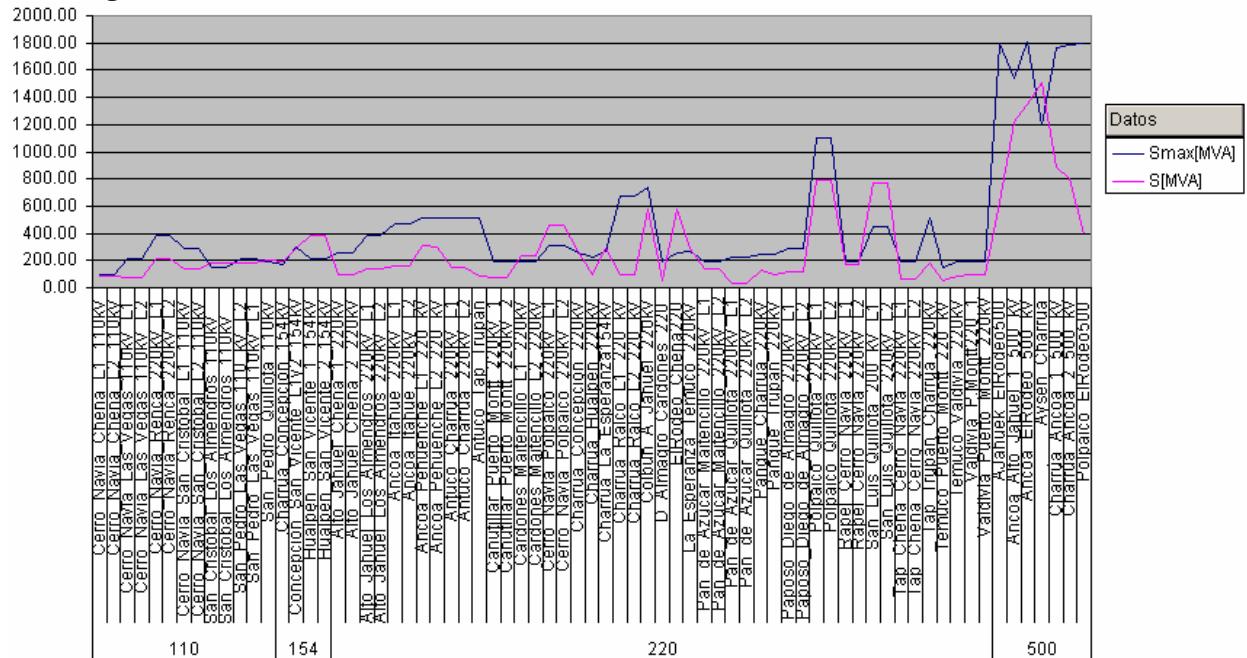
Térmica	Total[%]
General	52.93%
Total	52.93%

Costo Operación	1070697.6 US\$
Generación Activa	12962.94 MW
Generación Reactiva	4662.145 MVar
Carga Sin Servicio	1655.747 MW
Pérdidas	437.57 MW (3.08 %)
Total Demanda	14181.12MW
Total Demanda Reactiva	2374.77 MVar

Los resultados saltan a la vista: Sube considerablemente el costo/generación, sin mencionar que ni siquiera se satisface la demanda. En especial el déficit de abastecimiento de demanda se produce en la zona Central y Norte del SIC, es decir, desde Santiago al Norte, pues en el sur se logra abastecer por completo (nuevamente se recalca la importancia de Coronel I y II). En seguida se observa el sistema de transmisión.

El siguiente gráfico compara, post simulación, el flujo de potencia circulante por las líneas en función de su capacidad máxima, de tal forma de observar con mayor nitidez (que si se mostrara una tabla con números como si hizo en un principio) que líneas se exceden como tema principal.

Figura 5.10 Gráfico Sistema de Transmisión HVDC en Charrúa



HVDC en Santiago

En este caso no se logra satisfacer la demanda total, pero representa una importante mejora respecto del caso anterior, pues sólo se quedan sin abastecimiento total 3 puntos de la zona Norte-Centro (a diferencia del caso anterior en que toda la zona se quedaba sin abastecimiento total), además mejora notablemente el costo/generación, de tal forma que se observa con claridad la importancia que tiene la inyección de 1200 MW desde Aysén en la zona central.

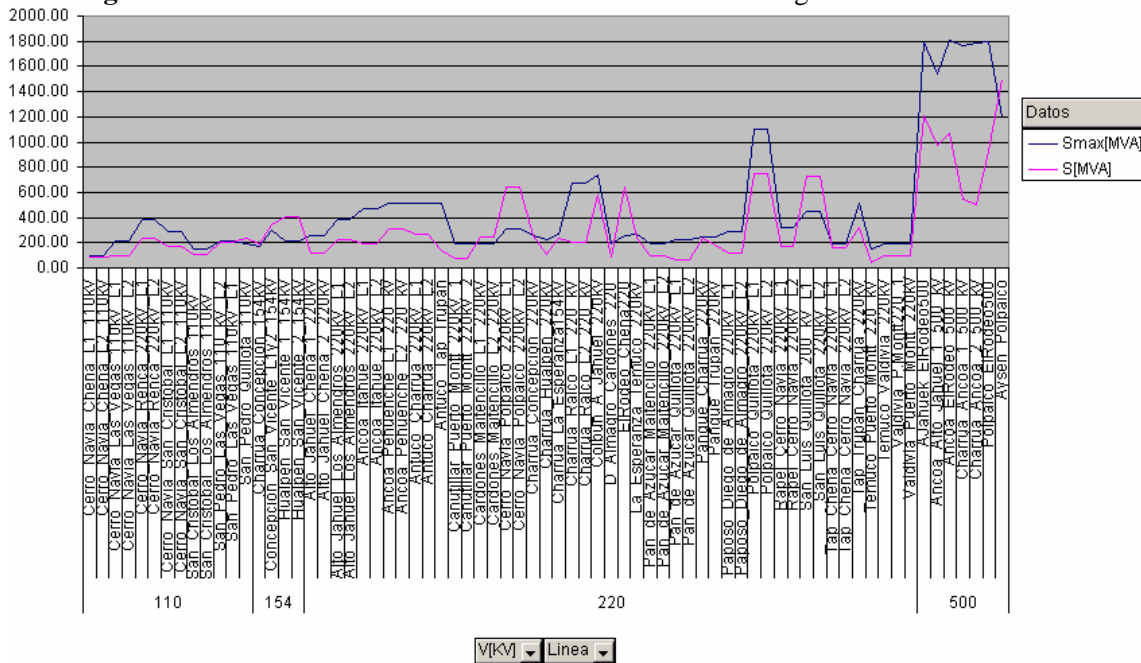
Hidro	Total[%]
Pasada	24.63%
Embalse	25.02%
Total	49.65%

Térmica	Total[%]
General	50.35%
Total	50.35%

Costo Operación	830517.0 US\$
Generación Activa	13754.33 MW
Generación Reactiva	5224.87 MVAr
Carga Sin Servicio	860.12 MW
Pérdidas	433.35 MW (3.05 %)
Total Demanda	14181.12MW
Total Demanda Reactiva	2374.77 MVAr

En el sistema de transmisión, se tiene:

Figura 5.11 Gráfico Sistema de Transmisión HVDC en Santiago



Resumiendo, para el caso de hidrología húmeda que representa el mejor de los casos, para esta situación (crecimiento de demanda máxima 11.2% anual) se tienen 2 puntos importantes en contra. El primero y más importante, es el no abastecimiento de la demanda total, lo que implica además de un costo/técnico, se debe sumar el costo/social de no satisfacer eléctricamente a un porcentaje de la población. Ahora, si se supone de alguna forma que se logre satisfacer la demanda, lo que implica la instalación de más centrales con importantes aportes energéticos, en especial en la zona central (lo que implica necesariamente una central térmica cara), el sistema de transmisión

también se ve sobrepasado, tal como se observa en los gráficos anteriores, adicionando otro costo al total expuesto.

Si se compara ambos escenarios, claramente la inyección en Charrúa implica un costo mayor desde el punto de vista técnico y social, tal como se explicaba.

Analizar este caso para las hidrologías seca y normal es innecesario pues los resultados son claramente predecibles, asumiendo que el nivel de demanda existente requiere prácticamente la participación total del parque de generación, lo que se ve disminuido en nivel importante en hidrologías diferentes a la húmeda.

El siguiente punto a analizar es observar crecimientos de demanda inesperados, o explosivos pero en zonas puntuales, es decir, por ejemplo, observar que sucede si consumos residenciales aumentan considerablemente, como por ejemplo, Concepción en un 100%, o Los Almendros, que son zonas geográficas potenciales para el asentamiento humano.

5.2.2.2 Crecimiento Demanda en zonas puntuales

Procediendo de la misma forma anterior, la idea ahora es, en lugar de hacer crecer la demanda en todo el sistema, se hará en zonas potenciales para que esto suceda, en especial en zonas en donde existe un nivel importante demográfico. Específicamente se analizará el sistema, con preferencia el sistema de transmisión para crecimientos de demanda en un 100% (en el cual se utiliza los datos de la tabla de cargas del punto anterior, según corresponda) para Santiago, la V región, Concepción y Temuco independientes entre sí.

Es importante mencionar que el análisis monetario de los costos en transmisión que se provocan principalmente por excesos en capacidad de las líneas actuales se verá con detalle en el capítulo 6, sin embargo, en las siguientes líneas se da un análisis completo de los fenómenos que ocurren en cada una de las situaciones señaladas en el párrafo anterior.

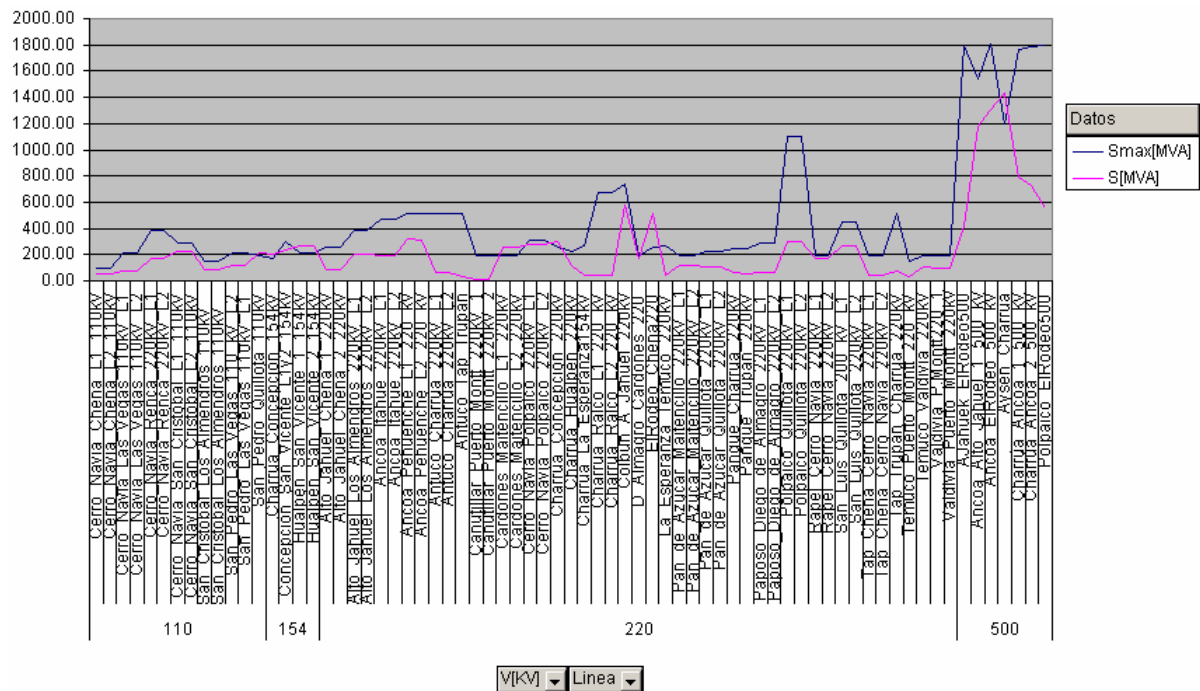
5.2.2.2.1 Hidrología Húmeda

Concepción

La demanda en concepción corresponde a 822 MW para este caso, en el año 2013, con un crecimiento anual del 11.2% a partir del año base (2004), de tal forma que se tienen los siguientes resultados.

- HVDC en Charrúa: En este caso se logra satisfacer la demanda de manera íntegra poniendo en funcionamiento la central Coronel. En el sistema de transmisión se tiene lo siguiente:

Figura 5.12 Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Concepción



Se advierte, tal como se esperaba, un importante aumento de los flujos que van a Concepción, provocando o la congestión de las líneas o simplemente son excedidas completamente en su capacidad. Lo anterior indica inmediatamente la inversión de líneas nuevas para poder soportar este flujo de potencia, llamando la atención, tal como se observa en el gráfico anterior Charrúa-Concepción 154 y 200 KV y Hualpén- San Vicente 154KV.

- HVDC en Santiago: Nuevamente se satisface la demanda totalmente. En el sistema de transmisión se tiene prácticamente los mismos efectos que en el caso anterior, aludiendo en definitiva al mismo comportamiento en el sistema de transmisión.

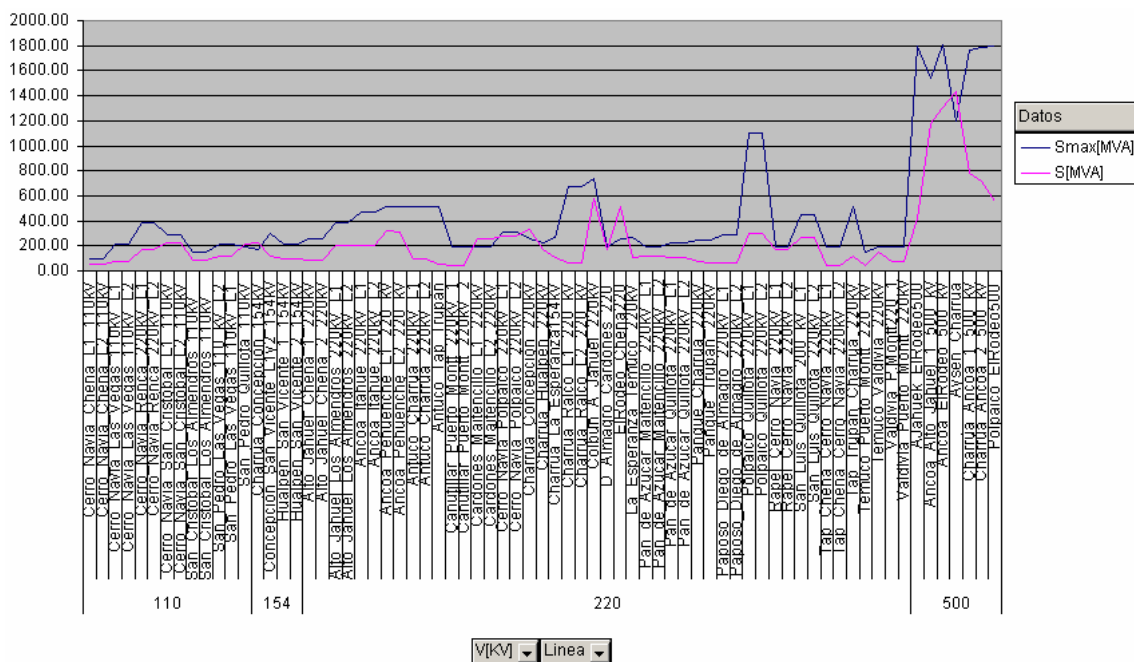
Por lo tanto se puede decir, que la generación producida por las centrales Coronel I y II asegura el abastecimiento de Concepción aun cuando esta crezca al doble de la tasa de crecimiento estimada, y sólo hay que centrarse en el sistema de transmisión que se ve excedido en las líneas mencionadas.

Temuco

Al doblar el crecimiento de demanda en Temuco, se tiene lo siguiente:

- HVDC en Charrúa: Se satisface la demanda total. En el sistema de transmisión se advierte un aumento del flujo Valdivia-Temuco, por lo que hay que tener especial cuidado en esa línea que puede llegar a estar congestionada.

Figura 5.13 Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Temuco



- HVDC en Santiago: Se tienen los mismos efectos que en el caso anterior.

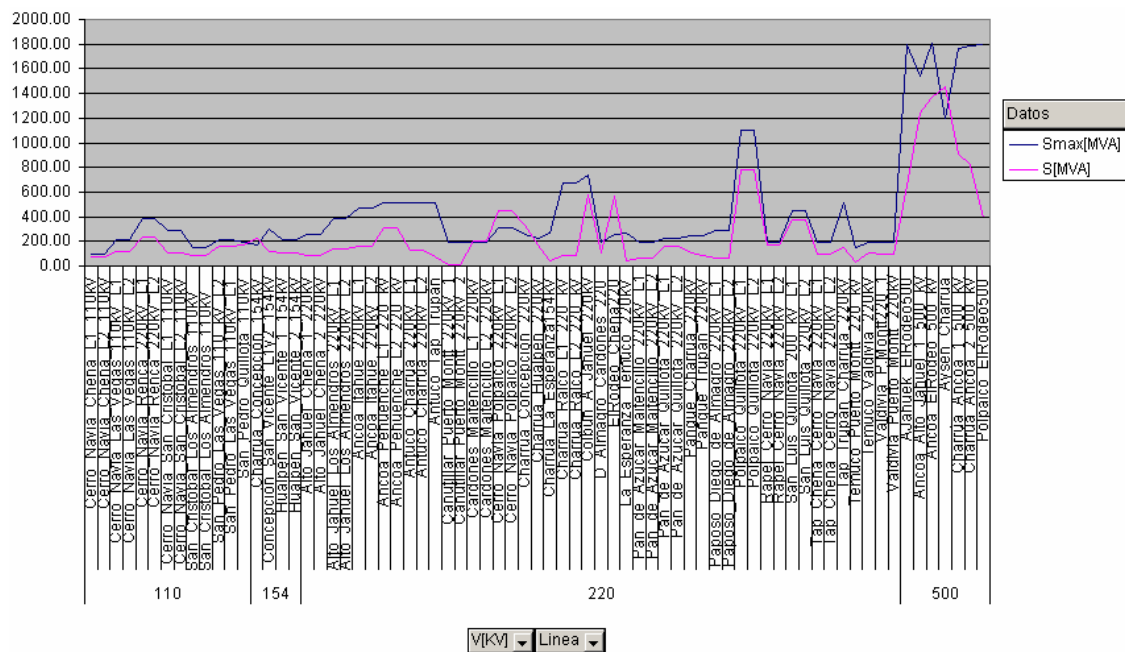
Se puede ver que en la zona sur la presencia del enlace en uno u otro punto no tiene efectos mayores. Lo anterior se justifica por el hecho de que el aumento de demanda se ve suplido zonalmente, por lo que inyectar en Charrúa o Santiago, no afecta de ninguna manera al comportamiento del sistema, aún cuando la demanda den Temuco crezca al ritmo establecido.

Santiago

Analizando los efectos anteriores en la zona central. Por lo tanto, las cargas que serán aumentadas corresponden a Alto Jahuel, Cerro Navia y Polpaico.

- HVDC en Charrúa: Lo primero en mencionar es que no se logra abastecer la demanda total del SIC Central-poniente (V región especialmente), lo que trae de la mano todos los problemas que significan un déficit de abastecimiento. En el sistema de transmisión se observa lo siguiente:

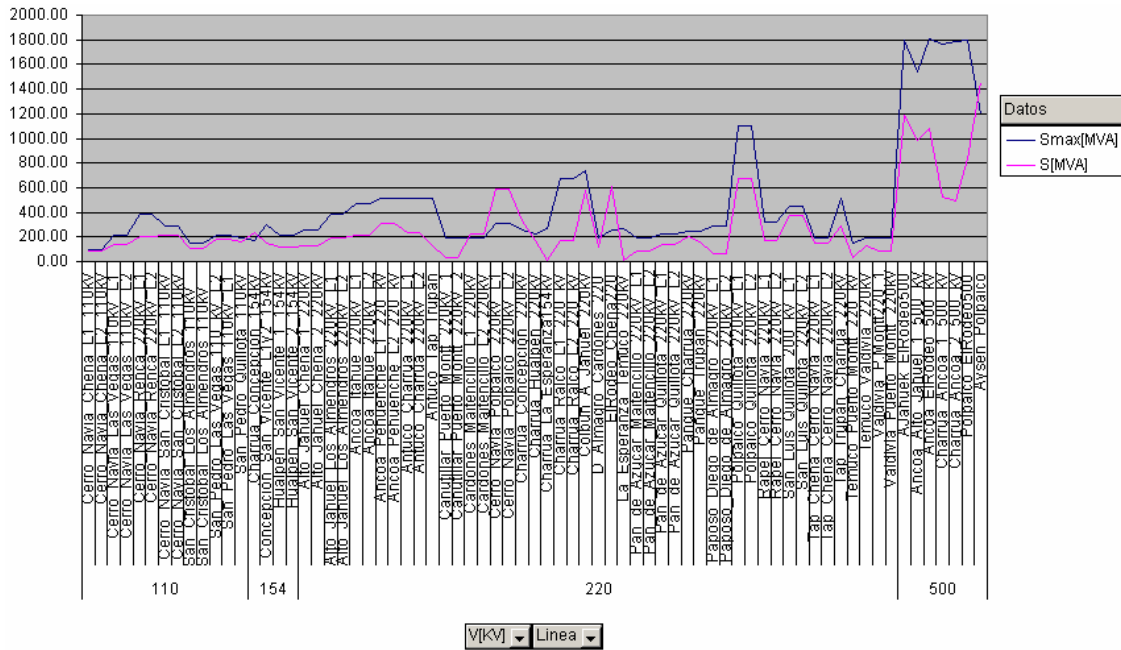
Figura 5.14a Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Santiago



- HVDC en Santiago: Dado que en este caso la inyección es en Santiago se debe reconfigurar la generación. En este caso se logra un importante aumento en el abastecimiento de la demanda, de tal forma que la zona central queda totalmente abastecida, observándose un pequeño déficit en la V región.

En el sistema de transmisión se observa lo siguiente:

Figura 5.14b Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Santiago (HVDC Santiago)



Se puede ver el considerable aumento que tiene el flujo por las líneas Cerro Navia- Polpaico, llegando a tener la necesidad de incorporar hasta 2 nuevas líneas en lugar de una como en los otros casos (evitando que queden congestionadas).

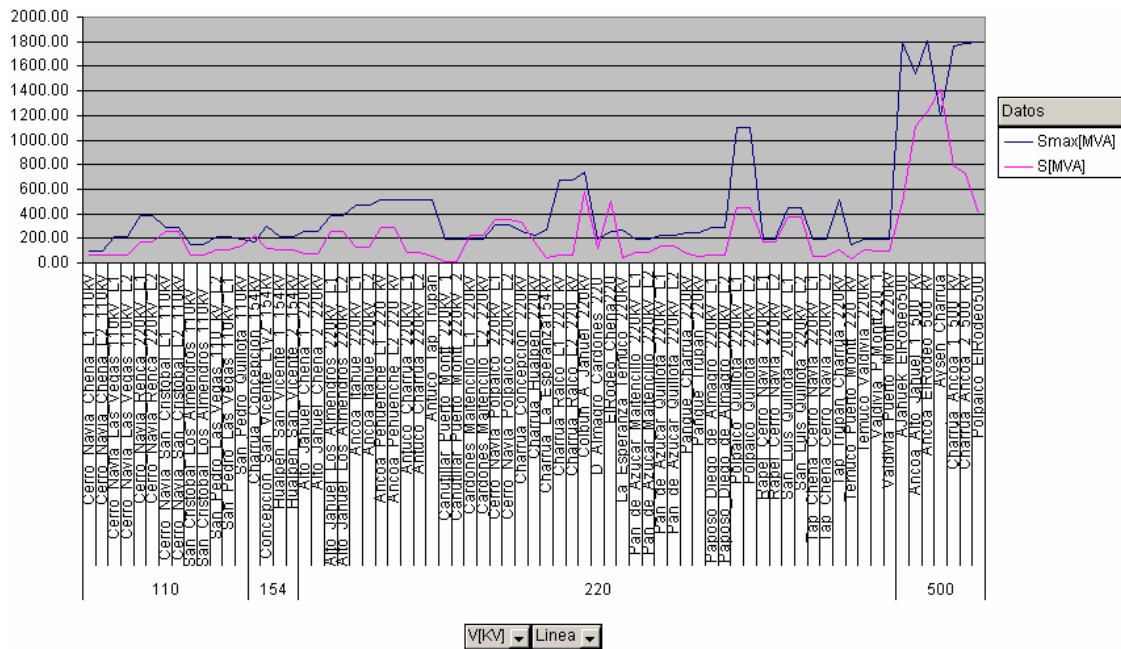
Finalmente el caso que falta por estudiar es el aumento de la demanda en la V región, esto implica aumentar la carga Los Almendros, Quillota y Agua Santa.

V Región

Se supone un crecimiento de la demanda del 11.2% anual para el año 2013 en la quinta región del país, tal que se tiene lo siguiente:

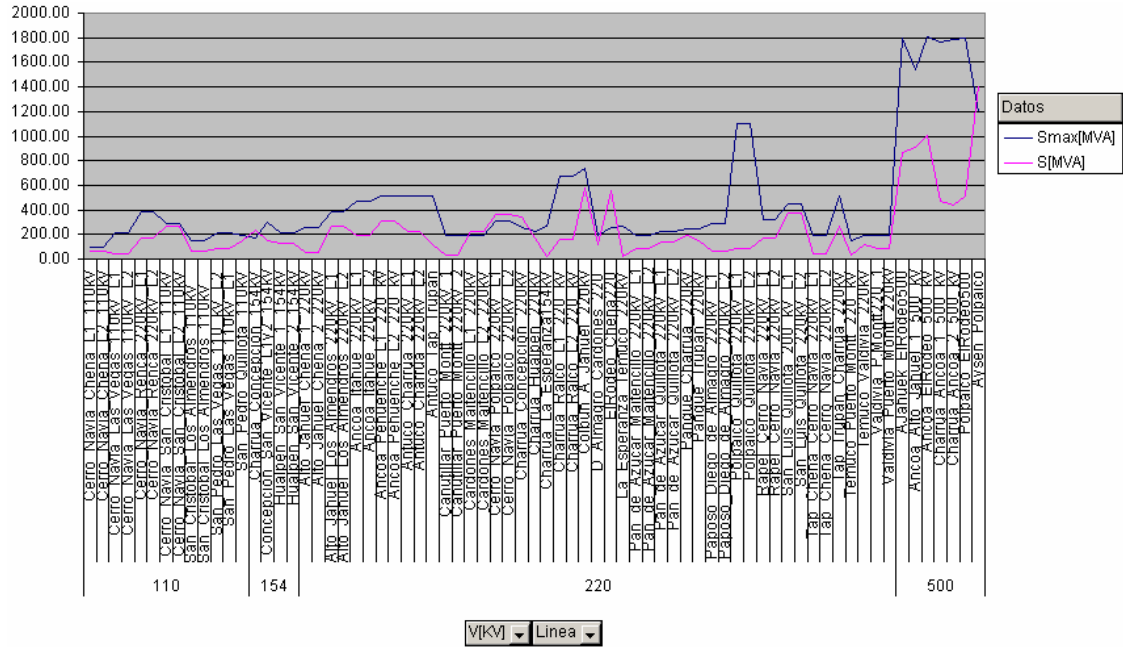
- HVDC en Charrúa: Al simular se observa un déficit en el abastecimiento de la demanda de 180 MW, que por la zona en que ocurre, es complicado de lograr abastecer, debido al sistema de transmisión y el flujo natural de la potencia. En el sistema de transmisión se observa lo siguiente:

Figura 5.15a Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en V Región



- HVDC en Santiago: Ocurre el mismo fenómeno que en el caso anterior, dado que los flujos mantienen un sentido casi estricto. La carga Los Almendros, debido a su importante aumento, es casi imposible abastecerla, ocurriendo el único déficit específicamente en esa zona, debido a la misma razón expuesta para el caso Charrúa. En términos de transmisión los efectos son prácticamente los mismos.

Figura 5.15b Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en V Región (HVDC en Santiago).



En general se puede ver, que el sistema de transmisión se ve afectado en un círculo cerrado, y que corresponden a Cerro Navia Polpaico, El Rodeo Chena y las ya analizadas líneas de la zona sur (Concepción). Como se mencionó el impacto económico que implica la adición de más líneas se verán en capítulo 6 y en esta sección sólo se limita a dar a conocer efectos tanto en generación y transmisión para distintos escenarios en el cual pudiesen existir anomalías.

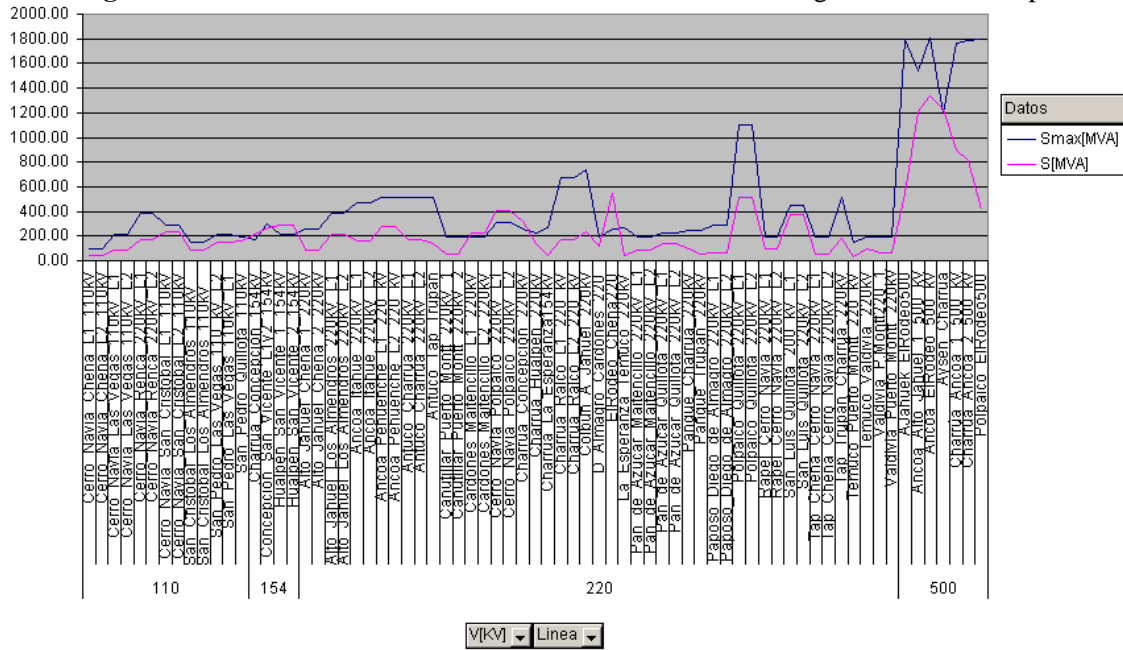
A continuación se analizarán los mismos escenarios anteriores pero para el caso de una supuesta hidrología seca y ver como es afectado el sistema de transmisión.

5.2.2.2 Hidrología Seca

Concepción

- HVDC en Charrúa: Tal como se esperaba, el sistema iba a ser capaz de abastecer la demanda completamente. En el sistema de transmisión, por lo tanto, no se advierten diferencias notorias con respecto al caso húmedo, de tal forma, que sigue siendo el mismo grupo de líneas que se debe tener especial cuidado, por exceso de capacidad o posible congestión.

Figura 5.16 Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Concepción

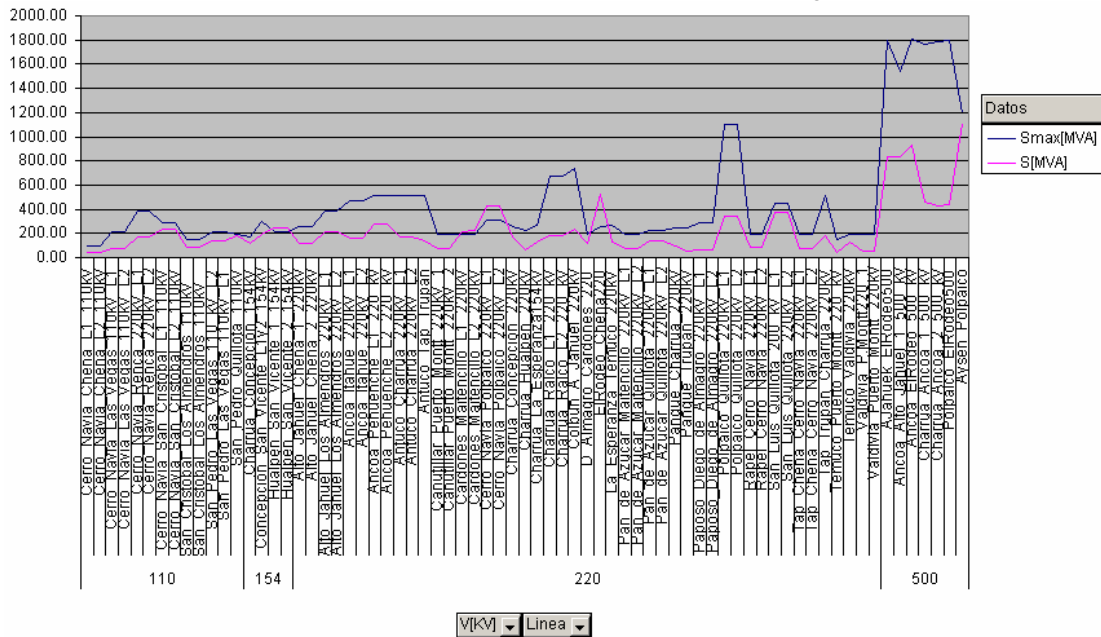


- HVDC en Santiago: La inyección en Santiago, como se había mencionado no es un punto decidor en este escenario, pues el abastecimiento del crecimiento de la carga en Concepción depende en parte importante de la central Coronel, por lo tanto, dada la ubicación el sector en transmisión que se ve afectado por esta subida de carga rondan en torno a Charrúa-Concepción-San Vicente, donde los flujos naturalmente fluyen a Concepción.

Temuco

- HVDC en Charrúa: El escenario en transmisión no cambia mucho respecto del caso anterior, sólo mencionar que dado que crece la demanda en Temuco, crecen los flujos que van desde Valdivia a Temuco, por lo que esa línea puede ser potencial línea congestionada.
- HVDC en Santiago: Al igual que el caso Concepción, la inyección del enlace de corriente continua no afecta si se inyecta en Charrúa o en Santiago, pues la demanda se satisface zonalmente, y el sistema de transmisión se comporta de la forma más natural posible, es decir, dado que la generación/consumo es local las líneas se ven afectadas también zonalmente, en este caso la línea Valdivia- Temuco.

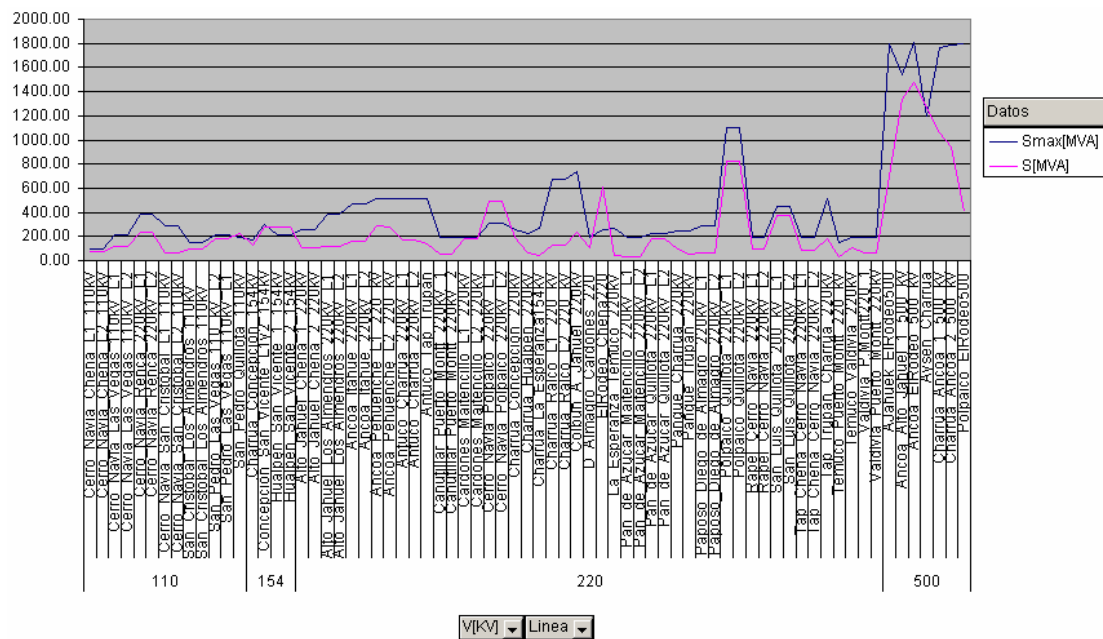
Figura 5.17 Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Temuco.



Santiago

- HVDC en Charrúa: Al inyectar en Charrúa y con un fuerte crecimiento de la demanda en Santiago, se tiene un déficit de abastecimiento importante en la zona central. En el sistema de transmisión se tiene lo siguiente:

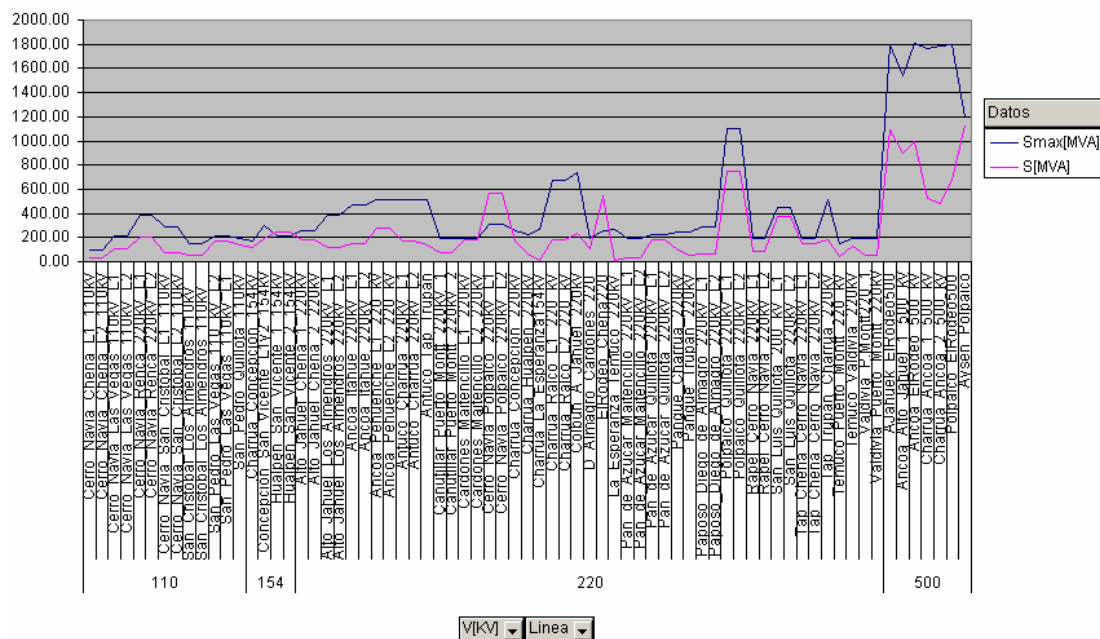
Figura 5.18a Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Santiago



En particular el flujo por la línea Cerro Navia- Polpaico 220 tiende a exceder la línea, por lo que es necesario intervenir la línea agregando una nueva línea para soportar el flujo circulante. La solución anterior no es necesariamente la correcta pues ante un aumento del flujo por la línea aleatorio, aún cuando este incorporada una nueva línea, ésta, tiende a estar congestionada, tal como se ha observado a través de las simulaciones.

- HVDC en Santiago: Se tiene un desabastecimiento al igual que el caso anterior, pero en un menor nivel dado la inyección en la zona central. Por esta razón anterior es que se observa un importante crecimiento en el flujo Polpaico- Cerro Navia donde a primera vista crea la necesidad de poner 2 líneas en paralelo.

Figura 5.18b Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en Santiago (HVDC Santiago)

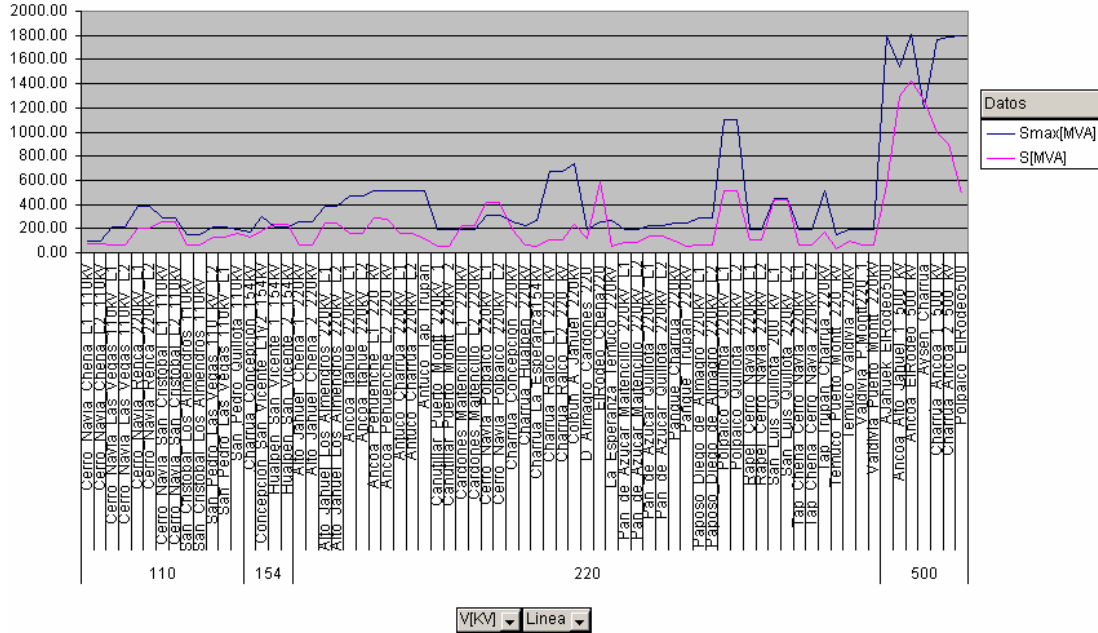


Nuevamente la línea Cerro Navia- Polpaico 220 adquiere un estado crítico y se ve en este caso la necesidad de instalar hasta 2 nuevas líneas para soportar el flujo circulante. Esta solución, que es la más directa y sumado al caso anterior (Charrúa) asegura el correcto funcionamiento del sistema al menos en ese sector, en donde se asegura la circulación de los flujos.

V Región

- HVDC en Charrúa: Se tiene un déficit en el abastecimiento, tal como se esperaba, en especial la demanda en la carga Los Almendros. El sistema de transmisión sigue el comportamiento ya visto acentuando los flujos en las zonas cercanas a la V región si se compara con los otros casos.

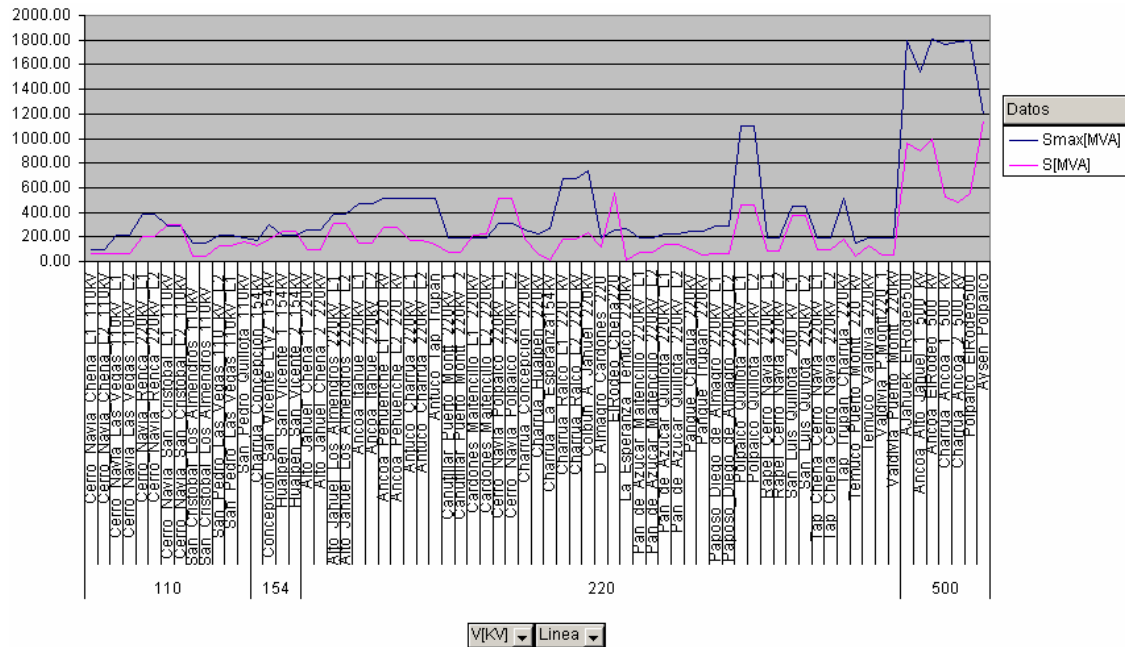
Figura 5.19a Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en V región



En particular se congestiona la línea San Luis- Quillota 220, debido al aumento considerable de los flujos en la zona centro. A la anterior se suman San Pedro-Quillota 154, Cerro Navia-Polpaico 220 y Cerro Navia- San Cristóbal 110. Esto se justifica claramente por el considerable aumento de demanda de la zona.

- HVDC en Santiago: Al inyectar en Santiago se tiene un importante avance en el abastecimiento de la demanda. El sistema de transmisión se tiene lo siguiente:

Figura 5.19b Gráfico Resultado sistema transmisión aumento carga 100% en V región (HVDC Santiago)



Del gráfico anterior se observa las líneas que tienden a congestionarse, y que en general son las ya conocidas hasta el momento (Cerro Navia – Polpaico 220, etc.).

En términos generales, si se compara el comportamiento en el sistema de transmisión de todos los escenarios para las hidrologías húmeda y seca, se puede ver la similitud que existe entre ellos. A raíz de lo anterior es que se omite el análisis de hidrología normal, pues los resultados son absolutamente predecibles, tal como ha quedado demostrado en los análisis anteriores.

Por otro lado queda en evidencia que dependiendo la zona en que aumente la demanda, se advierte un importante aumento en los flujos en las mismas zonas, y en consecuencia el congestionamiento de las líneas o peor aún las líneas se exceden en su capacidad. Sin embargo para todos los casos, e independiente del escenario en cuestión (zona que se aumenta la demanda al 11.2%) existe un número limitado de líneas que son afectadas siempre, en menor o mayor grado dependiendo el caso. Lo anterior hace entender que al tratar de evitar estos efectos sobre aquellas líneas “problema” existe un valor o costo fijo que se asume como base para cualquier caso en análisis, y sólo diferenciaran costos entre si por el valor agregado que genera las contingencias en líneas adicionales.

El siguiente paso, es darle un valor monetario a estos comportamientos en el sistema de transmisión, es decir, que para el caso en que una línea se ve excedida en su capacidad, nace la necesidad imperativa de invertir en una nueva línea, lo que tiene un costo, este costo se desglosa en 2 importantes variables: El VI o Valor de Inversión de la línea y el COMA o Costo de Operación, Mantenimiento y Administración de la misma. Con estos datos se puede estimar cuantitativamente los efectos que se tienen en el sistema de transmisión, dependiendo el escenario, hidrología, etc. Para lograr este análisis se va a recurrir a información pública para de esta manera observar y conocer el valor monetario que se le da a estas variables para cada línea del sistema. Con el sistema total definido se procederá a evaluar el costo de las potenciales nuevas líneas que debiesen entrar en funcionamiento, dependiendo la situación futura del SIC (los escenarios), además de considerar el valor de estas variables para la línea de corriente continua.

6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Finalmente el punto más relevante en este trabajo es analizar o estudiar los efectos que se producen en el sistema de transmisión desde el punto de vista económico. Por tal motivo lo primero que se debe tener en cuenta es conocer el sistema actual en términos de costos, es decir conocer el COMA (costo operación, mantenimiento y administración) y el VI (valor inversión) de las principales líneas de transmisión que operan en el SIC. En la siguiente tabla se tiene esa información [14].

Figura 6.1 Tabla VI y COMA de tramos del sistema troncal del SIC [14] (*)

VI Y COMA DE TRAMOS DEL SISTEMA TRONCAL SIC miles US\$ del 31 de diciembre de 2005			VI	COMA
Total Sistema Troncal				
TSIC - 01	Ancoa 500 (antes Ago 2004)	Alto Jahuel 500 (antes Ago 2004)	87.248	1.548
TSIC - 02	Ancoa 500 (antes Ago 2004)	Alto Jahuel 500 (antes Ago 2004)	86.908	1.742
TSIC - 03	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	93.306	1.548
TSIC - 04	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	104.975	1.742
TSIC - 05	Charrúa 500	Ancoa 500	73.555	1.405
TSIC - 06	Charrúa 500	Ancoa 500	83.425	1.593
TSIC - 07	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	15.031	310
TSIC - 08	Carrera Pinto 220	Cardones 220	14.423	299
TSIC - 09	Cardones 220 (Transelec)	Maitencillo 220 (Transelec)	24.173	501
TSIC - 10	Cardones 220 (CTNC)	Maitencillo 220 (CTNC)	30.498	632
TSIC - 11	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	24.242	536
TSIC - 12	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	24.309	537
TSIC - 13	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	23.979	506
TSIC - 14	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	24.008	506
TSIC - 15	Los Vilos 220	Quillota 220	14.210	252
TSIC - 16	Los Vilos 220	Quillota 220	14.226	252
TSIC - 17	Polpaico 220	Quillota 220	15.489	265
TSIC - 18	Polpaico 220	Quillota 220	15.327	262
TSIC - 19	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	18.307	325
TSIC - 20	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	18.262	324
TSIC - 21	Polpaico 220	Lampa 220	3.409	58
TSIC - 22	Polpaico 220	Lampa 220	3.350	57
TSIC - 23	Cerro Navia 220	Lampa 220	3.502	60
TSIC - 24	Cerro Navia 220	Lampa 220	3.553	61
TSIC - 25	Cerro Navia 220	Chena 220	3.607	64
TSIC - 26	Cerro Navia 220	Chena 220	3.652	65
TSIC - 27	Alto Jahuel 220	Chena 220	4.871	86
TSIC - 28	Alto Jahuel 220	Chena 220	4.831	86
TSIC - 29	Ancoa 220	Itahue 220	13.020	227
TSIC - 30	Ancoa 220	Itahue 220	12.962	226
TSIC - 31	Charrúa 220	Ancoa 220	20.026	417
TSIC - 32	Charrúa 220	Ancoa 220	19.958	415
TSIC - 33	Charrúa 220	Ancoa 220	39.847	829
TSIC - 34	Charrúa 220	E speranza 220	21.308	443
TSIC - 35	Temuco 220	E speranza 220	22.926	478
TSIC - 36	Temuco 220	Ciruelos 220	15.741	304
TSIC - 37	Valdivia 220	Ciruelos 220	7.598	147
TSIC - 38	Barro Blanco 220	Valdivia 220	14.038	271
TSIC - 39	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	18.528	357
TSIC - 40	Puerto Montt 220	Temuco 220	49.059	946
TSIC - 41	Alto Jahuel 154	Paine 154	3.389	60
TSIC - 42	Paine 154	Rancagua 154	7.165	127
TSIC - 43	Punta de Cortés 154	Rancagua 154	4.156	74
TSIC - 44	Alto Jahuel 154	Punta de Cortés 154	9.484	168
TSIC - 45	Punta de Cortés 154	Tilcoco 154	2.529	45
TSIC - 46	Punta de Cortés 154	Tilcoco 154	2.529	45
TSIC - 47	San Fernando 154	Tilcoco 154	4.289	76
TSIC - 48	San Fernando 154	Tilcoco 154	4.289	76
TSIC - 49	Teno 154	San Fernando 154	5.241	90
TSIC - 50	Teno 154	San Fernando 154	5.241	90
TSIC - 51	Itahue 154	Teno 154	5.674	94
TSIC - 52	Itahue 154	Teno 154	5.719	95
TSIC - 53	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	19.474	345
TSIC - 54	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	19.473	345
TSIC - 55	Ancoa 500	Ancoa 220	17.905	314
TSIC - 56	Ancoa 500	Ancoa 220	17.959	315
TSIC - 57	Charrúa 500	Charrúa 220	19.681	413
TSIC - 58	Charrúa 500	Charrúa 220	19.815	416
TSIC - 59	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 154	11.582	205
TSIC - 60	Itahue 220	Itahue 154	12.202	214

(*) Debido a que los datos requeridos en esta tabla no varían considerablemente entre un año y otro, el uso del informe de ETT del año 2006 representa una aproximación aceptable a los datos del informe ETT del año 2007.

Con los valores anteriores y limitándose a las líneas que se tienen en el modelo utilizado en este trabajo se puede estimar las variables VI y COMA de aquellas líneas que no salen directamente en la tabla anterior (ver anexo C, capítulo 6)

Considerando lo anterior se obtiene los siguientes datos para las líneas del modelo SIC 2013, en donde aun no se ha contabilizado proyectos de expansión, etc. de líneas excedidas en capacidad (en color azul se observan las líneas estimadas y en negro aquellas obtenidas directamente de la tabla 6.1).

Figura 6.2 Tabla VI y COMA del sistema de transmisión del modelo SIC 2013, en miles de US\$ (mUS\$).

Línea	V[KV]	Smax[MVA]	VI	COMA	L[KM]	Línea	V[KV]	Smax[MVA]	VI	COMA	L[KM]
Polpaico_EIRodeo500	500	1800	27180.3	519.1	70	Charrúa_Concepción_220kV	220	260.26	15571.1	295.9	71.8
Charrúa_Ancoa_2_500_kv	500	1785.74	73555	1405	196.5	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	220	310.18	6911	118	29.8
Charrúa_Ancoa_1_500_kv	500	1765.83	83425	1593	182.84	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	220	310.18	6903	118	29.8
Ancoa_EIRodeo_500_kv	500	1803.06	99984.6	1909.7	257.5	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	220	197.38	24173	501	132.6
Ancoa_Alto_Jahuel_1_500_kv	500	1544.12	93306	1782.1	240.3	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	220	197.38	30498	632	133.3
AJahuek_EIRodeo500	500	1800	1941.4	37.1	5	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_2	220	197.38	12925.3	245.6	59.6
Valdivia_Puerto_Montt_220kV	220	192.81	32566	628	105.82	Canutillar_Puerto_Montt_220kV_1	220	197.38	12925.3	245.6	59.6
Valdivia_Puerto_Montt_220kV	220	192.81	32566	628	105.82	Antuco_Tap_Trupán	220	517.47	5072.5	96.4	23.39
Valdivia_P.Montt220_1	220	192.81	32566	628	105.82	Antuco_Charrúa_220kV_L2	220	517.47	14638.6	278.1	67.5
Temuco_Valdivia_220kV	220	192.81	23339	451	152.03	Antuco_Charrúa_220kV_L1	220	517.47	14638.6	278.1	67.5
Temuco_Puerto_Montt_220_kv	220	145.56	49059	946	359.05	Ancoa_Pehuenche_L2_220_kv	220	517.47	5508.4	104.7	25.4
Tap_Trupán_Charrúa_220kV	220	517.47	9639.8	183.2	44.45	Ancoa_Pehuenche_L1_220_kv	220	517.47	5508.4	104.7	25.4
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L2	220	197.38	3607	64	11.75	Ancoa_Itahue_220kV_L2	220	471.74	13020	227	65
Tap_Chena_Cerro_Navia_220kV_L1	220	197.38	3652	65	11.75	Ancoa_Itahue_220kV_L1	220	471.74	12962	226	65
San_Luis_Quillota_220kV_L2	220	449.64	1728.4	32.8	7.97	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L2	220	387.91	8826.5	167.7	40.7
San_Luis_Quillota_200_kv_L1	220	449.64	1728.4	32.8	7.97	Alto_Jahuel_Los_Almendros_220kV_L1	220	387.91	8826.5	167.7	40.7
Rapel_Cerro_Navia_220kV_L2	220	197.38	24983.2	474.7	115.2	Alto_Jahuel_Chena_2_220kV	220	260.26	4871	86	26.86
Rapel_Cerro_Navia_220kV_L1	220	197.38	24983.2	474.7	115.2	Alto_Jahuel_Chena_1_220kV	220	260.26	4831	86	26.86
Polpaico_Quillota_220kV_L2	220	1098.95	15489	265	49.58	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	154	214.72	840.9	14.7	5.23
Polpaico_Quillota_220kV_L1	220	1098.95	15327	262	49.58	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	154	214.72	840.9	14.7	5.23
Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L2	220	285.03	40120.5	762.3	185	Concepción_San_Vicente_L1y2_154kV	154	298.74	1752.6	30.7	10.9
Paposo_Diego_de_Almagro_220kV_L1	220	285.03	40120.5	762.3	185	Charrúa_Concepción_154kV	154	167.52	11576.9	202.6	72
Panguel_Trupán_220kV	220	242.73	11710.9	222.5	54	San_Pedro_Quillota_110kV	110	188.62	320.1	5.4	2.2
Panguel_Charrúa_220kV	220	242.73	11710.9	222.5	54	San_Pedro_Las_Vegas_110kV_L1	110	213.39	4365	74.2	30
Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L2	220	223.68	38189	758	352.5	San_Pedro_Las_Vegas_110_kv_L2	110	213.39	4365	74.2	30
Pan_de_Azucar_Quillota_220kV_L1	220	223.68	38274	758	352.5	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L2	110	152.42	4232.6	72	29.09
Pan_de_Azucar_Maitencillo_220kV_L2	220	197.38	24242	506	196.6	San_Cristobal_Los_Almendros_110kV_L1	110	152.42	4232.6	72	29.09
Pan_de_Azucar_Maitencillo_220kV_L1	220	197.38	24309	506	196.6	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	110	285.79	3259.2	55.4	22.4
La_Esperanza_Temuco_220kV	220	264.07	22926	478	104.2	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L1_110kV	110	285.79	3259.2	55.4	22.4
EIRodeo_Chena220	220	260	6506	123.6	30	Cerro_Navia_Renca_220kV_L2	110	387.91	692.6	11.8	4.76
D_Almagro_Cardones_220	220	197.38	29454	609	147.45	Cerro_Navia_Renca_220kV_L1	110	387.91	692.6	11.8	4.76
Colbun_A_Jahuel_220kV	220	735.43	56645.8	1076.3	261.2	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L2	110	209.58	11189	190.2	76.9
Charrúa_Ralco_L2_220_kv	220	678.27	30578.3	581	141	Cerro_Navia_Las_Vegas_110kV_L1	110	209.58	11189	190.2	76.9
Charrúa_Ralco_L1_220_kv	220	678.27	30578.3	581	141	Cerro_Navia_Chena_L2_110kV	110	98.69	1709.6	29.1	11.75
Charrúa_La_Esperanza154kV	220	264.07	21308	443	91.5	Cerro_Navia_Chena_L1_110kV	110	98.69	1709.6	29.1	11.75
Charrúa_Hualpén_220kV	220	227.11	35913.3	682.4	165.6						

El paso a seguir es estimar el costo que implica para cada escenario, ya analizado. Esto considera la inversión de nuevas líneas debido al déficit que se advirtió en los análisis anteriores en el soporte de las líneas en los flujos circulantes.

A continuación el análisis se limitará a comparar directamente los escenarios en que se incluyen el proyecto HidroAysén, en Charrúa y Polpaico. En la siguiente tabla se tiene la cantidad de líneas que se debiesen instalar en paralelo para suplir el déficit en el sistema de transmisión para cada escenario e hidrología.

Figura 6.3 Tabla Cantidad de Líneas que se agregan según escenario e Hidrología.

HVDC Charrua	
Humedo	Lineas
San_Pedro_Quillota_110kV	1
Charrúa_Concepción_154kV	1
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1
Charrúa_Concepción_220kV	1
ElRodeo_Chena220	2

HVDC Charrua	
Seco	Lineas
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	1
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	1
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1
ElRodeo_Chena220	2

HVDC Charrua	
Normal	Lineas
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1
ElRodeo_Chena220	2

HVDC Santiago	
Humedo	Lineas
Charrúa_Concepción_154kV	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1
Charrúa_Concepción_220kV	1
ElRodeo_Chena220	2

HVDC Santiago	
Seco	Lineas
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	1
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	1
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1
ElRodeo_Chena220	2

HVDC Santiago	
Normal	Lineas
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1
ElRodeo_Chena220	2

Considerando los valores del VI y COMA expuestos en la figura 6.2, se tienen los siguientes costos para cada caso (figura 6.3).

Figura 6.4 a Tabla VI y COMA líneas que deben expandirse (Hidrología Húmeda)

HVDC Charrua			
Humedo	Lineas	VI	COMA
San_Pedro_Quillota_110kV	1	320.10	5.44
Charrúa_Concepción_154kV	1	11576.88	202.60
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1	24173.00	501.00
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1	30498.00	632.00
Charrúa_Concepción_220kV	1	15571.10	295.85
ElRodeo_Chena220	2	13012.06	247.23

HVDC Santiago			
Humedo	Lineas	VI	COMA
Charrúa_Concepción_154kV	1	11576.88	202.60
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1	6911.00	118.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1	6903.00	118.00
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1	24173.00	501.00
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1	30498.00	632.00
Charrúa_Concepción_220kV	1	15571.10	295.85
ElRodeo_Chena220	2	13012.06	247.23

Figura 6.4 b Tabla VI y COMA líneas que deben expandirse (Hidrología Seca)

HVDC Charrua		VI	COMA
Seco	Lineas		
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	1	840.93	14.72
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	1	840.93	14.72
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1	24173.00	501.00
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1	30498.00	632.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1	6911.00	118.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1	6903.00	118.00
ElRodeo_Chena220	2	13012.06	247.23

HVDC Santiago		VI	COMA
Seco	Lineas		
Hualpén_San_Vicente_1_154kV	1	840.93	14.72
Hualpén_San_Vicente_2_154kV	1	840.93	14.72
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1	24173.00	501.00
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1	30498.00	632.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1	6911.00	118.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1	6903.00	118.00
ElRodeo_Chena220	2	13012.06	247.23

Figura 6.4 c Tabla VI y COMA líneas que deben expandirse (Hidrología Normal)

HVDC Charrua		VI	COMA
Normal	Lineas		
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1	24173.00	501.00
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1	30498.00	632.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1	6911.00	118.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1	6903.00	118.00
ElRodeo_Chena220	2	13012.06	247.23

HVDC Santiago		VI	COMA
Normal	Lineas		
Cardones_Maitencillo_L1_220kV	1	24173.00	501.00
Cardones_Maitencillo_L2_220kV	1	30498.00	632.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	1	6911.00	118.00
Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	1	6903.00	118.00
ElRodeo_Chena220	2	13012.06	247.23

Mirando con detalle el costo total para cada escenario (Charrúa y Santiago) consiste en la suma total de los costos de todas las líneas, independiente de la hidrología, de tal forma que se tiene lo siguiente, en miles de US\$, anual:

Escenario	VI [mUS\$]	COMA [mUS\$]	Total [mUS\$]
HVDC Charrúa	110,647.00	2,149.55	112,796.55
HVDC Santiago	110,329.90	2,144.11	112,474.01

De lo anterior, se tiene que en términos de Transmisión inyectar en Charrúa significa un costo anual superior en aproximadamente 320.000 US\$. Esto corresponde al análisis general del sistema. Ahora corresponde observar los escenarios no normales o no esperados, que se puedan tener a futuro, como el crecimiento de la carga con valor no esperado para distintas zonas demográficamente potenciales.

6.1 Demanda total 11.2% anual

Independiente del lugar de inyección, el siguiente sistema de transmisión es el que se ve sobrepasado en capacidad, en donde se observan los respectivos valores del COMA y VI en miles US\$.

Figura 6.5 Tabla COMA y VI sistema de transmisión afectado en mUS\$.

V[KV]	Línea	COMA	VI
110		5.44	320.10
	San_Pedro_Quillota_110kV	5.44	320.10
154		262.70	15011.35
	Charrúa_Concepción_154kV	202.60	11576.88
	Concepción_San_Vicente_L1y2_154kV	30.67	1752.61
	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	14.72	840.93
	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	14.72	840.93
220		1854.15	94019.00
	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	632.00	30498.00
	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	501.00	24173.00
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	118.00	6903.00
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	118.00	6911.00
	Charrúa_Concepción_220kV	295.85	15571.10
	ElRodeo_Chena220	123.61	6506.03
	San_Luis_Quillota_200_kV_L1	32.84	1728.44
	San_Luis_Quillota_220kV_L2	32.84	1728.44
Total gen		2122.29	109350.45

Revisando los flujos de potencia por las líneas, todas las líneas anteriores, necesitan un circuito en paralelo para soportar el flujo circulante, a excepción de El Rodeo- Chena que necesita la adición de 2 líneas. Y si se recuerda, esto es independiente del punto de inyección, por lo que el costo en transmisión se asume equivalente para ambos casos y corresponde a:

$$\text{COMA}_{\text{TOTAL}}^{\text{NuevasLineas}} = 2245.9[\text{mUS\$}]$$

$$\text{VI}_{\text{TOTAL}}^{\text{NuevasLineas}} = 115856.5[\text{mUS\$}]$$

6.2 Demanda puntual 11.2% anual

Se evalúa la situación en que crece la demanda en zonas puntuales. A continuación se muestran los resultados totales, es decir el costo total que implica para cada escenario (según hidrología) aumentar el sistema de transmisión. La tabla muestra las líneas que se proponen ampliar, el COMA y VI respectivos, la cantidad de líneas (0, 1, 2, etc.) que debiesen construir en función del escenario analizado.

6.2.1 Hidrología Húmeda

Figura 6.6 Tabla COMA y VI sistema de transmisión afectado en mUS\$.

V[kV]	Línea	COMA		VI	Concepción		Temuco		Santiago		V región	
110		116.25	6838.50									
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L1_110kV	55.41	3259.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cerro_Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	55.41	3259.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	San_Pedro_Quillota_110kV	5.44	320.10	1	1	1	0	0	0	0	0	1
		232.03	13258.74									
154		232.03	13258.74									
	Charrúa_Concepción_154kV	202.60	11576.88	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	14.72	840.93	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	14.72	840.93	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		2305.15	117358.00									
220		2305.15	117358.00									
	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	632.00	30498.00	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	501.00	24173.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	118.00	6903.00	0	0	1	1	1	1	1	1	1
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	118.00	6911.00	0	0	1	1	1	0	0	0	0
	Charrúa_Concepción_220kV	295.85	15571.10	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	ElRodeo_Chena220	123.61	6506.03	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	San_Luis_Quillota_200_kV_L1	32.84	1728.44	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	San_Luis_Quillota_220kV_L2	32.84	1728.44	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Temuco_Valdivia_220kV	451.00	23339.00	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Total general		2653.43	137455.24									
				COMA	3253.56	3255.73	3841.88	3836.44	3718.44	3718.44	3880.34	
				VI	169060.79	169036.61	198384.18	198064.08	191161.08	191161.08	199715.64	

6.2.2 Hidrología Seca

Figura 6.7 Tabla COMA y VI sistema de transmisión afectado en mUS\$.

V[KV]	Línea	COMA		VI	Concepción	Temuco	Santiago		V región	
							Charrúa	Stgo	Charrúa	Stgo
110		116.25	6838.50							
	Cerro Navia_San_Cristóbal_L1_110kV	55.41	3259.20		0	0	0	0	0	1
	Cerro Navia_San_Cristóbal_L2_110kV	55.41	3259.20		0	0	0	0	0	0
	San_Pedro_Quillota_110kV	5.44	320.10		0	0	1	0	0	0
		232.03	13258.74							
154		232.03	13258.74							
	Charrúa_Concepción_154kV	202.60	11576.88		1	1	0	0	1	1
	Hualpén_San_Vicente_1_154kV	14.72	840.93		1	1	1	1	1	1
	Hualpén_San_Vicente_2_154kV	14.72	840.93		0	0	0	0	0	0
		2305.15	117358.00							
220		2305.15	117358.00							
	Cardones_Maitencillo_L1_220kV	632.00	30498.00		1	1	1	1	1	1
	Cardones_Maitencillo_L2_220kV	501.00	24173.00		0	0	0	0	0	0
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L1	118.00	6903.00		1	1	1	1	1	1
	Cerro_Navia_Polpaico_220kV_L2	118.00	6911.00		0	0	0	1	0	0
	Charrúa_Concepción_220kV	295.85	15571.10		1	0	0	0	0	0
	ElRodeo_Chena220	123.61	6506.03		2	2	2	2	2	2
	San_Luis_Quillota_200_kv_L1	32.84	1728.44		0	0	0	0	1	0
	San_Luis_Quillota_220kV_L2	32.84	1728.44		0	0	0	0	0	0
	Temuco_Valdivia_220kV	451.00	23339.00		0	1	0	0	0	0
	Total general		2653.43	137455.24						
		COMA		3749.11	3663.95	3433.96	3546.52	3754.73	3686.52	
		VI		192913.69	187731.13	174745.91	181328.81	192508.72	189261.89	

Comparando los escenarios según hidrología se tiene lo siguiente, para el COMA y el VI, gráficamente.

Figura 6.8 Gráfico Curva del COMA para los distintos escenarios según Hidrología.

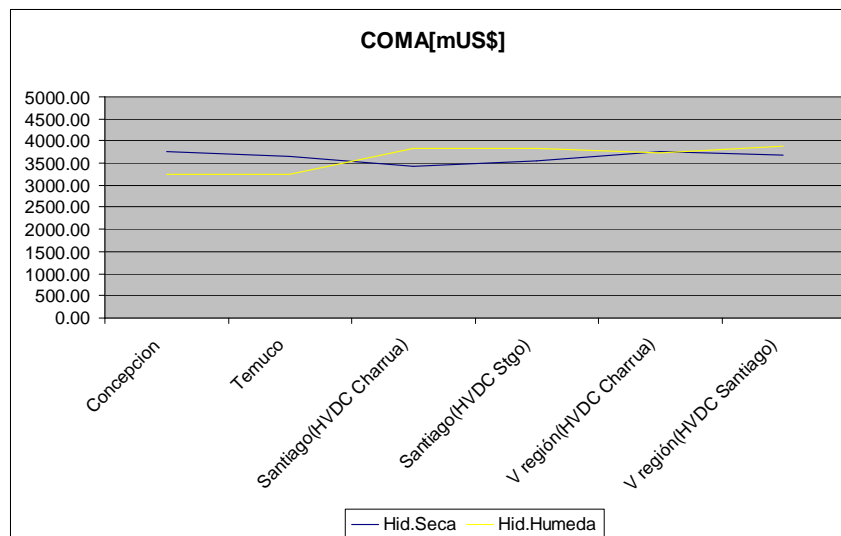
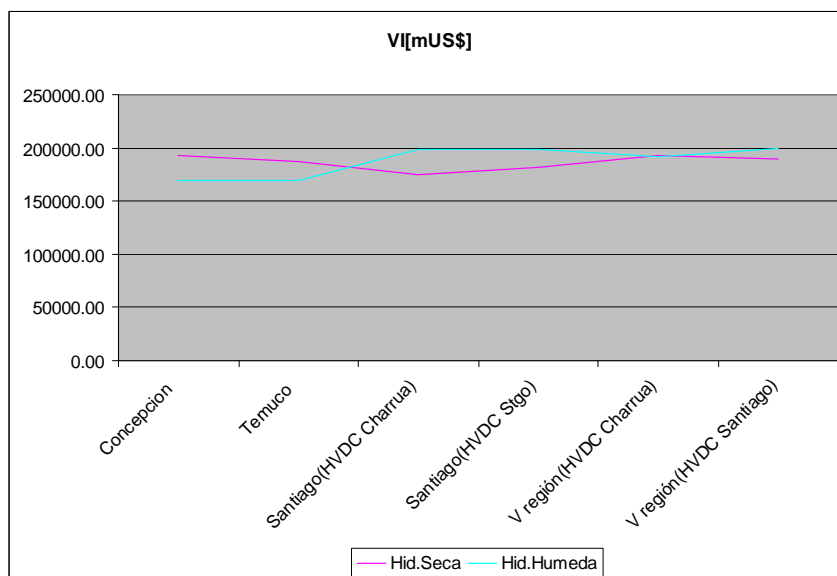


Figura 6.9 Gráfico Curva del VI para los distintos escenarios según Hidrología.



De los gráficos anteriores se puede ver que en el caso de una hidrología húmeda es donde se tiene la mayor variación de costos según escenario, con una relación superior del mínimo costo, superior al 25% para el caso más caro, que se da al inyectar en Santiago y suponiendo un crecimiento del 11.2% anual para la región metropolitana.

Finalmente se mostrará los costos totales en transmisión, que incluye el VI y el COMA de las líneas de transmisión del sistema, y además el VI y COMA del enlace HVDC, para observar que diferencias desde el punto de vista económico existe entre la alternativa de inyectar en Charrúa o en Santiago.

El VI y COMA total del sistema de transmisión del modelo SIC 2013, sin considerar el enlace HVDC y los proyectos que se recomiendan ampliar en esta memoria son:

$$VI_{SIC_{2013}} = 1,388,051 [mUS\$]$$

$$COMA_{SIC_{2013}} = 25,564.8 [mUS\$]$$

Considerando el enlace de corriente continua, se tienen los siguientes costos, donde el VI se calculó en el capítulo 3 con una vida útil de 30 años y el COMA se calcula en el anexo C (capítulo 6):

$$VI_{HVDC_{CHARRUA}} = 1,155,000[\text{mUS\$}]$$

$$VI_{HVDC_{SANTIAGO}} = 1,405,000[\text{mUS\$}]$$

$$COMA_{HVDC_{CHARRUA}} = 14,250[\text{mUS\$}]$$

$$COMA_{HVDC_{SANTIAGO}} = 19,000[\text{mUS\$}]$$

Finalmente considerando los proyectos que debiesen ejecutarse, y que son los que aparecen en las tablas 6.6 y 6.7, independiente de la hidrología y remitiéndose exclusivamente al proyecto en Charrúa o en Santiago. Respecto de este resultado es importante mencionar que los escenarios de demanda en la zona sur (Concepción y Temuco) no dependen del enlace HVDC por lo que la información aportada no es relevante desde el punto de vista transmisión. Sin embargo los escenarios de demanda en la zona central ven afectado el sistema de transmisión dependiendo el lugar de inyección. En particular al inyectar en Santiago en HVDC, es donde se tienen los mayores efectos en el sistema de transmisión, por lo que a continuación se presentarán costos totales de estos escenarios que resultan más relevantes (o mejor dicho el peor de los casos => mayor costo).

$$VI_{NuevasLineas}^{SIC_{2013}} = 259638,08[\text{mUS\$}]$$

$$COMA_{NuevasLineas}^{SIC_{2013}} = 5087,44[\text{mUS\$}]$$

Luego el costo total anual para las distintas variables en transmisión, según proyecto en Millones de US\$ [MUS\$].

[MUS\$]	Charrúa	Santiago
VI total	2741.4	2991.1
COMA total	43.65	48.40

Si se compara los resultados, y sólo remitiéndose al costo/transmisión, inyectar en Charrúa es la opción más conveniente. Sin embargo si se recuerda el análisis en generación, al resultado anterior hay que sumar el costo/generación, en donde HVDC en Santiago tiene la ventaja, y además la valorización de las pérdidas, que nuevamente HVDC en Santiago sigue siendo la mejor opción. Lo anterior se explica, por el flujo natural de la potencia, que lo hace, indistintivamente el escenario

que fuese (de los analizado), desde el Sur a la zona central, por lo que inyectar en Charrúa, desde ese punto de vista, ya resulta no tener sentido alguno.

Si se considera todo lo anterior, la brecha que existe en el sistema de transmisión evaluado para los escenarios dados por inyectar en Charrúa o Santiago, se haga negativa para finalmente concluir que inyectar desde Aysén en el SIC debe ser en Santiago. Para especificar los resultados anteriores para todos los casos analizados, se tiene lo siguiente:

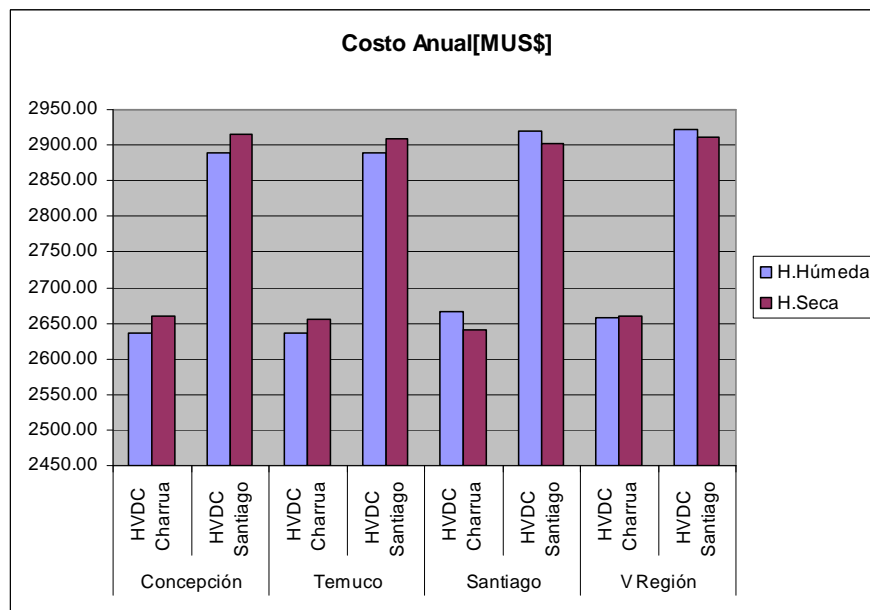
Figura 6.10 Tabla de VI y COMA totales según escenarios no esperados (Crecimiento Demanda máxima 11.2% anual), para hidrologías húmeda y seca.

VI SIC 2013		1388051.00 [mUS\$]			m miles			
COMA SIC 2013		25564.80 [mUS\$]			M Millones			
VI HVDC Charrua		1155000.00 [mUS\$]						
COMA HVDC Charrua		14250.00 [mUS\$]						
VI HVDC Santiago		1405000.00 [mUS\$]						
COMA HVDC Santiago		19000.00 [mUS\$]						

Hidrología Húmeda	Demanda máxima 11.2% anual	Concepción		Temuco		Santiago		V Región	
		HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago
VI	[mUS\$]	51702.79	51702.79	51678.61	51678.61	81026.18	80706.08	73803.08	82357.64
COMA	[mUS\$]	948.41	948.41	950.58	950.58	1536.74	1531.30	1413.30	1575.19
VI total	[mUS\$]	2594753.79	2844753.79	2594729.61	2844729.61	2624077.18	2873757.08	2616854.08	2875408.64
COMA total	[mUS\$]	40763.21	45513.21	40765.38	45515.38	41351.54	46096.10	41228.10	46139.99
Total	[mUS\$]	2635517.00	2890267.00	2635494.99	2890244.99	2665428.72	2919853.18	2658082.18	2921548.64
Total anual	[MUS\$]	2635.52	2890.27	2635.49	2890.24	2665.43	2919.85	2658.08	2921.55
Total hora	[US\$]	300858.10	329939.16	300855.59	329936.64	304272.68	333316.57	303434.04	333510.12

Hidrología Seca	Demanda máxima 11.2% anual	Concepción		Temuco		Santiago		V Región	
		HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago
VI	[mUS\$]	75555.69	75555.69	70373.13	70373.13	57387.91	63970.81	75150.72	71983.89
COMA	[mUS\$]	1443.97	1443.97	1358.81	1358.81	1128.81	1241.37	1449.58	1381.37
VI total	[mUS\$]	2618606.69	2868606.69	2613424.13	2863424.13	2600438.91	2857021.81	2618201.72	2864954.89
COMA total	[mUS\$]	41258.77	46008.77	41173.61	45923.61	40943.61	45806.17	41264.38	45946.17
Total	[mUS\$]	2659865.46	2914615.46	2654597.73	2909347.73	2641382.52	2902827.98	2659466.10	2910901.06
Total anual	[MUS\$]	2659.87	2914.62	2654.60	2909.35	2641.38	2902.83	2659.47	2910.90
Total hora	[US\$]	303637.61	332718.66	303036.27	332117.32	301527.69	331373.06	303592.02	332294.64

Figura 6.11 Gráfico comparativo Costo Total Transmisión, escenarios no esperados.



Si se considera la situación estimada para el SIC, es decir, la simulada al final del capítulo 4 y analizada en el capítulo 5 (generación), que en pocas palabras representaría una situación esperada del SIC para el año 2013, en que la variable principal Demanda Máxima crece a partir del año 2004, como año base, un 5.6% anual. Analizando el costo transmisión de los escenarios 2 y 3 (Inyección en Charrúa e Inyección en Santiago respectivamente) para las distintas hidrologías e incorporando el costo evaluado para el sistema HVDC se tiene lo siguiente:

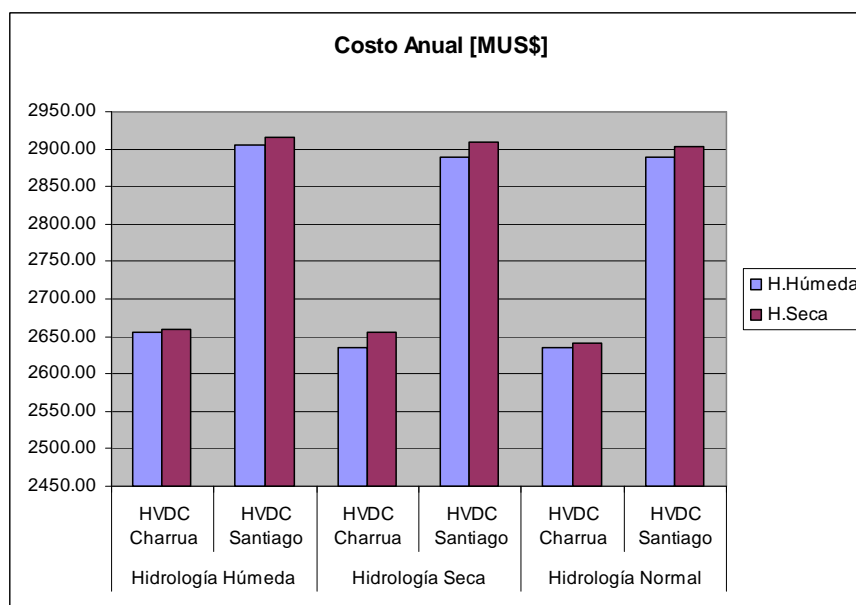
Figura 6.12 Tabla de VI y COMA para escenarios 2 y 3 según hidrología.

VI SIC 2013	1388051.00 [mUS\$]
COMA SIC 2013	25564.80 [mUS\$]
VI HVDC Charrua	1155000.00 [mUS\$]
COMA HVDC Charrua	14250.00 [mUS\$]
VI HVDC Santiago	1405000.00 [mUS\$]
COMA HVDC Santiago	19000.00 [mUS\$]

m	miles
M	Millones

Demanda máxima 5.6% anual	Hidrología Húmeda		Hidrología Seca		Hidrología Normal	
	HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago	HVDC Charrua	HVDC Santiago
VI [mUS\$]	70978.14	66304.26	51253.99	51253.99	50413.06	50413.06
COMA [mUS\$]	1383.12	1298.52	1011.95	1011.95	997.23	997.23
VI total [mUS\$]	2614029.14	2859355.26	2594304.99	2844304.99	2593464.06	2843464.06
COMA total [mUS\$]	41197.92	45863.32	40826.75	45576.75	40812.03	45562.03
Total [mUS\$]	2655227.06	2905218.58	2635131.74	2889881.74	2634276.09	2889026.09
Total Anual [MUS\$]	2655.23	2905.22	2635.13	2889.88	2634.28	2889.03
Total hora [US\$]	303108.11	331645.96	300814.13	329895.18	300716.45	329797.50

Figura 6.13 Gráfico comparativo Costo Total Transmisión, escenarios 2 y 3.



Finalmente para obtener una conclusión acerca de los efectos económicos de incluir el enlace HVDC en Charrúa o Santiago es preciso analizar ambas situaciones considerando el costo/generación y el costo/transmisión para los escenarios expuestos, de tal forma de observar con claridad el impacto que se genera al agregar 500 KM al enlace HVDC (situación HVDC en Santiago). En la siguiente tabla se tiene los resultados en generación para las situaciones analizadas, las cuales se pueden dividir en 2 grandes grupos: SIC esperado (análisis del SIC 2013 para las 3 hidrologías) y SIC no esperado (análisis del SIC 2013 considerando situaciones extremas, en particular crecimiento de la demanda 11.2% en Concepción, Temuco, Santiago y V Región para hidrologías extremas: Húmeda y Seca).

Figura 6.14 Tabla Costo/Generación SIC Esperado y SIC no Esperado

Escenario SIC esperado		Demanda Total 8907.3 [MW]				
Hidrología	Escenario	Generación [MW]			Pérdida %	Costo Total [US\$/hora]
		Hid. Pasada	Hid. Embalse	Termica		
Húmeda	No HVDC	2110.71	3274.5	3883.1	3.90%	230720.1
	HVDC Charrua	3310.7	2212.7	3742.8	3.87%	195415.7
	HVDC Santiago	3440.7	3037.8	2750.4	3.49%	165519.3
Seca	No HVDC	1761.1	2265	5159.4	3.03%	297392.7
	HVDC Charrua	2861.4	1876.6	4738.1	3.52%	218842.3
	HVDC Santiago	2861.4	2265	5126.4	2.81%	205197.6
Normal	No HVDC	1840.1	2953.7	4441.8	3.76%	245243.3
	HVDC Charrua	3040.1	2022.7	4174.8	3.58%	204931.1
	HVDC Santiago	3040.1	2756.4	3389.1	3.03%	196780.3

Escenario SIC no esperado		Demanda Total 8907.3 [MW]				
Hidrología	Escenario	Carga 11.2% anual	Dem. Total [MW]	Carga S.Serv [MW]	Pérdida %	Costo Total [US\$/hora]
Temuco	9033.1	0	4.13%	194700.8		
Santiago	10730.1	395.6	3.90%	457557.1		
V Región	9792.4	180.1	3.60%	286957.3		
Seca	HVDC Charrua	Concepción	9212.73	0	3.89%	228446.8
		Temuco	9033.1	0	3.70%	222598.5
		Santiago	10730.1	666	3.60%	573119.9
		V Región	9792.4	238.5	3.60%	343859.5
Húmeda	HVDC Santiago	Concepción	9212.73	172.8	3.43%	227623.7
		Temuco	9033.1	0	3.65%	169316.9
		Santiago	10730.1	105	3.80%	291957.5
		V Región	9792.4	133.4	3.30%	236362.5
Seca	HVDC Santiago	Concepción	9212.73	0	2.92%	249558.9
		Temuco	9033.1	0	2.74%	216204.1
		Santiago	10730.1	547	2.63%	514398.7
		V Región	9792.4	5.4	2.89%	259851.7

Para hacer comparable los resultados en generación y transmisión, asumiendo que los primeros están en costo US\$/hora y los segundos en MUS\$/año. Si se lleva el costo/generación a MUS\$/año se asume una estadística operacional constante durante todo el año, situación que es poco real. Considerando lo anterior, lo más correcto es llevar el costo/transmisión a US\$/hora, ya que este costo es constante y no varía como el costo/generación.

En la siguiente tabla (y posterior gráfico) se observa el costo/transmisión en US\$/hora, además el costo total que considera la suma del costo/generación y el costo/transmisión para cada escenario analizado en US\$/hora y en miles de US\$/hora (mUS\$/hora).

Figura 6.15 Tabla Costo Total para cada escenario

Escenario SIC esperado							
Hidrología	Escenario		Costo Generación [US\$/hora]	Costo Transmisión [US\$/hora]	Valor Pérdidas [US\$/hora]	Total [US\$/hora]	Total [mUS\$/hora]
Húmeda	HVDC Charrua		195415.7	303108.11	7562.59	506086.40	506.09
	HVDC Santiago		165519.3	331645.96	5776.62	502941.88	502.94
Seca	HVDC Charrua		218842.3	300814.13	7703.25	527359.67	527.36
	HVDC Santiago		205197.6	329895.18	5766.05	540858.83	540.86
Normal	HVDC Charrua		204931.1	300716.45	7336.53	512984.08	512.98
	HVDC Santiago		196780.3	329797.50	5962.44	532540.24	532.54

Escenario SIC no esperado							
Hidrología	Escenario	Carga 11.2% anual	Costo Total [US\$/hora]	Costo Transmisión [US\$/hora]	Valor Pérdidas [US\$/hora]	Total [US\$/hora]	Total [mUS\$/hora]
Húmeda	HVDC Charrua	Concepción	199813.4	300858.10	7812.70	508484.21	508.48
		Temuco	194700.8	300855.59	8041.14	503597.54	503.60
		Santiago	457557.1	304272.68	17844.73	779674.51	779.67
Húmeda	HVDC Santiago	V Región	286957.3	303434.04	10330.46	600721.80	600.72
		Concepción	227623.7	329939.16	8854.56	566417.42	566.42
		Temuco	169316.9	329936.64	6264.73	505518.27	505.52
Seca	HVDC Charrua	Santiago	291957.5	333316.57	10510.47	635784.54	635.78
		V Región	236362.5	333510.12	8509.05	578381.67	578.38
		Concepción	228446.8	303637.61	7835.73	539920.13	539.92
Seca	HVDC Santiago	Temuco	222598.5	303036.27	8124.85	533759.62	533.76
		Santiago	573119.9	301527.69	21778.56	896426.14	896.43
		V Región	343859.5	303592.02	11347.36	658798.88	658.80
Seca	HVDC Santiago	Concepción	249558.9	332718.66	7287.12	589564.68	589.56
		Temuco	216204.1	332117.32	5923.99	554245.41	554.25
		Santiago	514398.7	331373.06	13528.69	859300.44	859.30
		V Región	259851.7	332294.64	7509.71	599656.06	599.66

Figura 6.16 Gráfico Costo Total escenarios esperados en mUS\$/hora

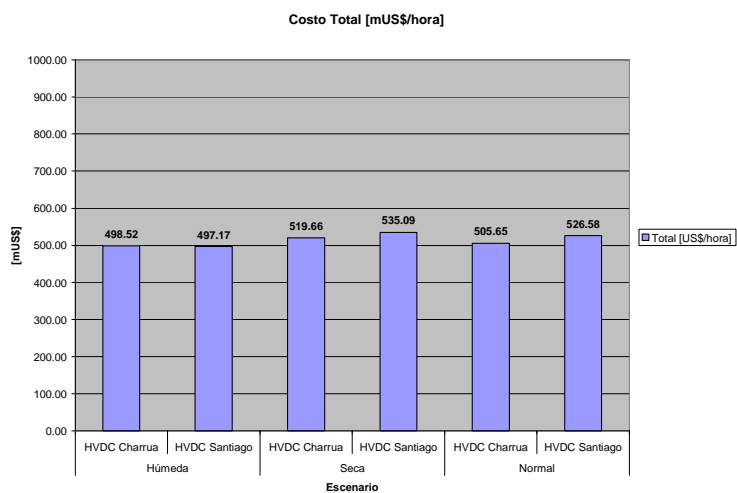


Figura 6.17 Gráfico Costo Total escenarios no esperados en mUS\$/hora, H. Húmeda

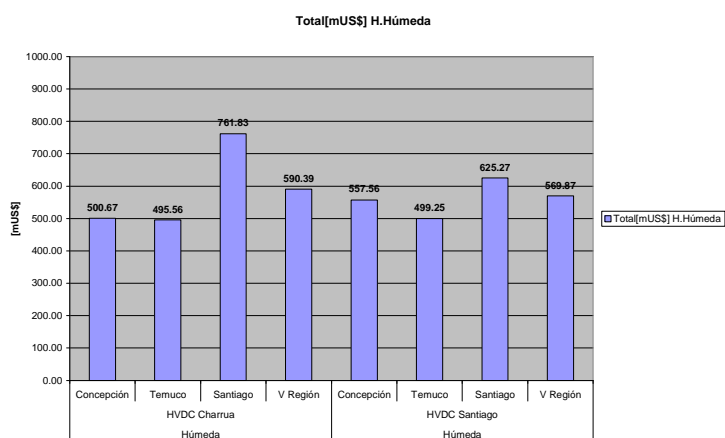
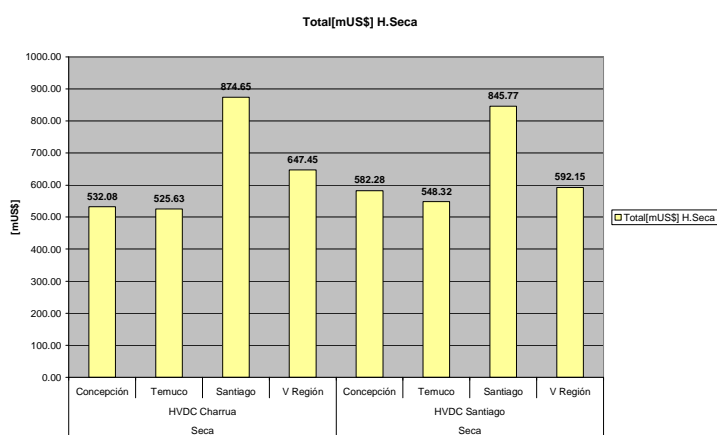


Figura 6.18 Gráfico Costo Total escenarios no esperados en mUS\$/hora, H. Seca



En el caso de escenarios esperados se advierte la brecha que se crea al inyectar en Charrúa o Santiago, en donde para el caso de hidrología húmeda la inyección en Santiago resulta más conveniente. A lo anterior, además, hay que sumar los efectos negativos por las pérdidas en transmisión, en donde inyectar en Charrúa (ver figura 6.14) tiene mayores pérdidas, dado principalmente por los flujos que viajan desde el Sur al Norte, flujo que se acentúa con la incorporación del enlace HVDC en Charrúa. Por lo tanto la diferencia que se genera entre la opción de inyectar en Santiago y Charrúa aumenta aún más, a favor de la primera.

En simple vista para los casos de hidrología seca y normal la opción de Charrúa resulta la mejor opción, pero al igual que lo anterior, ésta no incluye el costo de pérdidas, que sin lugar a duda disminuye la brecha que se genera entre las opciones de Charrúa y Santiago. La diferencia que

existe por pérdidas crece en función de hidrología adversa aumentando el costo por este concepto. En el caso de hidrología húmeda la diferencia por pérdidas es de 0.38 puntos, en el caso de hidrología normal es de 0.55 puntos y en el caso de hidrología seca es de 0.71 puntos. Lo anterior quiere decir que el costo evaluado por pérdidas aumenta en hidrología seca, disminuyendo finalmente la brecha por costo total.

Considerando lo anteriormente expuesto, no es tan clara la decisión de elegir HVDC en Charrúa o en Santiago, sin embargo si se puede estimar que la segunda opción es el claro candidato. Para demostrar lo anterior es que se debe tomar en cuenta escenarios no esperados, pero por características propias puedan ocurrir.

Al analizar los resultados por situaciones no esperadas (pero con cierto grado de probabilidad), los resultados son prácticamente evidentes. A excepción de el escenario de crecimiento demanda del 11.2% para Concepción todos los otros casos consideran como opción a inyectar en Santiago, en especial los crecimientos en la zona central (evidentemente), que además dentro de los escenarios no esperados, son los que tienen un mayor grado de probabilidad. Lo anterior es independiente de la hidrología y además no se consideran efectos por pérdidas en transmisión, que como se puede ver en la figura 6.14 los casos para HVDC en Santiago representan menores pérdidas para todos los escenarios.

Por otro lado, un punto muy importante que se genera para estos escenarios, son el no abastecimiento de la demanda en que en el caso de inyectar en Charrúa representan elevados niveles de potencia sin abastecer (en función de la hidrología y el escenario) en comparación a la opción de inyectar en Santiago. El punto anterior es muy importante de considerar, pues esto además de ser un problema técnico-económico es un problema del tipo social, que además puede generar un excedente monetario.

Si se consideran todas las situaciones analizadas, es indudable que inyectar en Charrúa en una opción poco viable, primero porque en términos generales representa mayores costos principalmente dado por la generación, en segundo lugar por representar un mayor costo social dado especialmente por el no abastecimiento de la demanda que comparativamente al caso HVDC en Santiago es de un mayor nivel, y además considerando que la inyección se ubica en un lugar lejano a los principales consumos del SIC, representa una maniobra necesariamente más compleja para poder controlar las cargas sin abastecer. En tercer lugar, y no de menor importancia, es el nivel de

pérdidas que se tienen en el sistema de transmisión, en que al inyectar en Charrúa se advierte un nivel considerable de pérdidas al comparar con la opción inyectar en Santiago. Lo anterior se justifica, como se ha mencionado antes, principalmente por la cantidad de potencia que se genera en Charrúa (dado que se inyecta HVDC en esa barra), y tal como se ha observado en las simulaciones, estos flujos de potencia naturalmente viajan a la zona central (desde la zona sur) por extensas líneas de corriente alterna o HVAC acentuando aún más las pérdidas. Esta situación se evita al inyectar en Santiago, pues dado que los consumos mayores se encuentran en la zona central, además de considerar que la inyección proviene de centrales hidroeléctricas y considerando que en la zona central se concentran centrales térmicas (por lo que la generación hidráulica aumenta en la zona en desmedro de la generación térmica de la zona), los flujos que se generan fluyen en la misma zona, disminuyendo finalmente el valor por concepto pérdidas.

7. CONCLUSIONES

Lo primero es mencionar la justificación de la utilización de un enlace de corriente continua o HVDC en lugar de un enlace de corriente alterna o HVAC para unir el centro de generación (Aysén) con el SIC, y que radica en 2 importante puntos: primero en las pérdidas que se tienen en las líneas de transmisión, debido a la gran distancia que separa la generación del lugar de consumo, 2000 KM en el caso de inyectar en Santiago y 1500 Km en el caso de inyectar en Charrúa, y que se debe a la importante cantidad de potencia que se transmite (cerca de 3.000 MW) y la tensión de transmisión (500 KV en este caso). Por otra parte considerar el impacto ambiental de un enlace HVDC a un enlace HVAC en que este último las torres de alta tensión utiliza hasta 1.5 veces el espacio utilizado por las torres en un sistema HVDC.

En segundo lugar en términos económicos, las líneas de transmisión de un sistema HVDC representan menos costos (debido principalmente a las torres) que en el caso de HVAC, sin embargo las Subestaciones de conversión (SE) marcan un importante punto. En el caso de sistemas HVDC la construcción de las SE representan elevados costos debido a su complejidad principalmente, que comparando a sistemas de HVAC las SE están representados prácticamente por transformadores que no representan costos tan elevados como en el caso anterior. Considerando esto es que la longitud de la línea de transmisión es la que marca el punto decidor entre una u otra tecnología en términos económicos y refiriéndose sólo al tema de construcción. Como se vio, esta “distancia crítica” es de 600 Km. a 800 Km. en el caso de línea aéreas, que sumando el costo total de líneas más las SE representando el costo total de construcción resulta más conveniente para un sistema HVDC. Como el proyecto HidroAysén representa la inyección de aproximadamente 3000MW (alto nivel de potencia) a una distancia de al menos 1500 KM (en el caso Charrúa), la opción HVDC satisface en todos los puntos mencionados anteriormente de manera más económica que en el caso HVAC, representando finalmente la opción a seguir para la ejecución del proyecto.

Los análisis hechos se realizaron mediante la utilización del programa *DeepEdit*, por lo que se tuvo que construir un modelo representativo del SIC. En base a un modelo existente, que ya tenía un importante trabajo encima, se recurrió a información actualizada y se verificó, por lo que se puede asumir que como un modelo actual representa una buena aproximación. Este modelo corresponde originalmente al ex alumno de la Universidad de Chile Alex Alegría y que en primera instancia se verificó estructuralmente en base a información pública y como siguiente paso se fue actualizando (proyectos en generación y transmisión) de tal manera de acercarse lo más posible a la

realidad en el instante de simulación (en particular al año 2013). Considerando lo anterior, es que la base de datos, y que se usaron para la proyección del SIC es de buena clasificación.

El modelo proyectado, estadísticamente es una buena aproximación, pues se mantiene la tendencia histórica de la demanda, como principal agente en proyección, pues la generación y transmisión son variables que dependen exclusivamente de información pública. Lo anterior quiere decir, que no se “inventan” centrales, ni nuevas líneas (a priori), al contrario de la demanda, que es proyectada en el tiempo en función de la estadística de los últimos años. En este caso la aproximación utilizada es un tanto robusta pues no es simple suponer que toda las cargas crezcan al mismo ritmo durante un período de tiempo (es más, es muy poco probable que así sea), pero debido a que el análisis hecho es robusto, se puede suponer que la demanda proyectada es consecuente, y por lo tanto el modelo utilizado, para el detalle de análisis que se realizó es de aceptable nivel. De aquí nace la necesidad de analizar escenarios “no esperados” y que en pocas palabras reflejan la poca equidad en que las cargas pueden crecer en el tiempo, a raíz de lo anterior es que se advierten diferencias que van a depender de muchos factores en las simulaciones.

Otro factor importante en la validez de los modelos usado es que la información utilizada para la construcción de cada uno de los escenarios analizados es completamente pública, y que se hizo referencia a la bibliografía utilizada cuando haya sido necesario hacerlo.

Respecto de la modelación del sistema HVDC, también representa una buena aproximación, pues como se vio, uno de los principales factores entre la elección de HVDC y HVAC son las pérdidas (que se traducen en costos) que se tienen para largas distancias y altos niveles de tensión (y potencia), por lo tanto suponer que las centrales Baker y Pascua se encuentran a mínima distancia (100 metros) del lugar de inyección es un buen supuesto.

El análisis total del trabajo considera dos importantes grupos de trabajo, el primero consiste en analizar el SIC futuro esperado para las distintas hidrologías. Se entiende como “esperado” a la simple proyección de la demanda máxima en 5.6% anual, valor que refleja el crecimiento de este punto en los últimos años. El segundo grupo consiste en analizar “escenarios no esperados” y que consiste en poner al SIC en situaciones no esperadas o mejor dicho menos probables que el caso “esperado”. Para lo anterior se estimó que 4 centros importantes de consumo en el SIC pueden ver variada su tasa de crecimiento de la demanda máxima, en particular: Concepción, Temuco, Santiago

y la V Región, que en lugar de crecer a 5.6% anual lo harían al 11.2%. Lo anterior supone un estudio para hidrologías extremas (Húmeda y Seca).

En los resultados, primero se vio la importancia que adquiere HidroAysen como proyección para el SIC, pues los costos en generación que se advierten al comparar la incorporación del proyecto versus sin incorporarla son de un nivel muy importante, bajando los costos de manera sustancial, en especial si la inyección se hace en Santiago. Lo anterior se justifica, tal como se mencionó en el trabajo, principalmente por la posición estratégica que alcanza HidroAysen al entrar en juego en Santiago, en comparación que si se hiciera en Charrúa, en donde en la primera zona se caracteriza por la existencia de un importante porcentaje de centrales térmicas, que pasan a segundo plano al competir con 1200 MW de centrales hidroeléctricas, abaratando los costos finales de manera importante. En cambio en Charrúa entra a competir con centrales hidroeléctricas, de tal forma que sólo se produce un reajuste, sin abaratar de manera importante los costos en generación. Otro punto importante es mencionar el flujo natural de la potencia que lo hace desde la zona Sur a la zona central.

Considerando lo anterior, inyectar en Charrúa resulta ineficiente, pues todo el flujo que ingresa se traslada necesariamente a la zona central, que dada la distancia, se tiene un importante nivel de pérdidas, aumentando el costo total en el sistema. Se podría pensar que con el crecimiento de Concepción en un nivel importante inyectar en Charrúa tomaría sentido, pero las centrales Coronel I y II, juegan un papel fundamental en este punto en la zona, afectando el sistema de transmisión zonalmente, y abasteciendo de manera íntegra la demanda en la zona también. Por lo tanto desde el punto de vista generación, inyectar en Santiago es la mejor opción.

Si se analiza el sistema de transmisión, se observan varios escenarios, que sin embargo tienen un punto en común. Para todos los casos analizados, existe un círculo cerrado de líneas que son afectadas dependiendo el escenario en cuestión, la hidrología etc.

El siguiente paso era analizar los costos en términos de transmisión (VI y COMA), y tal como se esperaba los 500 Km que diferencian una posible inyección en Charrúa de una inyección en Santiago tienen costos significativos. Esta diferencia de costo es del orden de los US\$ 30.000 por hora, por lo que desde el punto de vista transmisión inyectar en Santiago necesariamente implica un mayor costo. Es importante añadir que esta diferencia recae casi exclusivamente en el valor agregado que significa incorporar 500 Km al enlace HVDC, pues si se recuerda en términos del

sistema de transmisión HVAC existente en el SIC, existe un círculo cerrado de líneas que son afectadas en todos los escenarios, por lo que el costo atribuible a este concepto es prácticamente el mismo en todos los casos. Por lo que desde el punto de vista transmisión la opción más económica es inyectar en Charrúa.

A lo anteriormente mencionado es importante añadir otros factores que influyen de manera drástica en la toma de decisión de uno u otro escenario: Pérdidas en las líneas de transmisión, abastecimiento de demandas, estadísticas en crecimiento de demanda, entre otros. En la siguiente tabla se observa el resumen para cada escenario.

Figura 7.1 Resumen Escenarios

Escenario SIC esperado			Costo Generación	Costo Transmisión	Total	Pérdida	Valor Pérdidas	Total	Carga S.Serv
Hidrología	Escenario		[US\$/hora]	[US\$/hora]	[mUS\$/hora]	%	[US\$/hora]	[mUS\$/hora]	[MW]
Húmeda	HVDC Charrúa		195415.7	303108.11	498.52	3.87%	7562.59	506.09	0.00
	HVDC Santiago		165519.3	331645.96	497.17	3.49%	5776.62	502.94	0.00
Seca	HVDC Charrúa		218842.3	300814.13	519.66	3.52%	7703.25	527.36	0.00
	HVDC Santiago		205197.6	329895.18	535.09	2.81%	5766.05	540.86	0.00
Normal	HVDC Charrúa		204931.1	300716.45	505.65	3.58%	7336.53	512.98	0.00
	HVDC Santiago		196780.3	329797.50	526.58	3.03%	5962.44	532.54	0.00

Escenario SIC no esperado				Costo Total	Costo Transmisión	Total	Pérdida	Valor Pérdidas	Total	Carga S.Serv
Hidrología	Escenario	Carga 11.2% anual		[US\$/hora]	[US\$/hora]	[mUS\$/hora]	%	[US\$/hora]	[mUS\$/hora]	[MW]
Húmeda	HVDC Charrúa	Concepción		199813.4	300858.105	508.48	3.91%	7812.70	516.30	0.00
		Temuco		194700.8	300855.5928	503.60	4.13%	8041.14	511.64	0.00
		Santiago		457557.1	304272.6847	779.67	3.90%	17844.73	797.52	395.60
		V Región		286957.3	303434.0384	600.72	3.60%	10330.46	611.05	180.10
Húmeda	HVDC Santiago	Concepción		227623.7	329939.1552	566.42	3.89%	8854.56	575.27	0.00
		Temuco		169316.9	329936.6431	505.52	3.70%	6264.73	511.78	0.00
		Santiago		291957.5	333316.5726	635.78	3.60%	10510.47	646.30	666.00
		V Región		236362.5	333510.1185	578.38	3.60%	8509.05	586.89	238.50
Seca	HVDC Charrúa	Concepción		228446.8	303637.6093	539.92	3.43%	7835.73	547.76	172.80
		Temuco		222598.5	303036.2709	533.76	3.65%	8124.85	541.88	0.00
		Santiago		573119.9	301527.6854	896.43	3.80%	21778.56	918.20	105.00
		V Región		343859.5	303592.0208	658.80	3.30%	11347.36	670.15	133.40
Seca	HVDC Santiago	Concepción		249558.9	332718.6596	589.56	2.92%	7287.12	596.85	0.00
		Temuco		216204.1	332117.3211	554.25	2.74%	5923.99	560.17	0.00
		Santiago		514398.7	331373.0573	859.30	2.63%	13528.69	872.83	547.00
		V Región		259851.7	332294.642	599.66	2.89%	7509.71	607.17	5.40

Como se puede ver, se reafirma el hecho de que en términos de transmisión HVDC en Santiago representa un costo más elevado, y en términos de generación (en general) inyectar en Santiago es la opción más conveniente. Si se observan los totales, para escenarios esperados sólo en el caso de hidrología húmeda la opción Santiago es la más conveniente. En el caso de escenarios no esperados en prácticamente todos los casos la opción Santiago resulta viable, a excepción del caso de crecimiento de demanda del 11.2% en Concepción. Si se concluye bajo estos supuestos no se podría estimar, a priori, que opción es la más conveniente.

En la tabla anterior se puede ver que se observan leves menores costos totales en el caso de inyectar en Charrúa, como naturalmente se esperaba, en los casos en que los consumos del SIC Sur

crecen de manera importante: Concepción y Temuco. Esto hace entender que bajo estos supuestos inyectar en Charrúa es la opción más conveniente. Lo anterior también se refleja en el caso de escenarios “esperados” para las situaciones con hidrologías seca y normal, en donde se advierten menores costos totales.

Sin embargo si se analiza en detalle las pérdidas y los no abastecimientos de demanda, situación que tiene un costo económico como social, tal como se ha mencionado, es indudable que la inyección en Charrúa no tendría sentido, pues si se compara con la opción Santiago, la primera sólo representa menores costos en términos del enlace HVDC propiamente tal, y no tiene ningún valor agregado que resalte en relación a la de Santiago.

Por lo tanto, con todo lo expuesto anteriormente, y recordando lo visto durante el trabajo, asumiendo el máximo de variables involucradas y considerando en particular que dentro de los escenarios “no esperados” analizados, el caso de crecimiento de la demanda al 11.2% en Santiago como el más probable dentro de todos los escenarios analizados, elegir como punto de inyección del enlace HVDC en Santiago, en el cual se transmitirían 2700 MW hacia el año 2018, desde HidroAysen y en particular 1200 MW al año 2013 la zona Central del país, considerando como lugar físico de inyección la barra Polpaico 500 KV. Lo anterior significa en pocas palabras que tomar como punto de inyección Santiago representa menores costos en términos económicos como social, es técnicamente más viable, y combate más eficientemente el futuro déficit en generación eléctrica que se tiene previsto, dado al importante crecimiento de la demanda eléctrica que ha adoptado el país en los últimos años y que se asume siga al ritmo estimado (escenarios esperados) o crezca aún más rápido (escenarios no esperados).

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Informe Cálculo de los Peajes básicos y adicionales, y proyección de los ingresos tarifarios período 2007, Dirección de Peajes del CDEC-SIC.
- [2] Informe Fijación Precio Nudo Sistema Interconectado Central octubre 2007, Informe Técnico Definitivo (Comisión Nacional de Energía).
- [3] Anuario CDEC-SIC 2007, Centro de Despacho de Carga Sistema Interconectado Central.
- [4] Seminario Internacional de Interconexiones Regionales CIGRE. Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC (Roberto Rudervall, Jan Johansson)
- [5] Basic Principles of Interstate Electrical Power Links Organization in North-East Asia (Prof. L.A. Koshcheev)
- [6] Transporte de Energía Eléctrica en corriente continua: HVDC (Joan Ignasi Frau, Jordi Gutiérrez)
- [7] High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper (Roberto Rudervall, J.P. Charpentier, Raghuveer Sharma)
- [8] Roberto Rudervall, ABB power Systems; J.P. Charpentier, World Bank; Raghuveer Sharma ABB Financial Services. High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper. http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology_abb.pdf
- [9] L. A. Koshcheev. Basic principles of interstate electrical power links organization in north-east Asia. St-Petersburg, High Voltage Direct Current Power Transmission Research Institute)
- [10] Dennis A. Woodford. HVDC Transmission. Manitoba HVDC Research Centre, 18 March 1998
- [11] Apuntes del curso EM718 "Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia", Oscar Moya.
- [12] Memoria "Programación Dinámica Dual Determinística en el Despacho Hidrotérmico", Daniel Camac.
- [13] www.cdec-sic.cl "Operación Real Diaria"
- [14] Informe Estudio de Transmisión Troncal para escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, Determinación del Valor de Inversión y del costo anual de operación, mantenimiento y administración por tramo, junio 2006

9. ANEXO

El anexo se encuentra en un CD que se encuentra disponible al final de este trabajo. Este CD posee la siguiente información:

1. Incorpora el documento “Anexo.pdf”, que contiene la información de los Anexos A, B y C, necesarios para entender ciertos análisis en el trabajo. El anexo C se encuentra en este documento disponible también.
2. Incorpora el documento “Resultados.xls”, que posee los resultados finales y que sirvieron para concluir el trabajo.
3. En la Carpeta DeepEdit se encuentra el programa utilizado para simular los escenarios expuestos.
4. En la Carpeta Escenarios, se encuentran los modelos de cada escenario simulado.

ANEXO C

Capítulo 6

Estimación VI y COMA

Lo primero es calcular el porcentaje del COMA en relación al VI. De tal forma que tomando los valores de la tabla de la figura 6.1 y separando según tensión nominal, se obtiene el COMA/VI (porcentual) tal que se obtiene el promedio para cada voltaje. En este caso los datos solo se refieren a tensiones de 500 KV, 220 KV y 110 KV. Por lo tanto la relación COMA/VI para cada voltaje queda de la siguiente manera.

$$\frac{\text{COMA}}{\text{VI}_{500\text{KV}}} = 1.91\%$$
$$\frac{\text{COMA}}{\text{VI}_{220\text{KV}}} = 1.90\%$$
$$\frac{\text{COMA}}{\text{VI}_{154\text{KV}}} = 1.75\%$$

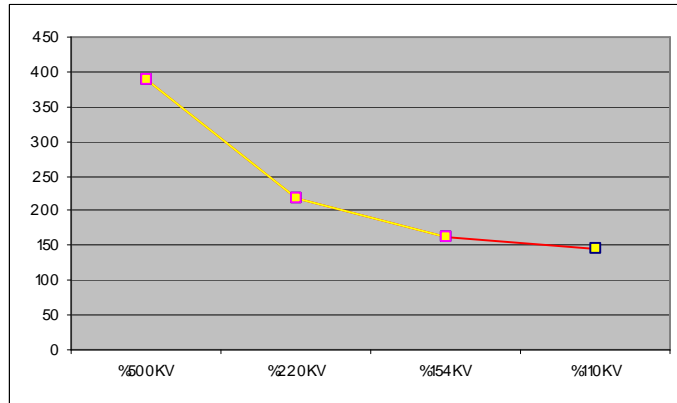
Ahora, para determinar el VI de cada línea (estimado), se procede a calcular, para cada tensión nominal, el valor aproximado por KM. Para lo anterior se utiliza la información de la tabla anterior (separando por voltaje) y conociendo el largo de las líneas se calcula el VI por kilómetro para todas las posibles, de tal forma que luego se calcula el valor medio. Resumiendo, suponiendo en el caso de tensión de 500KV se calcula el VI/KM, para cada línea (ya que se conoce las longitudes) y luego tomando todos esos datos se calcula el promedio, dejando este valor como el VI/KM para tensión de 500KV. Luego con el dato anterior se pueden calcular las líneas que no aparecen en la tabla, teniendo como dato la longitud de las líneas. Finalmente como se tiene la relación COMA/VI, se puede calcular el COMA para las mismas líneas.

El VI, en función de la tensión, por kilómetro de una línea es (con mUS\$ miles de dólares):

$$\text{VI}_{\text{KM}}^{500\text{KV}} = 388.3\text{mUS\$}$$
$$\text{VI}_{\text{KM}}^{220\text{KV}} = 216.8\text{mUS\$}$$
$$\text{VI}_{\text{KM}}^{154\text{KV}} = 160.8\text{mUS\$}$$

Finalmente, como no se tienen datos de líneas de 110KV, se calcula en función de los datos anteriores, de tal forma que el COMA/VI se puede aproximar al de 154 KV (1.7%), y el valor de VI mediante la siguiente curva, de tal forma que el VI/KM para 110 KV se estima en 145.5 mUS\$.

Figura C1 Estimación de costo de línea de 110KV nominal.



Estimación COMA enlace HVDC

Para obtener el valor aproximado del COMA para una línea de corriente continua, se asume su comportamiento a una línea de corriente alterna para la misma tensión. Considerando lo anterior es que se podría aproximar el COMA del enlace Aysen-SIC de 500 KV DC a una línea de corriente alterna de 500 KV AC.

Para lo anterior es que se considera el VI y COMA de las líneas HVAC del SIC, y se obtiene un porcentaje promedio del COMA respecto del VI, de tal forma que con ese valor se aproximará para el caso HVDC, ya que se conoce el VI.

De la tabla de la figura 6.1 se puede obtener la relación COMA/VI del orden del 1.9% de la línea, por lo tanto se podría estimar el COMA de una línea de corriente continua del orden del 1.9% del valor de la inversión de la línea. En este punto es importante recalcar que este valor corresponde sólo considera la línea y ningún valor anexo como las subestaciones, etc.

Recordando el costo de las líneas evaluado en el capítulo 3 se tiene:

$$\text{HVDC}_{\text{CHARRUA}} = 750 [\text{MUS\$}]$$

$$\text{HVDC}_{\text{SANTIAGO}} = 1000 [\text{MUS\$}]$$

Por lo tanto el COMA de las líneas es:

$$\text{HVDC}_{\text{CHARRUA}} = 14.25 [\text{MUS\$}]$$

$$\text{HVDC}_{\text{SANTIAGO}} = 19.00 [\text{MUS\$}]$$