



**FIJACION DE PRECIOS DE NUDO
OCTUBRE DE 2011
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL
(SIC)**

INFORME TECNICO PRELIMINAR

SEPTIEMBRE DE 2011

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	5
2	ANTECEDENTES GENERALES	5
2.1	Ventas Mensuales de Energía	5
2.2	Precios de Dólar Observado	6
2.3	Precios de Combustibles	7
2.3.1	Referencia de Precios del Diesel.....	7
1	PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL PROGRAMA DE OBRAS	8
2	MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SIC	8
3	BASES DE CALCULO PRECIO DE NUDO OCTUBRE 2011	10
3.1	Previsión de Demanda	10
3.1.1	Previsión de Ventas Anuales y por Barra SIC	10
3.1.2	Modelación Temporal de la Demanda	11
3.1	Programa de Obras del SIC	12
3.1.1	Obras en Transmisión Troncal	15
3.2	Nivel de Precios	15
3.3	Costos de Combustibles de Centrales Térmicas	15
3.1	Estadística Hidrológica.....	19
3.2	Stocks de los Embalses	20
3.3	Sistema de Transmisión.....	20
3.4	Costo de Racionamiento	21
3.5	Tasa de Actualización	21
3.6	Horizonte de Estudio.....	21
3.7	Modelación del SIC en el OSE2000.....	21
3.7.1	Centrales Hidroeléctricas.....	21
3.7.2	Centrales Termoeléctricas.....	22
3.7.3	Sistema de Transmisión	22
3.7.4	Dimensiones del Sistema modelado en OSE2000	22
3.7.5	Otras consideraciones en la modelación del SIC	23
4	RESUMEN DE PRECIOS DE NUDO.....	25
4.1	Precio Básico de la Energía	25
4.2	Precios Básicos de la Potencia de Punta.....	26
4.3	Precios de Energía y Potencia Resto del SIC	26
4.3.1	Precios de Energía en el Resto del SIC	26
4.3.2	Precios de Potencia en el Resto del SIC	26
	FORMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO	27
4.4	Indexación del Precio de la Potencia de Punta	28
4.5	Indexación del Precio de la Energía.....	29
5	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	30
5.1	Indexación Cargos por Energía Reactiva.....	30
5.2	Condiciones de Aplicación	30
6	HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	31

7	CARGO UNICO TRONCAL (CU).....	32
8	ANEXO Nº 1: PRECIOS DE COMBUSTIBLES.....	33
9	ANEXO Nº 2: PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA	35
9.1	Cálculo del Precio de Energía en Nudo Básico Quillota 220 kV	35
9.2	Cálculo del Precio Básico de la Potencia	36
9.2.1	Cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta en el Sistema Interconectado Central	36
10	ANEXO Nº 3: CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC, FIJACIÓN DE OCTUBRE DE 2011.....	36
10.1	Simplificaciones Adoptadas	36
10.2	Calidad de Suministro y Reglamento Eléctrico	37
10.2.1	Indisponibilidad de Generación.....	37
10.2.2	Indisponibilidad de Transmisión.....	38
1	ANEXO Nº 4: ACTUALIZACIÓN VALOR COSTO DE FALLA.....	40
1.1	Introducción	40
1.2	Variación en el Costo de Falla de Sectores Residencial y de Servicios.....	40
1.2.1	Fórmula de Indexación	40
1.2.2	Comunas Consideradas	41
1.3	Variación en el Costo de Falla del Sector Productivo	41
1.3.1	Componentes del Costo de Falla Productivo	41
1.3.2	Componentes del Costo de Falla Productivo	42
1.4	Cálculo del Valor de Costo de Falla Medio SIC	43
1.4.1	Indexadores.....	43
1.4.2	Indexación	44
2	ANEXO Nº 5: ESTUDIO PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE MÍNIMO COSTO DE ABASTECIMIENTO DEL SIC	47
2.1	Introducción	47
2.2	Proyectos de Generación.....	47
2.2.1	Alternativas de expansión del parque generador	47
2.3	Obras de Transmisión.....	51
2.4	Otras Consideraciones y Alternativas de Desarrollo	51
2.4.1	Modelamiento de Centrales Hidroeléctricas Genéricas.....	51
2.4.2	Modelamiento centrales genéricas ciclo combinado gas natural.....	52
2.5	Bases del Estudio	52
2.5.1	Criterios Generales.....	52
2.5.1	Proyección del consumo.....	53
2.5.2	Precio de los combustibles.....	54
2.5.3	Otros antecedentes	54
2.6	Metodología	54
2.7	Resultado del Programa de Obras de Generación y Transmisión	56
2.7.1	Obras de Transmisión Troncal	57
3	ANEXO Nº 6: CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PENALIZACIÓN DEL SIC, SEPTIEMBRE DE 2011.....	59
3.1	Introducción	59
3.2	Bases Generales del Cálculo de Factores de Penalización.....	59
3.1	Resultados	67
4	ANEXO Nº 7: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL	68
1	ANEXO Nº 8: ENERGÍA DE AFLUENTES ANUAL DEL SISTEMA	71
1	ANEXO Nº 9: CONECTIVIDAD HIDRAULICA MODELADAS EN CUENCAS DEL LAJA.	73

2 ANEXO N°10 :CONECTIVIDAD HIDRAULICA MODELADAS EN CUENCAS DEL MAULE 74

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR CÁLCULO DE PRECIOS DE NUDO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) PARA LA FIJACIÓN DE PRECIOS DE OCTUBRE DE 2011.

1 INTRODUCCIÓN

En el presente informe se explicitan las bases utilizadas y los resultados obtenidos en la determinación de los precios de nudo del Sistema Interconectado Central (SIC), para la fijación de precios correspondiente al mes de Octubre de 2011, en conformidad a lo estipulado en el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Minería, en adelante DFL N°4/2006, y el Decreto Supremo N° 327, en adelante Reglamento Eléctrico¹.

2 ANTECEDENTES GENERALES

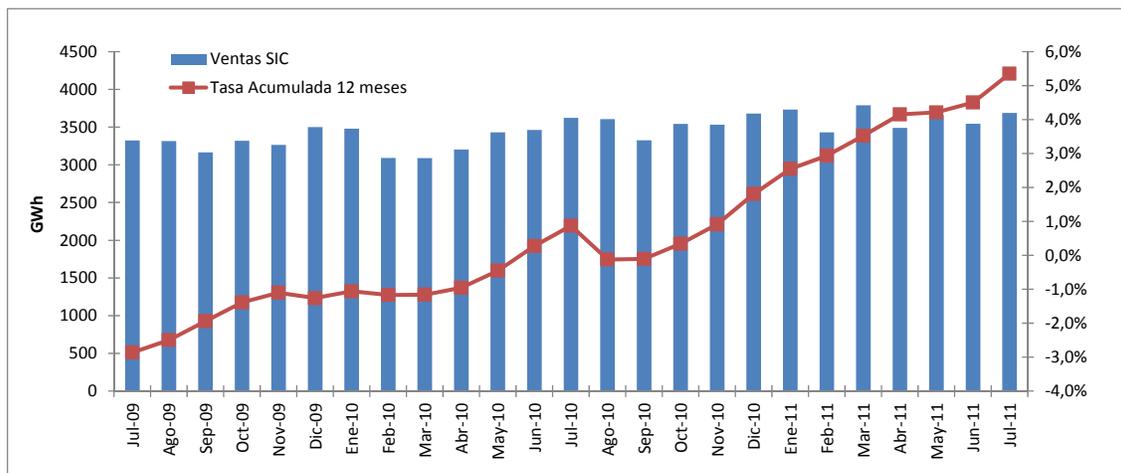
En relación a la determinación de insumos tales como Previsión de Demanda, Costos de Combustibles y Programa de Obras, la Comisión tuvo a la vista los siguientes antecedentes para su cálculo e incorporación a la presente Fijación de Precios.

2.1 Ventas Mensuales de Energía

De acuerdo a la información entregada a esta Comisión por la Dirección de Operación y Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, en adelante CDEC-SIC, en sus Informes Mensuales, las ventas de electricidad de este sistema han tenido la evolución que se muestra a continuación:

¹ Modificado según Decreto Supremo N° 158 publicado en el Diario Oficial el 9 de Octubre de 2003

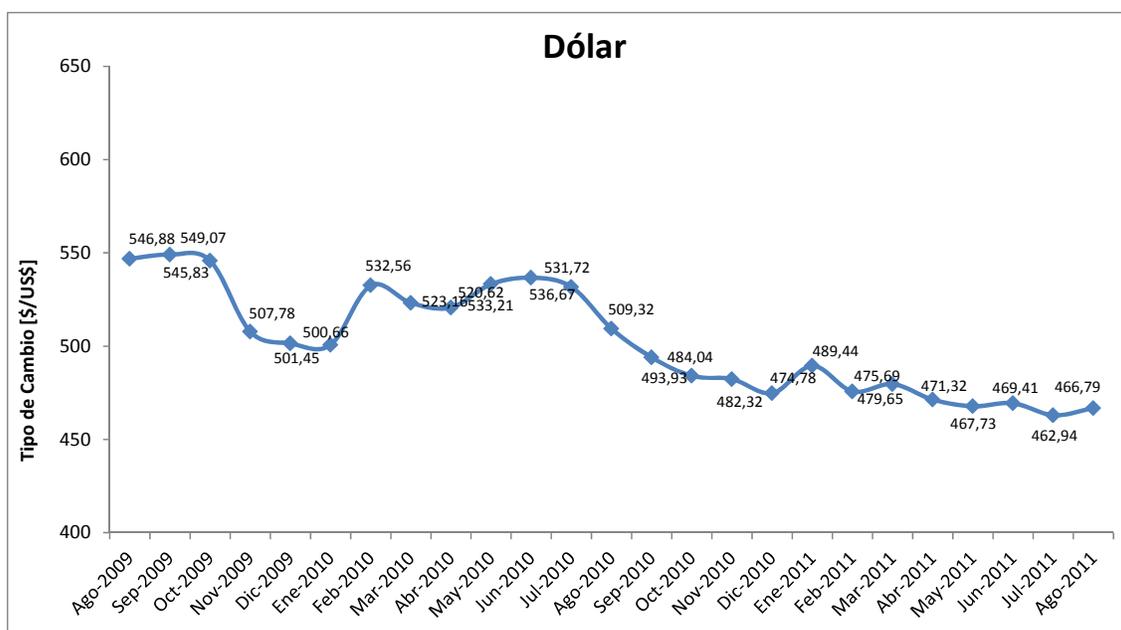
GRÁFICO Nº 1: VENTAS MENSUALES DE ENERGÍA DEL SIC, ÚLTIMOS 2 AÑOS



2.2 Precios de Dólar Observado

La Comisión utilizó como tipo de cambio, el promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central. La variación del dólar observado promedio de Agosto de 2011, utilizado en el presente informe preliminar, respecto del dólar observado promedio de Marzo de 2011, utilizado en la última fijación de precios de nudo, es de un -2,7%. En el siguiente gráfico se muestra la evolución del promedio mensual para el dólar observado en los últimos 24 meses.

GRÁFICO Nº 2: EVOLUCIÓN DÓLAR OBSERVADO ÚLTIMOS 24 MESES, \$/US\$



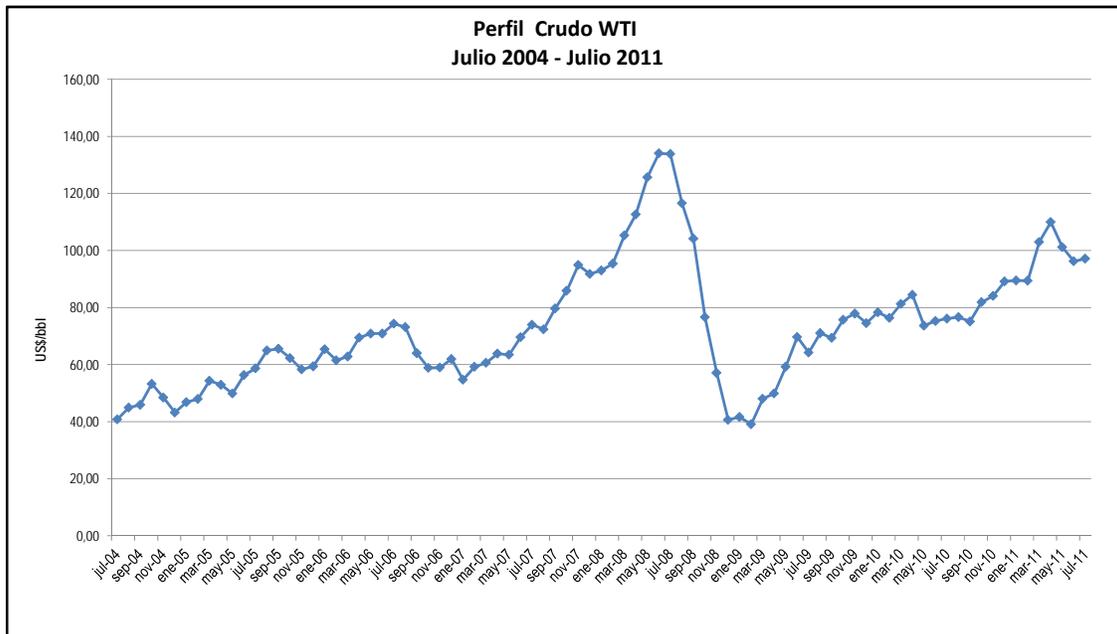
2.3 Precios de Combustibles

Para la elaboración del presente informe esta Comisión utilizó los precios de combustibles para las distintas centrales térmicas del SIC, contenidos en la programación semanal del CDEC-SIC vigente al día 31 de agosto de 2011. La información señalada fue enviada a esta Comisión por la Dirección de Operación del CDEC-SIC, en respuesta a la carta CNE.N°409 de fecha 18 de Agosto de 2011. Los costos de combustibles y parámetros utilizados para las centrales térmicas del SIC se entregan en el punto 5 de este informe resumidos en el CUADRO N°6, en los formatos de modelación utilizados por esta Comisión.

2.3.1 Referencia de Precios del Diesel

El precio del petróleo West Texas Intermediate (WTI) a nivel internacional, desde Abril de 2009, se ha mantenido por sobre los 50 US\$/bbl. El siguiente gráfico entrega la evolución del precio WTI desde julio de 2004 a julio de 2011. La variación experimentada entre febrero de 2011 y julio de 2011 es un de un 8,7 %.

GRÁFICO N° 3: EVOLUCIÓN PETRÓLEO WTI



1 PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA EL PROGRAMA DE OBRAS

Las alternativas tecnológicas que a juicio de esta Comisión pueden ser desarrolladas en el período 2011-2021, con las que se elaboró el programa de obras que sirve de base para determinar los Precios de Nudo de la presente fijación, se detallan en el ANEXO N° 5: ESTUDIO PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE MÍNIMO COSTO DE ABASTECIMIENTO DEL SIC.

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en los Decretos Supremos 316 y 357, del 2008, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; y Decretos Exentos N° 642² y N° 942, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Asimismo, se consideraron también los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 243 de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central para los doce meses siguientes.

Por su parte, fueron incluidos en la presente fijación, los proyectos indicados en la Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011.

2 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SIC

Para simular la operación óptima del SIC, se utilizó el modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE2000, que utiliza el método de optimización - simulación conocido como programación dinámica dual.

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

- Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro al presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un programa lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo se calculan valores del agua iniciales para los embalses, para cada etapa.

² Modificado por los Decretos Exentos N° 1.063, y N 1.349 de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

- A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua calculados, con el objeto de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa.
- La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales de corto plazo para cada condición hidrológica.

El modelo realiza las siguientes funciones, en relación con la operación de un sistema eléctrico:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema en su conjunto, determinando el despacho de todas las centrales, para un conjunto determinado de bloques de demanda mensual y un número de situaciones hidrológicas definidas por el usuario, tomando en consideración las restricciones de transmisión y las pérdidas en las líneas. El modelo permite la utilización telescópica de bloques y etapas, esto es, en virtud del detalle que se requiera, que las primeras etapas pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas hacia el final del horizonte, las cuales pueden tener menos bloques y ser de mayor duración.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

La operación se realiza para un horizonte definido, lo cual implica definir una proyección de demandas y un programa de obras de generación-transmisión.

El modelo incluye la representación de los convenios de riego tanto de la cuenca del Maule, VII Región, como del Laja, en la VIII Región.

En relación al sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando hasta un máximo de 5 tramos.

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Se toma en cuenta la tasa de indisponibilidad forzada reduciendo la potencia disponible, y se detalla el programa de mantenimiento.

Para las centrales hidroeléctricas en general, el modelo utiliza una estadística hidrológica ingresada por el usuario.

3 BASES DE CALCULO PRECIO DE NUDO OCTUBRE 2011

3.1 Previsión de Demanda

3.1.1 Previsión de Ventas Anuales y por Barra SIC

En el CUADRO N°1 se indica la Previsión de Ventas Anual de Energía para el SIC utilizada para la elaboración del Informe Técnico Preliminar de Octubre de 2011.

CUADRO N° 1: PREVISIÓN DE DEMANDA EN EL SIC

Previsión de Demanda SIC [GWh]			
Años	Libres	Regulados	Total
2011	17,868	25,283	43,151
2012	19,210	26,321	45,531
2013	20,864	27,720	48,584
2014	22,536	29,187	51,723
2015	24,384	30,690	55,074
2016	26,080	32,269	58,349
2017	27,872	33,897	61,768
2018	29,788	35,571	65,359
2019	31,830	37,328	69,158
2020	34,007	39,170	73,176
2021	35,887	41,324	77,211

Las bases y antecedentes que fundamentan la anterior previsión de demanda, se encuentran contenidos en el informe “ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA 2011-2021” del Sistema Interconectado Central, fijación de precios de Nudo Abril 2011³, de la Comisión Nacional de Energía, conforme al artículo 272 del Reglamento Eléctrico⁴.

³ Modificado de acuerdo a la evolución de la demanda observada durante el presente año.

⁴ Modificado según Decreto Supremo N° 158, publicado en el Diario Oficial el día 5 de Septiembre de 2003.

CUADRO N° 2: TASAS DE CRECIMIENTO SEGÚN PREVISIÓN DE DEMANDA EN EL SIC

Tasas de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC [%]			
Años	Libres	Regulados	Total
2011	8,0 %	3,2 %	5,1 %
2012	7,5 %	4,1 %	5,5 %
2013	8,6 %	5,3 %	6,7 %
2014	8,0 %	5,3 %	6,5 %
2015	8,2 %	5,2 %	6,5 %
2016	7,0 %	5,1 %	5,9 %
2017	6,9 %	5,0 %	5,9 %
2018	6,9 %	4,9 %	5,8 %
2019	6,9 %	4,9 %	5,8 %
2020	6,8 %	4,9 %	5,8 %
2021	5,5 %	5,5 %	5,5 %

3.1.2 Modelación Temporal de la Demanda

La desagregación geográfica de la demanda se efectuó a partir de la información contenida en las respuestas a las cartas CNE N° 0029 y CNE N° 0033, ambas de fecha 12 de enero de 2011, por parte de las empresas generadoras y distribuidoras del SIC.

Las curvas de duración utilizadas fueron las obtenidas con motivo de la fijación de Precio de Nudo de Octubre de 2004 obtenidas a partir de las curvas de duración contenidas en el informe "Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales, Proyección de los Ingresos Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional en el SIC (Período 2004-2008), DIRECCIÓN DE PEAJES DEL CDEC-SIC Santiago, 31 de Diciembre de 2003". Las bases de tiempo de las curvas de duración se entregan en CUADRO N°3:

CUADRO N° 3: CURVAS DE DURACIÓN MENSUAL DE DEMANDA

CURVAS DE DURACIÓN MENSUAL DE DEMANDA			
Duración	bloque (horas)		
Mes	Bloque 1	Bloque 2	Total
Abril	288	432	720
Mayo	298	446	744
Junio	312	408	720
Julio	340	404	744
Agosto	296	448	744
Septiembre	258	462	720
Octubre	42	702	744
Noviembre	44	676	720
Diciembre	46	698	744
Enero	240	504	744
Febrero	86	610	696
Marzo	69	675	744

3.1 Programa de Obras del SIC

El Programa de Obras elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 162 del DFL N° 4/2006 (de Economía) y el artículo N° 272 del Decreto 327/97 (de Minería), consideró las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte establecido en la ley. Las bases del estudio y las características de las alternativas utilizadas se entregan en el “ANEXO N° 5: ESTUDIO PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE MÍNIMO COSTO DE ABASTECIMIENTO DEL SIC”.

En la elaboración del Programa de Obras, se consideró en construcción las instalaciones contenidas en él, cuyas fechas de puesta en operación para las centrales eléctricas se establecen según información entregada por sus propietarios, y no necesariamente corresponden a una recomendación por parte de la CNE:

CUADRO N°4: PROGRAMA DE OBRAS DEL SIC (CONSTRUCCIÓN)

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Oct	2011	Energía Pacífico	16.5
Dic	2011	Chacayes	106
Dic	2011	Santa María	343
Ene	2012	Quemchi	3
Feb	2012	Bocamina 02	342
Mar	2012	Rucatayo	60
Mar	2012	Viñales	32
Abr	2012	Laja I	36.8
Abr	2012	Talinay Oriente	99
Jun	2012	San Andres	40
Ago	2012	Pulelfu	9.4
Ago	2012	Providencia	13
Mar	2013	El Paso	40
Mar	2013	Campiche	242
Abr	2013	El Arrayán	100
Dic	2013	Angostura	316
Dic	2014	San Pedro	144
Fecha de entrada		Obras de Transmisión en Construcción (*)	Potencia MVA
Mes	Año		
Octubre	2011	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	2x1500
Marzo	2012	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 2)	400
Marzo	2012	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	2x400
Abril	2012	Subestación Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	2x350
Enero	2013	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	
Enero	2013	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	2x1800
Julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400
Julio	2013	S/E Charrúa: 3° Banco Autotransformador 500/220 kV	750

(*) Incluye también las obras de transmisión troncal cuya construcción ha sido adjudicada.

En el CUADRO N°5 se indica el Programa de Obras elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 162 del DFL N° 4/2006 (M).

CUADRO Nº 5: PROGRAMA DE OBRAS DEL SIC (RECOMENDACIÓN)

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		MW
Mar	2013	Eolica IV Region 01	50
Abr	2013	Eolica Concepcion 01	50
Jul	2013	Central Des.For. VIII Region 01	8
Jul	2013	Central Des.For. VII Region 01	10
Oct	2013	Hidroeléctrica III Región 01	4.3
Nov	2013	Hidroeléctrica VII Región 01	30
Mar	2014	Hidroeléctrica VIII Región 02	20
Jul	2014	Hidroeléctrica VII Región 02	20
Jul	2014	Eolica IV Region 02	50
Ene	2015	Hidroeléctrica VIII Región 01	136
Abr	2015	Hidroeléctrica VIII Región 04	20
Ene	2016	Eolica Concepcion 02	50
Ene	2016	Geotermica Calabozo 01	40
Mar	2016	Hidroeléctrica RM 01	256
Mar	2016	Geotermica Chillan 01	40
Mar	2016	Central Des.For. VIII Region 02	9
Jul	2016	Taltal CC GNL	120
Oct	2016	Hidroeléctrica RM 02	275
Jun	2017	Carbón VIII Region 01	343
Dic	2017	Eolica IV Region 03	50
Dic	2017	Geotermica Calabozo 02	40
Abr	2018	Quintero CC FA GNL	35
Abr	2018	Quintero CC GNL	90
Jul	2018	Eolica Concepcion 03	50
Ago	2018	Eolica IV Region 05	50
Sep	2018	Central Des.For. VII Region 03	15
Oct	2018	Geotermica Potrerillos 01	40
Oct	2018	Central Des.For. VII Region 02	10
Dic	2018	Eolica Concepcion 04	50
Mar	2019	Eolica IV Region 04	50
Jun	2019	Carbón Maitencillo 01	342
Oct	2019	Hidroeléctrica VII Región 03	20
Oct	2019	Geotermica Calabozo 03	40
Nov	2019	Carbón Maitencillo 03	135
Dic	2019	Eolica IV Region 06	50
Jul	2020	Carbón Pan de Azucar 02	250
Ago	2020	Modulo 01	660
Oct	2020	Eolica Concepcion 05	50
Oct	2021	Hidroeléctrica VIII Región 05	20
Nov	2021	Geotermica Potrerillos 02	40
Dic	2021	Modulo 02	500
Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Transmisión	Potencia
Mes	Año		MVA
Julio	2014	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa1	
Agosto	2015	Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad	1800
Julio	2016	Línea Diego de Almagro - Cardones 2x220 kV - Primer Circuito	290
Julio	2016	Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	1500
Julio	2016	Línea Maitencillo - Pan de Azucar 2x500 kV	1500
Julio	2016	Línea Pan de Azucar - Polpaico 2x500 kV	1500
Julio	2016	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	1300
Enero	2016	Línea Ancoa - Itahue 1x220 kV	400
Abril	2016	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa2	
Enero	2017	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV II	330
Enero	2017	Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV	290

3.1.1 Obras en Transmisión Troncal

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en los Decretos Supremos 316 y 357, del 2008, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; y Decretos Exentos N° 642⁵ y N° 942, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Asimismo, se consideraron también los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 243 de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central para los doce meses siguientes.

Por su parte, fueron incluidos en la presente fijación, los proyectos indicados en la Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011.

3.2 Nivel de Precios

Todos los costos utilizados en los cálculos en el presente informe, han sido expresados a los precios existentes en Agosto de 2011, cumpliendo preliminarmente lo establecido en el artículo 162, número siete, del DFL 4/2006.

Valor promedio del dólar observado del mes de Agosto de 2011, publicado por el Banco Central.

TASA DE CAMBIO: 466,79 \$/US\$

3.3 Costos de Combustibles de Centrales Térmicas

De acuerdo a los valores informados por el CDEC-SIC, según lo señalado en 2.3, se elaboró el CUADRO N° 6:

⁵ Modificado por los Decretos Exentos N° 1.063 y N° 1.349, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

CUADRO N° 6: COSTOS DE COMBUSTIBLES CENTRALES TÉRMICAS

Central	Potencia Neta [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible *	Unidades de costo de combustible	Consumo Especifico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Escudrón	14,2	*	*	3,3%	Biomasa	6,40	[US\$/m3 st]	7,000	[m3 st/MWh]	2,40	47,20
Los Colorados 2	9,0	*	*	3,3%	Biomasa	0,00	[US\$/m3]	1,000	[m3/MWh]	0,00	0,00
Masisa	9,7	*	*	5,0%	Biomasa	28,95	[US\$/MWh]	1,000		3,40	32,35
Arauco 01a	20,6	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	40,30	[US\$/MWh]	1,000		0,00	40,30
Arauco 02a	11,4	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	193,50	[US\$/MWh]	1,000		0,00	193,50
Celco 01	3,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	10,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	10,00
Celco 02	2,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	121,32	[US\$/MWh]	1,000		0,00	121,32
Celco 03	3,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	264,01	[US\$/MWh]	1,000		0,00	264,01
Lautaro	25,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	8,00	[US\$/m3]	5,720	[m3/MWh]	8,50	54,26
Licantén 00	1,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	29,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	29,00
Licantén 01	3,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	344,19	[US\$/MWh]	1,000		0,00	344,19
Nueva Aldea 01	14,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Valdivia 01	11,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
Valdivia 02	26,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	18,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	18,00
Valdivia 03	24,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	248,47	[US\$/MWh]	1,000		0,00	248,47
Vinales	32,0	MesMar-2012	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	40,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	40,00
Cholguan 00	9,0	*	*	3,3%	Biomasa-Petroleo N°6	34,58	[US\$/MWh]	1,000		0,00	34,58
Cholguan 01	4,0	*	*	3,3%	Biomasa-Petroleo N°6	282,16	[US\$/MWh]	1,000		0,00	282,16
Bocamina	122,2	*	*	12,5%	Carbon	117,75	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	1,00	45,75
Bocamina 02	342,0	MesFeb-2012	*	2,1%	Carbon	100,00	[US\$/Ton]	0,352	[Ton/MWh]	6,26	41,46
Campiche	242,0	MesMar-2013	*	2,1%	Carbon	108,00	[US\$/Ton]	0,375	[Ton/MWh]	2,50	43,00
Carbon Mallencillo 01	342,0	MesJun-2019	*	2,1%	Carbon	102,70	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	6,30	42,25
Carbon Mallencillo 02	342,0	MesDic-2021	*	2,1%	Carbon	102,70	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	6,30	42,25
Carbon Mallencillo 03	135,0	MesNov-2019	*	2,1%	Carbon	102,70	[US\$/Ton]	0,376	[Ton/MWh]	3,00	41,62
Carbon Pan de Azucar 02	250,0	MesJul-2020	*	2,1%	Carbon	102,70	[US\$/Ton]	0,376	[Ton/MWh]	3,00	41,62
Carbon VIII Region 01	343,0	MesJun-2017	*	2,1%	Carbon	100,00	[US\$/Ton]	0,352	[Ton/MWh]	3,00	38,20
Guacolda 01	142,9	*	*	2,1%	Carbon	128,04	[US\$/Ton]	0,360	[Ton/MWh]	1,00	47,09
Guacolda 02	142,9	*	*	2,1%	Carbon	128,04	[US\$/Ton]	0,360	[Ton/MWh]	1,00	47,09
Guacolda 03	137,1	*	*	2,1%	Carbon	102,49	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	2,10	37,97
Guacolda 04	139,0	*	*	2,1%	Carbon	93,48	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	2,00	34,72
Nueva Ventanas	249,0	*	*	2,1%	Carbon	102,55	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	5,55	44,52
Santa Maria	343,0	MesDic-2011	*	2,1%	Carbon	100,00	[US\$/Ton]	0,352	[Ton/MWh]	3,00	38,20
Ventanas 01	113,4	*	*	6,9%	Carbon	102,55	[US\$/Ton]	0,415	[Ton/MWh]	2,18	44,74
Ventanas 02	208,6	*	*	2,1%	Carbon	102,55	[US\$/Ton]	0,397	[Ton/MWh]	1,38	42,09
Central Des.For. VII Region 01	10,0	MesJul-2013	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VII Region 02	10,0	MesOct-2018	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VII Region 03	15,0	MesSep-2018	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VIII Region 01	8,0	MesJul-2013	*	3,3%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VIII Region 02	9,0	MesMar-2016	*	3,3%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Constitucion	7,0	*	MesMar-2012	3,3%	Desechos Forestales	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
Energia Pacifico	16,5	MesOct-2011	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Laja	7,0	*	*	3,3%	Desechos Forestales	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
El Arrayan	100,0	MesAbr-2013	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Canela 01	18,2	*	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Canela 02	60,0	*	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Concepcion 01	50,0	MesAbr-2013	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Concepcion 02	50,0	MesEne-2016	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Concepcion 03	50,0	MesJul-2018	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Concepcion 04	50,0	MesDic-2018	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Concepcion 05	50,0	MesOct-2020	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica IV Region 01	50,0	MesMar-2013	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica IV Region 02	50,0	MesJul-2014	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica IV Region 03	50,0	MesDic-2017	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica IV Region 04	50,0	MesMar-2019	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica IV Region 05	50,0	MesAgo-2018	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica IV Region 06	50,0	MesDic-2019	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Punta Colorada	20,0	*	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eolica Totoral	46,0	*	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Monte Redondo	48,0	*	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Talmapu Oriente	99,0	MesAbr-2012	*	0,0%	Eolica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Geotermica Calabozo 01	40,0	MesEne-2016	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00

Central	Potencia Neta [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible *	Unidades de costo de combustible	Consumo Especifico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Geotérmica Calabozo 02	40,0	MesDic-2017	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Calabozo 03	40,0	MesOct-2019	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Chillán 01	40,0	MesMar-2016	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Potrerillos 01	40,0	MesOct-2018	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Potrerillos 02	40,0	MesNov-2021	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Candelaria CA 01 GNL	125,3	MesAbr-2014	*	2,1%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,322	[dam3/MWh]	2,80	213,11
Candelaria CA 02 GNL	128,6	MesJun-2018	*	2,1%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,322	[dam3/MWh]	2,80	213,11
Nehuenco 01 FA GNL	21,4	MesMar-2018	*	2,1%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,248	[dam3/MWh]	0,00	161,80
Nehuenco 01 GNL	340,1	MesMar-2018	*	2,1%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,197	[dam3/MWh]	0,00	128,98
Nehuenco 02 GNL	384,2	MesJul-2018	*	2,1%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,181	[dam3/MWh]	0,00	118,46
Nueva Renca GNL	312,0	MesAbr-2014	*	2,4%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,194	[dam3/MWh]	3,80	130,76
Nueva Renca FA GLP	30,0	*	MesMar-2014	2,1%	GNL	1,124,96	[US\$/dam3]	0,186	[dam3/MWh]	0,09	209,63
Nueva Renca Int GNL	49,8	MesAbr-2014	*	2,1%	GNL	653,73	[US\$/dam3]	0,238	[dam3/MWh]	0,00	155,56
Quintero 01 CA GNL	128,0	MesEne-2012	MesMar-2018	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,276	[dam3/MWh]	3,22	163,18
Quintero 02 CA GNL	129,0	MesEne-2012	MesMar-2018	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,276	[dam3/MWh]	3,22	163,18
Quintero CC FA GNL	35,0	MesAbr-2018	*	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,266	[dam3/MWh]	2,50	157,05
Quintero CC GNL	350,0	MesAbr-2018	*	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,198	[dam3/MWh]	2,50	117,19
San Isidro 02 GNL	392,0	MesEne-2012	*	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,184	[dam3/MWh]	3,71	110,18
San Isidro FA GNL	20,0	*	*	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,337	[dam3/MWh]	2,82	197,96
San Isidro GNL	350,0	*	*	2,1%	GNL	579,92	[US\$/dam3]	0,203	[dam3/MWh]	3,87	121,59
Taltal 01 GNL	121,5	MesOct-2012	MesJun-2016	5,0%	GNL	8,05	[US\$/Mbtu]	11,182	[Mbtu/MWh]	3,19	93,20
Taltal 02 GNL	123,4	MesOct-2012	MesJun-2016	5,0%	GNL	8,05	[US\$/Mbtu]	11,182	[Mbtu/MWh]	3,19	93,20
Taltal CC GNL	360,0	MesJul-2016	*	5,0%	GNL	8,05	[US\$/Mbtu]	6,909	[Mbtu/MWh]	3,19	58,80
Nueva Aldea 03	37,0	*	*	3,3%	Licor Negro-Petróleo N°6	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
Anihue TG 01	51,6	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	850,49	[US\$/m3]	0,274	[m3/MWh]	2,90	235,66
Anihue TG 02	50,9	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	850,49	[US\$/m3]	0,274	[m3/MWh]	2,90	235,66
Calle-Calle	13,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,047,81	[US\$/m3]	0,221	[m3/MWh]	15,00	246,83
Candelaria CA 01 Diesel	125,3	*	MesMar-2014	2,1%	Petróleo Diesel	852,06	[US\$/m3]	0,322	[m3/MWh]	2,80	276,91
Candelaria CA 02 Diesel	128,6	*	MesMay-2018	2,1%	Petróleo Diesel	852,06	[US\$/m3]	0,322	[m3/MWh]	2,80	276,91
Genizas	13,9	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	788,47	[US\$/Ton]	0,230	[Ton/MWh]	13,81	195,40
Chiloé	9,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,056,76	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	31,65	329,39
Chuyaca	15,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,092,04	[US\$/Ton]	0,222	[Ton/MWh]	13,60	255,87
Colligues	22,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	756,57	[US\$/Ton]	0,214	[Ton/MWh]	15,30	177,21
Colmbo	58,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,014,13	[US\$/Ton]	0,298	[Ton/MWh]	20,00	322,21
Con Con	2,3	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	822,10	[US\$/m3]	0,284	[m3/MWh]	27,81	261,29
Constitución Elektragen	9,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,067,53	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	31,65	332,37
Coronel TG Diesel	46,7	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,011,05	[US\$/Ton]	0,228	[Ton/MWh]	9,80	239,91
Degán	56,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,196,00	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	15,00	276,62
Diego de Almagro TG	23,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,020,67	[US\$/Ton]	0,337	[Ton/MWh]	6,63	350,60
El Salvador TG	23,8	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,031,87	[US\$/Ton]	0,337	[Ton/MWh]	43,94	391,68
Emelda 01	33,3	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,120,23	[US\$/Ton]	0,288	[Ton/MWh]	14,00	336,63
Emelda 02	36,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,120,23	[US\$/Ton]	0,360	[Ton/MWh]	14,00	417,28

Central	Potencia Neta [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible *	Unidades de costo de combustible	Consumo Especifico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Esperanza 01	18,8	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	960,00	[US\$/m3]	0,429	[m3/MWh]	7,05	418,48
Esperanza 02	1,8	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	960,00	[US\$/m3]	0,296	[m3/MWh]	26,15	310,72
Esperanza 03	1,6	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	960,00	[US\$/m3]	0,284	[m3/MWh]	23,67	296,67
Espinos	122,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,054,33	[US\$/Ton]	0,221	[Ton/MWh]	26,90	260,17
EV25	25,7	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,074,13	[US\$/Ton]	0,309	[Ton/MWh]	1,00	332,90
Horcones TG Diesel	24,3	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	855,22	[US\$/m3]	0,418	[m3/MWh]	3,00	360,48
Laguna Verde	52,7	*	*	50,0%	Petróleo Diesel	1,038,80	[US\$/Ton]	0,412	[Ton/MWh]	7,86	435,85
Laguna Verde TG	18,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,038,80	[US\$/Ton]	0,264	[Ton/MWh]	1,00	275,24
Las Vegas	2,1	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	825,24	[US\$/m3]	0,284	[m3/MWh]	27,17	261,54
Linares	0,4	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	872,94	[US\$/m3]	0,263	[m3/MWh]	26,49	256,07
Los Pinos	104,2	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	840,74	[US\$/m3]	0,227	[m3/MWh]	4,50	195,18
Los Vientos	132,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1,037,03	[US\$/Ton]	0,267	[Ton/MWh]	2,95	279,84
Maule	6,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,067,53	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	31,65	332,42
Nehuenco 01 Diesel	310,0	*	MesFeb-2018	5,0%	Petróleo Diesel	824,53	[US\$/m3]	0,190	[m3/MWh]	5,21	161,54
Nehuenco 02 Diesel	391,5	MesJun-2011	MesJun-2018	2,1%	Petróleo Diesel	824,53	[US\$/m3]	0,189	[m3/MWh]	5,21	161,29
Nehuenco 9B 01 Diesel	92,0	*	*	10,0%	Petróleo Diesel	824,53	[US\$/m3]	0,327	[m3/MWh]	4,30	274,17
Nehuenco 9B 02 Diesel	16,0	*	*	10,0%	Petróleo Diesel	824,53	[US\$/m3]	0,339	[m3/MWh]	21,50	301,18
Newen	13,1	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	355,51	[US\$/MWh]	1,000		5,00	360,51
Nueva Aldea 02 Diesel	10,0	*	*	3,3%	Petróleo Diesel	859,76	[US\$/m3]	0,345	[m3/MWh]	3,00	299,62
Nueva Renca Diesel	312,0	*	MesMar-2014	2,4%	Petróleo Diesel	1,038,94	[US\$/Ton]	0,171	[Ton/MWh]	7,50	185,16
Olivos	115,2	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,054,33	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	25,80	263,29
Petropower	54,2	*	*	3,3%	Petróleo Diesel	0,00	[US\$/MWh]	1,000		3,90	3,90
Placilla	3,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	824,23	[US\$/m3]	0,278	[m3/MWh]	22,23	251,37
Quellon 02	10,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,075,25	[US\$/Ton]	0,238	[Ton/MWh]	13,60	269,51
Quemchi	3,0	MesEne-2012	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,090,00	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	26,00	271,58
Quintay	3,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	824,59	[US\$/m3]	0,278	[m3/MWh]	22,95	252,19
Quintero 01 CA Diesel	128,0	*	MesDic-2011	2,1%	Petróleo Diesel	997,70	[US\$/Ton]	0,242	[Ton/MWh]	5,14	246,28
Quintero 02 CA Diesel	129,0	*	MesDic-2011	2,1%	Petróleo Diesel	997,70	[US\$/Ton]	0,242	[Ton/MWh]	5,14	246,28
Renca	92,0	*	*	11,0%	Petróleo Diesel	1,038,94	[US\$/Ton]	0,365	[Ton/MWh]	3,60	382,81
San Gregorio	0,4	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	872,94	[US\$/m3]	0,263	[m3/MWh]	26,49	256,07
San Isidro 02 CC Diesel	350,0	*	MesDic-2011	2,1%	Petróleo Diesel	996,27	[US\$/Ton]	0,170	[Ton/MWh]	5,29	174,85
San Lorenzo 01	28,5	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1,036,21	[US\$/Ton]	0,342	[Ton/MWh]	25,00	379,38
San Lorenzo 02	26,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1,036,21	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	24,90	419,08
Santa Lidia	139,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1,041,56	[US\$/Ton]	0,264	[Ton/MWh]	3,53	278,50
Tallal 01 Diesel	121,5	*	MesSep-2012	5,0%	Petróleo Diesel	1,029,96	[US\$/Ton]	0,254	[Ton/MWh]	6,00	267,61
Tallal 02 Diesel	123,4	*	MesSep-2012	5,0%	Petróleo Diesel	1,029,96	[US\$/Ton]	0,254	[Ton/MWh]	6,00	267,61
Teno	59,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1,009,77	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	28,40	249,53
Termopacifico	80,6	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,080,80	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	22,43	265,61
TG Peñon	81,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1,008,10	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	28,40	249,48
Tierra Amarilla	153,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,106,90	[US\$/Ton]	0,239	[Ton/MWh]	21,72	286,27
Tobral	3,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	829,68	[US\$/m3]	0,278	[m3/MWh]	26,49	257,14
Trapen	81,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1,005,17	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	28,40	248,53
Cementos Bio Bio	13,6	*	*	5,0%	Petróleo IFO-180	726,11	[US\$/Ton]	0,218	[Ton/MWh]	13,82	172,11
Huasco TG	58,0	*	*	36,0%	Petróleo IFO-180	1,010,51	[US\$/Ton]	0,348	[Ton/MWh]	7,86	359,52
Punta Colorada 01 Fuel	17,0	*	*	5,0%	Petróleo IFO-180	734,03	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	18,10	178,85

En relación al cuadro anterior, se señala lo siguiente:

- La columna “C. VAR [US\$/MWh]” corresponde al costo marginal de cada Central Térmica, utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar la prioridad de despacho de las centrales, en cada etapa y condición hidrológica. Para cada una de las centrales, su valor se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$CV = \text{Consumo Específico} \cdot \text{Costo Combustible} + \text{Costo Variable no combustible}$$

3.1 Estadística Hidrológica

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizó una muestra estadística de 50 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde Abril de 1960 hasta marzo de 2010. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de la información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

A efectos de generar una muestra que contenga situaciones más extremas y en base a la energía afluente al sistema para cada año hidrológico⁶, se agregaron tres hidrologías a la estadística real bajo los siguientes criterios:

- a) una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.
- b) una hidrología seca, que pondera los afluentes de la siguiente situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- c) una hidrología húmeda, que permite que se mantenga el promedio de la muestra ampliada y que la dispersión de la misma sea mínima.

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 53.

Para las centrales de pasada se aplicó un criterio similar, pero respetando que sus generaciones estuvieran dentro de los máximos y mínimos de cada central.

En resumen, en la presente fijación se utilizó una muestra de 50 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda.

⁶ Ver ANEXO Nº 8: ENERGÍA DE AFLUENTES ANUAL DEL SISTEMA.

3.2 Stocks de los Embalses

Las cotas iniciales para los embalses modelados en el OSE2000 fueron las siguientes:

CUADRO N° 7: COTAS ESTIMADAS PARA LOS EMBALSES⁷

Cotas iniciales estimadas al 1º de octubre de 2011	
Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.316,3
Laguna del Maule	2.158,6
Embalse Rapel	103,3
Laguna Invernada	1.290,0
Lago Chapo	229,7
Embalse Colbún	424,6
Embalse Melado	645,0
Embalse Ralco	708,0
Embalse Pangué	508,0
Poza Polcura	734,0
Embalse Machicura	257,0

3.3 Sistema de Transmisión

Se representó en forma simplificada el sistema de transmisión del SIC, cuyo diagrama unilineal referencial, se entrega en el **ANEXO N° 7: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**, incorporando instalaciones desde el nivel de 66 [kV] hasta el nivel de 500 [kV].

Los parámetros y capacidades máximas de los diferentes tramos utilizados serán remitidos al CDEC-SIC en una base de datos para que de esta forma estén disponibles para los participantes de este proceso de fijación tarifaria, la misma base de datos estará a disposición de cualquier interesado en la página web de la CNE, una vez publicado en el diario oficial el decreto de precios de nudo correspondiente a la presente fijación.

Los valores para los distintos tramos del sistema de transmisión se han determinado en base al Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC y antecedentes entregados por los propios propietarios de dichas instalaciones.

⁷ Fuente: CDEC-SIC, Abril de 2011.

3.4 Costo de Racionamiento

Los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento estipulado en el artículo N° 276 del Reglamento Eléctrico 327/99, son los siguientes:

CUADRO N° 8: COSTO DE FALLA SEGÚN PROFUNDIDAD DE LA MISMA

Profundidad de Falla	US\$/MWh
0-5%	509,30
5-10%	529,67
10-20%	561,78
Sobre 20%	605,67

Estos valores se determinan conforme a lo señalado en el **ANEXO N° 4**.

Valor único representativo, denominado Costo de Racionamiento: 512.37 [US\$/MWh]

Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo.

Este valor único representa el costo por kilowatthora en que incurrirían, en promedio, los usuarios al no disponer de energía.

3.5 Tasa de Actualización

Se utilizó la tasa de 10% que estipula el DFL N°4/2006.

3.6 Horizonte de Estudio

El horizonte de estudio utilizado fue de 10 años tarifarios (octubre 2011 a septiembre 2021).

3.7 Modelación del SIC en el OSE2000

La modelación del Sistema Interconectado Central en la presente fijación consideró los siguientes elementos.

3.7.1 Centrales Hidroeléctricas

La modelación de centrales Hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

- a) Embalses y Centrales de Embalse: Considerando la capacidad de regulación de otros embalses importantes adicionales a Lago Laja.

La modelación de los embalses considera una modelación de sus polinomios cota volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.

- b) Centrales Serie Hidráulica.

- c) Centrales de Pasada.

3.7.2 Centrales Termoeléctricas

Las centrales térmicas consideradas para el SIC se entregan en el CUADRO N°6. Estas se representan con sus costos de combustible, rendimientos y costos variables no combustible, además de su disponibilidad media de energía.

3.7.3 Sistema de Transmisión

La modelación de los sistemas de transmisión considera:

- Reducción de tramos en paralelo.
- Representación lineal de las pérdidas por tramo (5 tramos para sistema troncal, 3 tramos para el resto del sistema).
- Criterio N-1 para tramos relevantes del sistema.
- Niveles de tensión desde 66 [kV] hasta 500 [kV], en forma simplificada.
-

3.7.4 Dimensiones del Sistema modelado en OSE2000

A continuación se entrega un detalle del nivel de modelación del SIC en el OSE2000:

CUADRO N° 9: RESUMEN DE ELEMENTOS MODELADOS

N° de Barras	196
N° de Barras de Consumo	121
N° de Barras de Consumo Vegetativo	32
N° de Barras de Consumo Industrial	18
N° de Barras de Consumo Industrial y Vegetativo	71
N° de Tramos de Sistema de Transmisión	262
N° de Centrales Térmicas(*)	128
N° de Centrales de Pasada	52
N° de Embalses	6
N° de Centrales de Embalse	6
N° de Embalses Menores	4
N° de Centrales de Embalse Menor	4
N° de Centrales en Serie Hidráulica	10
N° de Centrales Eólicas	17

(*) Considera operaciones duales y tramos

En la modelación señalada, se ha considerado la Laguna del Maule como embalse, sin ninguna central de generación específica asociada a sus extracciones.

3.7.5 Otras consideraciones en la modelación del SIC

- La operación óptima obtenida con el modelo OSE2000 considera la central Rucúe en serie hidráulica con las otras centrales del complejo Laja y una operación con una cota mínima de 1.308,48 m.s.n.m. para el Lago Laja.
- Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural y que no están asociados a la construcción de las plantas de regasificación, se consideró un valor adicional de 2 US\$/MBtu a los valores proyectados de GNL por la utilización del terminal regasificador del SIC. Se considera una capacidad de 9,5 [Mm3/día] la cual es ampliable a medida que la demanda lo requiera.
- La disponibilidad completa de GNL dentro del horizonte de análisis del presente informe es el siguiente:
 - Tal Tal : Octubre 2012
 - Nueva Renca : Abril 2014
 - Candelaria I : Abril 2014

- Para las centrales existentes y en construcción, informadas por Arauco Generación S.A., la CNE ha asignado a cada una de ellas las respectivas curvas de costo por bloque de potencia que informa el propietario.
- Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Para este efecto se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche y El Toro, a prorrata de su potencia instalada.

- De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación. Sin embargo, los costos implícitos en el plan de obras no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con objeto de mantener los rangos de tensión en los límites aceptados. Así, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación para las centrales detalladas a continuación:
 - La central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 260 MW.
 - La central San Isidro II con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 260 MW.
 - Dichas condiciones de operación se mantuvieron durante todo el horizonte de análisis.
 - Durante los mantenimientos programados de las centrales utilizadas para representar la regulación de tensión en el sistema, éstas fueron reemplazadas por las centrales Nueva Renca y Nehuenco II, respectivamente, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

4 RESUMEN DE PRECIOS DE NUDO

4.1 Precio Básico de la Energía

El Precio Básico de la Energía se calculó en el Nudo Troncal Quillota 220 kV a partir de la asociación de consumos aguas abajo de esta barra. Para esto, se consideró los costos marginales esperados y energías mensuales tanto en esta barra como en las barras de consumo asociadas a esta.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación del SIC, contados a partir del 1º de Octubre de 2011, el precio básico se determina como:

$$\text{Precio Básico Energía Nudo Referencia} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{CMg_{Nref,i} \cdot E_{Nref,i}}{(1+r)^{(i-1)}}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{Nref,i}}{(1+r)^{(i-1)}}$$

Donde:

N_{ref} : Nudo Troncal definido como Subestación Básica de Energía para el Precio de Nudo Básico de la Energía, Quillota 220 kV.

$CMg_{Nref,i}$: Costo Marginal Mensual en el mes i en la Subestación Básica de Energía.

$E_{Nref,i}$: Energía Mensual en el mes i asociada a la Subestación Básica de Energía.

i : mes i -ésimo.

r : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% anual.

En el **ANEXO Nº 6** se entrega la información necesaria para determinar los precios de nudo en las barras troncales del sistema.

El Precio Básico de la Energía es de **37,028** [\$/kWh] para el Nudo Básico de referencia. En este cálculo se ha considerado una operación que recoge exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, en lo relativo a regulación de frecuencia y tensión, cuyos aspectos generales se describen en **ANEXO Nº 3**.

4.2 Precios Básicos de la Potencia de Punta

El Precio Básico de la Potencia de Punta se derivó del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas diesel. Conforme a lo establecido en el artículo 162º, N° 3 DFL N°4/2006, se identifica un precio básico de potencia en el nudo Básico de Potencia Polpaico 220 kV el que resulta igual a 4.526,79 \$/kW/mes.

Los cálculos y consideraciones se detallan en ANEXO N° 2: PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA.

4.3 Precios de Energía y Potencia Resto del SIC

4.3.1 Precios de Energía en el Resto del SIC

Los precios de energía en los restantes nudos troncales del sistema de transmisión se determinan aplicando la expresión señalada en el punto 6.1, los cuales incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en el ANEXO N° 3: CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC, FIJACIÓN DE OCTUBRE DE 2011.

Los Factores de Penalización de Energía resultan de referir los precios determinados en el resto de las subestaciones principales del SIC respecto del nudo de referencia Quillota 220 kV. La determinación de los precios mencionados entre otros factores considera las pérdidas marginales y saturaciones del sistema de transmisión así como también los costos de operación del sistema.

4.3.2 Precios de Potencia en el Resto del SIC

Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinaron aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en el punto 6.2.

Estos Factores se obtienen de referir al nudo de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre, obtenidos de acuerdo a la expresión del punto 6.1, para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en **ANEXO N° 3**.

En el CUADRO N°10 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes.

CUADRO N°10: FACTORES DE PENALIZACIÓN Y PRECIOS DE NUDO

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACIÓN		PRECIOS DE NUDO	
		POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
D. DE ALMAGRO	220	1,3380	1,3691	6.056,85	50,695
CARRERA PINTO	220	1,3322	1,3455	6.030,59	49,821
CARDONES	220	1,3501	1,3418	6.111,62	49,684
MAITENCILLO	220	1,2576	1,2515	5.692,89	46,341
PAN DE AZUCAR	220	1,3013	1,2826	5.890,71	47,492
LOS VILOS	220	1,0252	1,0330	4.640,87	38,250
QUILLOTA	220	0,9842	1,0000	4.455,27	37,028
POLPAICO	220	1,0000	0,9978	4.526,79	36,947
LAMPA	220	0,9922	0,9694	4.491,48	35,895
CERRO NAVIA	220	1,0181	1,0465	4.608,72	38,750
CHENA	220	1,0182	1,0457	4.609,18	38,720
ALTO JAHUJEL	220	1,0072	1,0308	4.559,38	38,168
PAINE	154	1,0241	1,0495	4.635,89	38,861
RANCAGUA	154	1,0115	1,0330	4.578,85	38,250
PUNTA CORTES	154	1,0147	1,0534	4.593,33	39,005
TILCOCO	154	1,0054	1,0268	4.551,23	38,020
SAN FERNANDO	154	1,0187	1,0346	4.611,44	38,309
TENO	154	0,9978	1,0136	4.516,83	37,532
ITAHUE	154	0,9775	1,0015	4.424,94	37,084
ANCOA	220	0,9841	0,9812	4.454,81	36,332
CHARRUA	220	0,8677	0,9359	3.927,90	34,655
TEMUCO	220	0,8747	0,9512	3.959,58	35,221
LOS CIRUELOS	220	0,8685	0,9439	3.931,52	34,951
VALDIVIA	220	0,8762	0,9739	3.966,37	36,062
BARRO BLANCO	220	0,8636	0,9733	3.909,34	36,039
PUERTO MONTT	220	0,8823	0,9941	3.993,99	36,810

FORMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

4.4 Indexación del Precio de la Potencia de Punta⁸

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

$$P_{pot}[US\$/kW/mes] = P_{bpot} \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_o} \cdot \frac{1+d}{1+d_o} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_o}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_o} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_o} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} \right]$$

Potencia Central [MW]	Potencia Central [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
Polpaico	70	0,43522	0,13972	0,14134	0,28372

En que:

DOL : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación publicado por el Banco Central.

d : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1, aplicable en el país, exceptuando la zona franca de extensión de Iquique.

IPC e IPM : Índices de precios al consumidor y de precios al por mayor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPIturb : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al

⁸ La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el "ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC Y SING". Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Decreto Supremo N° 327 de 1997, modificado por el Decreto Supremo N° 158 de 2003, específicamente en su artículo 277.

- sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI : Producer Price Index- Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov,WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- DOL₀ : Dólar observado EEUU promedio del mes de agosto de 2011 publicado por el Banco Central (**466,79**[\$/US\$]).
- d₀ : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos correspondiente al mes de agosto de 2011, en %/1, aplicable en el país, exceptuando la zona franca de extensión de Iquique (6%).
- IPCo e IPMo : Valores de IPC y de IPM correspondientes a julio de 2011 (103,89 y 301,1 respectivamente). IPC determinado, en conformidad a lo estipulado el Decreto Supremo N° 322 de 2010 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. IPM determinado como el producto entre el IPM del mes respectivo (109,35, base Noviembre 2007 = 100) y la razón entre, el IPM Noviembre 2007 en la base anterior (265,08) y el valor base Nov-2007 (100)).
- PPI_{turb₀} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de Marzo de 2011 (211,9).
- PPI_o : Producer Price Index- Commodity correspondiente al mes de Marzo de 2011 (199,2).

4.5 Indexación del Precio de la Energía

Los parámetros de la fórmula de indexación de la energía se obtienen y justifican mediante:

El precio de nudo de la energía será indexado respecto de las variaciones que experimente el precio medio de mercado, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Precio Energía} = \text{Precio base} \cdot \left[\frac{\text{PMM}_i}{\text{PMM}_0} \right]$$

Donde:

PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión, correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM_0 : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión, correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de mayo a agosto de 2011.

A más tardar el primer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico, el valor del PMM_i respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos de clientes libres serán indexados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC), al mes anterior al cual se realice la aplicación de la fórmula de indexación de la energía.

5 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

5.1 Indexación Cargos por Energía Reactiva

Los cargos por energía reactiva de la fijación de Octubre de 2011 varían en un 1,06 % respecto de la fijación de Abril de 2011, cifra que corresponde a un 0,43 % por la variación del tipo de cambio (Dólar Acuerdo) entre septiembre 2011 y Agosto de 2011 y a un 0,63 % por variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica (IPM USA), en seis meses (Enero 2011 - Junio 2011).

5.2 Condiciones de Aplicación

Los nuevos cargos para estos rangos se presentan en el CUADRO N° 11, y se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en el CUADRO N° 11 para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en el CUADRO N° 11, será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, se deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los recargos presentados en el CUADRO N° 11.

Los términos y condiciones de dichos balances deberán ser determinados a través de un informe de la Dirección de Peajes.

CUADRO N° 11: CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA INDUCTIVA SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN DE PUNTO DE COMPRA

Cuociente (%)	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Desde 0 y hasta 10	0,000	0,000	0,000
Sobre 10 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	4,689	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	8,443	8,443	0,000
Sobre 40 y hasta 50	8,443	8,443	8,443
Sobre 50 y hasta 80	11,251	11,251	11,251
Sobre 80	14,059	14,059	14,059

6 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes o anteriores a un día laboral festivo de dichos meses.

7 CARGO UNICO TRONCAL (CU)

La deuda determinada en la fijación de precios de nudo de octubre 2009, correspondiente al uso del Sistema de Transmisión Troncal durante el período 2004-2007, será actualizada en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Octubre 2010, descontando a la deuda lo facturado a la fecha por la aplicación del CU vigente. Esta última información será requerida a la DP del CDEC-SIC.

Deuda Actualizada [millones \$] ⁹	
Segmento	16 Sep 2004-2007
CU2	12.845
CU45-30	1.521

Del mismo modo, se requerirá de la DP del CDEC-SIC la información correspondiente a lo facturado por concepto de CU con el objeto de revisar lo recaudado por la aplicación de los cargos por uso del sistema de transmisión troncal del año 2008.

El Cargo Único Traspasable a Usuarios Sometidos a Regulación de Precios y Cargo Único segmento de usuarios que se señala en la LGSE, artículo 102°, letra a), párrafo segundo, que se encuentran vigentes se presentan en el siguiente cuadro.

Período de Utilización STT	CU2 \$/kWh	CU30-45 \$/kWh
2004-2007	0,601	0,132
2010	0,596	0,248
CU	1,197	-

⁹ IPC mes agosto 2010 = 105,00

ANEXOS

8 ANEXO Nº 1: PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios contenidos en el CUADRO Nº 6, se modelaron para el horizonte de estudio a través de los factores obtenidos de las proyecciones de los cuadros Nº 12, 13 y 14.

Para el carbón, la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del carbón térmico. Para los combustibles diesel, fuel y mezcla diesel-fuel, la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo WTI. La modulación de precios del GNL se realizó a través del coeficiente de modulación en base a precio proyectado de GNL en Chile.

CUADRO Nº 12: PROYECCIÓN PRECIO DE CARBÓN¹⁰

Carbón Térmico		
Año	Precio US\$/Ton	Factor de Modulación
2011	105,43	1,0000
2012	110,59	1,0490
2013	115,24	1,0931
2014	105,43	1,0001
2015	106,62	1,0114
2016	110,79	1,0509
2017	115,21	1,0928
2018	120,28	1,1409
2019	124,23	1,1783
2020	126,03	1,1954
2021	127,62	1,2105

CUADRO Nº 13: PROYECCIÓN PRECIO DE CRUDO WTI¹¹

¹⁰ Estimación CNE 2011-2013 en base a precios futuros Nymex. Período 2014 en adelante modulación en base a proyección Purvin&Getz.

Crudo WTI		
Año	Diesel Paridad [US\$/bbl]	Factor de Modulación
2011	100,44	1,00
2012	99,83	0,99
2013	103,53	1,03
2014	106,07	1,06
2015	110,03	1,10
2016	113,80	1,13
2017	118,93	1,18
2018	124,24	1,24
2019	127,52	1,27
2020	130,94	1,30
2021 en adelante	134,43	1,34

CUADRO N°14: PROYECCIÓN GNL EN CHILE¹².

Año	Precio GNL [US\$/MMBtu]
2011	6,13
2012	6,38
2013	6,90
2014	7,67
2015	8,44
2016	9,20
2017	9,93
2018	10,66
2019	11,38
2020	12,10
2021 en adelante	12,79

Para las centrales recomendadas en el Plan de Obras, cuyo combustible principal es líquido, se utilizó precios de combustible de las centrales más cercanas, incluyendo la modulación correspondiente.

¹¹ Estimación CNE en base a proyección Purvin and Gertz a agosto de 2011.

¹²Hasta diciembre 2013 se utiliza precios futuros del 23.08.11 para Henry Hub (NYMEX) y del 16.08.11 para Brent (ICE) 2014 en adelante, modulación de los precios futuros con las variaciones anuales de los precios proyectados por Purvin&Gertz en escenario alto.

9 ANEXO Nº 2: PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA

9.1 Cálculo del Precio de Energía en Nudo Básico Quillota 220 kV

CUADRO Nº 15: COSTOS MARGINALES ESPERADOS Y ENERGÍA EN BARRA DE REFERENCIA QUILLOTA 220

Costos Marginales y Demanda en Quillota 220							
MES		CMg	Demanda	MES		Demanda	
		[US\$/MWh]	[GWh]			[GWh]	
Octubre	2011	108.444	368.5	Octubre	2013	51.249	390.5
Noviembre	2011	101.957	361.9	Noviembre	2013	46.900	383.6
Diciembre	2011	96.814	381.9	Diciembre	2013	47.699	404.8
Enero	2012	127.077	394.4	Enero	2014	61.882	424.3
Febrero	2012	137.639	361.5	Febrero	2014	75.111	383.8
Marzo	2012	155.138	363.6	Marzo	2014	93.397	391.8
Abril	2012	144.574	368.7	Abril	2014	83.017	396.2
Mayo	2012	117.005	376.2	Mayo	2014	71.304	404.0
Junio	2012	94.413	368.7	Junio	2014	62.030	396.1
Julio	2012	86.685	374.8	Julio	2014	63.919	402.6
Agosto	2012	83.304	374.0	Agosto	2014	61.145	401.7
Septiembre	2012	69.343	339.3	Septiembre	2014	53.663	365.4
Octubre	2012	52.817	376.4	Octubre	2014	46.411	404.2
Noviembre	2012	48.730	369.7	Noviembre	2014	43.730	397.1
Diciembre	2012	56.720	390.1	Diciembre	2014	49.018	419.1
Enero	2013	73.945	409.6	Enero	2015	62.511	439.3
Febrero	2013	92.651	370.6	Febrero	2015	76.669	397.2
Marzo	2013	100.683	377.7	Marzo	2015	91.006	405.9
Abril	2013	85.749	382.6	Abril	2015	98.258	409.9
Mayo	2013	76.954	390.3	Mayo	2015	84.101	418.0
Junio	2013	68.008	382.6	Junio	2015	70.877	409.7
Julio	2013	64.689	388.9	Julio	2015	72.216	416.4
Agosto	2013	61.918	388.1	Agosto	2015	69.378	415.6
Septiembre	2013	55.822	352.3	Septiembre	2015	56.668	378.3

Promedio ponderado: 79,325 [US\$/MWh]

Precio de la energía en nudo Quillota 220 kV:

$\text{Precio Básico Energía} = 79,325 \text{ [US$/MWh]} \cdot 466,79 \text{ [$/US$]} = 37,028 \text{ (\$/kWh)}$
--

El precio básico de la energía se ha calculado de acuerdo a la expresión del punto 6.1. Asimismo, el precio básico de la energía se ha determinado considerando el stock de agua de los embalses al 1º de **Octubre de 2011**, tal como exige el DFL N°4/2006 en su artículo 162º, numeral dos.

9.2 Cálculo del Precio Básico de la Potencia¹³

En el Sistema Interconectado Central se establece Polpaico 220 kV como la subestación básica de la potencia de punta. Se considera la Unidad de punta como una turbina a gas diesel de 70 MW con un MRT igual a 11,76%

El detalle de la determinación del precio, se efectúa conforme se señala a continuación:

9.2.1 Cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta en el Sistema Interconectado Central

El costo mensual de potencia se calcula según la siguiente fórmula:

$$P_{pot}[US\$/kW/mes] = \{ (C_{TG} \cdot FRC_{TG} + C_{SE} \cdot FRC_{SE} + C_{LT} \cdot FRC_{LT}) \cdot CF + C_{op} \} \cdot (1 + MRT) \cdot FP$$

<p>Precio Básico Potencia = 9,6977 · 466,79 = 4.526,79 (\$/kW/mes)</p>

10 ANEXO Nº 3: CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC, FIJACIÓN DE OCTUBRE DE 2011

10.1 Simplificaciones Adoptadas

Para la modelación del sistema eléctrico se han adoptado las siguientes simplificaciones:

- a) Modelación uninodal del sistema eléctrico para la determinación de indisponibilidad de generación.
- b) Modelación multinodal para la determinación de indisponibilidad de transmisión.

¹³ La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el "ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC Y SING". Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Decreto Supremo Nº 327 de 1997, modificado por el Decreto Supremo Nº 158 de 2003, específicamente en su artículo 277.

- c) Factores de penalización determinados por la CNE producto de una actualización que incorpora las nuevas condiciones del SIC, tanto en generación como en transmisión determinadas con el Modelo Multinodal-Multiembalse OSE2000.

10.2 Calidad de Suministro y Reglamento Eléctrico

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Indisponibilidad de Generación, Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión

10.2.1 Indisponibilidad de Generación

Se determinó la indisponibilidad de generación implícita asociada al plan de obras utilizado en la presente fijación de precios.

La indisponibilidad del sistema de generación es representada a través del desarrollo de un modelo estático, anual, que considera la curva de duración de la demanda del sistema, las indisponibilidades características de las unidades generadoras del sistema y las condiciones de corto plazo que presenta la oferta de generación hidráulica para el caso de un sistema hidro-térmico.

La modelación utilizada, reemplaza las unidades generadoras reales por unidades ideales con disponibilidad igual a 100%, obteniéndose la curva de duración de la demanda "equivalente" a partir del proceso de convolución entre la curva de duración de la demanda y las distribuciones de indisponibilidad de cada una de las unidades del sistema.

Una vez obtenida la curva de duración de la demanda equivalente y a partir de la capacidad de oferta de potencia reconocida al sistema, se obtiene la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) como indicador que representa el número de horas esperado en que el sistema de generación no es capaz de absorber la demanda de potencia del sistema durante las horas de punta.

La indisponibilidad de generación obtenida en el SIC expresada en horas al año:

Indisponibilidad de Generación = 1,90 horas/año

10.2.2 Indisponibilidad de Transmisión

La indisponibilidad de transmisión se trató mediante afectación directa de los factores de penalización, considerando que la modelación del sistema de transmisión que les dio origen no incorporó factores de indisponibilidad.

Para ello, y como simplificación del problema, se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima utilizando una versión del modelo multinodal PCP¹⁴.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0.00136 horas/Km al año, se simuló la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas. Se consideró la salida sucesiva de 21 tramos redespachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda, y a su distribución de costos marginales por barra, se asignó la probabilidad correspondiente determinando un coeficiente promedio de sobre costo por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de línea.

Como costo de falla se usó el costo correspondiente al primer tramo de falla. Se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

Indisponibilidad de Transmisión = 1,63 horas/año

Factor de Sobre costo por Indisponibilidad = 1,000183 p.u

Se afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobre costo. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este Informe, incluyen este coeficiente de sobre costo.

Cabe señalar lo siguiente:

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.

¹⁴ El Modelo PCP fue revisado y aprobada su utilización en el CDEC-SIC por la Comisión Nacional de Energía con motivo de la divergencia surgida en Sesión N°72.1/98.

- Los parámetros definidos no deben entenderse como una condicionante del trabajo que el CDEC debe efectuar para cumplir con lo establecido en la letra d) del Artículo 36º del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

1 ANEXO Nº 4: ACTUALIZACIÓN VALOR COSTO DE FALLA

1.1 Introducción

En base al “Estudio de Costo de Falla de Larga duración” remitido al CDEC SIC con carta CNE Nº 1410 de 20 de Septiembre de 2007 para su distribución entre las empresas integrantes, se presenta a continuación la estructura aplicable a la determinación del costo de falla.

Conforme a lo anterior, el costo de falla medio del SIC está determinado para restricciones de 5, 10, 20 y 30%, y períodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Se consideró el efecto en el costo de falla para el SIC debido al efecto en cinco sectores: sector residencial, sector comercial, sector minero, sector transporte y sector industrial.

Para cada una de las cinco componentes señaladas, se presenta a continuación la respectiva fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla para el SIC, luego de ponderar sus respectivos costos con los siguientes porcentajes:

Sector	Ponderador
RESIDENCIAL	6,20%
COMERCIAL	8,87%
MINERO	36,72%
TRANSPORTE	0,09%
INDUSTRIAL	48,12%

1.2 Variación en el Costo de Falla de Sectores Residencial y de Servicios

1.2.1 Fórmula de Indexación

- a) Sector Residencial: Variación promedio en las Tarifas BT1-a, del cargo por energía base, con respecto al promedio observado en Diciembre de 2004 (BT1A/BT1Ao), denominado IB. El valor de BT1Ao es 61,735.
- b) Sector Servicios: Variación promedio en las Tarifas BT2, del cargo por energía, con respecto al promedio observado en Diciembre de 2004 (BT2/BT2o), denominado IC. El valor de BT2o es 27,088.

1.2.2 Comunas Consideradas

Las comunas a considerar y su participación en el cálculo de la variación promedio por Tarifa son las siguientes:

CUADRO N° 16 COMUNAS CONSIDERADAS.

Comunas Consideradas			
Nombre		Participación en el promedio	
Comuna	Empresa	BT1A	BT2
Santiago	Chilectra	43,23 %	44,71 %
Valparaiso	Chilquinta	23,71 %	20,94 %
Temuco	CGE	20,04 %	24,55 %
Puerto Montt	Saesa	13,02 %	9,81 %
Total		100,00 %	100,00 %

1.3 Variación en el Costo de Falla del Sector Productivo

1.3.1 Componentes del Costo de Falla Productivo

Considerando la siguiente participación de los componentes del costo de falla en sectores productivos:

CUADRO N° 17: COMPONENTES DEL COSTO DE FALLA POR SECTOR PRODUCTIVO.

Escenario	SIC					Total %
	C. Bienestar %	C. Autogen. %	C. Produc. %	C. Arr. Compra %	C. Otros %	
	B	A	P	C	O	
1 mes, 5%	1,34%	8,04%	86,84%	0,72%	3,06%	100%
2 meses, 5%	1,07%	6,4%	89,58%	0,52%	2,44%	100%
10 meses, 5%	1,06%	6,5%	89,52%	0,41%	2,51%	100%
1 mes, 10%	0,59%	5,92%	90,12%	0,87%	2,5%	100%
2 meses, 10%	0,54%	5,34%	91,27%	0,55%	2,3%	100%
10 meses, 10%	0,46%	4,69%	92,6%	0,27%	1,98%	100%
1 mes, 20%	0,26%	5,19%	91,46%	0,65%	2,44%	100%
2 meses, 20%	0,26%	5,15%	91,68%	0,43%	2,48%	100%
10 meses, 20%	0,24%	4,91%	92,35%	0,23%	2,27%	100%
1 mes, 30%	0,17%	4,57%	92,68%	0,56%	2,02%	100%
2 meses, 30%	0,17%	4,57%	92,87%	0,39%	2,00%	100%
10 meses, 30%	0,16%	4,38%	93,43%	0,19%	1,84%	100%

1.3.2 Componentes del Costo de Falla Productivo

Para cada uno de los tramos y meses deberá determinarse la siguiente expresión:

$$IA = B \cdot PM/PM_0 + A \cdot PD/PD_0 + P \cdot IPM/IPM_0 + C \cdot EQ/EQ_0 + O \cdot RH/RH_0$$

Considerando lo siguiente:

- B : Componente del costo de falla del sector productivo asociado al Bienestar (%).
- A : Componente del costo de falla del sector productivo asociado a la Autogeneración (%).
- P : Componente del costo de falla del sector productivo asociado a la Producción (%).
- C : Componente del costo de falla del sector productivo asociado al Arriendo y Compra de Equipos (%).
- O : Componente del costo de falla del sector productivo asociado a Otros Ajustes (%).
- PNE : Precio Base de Energía en la Subestación Troncal Alto Jahuel 220kV, en \$/kWh (s/IVA). Valor al segundo mes anterior al que se aplica la indexación.
- PNP : Precio Base de Potencia en la Subestación Troncal Alto Jahuel 220kV, en \$/kW-mes (s/IVA). Valor al segundo mes anterior al que se aplica la indexación.
- PM : Precio Monómico de electricidad en la Subestación Troncal Alto Jahuel para nivel de 220kV. $PM = PNE + PNP / (730 \cdot 0.72)$.
- PD : Precio del petróleo diesel base Paridad CNE, en \$/m3, incluidos los efectos del FEPP (s/IVA). Valor al promedio del mes anterior al que se aplica la indexación.
- IPM : Índice de Precios al por Mayor publicados por el INE. Valor al segundo mes anterior al que se aplica la indexación.
- DO : Promedio mensual para el Dólar Observado que determina el Banco Central. Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- Ta : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos fuera de zona franca. Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- PCU : Producer Price Index. Turbines and turbine generator sets. Series. (ID : PCU33361133361105). Valor al sexto mes anterior al que se aplica la indexación.
- EQ : $EQ1 = DO \cdot PCU \cdot (1 + Ta)$.
- RH : Índice Real de Remuneraciones por Hora del INE. Valor al tercer mes anterior al que se aplica la indexación.

1.4 Cálculo del Valor de Costo de Falla Medio SIC

1.4.1 Indexadores

CUADRO N° 18: INDEXADORES

Indexadores				
Indexadores	Base (Dic-04)	abr-11	Var (%)	Fecha Indexadores
PNE	19.14	47.25	146.95	feb-11
PNP	3,720.44	4,715.49	26.75	feb-11
PM	26.21	56.23	114.49	feb-11
PD	226,271.82	388,984.43	71.91	mar-11
IPM	220.18	289.86	31.65	feb-11
DO	576.17	479.65	-16.75	mar-11
Ta	0.06	0.06	0.00	mar-11
PCU	100.30	130.50	30.11	oct-10
EQ	61,257.24	66,349.98	8.31	-

Indexadores	Base (Dic-04)	abr-11	Var (%)	Fecha Indexadores
RH	92.81	136.82	47.42	ene-11

Nombre		sep-11		Fecha Indexadores
Comuna	Empresa	BT1A (\$/kWh)	BT2 (\$/kWh)	feb-11
Santiago	Chilectra	97.06	63.82	
Valparaíso	Chilquinta	116.76	73.79	
Temuco	CGE	111.37	71.62	
Pto. Montt	Saesa	126.26	70.25	
Equivalente a Feb-2011		108.40	68.45	
Valor Base		61.74	27.09	
Var (%)		75.58	152.70	

1.4.2 Indexación

A continuación se presentan los componentes del Costo de Falla Medio del SIC, por sector Productivo, Residencial y Servicios y el valor de su respectivo indexador (IA, IB e IC).

CUADRO N° 19: INDEXADORES DE LOS COSTOS DE FALLA DE LOS DISTINTOS SECTORES.

Indexador (%)			
Sector Productivo (IA)			
Porcentaje	Meses		
	1	2	10
5	140,77	139,97	140,04
10	139,35	139,18	138,93
20	138,91	138,97	138,90
30	138,59	138,64	138,61
Sector Residencial (IB)			
5	181,98	181,98	181,98
10	181,98	181,98	181,98
20	181,98	181,98	181,98
30	181,98	181,98	181,98
Sector Servicios (IC)			
5	267,99	267,99	267,99
10	267,99	267,99	267,99
20	267,99	267,99	267,99
30	267,99	267,99	267,99

Finalmente, considerando la siguiente expresión para la determinación del Costo de Falla Medio del SIC, y los valores del CUADRO N°20, se obtiene lo siguiente:

$$\text{CFALLA} = \text{CFP} \cdot \text{IA} + \text{CFR} \cdot \text{IB} + \text{CFS} \cdot \text{IC}$$

CUADRO N°20: COSTO DE FALLA MEDIO SIC

COSTO DE RACIONAMIENTO SIC - BASE						COSTO DE RACIONAMIENTO INDEXADO SIC					
	Duración	Profundidad					Duración	Profundidad			
		5%	10%	20%	30%			5%	10%	20%	30%
Industrial	1 mes	28,3	29,6	31,1	37,0	Industrial	1 mes	39,8	41,3	43,2	51,3
	2 meses	28,3	30,0	31,5	37,3	Industrial	2 meses	39,7	41,7	43,8	51,8
	10 meses	28,9	50,9	43,9	47,0	Industrial	10 meses	40,5	70,7	60,9	65,1
Minería	1 mes	27,5	30,0	34,7	35,6	Minería	1 mes	38,7	41,8	48,2	49,3
	2 meses	27,0	29,5	33,8	35,1	Minería	2 meses	37,8	41,1	47,0	48,7
	10 meses	28,5	31,1	35,4	36,4	Minería	10 meses	39,9	43,1	49,2	50,5
Transporte	1 mes	26,2	27,0	27,3	27,4	Transporte	1 mes	36,9	37,7	37,9	37,9
	2 meses	26,2	27,0	27,3	27,4	Transporte	2 meses	36,7	37,6	37,9	38,0
	10 meses	26,2	27,0	27,3	27,4	Transporte	10 meses	36,7	37,5	37,9	37,9
Residencial	1 mes	109,3	109,3	109,3	109,3	Residencial	1 mes	198,9	198,9	198,9	198,9
	2 meses	99,0	99,0	99,0	99,0	Residencial	2 meses	180,1	180,1	180,1	180,1
	10 meses	55,2	55,2	55,2	55,2	Residencial	10 meses	100,5	100,5	100,5	100,5
Comercial	1 mes	27,2	27,2	27,2	27,2	Comercial	1 mes	72,9	72,9	72,9	72,9
	2 meses	23,1	23,1	23,1	23,1	Comercial	2 meses	61,9	61,9	61,9	61,9
	10 meses	14,2	14,2	14,2	14,2	Comercial	10 meses	38,2	38,2	38,2	38,2
TOTAL	1 mes	52,2	54,1	57,3	61,6	TOTAL	1 mes	52,2	54,1	57,3	61,6
	2 meses	49,7	51,9	55,0	59,5	TOTAL	2 meses	49,7	51,9	55,0	59,5
	10 meses	43,8	59,5	57,0	59,5	TOTAL	10 meses	43,8	59,5	57,0	59,5
						TOTAL					
		US\$/MWh						509,3	529,7	561,8	605,7

Tramos de Costo de Falla Medio a OSE 2000

Los tramos de falla ingresados al modelo OSE2000 se determinan de acuerdo a: lo siguiente:

- Para ponderar la ocurrencia de los tres escenarios de racionamiento (1, 2 y 10 meses) se consideró de probabilidad despreciable el escenario 10 meses, ponderándose en un 50% los de 1 y 2 meses.
- A continuación, se estableció como costo de falla de los tramos 0-5%, 5-10%, 10-20% y sobre 20%, lo siguiente:
 - Tramo 0-5% : Promedio del Porcentaje 5%

- Tramo 5-10% : Promedio de los Porcentajes 5 y 10%
- Tramo 10-20% : Promedio de los Porcentajes 10 y 20%
- Sobre 20% : Promedio del Porcentaje 30%.

Así, el costo de falla utilizado en la presente fijación en [US\$/MWh] y según profundidad, es el siguiente:

CUADRO N° 21: TRAMOS DE COSTO DE FALLA UTILIZADOS.

Profundidad de Falla	US\$/MWh
0-5%	509,30
5-10%	529,67
10-20%	561,78
Sobre 20%	605,67

2 ANEXO Nº 5: ESTUDIO PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE MÍNIMO COSTO DE ABASTECIMIENTO DEL SIC OCTUBRE DE 2011

2.1 Introducción

En Chile la legislación vigente le entrega a la Comisión Nacional de Energía la responsabilidad de velar por el buen desarrollo del sector eléctrico. Para cumplir adecuadamente esta labor en materias de generación y de transmisión de electricidad, la Comisión debe analizar periódicamente la evolución de la demanda y de la oferta de electricidad.

A continuación se entregan los antecedentes y bases utilizadas para determinar el Programa de Obras correspondiente a la fijación de precios de nudo de OCTUBRE de 2011.

2.2 Proyectos de Generación

2.2.1 Alternativas de expansión del parque generador

A partir de la información disponible por esta Comisión, se conformó un set de proyectos factibles de ser desarrollados en el horizonte 2011-2021, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. En el proceso de optimización se consideró aquellas alternativas de generación técnica y económicamente factibles de ser desarrolladas en el horizonte de planificación a utilizar. Similar criterio se aplicó para las instalaciones de transmisión. Los criterios generales aplicados en la elección de los proyectos analizados fueron los siguientes:

2.2.1.1 Centrales ciclo combinado a gas natural desde Argentina

No se consideró, en los planes de expansión analizados, la incorporación al parque generador de centrales genéricas de ciclo combinado.

Sin perjuicio de lo anterior, se estudió alternativas de expansión del parque generador incluyendo centrales a gas natural en ciclo abierto, las cuales tienen como respaldo de operación GNL, cuyo tratamiento se detalla a continuación, o Diesel, dado que estas centrales realizan un aporte importante en el bloque de demanda máxima del sistema en los meses de febrero, marzo y abril.

2.2.1.2 Centrales a Gas Natural Licuado

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural y que no están asociados a la construcción de las plantas de regasificación, se consideró un valor adicional de 2 US\$/MBtu a los valores proyectados de GNL por la utilización del terminal regasificador del SIC. Se considera una capacidad de 9,5 Mm³/día la cual es ampliable a medida que la demanda lo requiera

En relación al precio de este combustible, se consideró una proyección cuyo valor comienza en torno a 6,13 US\$/MBtu, para ir aumentando en el futuro de acuerdo a lo indicado en el **ANEXO N°1**.

2.2.1.3 Centrales a Carbón

Otra de las opciones energéticas analizadas tiene que ver con centrales que utilizan carbón como insumo principal. A partir de antecedentes disponibles por esta Comisión, se conformaron proyectos tipo de 150, 200, 250 y 400 MW, factibles de ser localizado en las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, del Biobío y de los Lagos, con costos unitarios de inversión de 2.350 US\$/kW.

Los costos de inversión de estos proyectos incluyen la realización de puertos, necesario para la descarga y almacenamiento del carbón, y los costos de los equipos de mitigación ambiental.

2.2.1.4 Centrales Hidroeléctricas

A partir de los antecedentes disponibles en esta Comisión, se conformaron proyectos tipo en base a módulos de generación de 460 MW, 500 y 660 MW, factibles de ser localizados en la XI Región, con costos unitarios de inversión de 2.000 US\$/kW.

Los costos de inversión de estos proyectos, de manera referencial, incluyen los costos de transmisión y los costos asociados al cumplimiento de la normativa ambiental, así como otros costos de mitigación.

Asimismo, se consideró otros proyectos hidroeléctricos de menor envergadura, de acuerdo a lo informado a esta Comisión por las propias empresas, para las que se consideró un costo unitario de inversión de 2.100 US\$/kW.

Las estadísticas de afluentes se ha representado a través de caudales mensuales para las 50 hidrologías a partir de abril de 1960, agregándose 3 afluentes sintéticos, en concordancia con el procedimiento aplicado al resto de las centrales hidroeléctricas utilizadas en la modelación.

2.2.1.5 Centrales Eólicas y Geotérmicas

En virtud a lo estipulado en la ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado en el presente plan de obras la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías.

Como costos asociados a inversiones en parques de generación eólicos, se ha utilizado 2.300 US\$/KW para una potencia instalada de 50 MW.

En virtud de los plazos de construcción de los nuevos parques de generación eólicos, se ha considerado que éstos pueden entrar en servicio a partir de marzo de 2013.

A partir de antecedentes disponibles por esta Comisión, se conformaron proyectos tipo de 50 MW, factibles de ser localizados en las regiones de Coquimbo y del Biobío, con costos unitarios de inversión de 2.300 US\$/kW.

Los costos de inversión de estos proyectos incluyen la subestación y la línea de conexión el sistema.

Las estadísticas de vientos para las regiones señaladas, se han representado a través de la modulación mensual de las potencias máximas de estos proyectos, de acuerdo a lo mostrado en los gráficos N° 5 y N° 6.

GRÁFICO Nº 4: FACTOR DE PLANTA CENTRAL EÓLICA - REGIÓN DE COQUIMBO

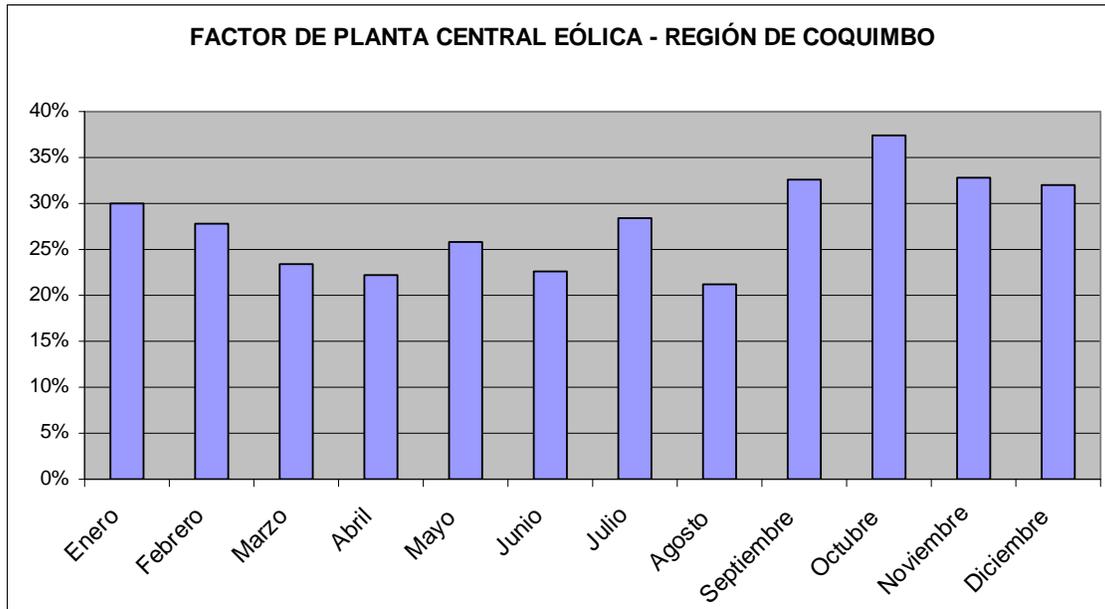
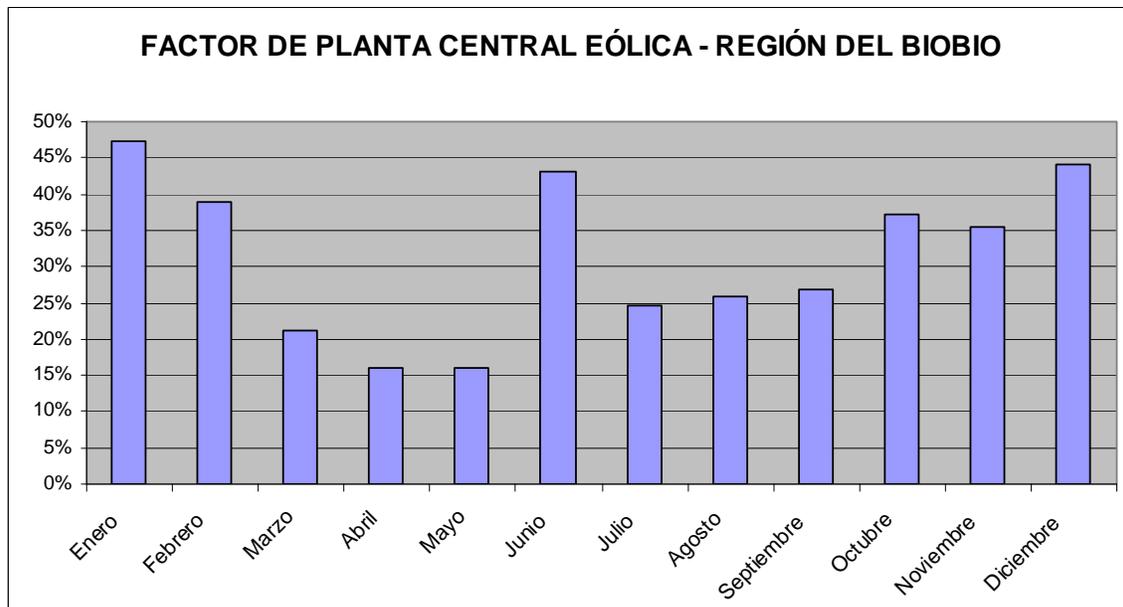


GRÁFICO Nº 5: FACTOR DE PLANTA CENTRAL EÓLICA - REGIÓN DEL BIOBIO



Se ha considerado como alternativa de expansión centrales geotérmicas ubicadas en la zona cordillerana de las Regiones del Maule y del Biobío, conectándose al SIC en la S/E Ancoa y S/E Charrúa respectivamente, con costos unitarios de inversión de 3.550 US\$/kW.

Para dar coherencia al estudio de plan de obras, fue necesario incorporar obras de transmisión que permitieran evacuar la energía aportada por las nuevas centrales recomendadas.

2.3 Obras de Transmisión

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en los Decretos Supremos 316 y 357, del 2008, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; y Decretos Exentos N° 642¹⁵ y N° 942, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Se consideraron también los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 243 de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central para los doce meses siguientes.

Por su parte, fueron incluidos en la presente fijación, los proyectos indicados en la Resolución Exenta N° 13 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 6 de enero de 2011.

2.4 Otras Consideraciones y Alternativas de Desarrollo

2.4.1 Modelamiento de Centrales Hidroeléctricas Genéricas

Sin perjuicio de su inclusión en los planes de expansión a analizados, se consideró lo siguiente para este tipo de centrales:

Se ha asociado a cada módulo de generación un costo fijo de inversión de transmisión en corriente continua, de tipo referencial y proporcional al tamaño de cada módulo. Estos costos son los correspondientes a la transmisión en corriente continua necesaria para la conexión al centro de carga del sistema, incluidos los refuerzos necesarios en el centro de carga del sistema.

¹⁵ Modificado por los Decretos Exentos N° 1.063, y N 1.349 de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

2.4.2 Modelamiento centrales genéricas ciclo combinado gas natural

Sin perjuicio de su inclusión en los planes de expansión a analizados, se consideró lo siguiente para este tipo de centrales:

- Proyecto de referencia de central ciclo combinado tiene una potencia de 372 MW ISO.
- Esta potencia se ve reducida por efecto de la degradación por instalación y altura, determinando diferentes potencias netas según la ubicación del proyecto.
- En esta potencia y costos de inversión de la central, no está incluido el fuego adicional. La potencia final de cada central se obtiene como la suma de la potencia degradada de acuerdo al punto anterior y la potencia del fuego adicional, esto es, el 10% de la potencia degradada. El costo de inversión total se obtiene incrementando el costo de inversión ISO un 3%.
 - a) Potencia Central firme = Potencia ISO degradada*0,9
 - b) Potencia Central interrumpible = Potencia ISO degradada*0,1
 - c) Potencia Central fuego adicional = Potencia ISO degradada*0,1

Potencia Central final = a + b + c

Se ha considerado en el costo de inversión de las centrales ciclo combinado a gas natural recomendadas, un monto equivalente a la instalación de equipos de respaldo para efectuar una operación con combustible tipo Diesel

2.5 Bases del Estudio

2.5.1 Criterios Generales

El período de estudio es de 10 años, más dos años de relleno, a contar de **Octubre de 2011**.

La tasa de descuento a utilizar es 10% anual, de acuerdo al DFL N°4/2006.

2.5.1 Proyección del consumo

La proyección de ventas SIC a utilizar para elaborar el Programa de Obras se muestra a continuación.

CUADRO N° 22: PREVISIÓN DE VENTAS EN EL SIC

Proyección de Demanda de Energía SIC [GWh]											
SISTEMA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SIC Norte	5.197	5.592	6.553	7.713	8.973	9.568	10.194	10.860	11.570	12.327	13.009
SIC Centro	25.306	26.860	28.390	29.660	31.063	32.881	34.779	36.768	38.870	41.090	43.353
SIC Itahue	3.736	3.878	4.094	4.311	4.523	4.749	5.007	5.276	5.558	5.856	6.178
SIC Concepcion	3.378	3.595	3.766	3.975	4.163	4.428	4.702	4.992	5.299	5.626	5.937
SIC Sur	2.430	2.376	2.386	2.505	2.636	2.790	2.953	3.123	3.302	3.493	3.686
SIC Austral	3.104	3.229	3.396	3.558	3.715	3.933	4.134	4.341	4.558	4.786	5.049
TOTAL	43.151	45.531	48.584	51.723	55.074	58.349	61.768	65.359	69.158	73.176	77.211

Proyección de Demanda de Energía SIC [%]											
SISTEMA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SIC Norte	6,8%	7,6%	17,2%	17,7%	16,3%	6,6%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	5,5%
SIC Centro	3,7%	6,1%	5,7%	4,5%	4,7%	5,9%	5,8%	5,7%	5,7%	5,7%	5,5%
SIC Itahue	6,0%	3,8%	5,6%	5,3%	4,9%	5,0%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,5%
SIC Concepcion	17,7%	6,4%	4,7%	5,6%	4,7%	6,4%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	5,5%
SIC Sur	0,4%	-2,2%	0,4%	5,0%	5,3%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,5%
SIC Austral	4,2%	4,0%	5,2%	4,8%	4,4%	5,9%	5,1%	5,0%	5,0%	5,0%	5,5%
TOTAL	5,1%	5,5%	6,7%	6,5%	6,5%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	5,8%	5,5%

Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados [GWh]											
SISTEMA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SIC Norte	1.802	1.901	1.995	2.092	2.191	2.307	2.423	2.543	2.668	2.800	2.954
SIC Centro	14.868	15.508	16.328	17.213	18.126	19.052	20.013	21.001	22.038	23.126	24.398
SIC Itahue	2.790	2.889	3.054	3.226	3.404	3.554	3.733	3.918	4.111	4.314	4.551
SIC Concepcion	1.453	1.492	1.571	1.651	1.733	1.827	1.919	2.014	2.113	2.217	2.339
SIC Sur	1.362	1.405	1.480	1.558	1.635	1.718	1.805	1.894	1.987	2.085	2.200
SIC Austral	3.008	3.126	3.292	3.447	3.602	3.812	4.004	4.202	4.410	4.627	4.882
TOTAL	25.283	26.321	27.720	29.187	30.690	32.269	33.897	35.571	37.328	39.170	41.324

Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados [%]											
SISTEMA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SIC Norte	4,7%	5,5%	5,0%	4,9%	4,7%	5,3%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%
SIC Centro	1,8%	4,3%	5,3%	5,4%	5,3%	5,1%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%
SIC Itahue	4,6%	3,5%	5,7%	5,6%	5,5%	4,4%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%
SIC Concepcion	6,2%	2,7%	5,3%	5,1%	5,0%	5,4%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%
SIC Sur	6,7%	3,1%	5,3%	5,3%	4,9%	5,1%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%
SIC Austral	5,0%	4,0%	5,3%	4,7%	4,5%	5,8%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%
TOTAL	3,2%	4,1%	5,3%	5,3%	5,2%	5,1%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	5,5%

Proyección de Demanda de Energía de Clientes Libres [GWh]											
SISTEMA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SIC Norte	3.395	3.691	4.557	5.621	6.782	7.261	7.771	8.317	8.902	9.526	10.055
SIC Centro	10.437	11.353	12.061	12.447	12.937	13.829	14.766	15.767	16.831	17.964	18.955
SIC Itahue	946	989	1.039	1.086	1.119	1.195	1.274	1.358	1.447	1.542	1.627
SIC Concepcion	1.926	2.103	2.195	2.324	2.430	2.601	2.783	2.978	3.186	3.409	3.597
SIC Sur	1.068	972	907	947	1.002	1.072	1.148	1.229	1.315	1.407	1.485
SIC Austral	97	103	105	111	113	121	130	139	148	158	167
TOTAL	17.868	19.210	20.864	22.536	24.384	26.080	27.872	29.788	31.830	34.007	35.887

Proyección de Demanda de Energía de Clientes Libres [%]											
SISTEMA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SIC Norte	7,9%	8,7%	23,5%	23,3%	20,7%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	5,5%
SIC Centro	6,7%	8,8%	6,2%	3,2%	3,9%	6,9%	6,8%	6,8%	6,8%	6,7%	5,5%
SIC Itahue	10,5%	4,5%	5,1%	4,4%	3,1%	6,8%	6,6%	6,6%	6,6%	6,5%	5,5%
SIC Concepcion	28,1%	9,2%	4,4%	5,9%	4,6%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	5,5%
SIC Sur	-6,7%	-9,0%	-6,7%	4,4%	5,8%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	5,5%
SIC Austral	-15,5%	6,5%	1,6%	6,5%	1,7%	7,0%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	5,5%
TOTAL	8,0%	7,5%	8,6%	8,0%	8,2%	7,0%	6,9%	6,9%	6,9%	6,8%	5,5%

En el proceso de optimización se consideró aquellas alternativas de generación técnica y económicamente factibles de ser desarrolladas en el horizonte de planificación a utilizar. Similar criterio se aplicó para las instalaciones de transmisión.

2.5.2 Precio de los combustibles

Los precios de los combustibles para las centrales térmicas corresponden a los informados en el punto 5.4 del cuerpo principal de este Informe.

2.5.3 Otros antecedentes

El costo de falla o de racionamiento ha sido desglosado en cuatro valores según su nivel de profundidad, conforme se indica en el **ANEXO** N° 4: ACTUALIZACIÓN VALOR COSTO DE FALLA.

2.6 Metodología

La metodología para obtener el programa de generación y transmisión óptimo se basa en determinar, para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales térmicas y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fija y variable) y falla.

Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se ha incluido lo siguiente:

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio.
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado (incluyendo los posibles años de relleno), en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a la siguiente tabla de vida útil de las instalaciones:
 - Centrales gas natural :24 años
 - Centrales Carboneras :24 años
 - Centrales hidráulicas :50 años
 - Proyectos de interconexión y líneas de transmisión :30 años

- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Gasto fijo anual de operación y mantenimiento.
- Gasto variable anual, representado por los costos total de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$\text{Min}\{\sum \text{Inv} + \text{CO \& M} + \text{C var} - \text{Resid}\}$$

s / a

Restricciones de demanda

Limitaciones del sistema de transmisión

Restricciones de riego

Potencias máximas de centrales generadoras

Variabilidad hidrológica, Etc.

donde:

Inv : Valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar.

CO&M : Valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran al final de cada año.

Cvar : Costo de operación y falla futuro actualizado del sistema,

Resid : Valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

2.7 Resultado del Programa de Obras de Generación y Transmisión

CUADRO Nº23: INSTALACIONES RECOMENDADAS

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Mar	2013	Eolica IV Region 01	50
Abr	2013	Eolica Concepcion 01	50
Jul	2013	Central Des.For. VIII Region 01	8
Jul	2013	Central Des.For. VII Region 01	10
Oct	2013	Hidroeléctrica III Región 01	4.3
Nov	2013	Hidroeléctrica VII Región 01	30
Mar	2014	Hidroeléctrica VIII Región 02	20
Jul	2014	Hidroeléctrica VII Región 02	20
Jul	2014	Eolica IV Region 02	50
Ene	2015	Hidroeléctrica VIII Región 01	136
Abr	2015	Hidroeléctrica VIII Región 04	20
Ene	2016	Eolica Concepcion 02	50
Ene	2016	Geotermica Calabozo 01	40
Mar	2016	Hidroeléctrica RM 01	256
Mar	2016	Geotermica Chillan 01	40
Mar	2016	Central Des.For. VIII Region 02	9
Jul	2016	Taltal CC GNL	120
Oct	2016	Hidroeléctrica RM 02	275
Jun	2017	Carbón VIII Region 01	343
Dic	2017	Eolica IV Region 03	50
Dic	2017	Geotermica Calabozo 02	40
Abr	2018	Quintero CC FA GNL	35
Abr	2018	Quintero CC GNL	90
Jul	2018	Eolica Concepcion 03	50
Ago	2018	Eolica IV Region 05	50
Sep	2018	Central Des.For. VII Region 03	15
Oct	2018	Geotermica Potrerillos 01	40
Oct	2018	Central Des.For. VII Region 02	10
Dic	2018	Eolica Concepcion 04	50
Mar	2019	Eolica IV Region 04	50
Jun	2019	Carbón Maitencillo 01	342
Oct	2019	Hidroeléctrica VII Región 03	20
Oct	2019	Geotermica Calabozo 03	40
Nov	2019	Carbón Maitencillo 03	135
Dic	2019	Eolica IV Region 06	50
Jul	2020	Carbón Pan de Azucar 02	250
Ago	2020	Modulo 01	660
Oct	2020	Eolica Concepcion 05	50
Oct	2021	Hidroeléctrica VIII Región 05	20
Nov	2021	Geotermica Potrerillos 02	40
Dic	2021	Modulo 02	500
Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Transmisión	Potencia MVA
Mes	Año		
Julio	2014	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa1	
Agosto	2015	Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad	1800
Julio	2016	Línea Diego de Almagro - Cardones 2x220 kV - Primer Circuito	290
Julio	2016	Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	1500
Julio	2016	Línea Maitencillo - Pan de Azucar 2x500 kV	1500
Julio	2016	Línea Pan de Azucar - Polpaico 2x500 kV	1500
Julio	2016	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	1300
Enero	2016	Línea Ancoa - Itahue 1x220 kV	400
Abril	2016	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa2	
Enero	2017	Línea Cautin-Ciruelos 2x220 kV II	330
Enero	2017	Línea Ciruelos - Pichirpulli 2x220 kV	290

2.7.1 Obras de Transmisión Troncal

En relación a los proyectos de transmisión troncal, se consideraron los proyectos señalados en los Decretos Supremos 316 y 357, del 2008, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; y Decretos Exentos N° 642¹⁶ y N° 942, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Asimismo, se consideraron también los proyectos señalados en el Decreto Exento N° 243 de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central para los doce meses siguientes.

Por su parte, fueron incluidos en la presente fijación, los proyectos indicados en la Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de fecha 2 de mayo de 2011.

¹⁶ Modificado por los Decretos Exentos N° 1.063 y N° 1.349, del 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

CUADRO N°24: INSTALACIONES EN CONSTRUCCIÓN

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Oct	2011	Energía Pacífico	16.5
Dic	2011	Chacayes	106
Dic	2011	Santa María	343
Ene	2012	Quemchi	3
Feb	2012	Bocamina 02	342
Mar	2012	Rucatayo	60
Mar	2012	Viñales	32
Abr	2012	Laja I	36.8
Abr	2012	Talinay Oriente	99
Jun	2012	San Andres	40
Ago	2012	Pulelfu	9.4
Ago	2012	Providencia	13
Mar	2013	El Paso	40
Mar	2013	Campiche	242
Abr	2013	El Arrayán	100
Dic	2013	Angostura	316
Dic	2014	San Pedro	144
Fecha de entrada		Obras de Transmisión en Construcción (*)	Potencia MVA
Mes	Año		
Octubre	2011	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	2x1500
Marzo	2012	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 2)	400
Marzo	2012	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	2x400
Abril	2012	Subestación Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	2x350
Enero	2013	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	
Enero	2013	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	2x1800
Julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400
Julio	2013	S/E Charrúa: 3° Banco Autotransformador 500/220 kV	750

(*) Incluye también las obras de transmisión troncal cuya construcción ha sido adjudicada.

3 ANEXO Nº 6: CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PENALIZACIÓN DEL SIC, SEPTIEMBRE DE 2011

3.1 Introducción

Según lo establecido en el DFL Nº 4/2006, la Comisión debe determinar semestralmente el Precio de Nudo de la Energía y la Potencia para los sistemas cuyo tamaño sea igual o superior a 200 MW de capacidad instalada. Asimismo, la Comisión debe calcular los Factores de Penalización de Energía y Potencia, los cuales deben ser utilizados para determinar los precios regulados en cada una de las subestaciones de los respectivos sistemas eléctricos, a partir de los precios básicos de nudo de energía y potencia.

En virtud de lo anterior, y con motivo de la fijación de precio de nudo correspondiente a Octubre de 2011 en su Informe Técnico Preliminar la Comisión actualizó los Factores de Penalización vigentes en el Sistema Interconectado Central (SIC).

3.2 Bases Generales del Cálculo de Factores de Penalización

Los factores de penalización reflejan la forma en que las pérdidas marginales se distribuyen en la red eléctrica, y por lo tanto son un índice de costos asociado a la generación eléctrica.

En la determinación de los Factores de Penalización de Energía y de Potencia para el SIC, se utilizó el Modelo Multinodal-Multiembalse, OSE2000.

Para efectos de modelar la demanda se considera lo siguiente:

- En las diferentes barras del sistema, se modeló la demanda considerando dos componentes, una de carácter residencial y otra industrial;
- Se utilizó curvas de comportamiento de la demanda para las distintas barras del sistema según tipo de consumo (industrial o vegetativo).

Por otra parte, el flujo en las líneas se representó mediante una aproximación lineal de 3 tramos, permitiendo así una mejor representación de los flujos y determinación de pérdidas. Adicionalmente, para los tramos troncales se representó el flujo mediante una aproximación lineal de 5 tramos.

Los Factores de Penalización de Energía del SIC se determinaron a partir de la relación de precios de nudo por barra para un período de 48 meses, calculados según la expresión del punto 6.1, y la barra de referencia elegida (Quillota 220 kV). Estos precios fueron calculados utilizando los costos marginales y las demandas de energía entregadas en el presente Anexo en los CUADROS N° 25 al N°28.

En el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia, éstos fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de demanda máxima de cada uno de los primeros cuatro años de planificación en cada subsistema.

Tanto los precios de combustibles, crecimiento de las ventas y consideraciones operacionales del SIC utilizados, se entregan en el cuerpo del Informe Técnico Preliminar.

CUADRO N° 24: COSTOS MARGINALES BARRAS TRONCALES EN BLOQUE DE VALLE [US\$/MWh]

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	119,384	128,265	111,608	128,940	159,558	170,785	147,258	123,491	116,960	93,769	90,575	85,780	60,350	65,236	63,504	68,902	83,361	85,665	78,046	74,576	78,850	69,443	67,279	95,475
Carrera Pinto 220	115,482	124,074	107,961	124,726	154,344	165,205	142,446	119,456	113,138	90,705	87,616	82,977	58,731	63,927	61,947	68,075	82,402	84,804	76,085	72,944	76,724	66,836	64,654	92,122
Cardones 220	111,881	118,690	104,594	120,837	147,647	160,053	136,266	114,273	108,229	86,769	83,814	79,376	57,239	61,955	59,910	66,625	81,165	83,498	73,478	70,573	74,529	64,346	62,166	88,746
Maitencillo 220	105,108	111,505	98,262	113,522	138,709	150,364	128,017	107,355	101,678	81,517	78,740	74,571	53,928	58,650	56,499	62,826	75,932	78,345	68,363	65,686	69,736	59,684	57,598	82,399
Pan de Azucar 220	108,318	110,359	101,120	119,441	143,077	158,339	134,628	112,162	102,361	83,452	80,658	73,199	59,539	59,156	62,444	70,666	90,647	99,421	73,550	72,729	70,869	63,798	61,165	80,653
Los Vilos 220	104,124	100,877	95,072	114,874	137,666	156,317	132,782	108,771	93,977	77,088	74,628	61,510	51,912	47,628	54,907	67,177	86,930	97,042	70,675	69,239	64,833	56,809	54,207	53,304
Quillota 220	104,217	96,703	92,906	113,364	134,216	153,527	130,883	107,838	90,872	76,195	72,857	59,421	51,131	46,399	54,056	66,126	84,723	95,352	69,768	68,636	62,972	56,048	52,960	51,203
Polpaico 220	105,160	97,436	93,526	114,459	135,543	155,831	132,360	109,150	92,184	76,821	73,756	59,902	51,415	46,616	54,281	66,699	85,998	97,092	70,501	69,327	63,749	56,348	53,329	51,529
Lampa 220	106,752	98,893	95,273	116,083	138,314	163,566	133,820	110,437	93,159	77,520	74,548	60,515	52,020	47,114	54,894	67,507	87,214	98,555	71,417	70,216	64,470	56,827	53,881	52,044
Cerro Navia 220	108,007	100,003	96,356	117,392	139,819	164,467	134,735	111,290	93,862	77,941	75,124	60,963	52,434	47,446	55,314	68,060	88,041	99,651	72,119	70,834	64,953	57,139	54,261	52,411
Alto Jahuel 220	106,313	98,337	94,559	115,413	137,147	161,494	133,406	110,215	92,906	77,326	74,349	60,236	51,659	46,711	54,508	67,186	86,892	98,540	71,377	70,100	64,242	56,588	53,650	51,760
Chena 220	107,786	99,743	96,052	117,038	139,341	163,375	134,255	110,929	93,548	77,768	74,866	60,664	52,108	47,131	54,993	67,729	87,615	99,297	71,850	70,597	64,712	56,974	54,054	52,159
Paine 154	107,162	99,125	94,779	115,811	137,833	162,701	134,493	111,284	93,326	77,628	74,575	60,235	51,511	46,410	54,288	66,734	86,537	98,538	71,536	70,352	64,424	56,884	53,894	51,927
Rancagua 154	108,427	100,288	94,520	115,666	138,875	164,090	136,035	112,848	93,258	77,539	74,356	59,918	50,824	45,314	53,348	65,249	85,077	97,739	71,352	70,358	64,391	56,854	53,757	51,587
Punta Cortes 154	107,123	99,092	94,996	116,063	137,953	162,513	134,395	111,124	92,600	76,963	73,841	59,557	50,774	45,356	53,383	65,328	85,111	97,501	71,030	69,923	63,895	56,508	53,493	51,336
Tilcoco 154	107,358	99,310	95,205	116,319	138,257	162,871	134,691	111,369	92,335	76,733	73,575	59,280	50,378	44,915	53,015	64,679	84,320	96,945	70,740	69,681	63,651	56,330	53,303	51,119
San Fernando 154	101,969	91,868	87,883	108,058	130,475	156,080	130,826	107,565	92,637	76,980	73,730	59,335	50,171	44,592	52,885	64,179	84,282	97,457	70,906	69,896	63,805	56,492	53,402	51,136
Teno 154	101,499	92,312	88,598	108,635	130,406	154,609	130,253	107,055	90,830	75,637	72,313	58,316	49,306	44,135	52,197	63,881	83,297	96,212	69,891	68,778	62,694	55,567	52,468	50,236
Itahue 154	100,922	92,668	89,224	110,171	130,928	153,911	129,486	106,406	89,424	74,497	71,255	57,477	48,674	43,879	51,523	63,764	82,715	95,251	68,759	67,653	61,682	54,811	51,764	49,595
Ancoa 220	101,692	93,649	90,411	111,770	132,096	154,727	129,913	106,766	89,519	74,542	71,438	57,592	49,006	44,247	51,870	64,455	83,187	95,569	68,693	67,577	61,582	55,063	52,069	50,042
Charrua 220	100,022	92,078	88,399	110,658	129,489	152,451	128,394	103,186	75,399	64,483	57,120	50,042	48,363	43,601	51,116	64,039	82,595	95,209	68,333	66,522	58,213	53,627	50,557	48,870
Temuco 220	102,024	94,926	91,052	112,758	131,834	154,584	130,086	104,315	76,314	64,941	57,597	50,717	49,464	44,647	52,398	65,341	84,040	97,049	69,558	67,451	59,073	54,244	51,084	49,476
Ciruelos 220	103,506	97,885	92,850	114,594	133,107	154,041	129,217	103,680	75,751	64,386	57,223	50,854	49,835	45,373	53,433	65,745	84,399	97,719	69,632	66,980	58,771	53,612	50,255	49,223
Valdivia 220	104,703	99,162	94,155	115,992	134,509	154,894	129,750	104,177	76,063	64,631	57,472	51,265	50,306	45,940	54,041	66,334	85,093	98,653	70,144	67,280	59,096	53,691	50,306	49,363
Barro Blanco 220	106,215	101,115	95,962	118,280	135,596	154,023	128,880	102,987	75,150	63,773	56,769	51,166	50,329	46,486	54,763	66,767	85,192	99,188	70,160	66,466	58,446	52,931	49,549	48,801
Puerto Montt 220	107,684	103,249	97,114	119,285	135,067	153,577	127,869	103,175	75,555	64,246	57,633	52,223	51,301	47,637	55,994	67,211	85,104	99,129	70,420	66,640	58,994	53,377	49,994	49,327

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	64,030	68,219	65,506	74,821	112,366	103,085	91,942	83,253	109,469	73,856	109,982	112,201	63,221	109,554	109,653	118,421	122,509	127,654	122,797	121,544	125,938	121,665	121,277	190,604
Carrera Pinto 220	62,240	66,551	63,644	72,881	110,826	101,996	89,729	81,203	107,826	71,451	105,588	111,097	61,456	107,966	106,505	117,789	124,865	128,099	122,895	120,446	128,647	119,981	120,756	194,442
Cardones 220	60,594	64,254	61,246	70,311	108,234	100,358	86,677	78,378	105,040	69,050	101,422	109,264	59,132	106,190	102,521	116,220	125,940	128,057	121,676	119,114	129,751	118,384	118,843	198,173
Maitencillo 220	56,147	59,629	56,716	65,155	100,379	93,819	80,444	72,701	97,289	64,082	61,613	101,335	54,711	98,214	81,400	102,327	116,475	118,721	112,825	107,616	120,506	99,293	108,758	186,176
Pan de Azucar 220	58,872	59,542	58,619	65,387	101,573	96,947	81,559	73,226	97,122	64,309	61,615	98,654	54,469	97,618	81,159	101,504	117,727	119,713	113,323	107,907	119,708	99,313	108,019	181,438
Los Vilos 220	51,243	47,531	47,600	58,030	72,843	89,947	74,045	65,546	58,722	55,669	53,530	50,141	46,588	44,323	49,305	58,728	76,600	88,805	87,601	73,873	66,793	63,051	58,056	52,760
Quillota 220	50,326	45,719	46,287	55,843	69,684	85,970	71,114	63,024	55,775	54,206	51,454	47,785	45,114	42,189	47,246	56,031	72,913	83,684	82,969	70,791	63,049	60,675	54,874	49,850
Polpaico 220	50,485	45,857	46,440	56,210	70,560	88,286	71,781	63,532	56,132	54,497	51,729	48,029	45,229	42,289	47,435	56,391	73,596	85,352	84,023	71,457	63,516	60,974	55,229	50,148
Lampa 220	51,060	46,319	46,974	56,945	71,584	89,592	72,432	64,184	56,670	54,936	52,243	48,473	45,676	42,674	47,947	56,959	74,389	86,281	84,680	72,151	64,141	61,521	55,529	50,415
Cerro Navia 220	51,455	46,638	47,340	57,435	72,265	90,531	72,849	64,611	57,007	55,190	52,587	48,789	45,983	42,918	48,298	57,344	74,885	86,893	85,134	72,593	64,523	61,857	55,682	50,567
Alto Jahuel 220	50,613	45,870	46,570	56,568	71,149	89,324	72,213	63,986	56,376	54,683	52,002	48,248	45,276	42,245	47,575	56,655	74,118	86,118	84,520	71,987	63,797	61,205	55,449	50,278
Chena 220	51,118	46,328	47,030	57,079	71,824	90,107	72,626	64,394	56,780	55,036	52,378	48,597	45,719	42,649	48,019	57,100	74,645	86,686	85,009	72,444	64,259	61,642	55,692	50,542
Paine 154	50,657	45,716	46,485	56,331	71,057	89,540	72,637	64,404	56,700	55,012	52,036	48,249	45,218	42,104	47,508	56,494	74,051	86,193	84,692	72,128	63,872	61,284	55,487	50,268
Rancagua 154	49,959	44,620	45,701	55,009	69,755	88,686	72,698	64,512	56,708	55,015	51,898	48,018	44,709	41,372	46,890	55,592	73,103	85,594	84,703	72,165	63,848	61,202	55,377	50,051
Punta Cortes 154	49,869	44,788	45,896	55,086	69,798	88,545	72,274	64,071	56,274	54,552	51,686	47,826	44,553	41,232	46,734	55,407	72,861	85,289	84,359	71,862	63,577	60,947	55,	

CUADRO N° 25: COSTOS MARGINALES BARRAS TRONCALES EN BLOQUE DE DEMANDA MÁXIMA [US\$/MWh]

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	199,366	227,693	184,633	186,081	200,258	204,096	190,755	157,097	125,681	111,519	112,923	110,599	69,379	86,025	83,088	86,838	101,655	100,813	89,137	83,329	90,006	72,394	77,871	105,433
Carrera Pinto 220	192,851	220,583	178,599	180,000	193,714	197,427	184,522	151,963	121,770	107,875	109,233	107,182	68,318	85,367	82,192	86,009	103,421	102,071	88,539	81,445	88,840	70,203	75,432	103,964
Cardones 220	186,837	213,889	173,030	172,190	185,309	188,884	176,515	145,499	116,799	103,360	104,565	102,833	67,053	84,003	80,558	84,792	105,032	102,190	87,479	79,637	86,833	68,001	73,126	101,530
Maitencillo 220	175,526	201,090	162,555	161,766	172,140	177,449	165,830	136,691	109,958	97,103	98,235	96,739	63,396	80,041	76,240	79,412	100,784	96,838	82,282	74,464	81,633	63,358	68,074	95,891
Pan de Azucar 220	181,054	199,465	164,461	166,860	177,561	183,900	174,585	143,516	113,400	101,378	102,714	96,039	77,866	83,814	84,086	97,169	147,779	150,336	109,730	93,685	83,952	66,980	78,824	95,883
Los Vilos 220	169,680	179,208	151,028	155,891	164,401	172,771	168,314	139,277	108,104	98,653	98,784	86,919	75,707	80,105	81,651	91,358	142,971	145,305	107,395	90,419	78,793	73,979	74,510	65,038
Quillota 220	165,821	169,556	146,013	150,285	157,832	167,291	161,102	128,068	98,499	97,444	96,067	83,755	75,666	78,686	90,219	87,180	139,316	140,890	105,044	86,993	73,820	73,553	72,864	62,534
Polpaico 220	164,578	171,380	146,832	151,594	159,638	168,158	167,428	138,795	107,147	98,604	97,719	84,540	76,208	79,098	91,568	89,515	141,690	145,003	107,802	90,781	77,647	74,168	73,716	63,076
Lampa 220	250,954	182,545	159,938	171,920	181,256	313,216	169,829	140,425	108,352	99,801	98,945	85,559	77,365	80,197	92,899	90,830	143,955	147,305	109,609	92,137	78,703	75,087	74,783	63,934
Cerro Navia 220	239,321	183,435	160,191	170,828	180,049	288,290	171,556	141,534	109,186	100,580	99,820	86,265	78,205	80,997	86,868	91,791	145,549	149,079	110,939	93,072	79,444	75,738	75,520	64,523
Alto Jahuel 220	208,914	177,680	153,807	161,676	170,755	249,071	169,524	140,069	107,883	99,337	98,642	85,161	76,973	79,615	92,447	90,367	143,551	147,361	109,513	92,008	78,473	74,818	74,513	63,507
Chena 220	229,753	182,435	158,818	168,390	177,650	269,224	170,913	141,139	108,782	100,351	99,541	85,905	77,801	80,518	93,434	91,291	144,915	148,665	110,483	92,782	79,182	75,491	75,285	64,177
Paine 154	211,277	179,641	154,322	162,257	172,140	250,451	170,739	141,339	108,362	99,984	99,004	85,040	76,592	79,068	92,108	89,915	143,274	147,234	109,549	92,187	78,617	75,204	74,905	63,687
Rancagua 154	213,744	182,744	154,549	162,551	173,323	251,733	172,015	142,841	108,081	99,645	98,286	84,103	75,226	76,725	90,689	87,958	140,774	145,340	108,652	91,796	78,322	75,052	74,473	63,104
Punta Cortes 154	210,414	178,919	154,302	162,220	171,686	254,668	170,481	140,964	107,418	99,007	97,781	83,878	75,108	76,832	90,575	88,049	140,702	145,346	108,392	91,353	77,840	74,565	74,130	62,898
Tilcoco 154	210,878	179,313	154,642	162,577	172,064	255,229	170,866	141,275	107,030	98,640	97,301	83,275	74,385	75,984	89,881	87,015	139,253	144,079	107,767	90,930	77,435	74,290	73,763	62,568
San Fernando 154	179,028	152,726	116,607	144,676	156,719	210,391	166,224	135,744	107,224	98,784	97,232	83,040	73,905	73,040	90,098	86,655	139,770	144,973	108,300	91,052	77,459	74,373	73,718	62,489
Teno 154	177,525	153,719	117,188	146,282	157,325	208,654	164,661	135,067	104,971	96,674	95,167	81,277	72,509	74,064	87,984	85,450	137,031	142,213	105,989	89,378	75,838	72,839	72,224	61,285
Itahue 154	177,044	155,351	118,534	148,774	158,716	209,308	164,322	134,658	103,320	95,192	93,602	80,026	71,372	73,375	86,662	84,812	135,793	141,220	104,352	87,976	74,453	71,683	71,078	60,444
Ancoa 220	178,192	157,175	120,126	151,055	159,958	210,111	164,958	135,021	103,487	95,287	93,957	80,129	71,572	73,948	86,638	85,277	136,333	141,593	104,250	87,788	74,166	71,987	71,417	60,835
Charra 220	174,776	154,300	111,988	148,700	157,584	207,577	163,355	129,412	87,967	80,381	66,102	61,750	57,437	56,126	66,753	81,889	129,328	140,681	103,759	85,744	68,022	69,596	65,371	56,143
Temuco 220	180,832	159,502	116,263	154,024	163,315	212,549	165,805	131,128	89,052	81,598	67,233	62,846	58,744	57,892	68,996	84,024	132,919	145,181	105,552	87,172	69,105	70,491	66,449	57,114
Ciruelos 220	185,244	164,419	119,250	157,536	166,547	212,249	164,936	129,967	87,869	80,582	66,515	62,400	58,829	58,647	69,973	84,633	133,455	146,935	105,148	86,621	68,481	68,767	65,423	56,724
Valdivia 220	187,985	167,054	121,221	159,938	168,857	213,817	165,795	130,497	88,113	80,814	66,753	62,736	59,282	59,380	70,742	85,469	134,664	148,729	105,745	87,060	68,788	68,711	65,481	56,879
Barro Blanco 220	191,477	172,020	124,243	163,747	171,790	214,169	164,322	128,830	86,758	79,590	65,653	61,863	59,161	59,702	71,265	86,007	135,303	150,940	104,727	85,965	67,822	67,174	64,315	56,058
Puerto Montt 220	194,602	176,320	125,699	164,613	172,458	214,218	164,654	129,301	87,505	80,517	66,676	62,986	60,366	61,577	73,188	86,444	135,702	151,892	104,913	86,454	68,662	67,725	64,958	56,777

BARRA TRONCAL	MES																									
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48		
Diego de Almagro 220	75,627	104,341	76,532	114,623	133,495	157,131	122,158	118,039	114,634	109,224	114,249	117,133	112,202	115,711	114,879	170,886	277,718	212,006	147,322	144,089	134,658	132,608	131,585	274,127		
Carrera Pinto 220	74,016	102,179	74,755	114,703	136,427	161,326	121,678	116,382	113,740	106,564	111,988	118,333	110,547	116,834	114,255	176,658	283,309	219,168	150,687	145,783	137,903	133,252	133,532	283,388		
Cardones 220	71,844	99,723	72,280	113,643	137,972	163,590	120,579	114,171	112,454	103,722	109,498	118,417	108,340	117,127	112,887	180,048	288,746	223,374	152,425	146,539	140,490	133,367	134,820	288,826		
Maitencillo 220	66,868	93,428	67,116	105,855	130,767	156,015	113,190	106,556	105,883	96,682	101,794	111,523	100,469	110,286	105,155	169,149	266,562	210,326	142,390	136,326	131,985	123,799	125,187	271,342		
Pan de Azucar 220	69,643	94,521	74,149	108,981	136,825	168,959	118,841	110,400	108,167	98,743	104,666	111,680	102,414	112,448	107,967	173,611	269,567	218,240	146,108	139,831	134,013	126,496	127,566	268,771		
Los Vilos 220	64,999	64,340	67,748	75,166	112,613	154,685	101,091	84,010	72,729	75,718	76,381	64,859	66,452	65,923	74,160	77,880	104,931	154,872	122,536	104,171	84,989	86,732	91,829	69,969		
Quillota 220	63,766	62,084	65,453	72,095	107,014	149,379	97,378	81,290	69,245	73,874	72,978	62,197	63,981	63,521	71,284	73,457	98,716	146,136	116,682	100,135	79,901	84,029	87,063	66,554		
Polpaico 220	64,115	62,338	66,046	72,760	108,562	152,273	98,781	82,238	69,904	74,363	73,729	62,693	64,248	63,820	71,971	74,049	99,895	149,210	118,396	101,520	81,030	84,743	88,085	67,180		
Lampa 220	65,068	63,239	67,107	73,934	110,312	154,781	99,932	83,279	70,757	75,325	74,812	63,575	65,218	64,775	73,110	75,021	101,118	151,259	119,833	102,933	82,188	85,899	88,744	67,682		
Cerro Navia 220	65,755	63,846	67,865	74,740	111,491	156,584	100,718	83,968	71,323	75,990	75,590	64,171	65,908	65,466	73,980	75,729	102,073	152,789	120,834	103,913	82,988	86,709	89,186	67,987		
Alto Jahuel 220	64,552	62,587	66,529	73,307	109,756	154,413	99,542	82,978	70,381	74,886	74,434	63,125	64,659	64,165	72,589	74,560	100,776	150,959	119,403	102,599	81,703	85,442	88,739	67,496		
Chena 220	65,338	63,354	67,371	74,167	110,928	155,975	100,367	83,685	71,061	75,639	75,221	63,806	65,472	65,008	73,511	75,335	101,704	152,371	120,430	103,553	82,564	86,298	89,357	67,998		
Paine 154	64,600	62,373	66,645	73,149	110,012	154,773	100,035	83,492	70,836	75,372	74,470	63,120	64,573	63,946	72,536	74,440	100,786	151,153	119,612	102,769	81,796	85,537	88,802	67,506		
Rancagua 154	63,589	60,724	65,659	71,593	108,145	153,079	99,755	83,321	70,725	75,196	74,030	62,603	63,770	62,770	71,579	73,247	99,588	149,798	119,024	102,364	81,542	85,258	88,357	66,997		
Punta Cortes 154	63,502																									

CUADRO N° 26: DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS TRONCALES EN BLOQUE DE VALLE [GWH]

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	61,503	75,159	76,461	55,478	67,522	73,947	50,006	51,780	49,360	49,067	54,144	56,002	66,614	81,229	82,638	43,728	52,760	79,944	54,830	57,834	53,755	53,969	59,388	62,133
Carrera Pinto 220	12,495	11,973	12,318	8,699	11,214	12,375	7,926	8,173	7,543	7,673	8,050	8,661	12,118	12,860	12,817	8,530	11,258	13,201	7,834	8,782	7,696	7,714	8,407	8,569
Cardones 220	136,243	145,997	146,034	114,495	135,575	143,128	93,301	97,002	88,074	81,305	97,877	104,229	159,198	159,679	165,349	133,680	166,663	175,377	107,616	112,042	105,977	98,649	115,131	122,589
Maitencillo 220	38,264	45,866	46,567	28,103	37,015	39,236	24,195	24,276	23,117	22,033	24,410	25,891	40,925	41,149	41,864	28,637	38,113	41,642	25,650	25,694	24,415	23,328	24,825	27,381
Pan de Azúcar 220	122,322	122,999	130,426	93,850	113,176	122,370	70,687	72,036	67,790	64,686	69,256	73,437	128,029	128,633	136,274	113,629	146,083	157,546	92,868	94,249	88,944	87,503	94,456	100,267
Los Vilos 220	19,484	20,059	21,951	15,756	20,239	21,074	11,898	11,508	10,311	9,726	10,023	11,329	20,956	21,694	23,648	17,574	22,615	23,367	13,277	12,869	11,529	10,874	11,214	12,649
Quillota 220	343,204	335,840	353,813	247,892	309,113	321,065	201,658	205,732	197,487	189,755	205,656	200,969	350,531	343,006	361,383	257,448	316,752	333,462	209,294	213,466	204,948	196,909	213,424	208,697
Polpaico 220	192,935	195,307	242,118	144,516	178,090	196,610	127,018	125,573	122,266	117,086	135,670	206,378	207,125	121,231	127,086	135,670	206,378	207,125	141,977	140,328	137,145	125,014	142,127	153,241
Lampa 220	25,576	23,784	22,845	13,398	18,694	1,358	5,578	15,526	12,594	10,795	13,597	9,296	27,565	25,635	24,622	14,294	19,945	1,449	5,952	16,566	13,436	11,517	14,507	9,918
Cerro Nawa 220	556,263	533,689	563,073	379,174	461,774	557,977	296,498	311,332	302,676	295,966	330,500	334,441	587,322	567,075	594,585	400,502	487,744	584,913	313,109	328,781	319,614	314,864	349,006	353,160
Alto Jahuel 220	509,400	492,364	516,346	350,625	429,956	526,520	286,516	301,910	298,000	285,721	315,681	320,414	544,262	526,111	551,610	374,733	459,817	562,594	306,156	316,908	312,841	299,999	331,433	336,454
Chena 220	71,557	68,468	68,435	44,266	59,138	71,412	37,672	40,556	37,513	36,588	41,155	40,359	74,690	71,478	71,457	46,757	62,441	75,404	39,780	42,832	39,623	38,645	43,465	42,625
Paine 154	26,377	27,301	30,007	20,236	29,013	32,698	16,971	16,133	14,322	13,718	14,764	14,786	26,866	27,825	30,607	21,151	30,360	34,261	17,749	16,848	14,955	14,320	15,410	15,425
Rancagua 154	85,346	82,881	90,889	64,723	91,237	101,911	55,963	56,421	52,237	50,770	55,315	55,808	89,525	87,034	95,288	68,618	96,735	108,300	59,455	59,978	55,525	53,908	58,756	59,078
Punta Cortes 154	14,937	13,219	13,950	11,013	15,856	19,260	8,655	8,363	7,469	6,906	7,734	7,890	15,112	13,402	14,152	11,423	16,474	20,012	8,997	8,689	7,750	7,161	8,017	8,177
Tilcoo 154	0,028	0,028	0,028	0,019	0,028	0,029	0,017	0,017	0,016	0,015	0,017	0,018	0,030	0,030	0,030	0,020	0,028	0,029	0,018	0,018	0,016	0,015	0,017	0,019
San Fernando 154	38,370	37,942	46,972	35,053	51,189	58,751	29,090	24,159	21,788	20,466	21,142	20,704	39,432	39,665	48,405	37,004	53,956	61,871	30,636	25,468	22,956	21,568	22,016	21,851
Teno 154	14,827	15,560	18,394	12,109	23,011	27,639	16,459	14,128	11,326	10,479	11,456	10,538	15,777	16,541	19,467	12,759	24,169	28,989	17,282	14,873	11,922	11,040	12,077	11,116
Itahue 154	83,197	82,592	98,178	67,769	94,182	112,170	58,723	55,839	51,409	48,213	50,923	50,034	85,864	85,474	101,355	71,530	99,540	118,568	62,026	59,041	54,359	50,979	53,849	52,903
Ancoa 220	38,487	36,109	42,771	29,972	36,986	41,746	25,973	26,895	24,873	22,531	21,108	27,643	40,782	38,240	45,263	30,533	37,666	42,492	26,418	27,151	25,294	22,914	21,470	28,108
Charra 220	286,273	275,871	291,341	200,034	251,648	275,671	163,685	170,101	162,565	158,293	174,274	174,661	283,971	273,641	289,331	202,921	255,722	280,554	166,007	172,597	165,314	160,858	176,716	176,937
Temuco 220	77,702	74,666	76,119	51,134	65,402	73,832	43,008	46,286	44,706	42,979	46,575	46,624	79,963	76,842	78,334	53,864	68,888	77,796	45,305	48,766	47,115	45,293	49,068	49,129
Ciruelos 220	0,086	0,083	0,085	0,063	0,079	0,087	0,054	0,055	0,051	0,050	0,056	0,058	0,091	0,088	0,091	0,064	0,077	0,088	0,054	0,056	0,051	0,050	0,056	0,058
Valdivia 220	52,262	50,616	51,063	33,281	44,222	50,009	29,129	31,155	29,950	28,621	31,202	32,529	53,794	52,126	52,575	34,385	45,676	51,660	30,086	32,191	30,954	29,580	32,244	33,604
Barro Blanco 220	37,832	36,645	38,202	27,275	32,599	36,258	20,522	22,345	21,654	20,921	22,358	23,496	39,690	38,445	40,074	28,816	34,440	38,307	21,681	23,608	22,878	22,104	23,623	24,824
Puerto Montt 220	74,514	76,642	78,435	57,571	70,447	80,119	44,319	46,461	41,796	39,744	43,385	44,028	78,577	80,722	82,594	60,983	74,627	84,872	46,950	49,220	44,280	42,107	45,966	46,647

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	76,090	86,063	86,788	57,581	69,155	75,622	51,884	54,727	50,893	56,294	61,971	64,952	80,823	90,371	91,066	64,319	77,619	84,254	57,881	61,130	56,608	56,773	62,446	65,628
Carrera Pinto 220	13,561	12,327	13,672	10,242	12,627	13,921	8,645	9,332	8,358	8,003	9,200	9,161	14,944	13,387	14,633	10,819	13,046	14,458	9,395	8,702	9,231	8,140	9,543	9,384
Cardones 220	185,254	186,668	191,958	162,355	203,842	213,883	133,288	137,340	130,220	122,421	140,854	150,142	225,130	226,777	232,188	209,892	264,413	276,770	172,855	178,961	169,702	159,694	184,337	195,351
Maitencillo 220	43,580	43,668	44,422	34,532	46,078	50,066	30,968	31,010	29,472	28,128	30,048	33,024	52,312	52,396	53,203	43,350	57,623	60,498	37,750	37,946	36,164	34,384	38,153	40,606
Pan de Azúcar 220	170,085	170,599	178,416	138,922	179,358	193,026	115,052	116,652	110,120	104,938	113,624	120,516	202,504	202,662	210,985	148,954	192,665	207,079	123,712	125,379	118,412	112,805	122,222	129,658
Los Vilos 220	23,220	23,831	25,905	19,065	24,581	25,393	14,477	14,045	12,621	11,903	12,284	13,841	25,293	25,935	28,126	20,265	26,145	27,006	15,415	14,960	13,461	12,691	13,093	14,751
Quillota 220	363,646	355,904	374,960	266,620	328,027	345,944	216,638	220,895	212,154	203,743	220,846	216,351	376,370	368,436	388,214	275,917	339,385	358,293	224,018	228,394	219,398	210,622	228,318	223,900
Polpaico 220	226,146	228,288	236,708	169,409	211,883	227,809	151,107	149,604	145,836	133,289	151,412	162,926	241,071	242,884	252,132	180,021	224,441	241,862	160,714	160,087	154,872	142,485	161,530	173,770
Lampa 220	29,410	27,350	26,270	15,205	21,216	1,541	6,331	17,621	14,292	12,251	15,431	10,550	31,283	29,092	27,943	15,982	22,300	1,620	6,654	18,521	15,023	12,877	16,220	11,089
Cerro Nawa 220	620,308	595,340	627,927	423,605	515,868	623,001	331,065	347,642	337,945	330,621	369,031	373,410	656,036	633,452	664,064	446,652	543,863	652,396	349,053	366,542	356,342	351,068	389,123	393,705
Alto Jahuel 220	571,557	552,541	579,453	394,097	483,592	591,769	321,893	333,193	328,947	315,491	348,526	353,863	601,178	581,205	609,646	413,883	507,860	621,570	337,992	349,876	345,471	331,364	366,043	371,679
Chena 220	78,897	75,509	75,489	49,397	65,945	79,635	42,015	45,244	41,859	40,824	45,915	45,027	83,354	79,777	79,759	52,006	69,414	83,820	44,228	47,628	44,064	42,975	48,335	47,401
Paine 154	28,042	29,061	31,993	22,126	31,787	35,909	18,574	17,608	15,628	14,960	16,099	16,107	29,297	30,379	33,464	23,115	33,242	37,593	19,416	18,382	16,315	15,614	16,801	16,801
Rancagua 154	95,048	92,484	101,156	71,891	101,389	113,256	62,238	62,756	58,116	56,443	60,998	61,810	99,388	96,689	106,045	74,760	106,843	117,019	64,018	64,576	60,875	58,360	63,266	64,734
Punta Cortes 154	15,643	13,890	14,682	11,890	17,164	20,851	9,369	9,050	8,065	7,446	8,336	8,503	16,254	14,458	15,290	12,341	17,841	21,675	9,743	9,406	8,374	7,726	8,647	8,819
Tilcoo 154	0,031	0,030	0,030	0,030																				

CUADRO N° 27: DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS TRONCALES EN BLOQUE DE DEMANDA MÁXIMA [GWh]

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	3,745	4,887	5,039	27,061	10,144	7,895	34,196	35,409	36,696	40,650	35,541	30,522	4,056	5,282	5,446	21,330	7,926	8,535	37,495	39,549	39,964	44,711	38,983	33,863
Carrera Pinto 220	0,737	0,746	0,812	4,548	1,619	1,286	5,321	5,488	5,497	6,402	5,197	5,000	0,715	0,801	0,844	4,459	1,626	1,372	5,260	5,896	5,609	6,436	5,427	4,948
Cardones 220	8,277	9,476	9,709	58,775	20,313	15,255	62,341	64,761	64,742	68,578	63,664	56,043	9,655	10,381	10,989	68,339	24,873	18,450	71,820	74,727	78,018	82,630	74,817	65,772
Maitencillo 220	2,834	3,574	3,746	16,795	6,474	4,916	18,784	18,877	19,866	21,292	19,066	17,510	3,034	3,203	3,366	17,253	6,698	5,211	19,889	19,963	20,977	22,526	19,672	18,502
Pan de Azúcar 220	9,590	10,061	10,904	58,856	20,574	16,995	57,666	58,856	58,733	64,631	59,971	53,913	10,014	10,502	11,375	71,069	26,380	21,706	74,999	76,220	77,049	86,606	79,559	71,843
Los Vilos 220	1,482	1,601	1,750	9,946	3,748	3,258	9,461	9,136	8,692	9,270	8,373	7,775	1,590	1,727	1,882	11,095	4,194	3,623	10,572	10,232	9,713	10,367	9,392	8,699
Quillota 220	25,286	26,101	28,107	146,470	52,393	42,572	167,039	170,471	171,181	185,010	168,333	138,351	25,864	26,688	28,738	152,107	53,815	44,211	173,347	176,863	177,606	191,972	174,665	143,636
Polpaico 220	12,493	13,343	16,793	77,706	27,444	22,300	89,647	88,306	94,433	100,850	88,775	78,922	13,320	14,114	15,226	102,085	37,306	24,149	99,830	98,335	105,500	112,063	98,878	88,769
Lampa 220	1,538	1,882	1,865	9,177	3,122	0,049	4,078	11,351	15,097	12,037	7,416	5,376	1,658	2,029	2,011	9,792	3,331	0,052	4,351	12,110	16,107	12,842	7,913	5,736
Cerro Navia 220	47,173	49,009	53,111	253,353	87,104	77,411	282,778	297,114	328,930	363,607	329,252	275,220	49,809	52,005	56,087	267,618	92,009	81,285	298,653	313,800	347,370	386,042	347,733	290,663
Alto Jahuel 220	43,185	45,092	48,534	231,855	80,384	72,840	271,988	286,756	319,754	348,196	313,253	262,436	46,153	48,195	51,863	247,998	86,052	77,898	290,988	301,250	335,979	365,869	329,221	275,823
Chena 220	6,157	6,366	6,546	29,857	11,302	10,039	36,528	39,325	41,294	45,494	41,820	33,834	6,426	6,646	6,835	31,538	11,933	10,601	38,572	41,531	43,617	48,051	44,168	35,734
Paine 154	2,074	2,341	2,523	13,425	5,364	4,010	14,363	13,654	13,984	15,045	13,490	11,777	2,112	2,386	2,574	14,032	5,613	4,202	15,022	14,259	14,602	15,706	14,081	12,286
Rancagua 154	6,091	6,548	7,403	40,925	15,688	12,988	42,707	42,968	47,163	52,312	45,010	38,290	6,385	6,871	7,758	43,361	16,619	13,787	45,301	45,600	50,067	55,496	47,743	40,612
Punta Cortes 154	1,248	1,175	1,248	7,474	2,932	2,565	7,542	7,288	8,203	8,213	7,021	6,108	1,263	1,192	1,266	7,753	3,046	2,666	7,840	7,571	8,513	8,515	7,277	6,330
Tilcoo 154	0,002	0,003	0,003	0,013	0,005	0,004	0,015	0,015	0,017	0,018	0,016	0,014	0,003	0,003	0,003	0,013	0,005	0,004	0,015	0,015	0,017	0,018	0,016	0,014
San Fernando 154	3,170	3,307	4,187	23,831	9,548	7,995	24,189	20,089	22,017	22,835	18,882	15,877	3,057	3,471	4,314	25,158	10,064	8,420	25,475	21,177	23,198	24,064	19,122	16,757
Teno 154	0,984	1,018	1,244	8,330	3,576	3,122	8,971	7,700	9,100	8,610	6,387	5,997	1,047	1,082	1,317	8,778	3,756	3,274	9,420	8,107	9,578	9,071	6,733	6,326
Itahue 154	6,830	7,225	8,775	45,028	17,461	15,070	50,748	48,634	51,658	54,677	47,345	39,140	7,051	7,472	9,959	47,571	18,462	15,936	53,633	51,441	54,649	57,844	50,093	41,410
Ancoa 220	2,273	2,443	2,816	15,433	5,099	4,286	16,960	17,436	17,253	18,943	12,605	13,484	2,409	2,588	2,980	5,194	4,363	17,247	17,732	17,544	19,263	12,824	13,712	
Charmua 220	20,530	20,939	22,762	117,546	44,158	35,901	131,553	137,250	149,062	160,735	141,248	119,733	20,501	20,910	22,738	119,947	45,126	36,788	134,362	140,247	152,255	164,239	144,681	122,491
Temuco 220	6,496	6,583	6,816	34,670	12,529	11,102	39,107	42,172	44,477	44,511	37,347	6,686	6,776	7,015	36,529	13,208	11,700	41,214	44,450	46,878	52,501	46,923	39,367	
Ciruelos 220	0,006	0,006	0,006	0,034	0,012	0,010	0,040	0,042	0,044	0,048	0,042	0,036	0,006	0,006	0,007	0,034	0,012	0,010	0,041	0,042	0,044	0,048	0,042	0,037
Valdivia 220	3,932	4,000	4,175	20,564	7,992	6,844	24,226	26,000	27,479	29,961	26,874	23,010	4,009	4,210	4,297	21,256	8,262	7,077	25,046	26,891	28,424	31,000	27,805	23,805
Barro Blanco 220	3,162	2,950	3,116	16,336	5,941	5,175	17,756	19,338	20,098	22,355	20,051	17,236	3,319	3,095	3,269	17,259	6,277	5,467	18,760	20,432	21,235	23,620	21,186	18,211
Puerto Montt 220	5,827	6,346	6,764	35,630	12,843	11,321	38,109	39,977	42,043	44,117	36,830	32,081	6,148	6,687	7,126	37,744	13,604	11,992	40,375	42,355	44,545	46,744	39,027	33,993

BARRA TRONCAL	MES																																														
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48																							
Diego de Almagro 220	4,633	5,596	5,719	28,087	10,389	8,074	35,480	37,424	37,835	46,637	40,679	35,400	4,921	5,876	6,001	31,374	11,661	8,996	39,581	41,803	42,085	47,034	40,990	35,768																							
Carrera Pinto 220	0,800	0,768	0,901	5,354	1,823	1,446	5,805	6,265	6,092	6,677	5,939	5,289	0,882	0,834	0,964	5,656	1,884	1,502	6,308	5,842	6,728	6,791	6,160	5,418																							
Cardones 220	11,193	12,073	12,694	82,558	30,318	22,270	88,726	91,388	95,830	101,880	91,357	80,314	13,536	14,577	15,259	106,018	39,151	28,501	114,652	118,661	124,389	132,060	119,175	104,073																							
Maitencillo 220	3,223	3,393	3,567	20,785	8,098	6,316	24,013	24,089	25,341	27,170	23,764	22,296	3,867	4,075	4,274	25,601	9,982	7,621	28,937	29,106	30,841	32,863	29,120	26,892																							
Pan de Azúcar 220	13,084	13,749	14,731	86,132	32,168	26,371	92,255	93,653	95,274	103,690	94,905	85,752	15,520	16,299	17,390	92,279	34,545	28,286	99,124	100,582	102,469	111,427	101,906	92,120																							
Los Vilos 220	1,764	1,899	2,063	12,041	4,560	3,999	11,533	11,173	10,635	11,353	10,301	9,527	1,922	2,240	2,410	12,812	4,856	4,200	12,296	11,917	11,345	12,114	11,004	10,172																							
Quillota 220	26,827	27,689	29,816	157,646	55,802	45,896	179,553	183,146	183,903	198,808	180,884	149,004	27,789	28,692	30,894	163,336	57,811	47,589	185,888	189,590	190,325	205,759	187,251	154,398																							
Polpaico 220	14,552	15,504	16,509	90,821	32,556	25,762	106,144	104,727	112,075	119,416	105,229	94,297	15,495	16,480	17,566	96,430	34,466	27,326	112,787	111,933	118,917	127,533	112,121	100,450																							
Lampa 220	1,769	2,165	2,145	10,415	3,543	0,056	4,628	12,881	17,133	13,660	8,416	6,101	1,881	2,302	2,282	10,948	3,725	0,058	4,865	13,540	18,009	14,358	8,847	6,413																							
Cerro Navia 220	52,611	54,675	59,237	283,090	97,331	86,454	315,867	331,890	367,373	406,288	367,800	307,430	55,652	58,107	62,658	298,499	102,616	90,676	333,047	349,951	387,389	430,562	387,850	324,160																							
Alto Jahuel 220	48,499	50,645	54,513	260,934	90,553	81,983	306,192	316,980	353,580	385,038	346,537	290,347	51,046	53,302	57,386	274,135	95,137	86,146	321,685	333,033	371,567	404,613	364,197	305,157																							
Chena 220	6,788	7,021	7,221	33,318	12,603	11,196	40,740	43,871	46,078	50,761	46,657	37,747	7,171	7,417	7,630	35,078	13,266	11,784	42,885	46,182	48,506	53,436	49,116	39,737																							
Paine 154	2,205	2,492	2,690	14,679	5,877	4,404	15,720	14,902	15,260	16,408	14,710	12,830	2,304	2,605	2,814	15,335	6,146	4,610	16,433	15,558	15,930	17,125	15,351	13,383																							
Rancagua 154	6,770	7,292	8,226	45,450	17,429	14,430	47,472	47,767	52,447	58,141	49,685	42,543	7,087	7,632	8,629	47,316	18,362	14,941	49,037	49,355	54,970	60,232	51,658	44,592																							
Punta Cortes 154	1,307	1,235	1,314	8,069	3,173	2,777	8,164	7,886	8,858	8,854	7,567	6,583	1,358	1,285	1,368	8,375	3,298	2,887	8,490	8,197	9,198	9,187	7,849	6,827																							
Tilcoo 154	0,003	0,003	0,003	0,014	0,006	0,004	0,017	0,017	0,019	0,019	0,017	0,016	0,003	0,003	0,003	0,015	0,006	0,004	0,017	0,017	0,019	0,020	0,017	0,016																							
San Fernando 154	3,434	3,666	4,560	26,538	10,602	8,863	26,817	22,312	24,430	25,347	20,987	17,673	3,618	3,868	4,816	27,974	11,162	9,324	28,214	23,493	25,710																										

En la determinación de los Factores de Penalización de Energía y de Potencia para el SIC, se utilizó el Modelo Multinodal-Multiembalse, OSE2000.

CUADRO Nº 29: ASIGNACION BARRAS DP-CDEC-SIC A MODELACION CNE OSE2000.

Nº Barra	Nombre Barra DP-CDEC-SIC	Nombre barra OSE	Nº Barra	Nombre Barra DP-CDEC-SIC	Nombre barra OSE
1	d.almag220	Diego de Almagro 220	70	lespe1110	Lo Espejo 110
2	d.almag110	Diego de Almagro 110	71	puhahu1110	Pudahuel 110
3	c.pinto220	Carrera Pinto 220	72	puhahu2110	Pudahuel 110
4	cardone220	Cardones 220	73	l.boza1110	Lo Boza 110
5	cardone110	Cardones 110	74	quilic1110	Quilicura 110
6	copiapo110	Cardones 110	75	quilic2110	Quilicura 110
7	lirios_110	Cardones 110	76	recole1110	Recoleta 110
8	t.amari110	Cardones 110	77	recole2110	Recoleta 110
9	castill110	Castilla 110	78	s.crist110	San Cristobal 110
10	maitenc220	Maitencillo 220	79	l.dehe1110	La Dehesa 110
11	l.color110	Punta Toro 110	80	l.dehe2110	La Dehesa 110
12	huasco_110	Maitencillo 110	81	vitacu1110	Vitacura 110
13	vallena110	Maitencillo 110	82	vitacu2110	Vitacura 110
14	algarro110	Algarrobo 110	83	a.cord1110	Alonso de Cordova 110
15	pajonal110	Pajonales 110	84	renca_110	Renca 110
16	incahua110	Incahuasi 110	85	altamir110	Altamirano 110
17	vicuna_110	Pan de Azucar 110	86	carrasc110	Carrascal 110
18	p.azuca220	Pan de Azucar 220	87	l.coch1110	Ochagavia 110
19	romeral110	Romeral 110	88	l.coch2110	Ochagavia 110
20	p.azuca110	Pan de Azucar 110	89	ochagav110	Ochagavia 110
21	e.indio110	Pan de Azucar 110	90	cister1110	La Cisterna 110
22	necsa_066	Pan de Azucar 110	91	cister2110	La Cisterna 110
23	marquez066	Pan de Azucar 110	92	s.anton066	Agua Santa 110
24	guayaca066	Pan de Azucar 110	93	manding066	Mandinga 066
25	e.penon110	Ovalle 110	94	l.arana066	Araña 066
26	andacol066	Pan de Azucar 110	95	marchig066	Rapel 066
27	ovalle_066	Ovalle 110	96	melipil066	Melipilla 066
28	m.patri066	Ovalle 110	97	e.maite066	Melipilla 066
29	punitaq066	Ovalle 110	98	e.paico066	Melipilla 066
30	e.sauce066	Illapel 110	99	e.monte066	Melipilla 066
31	combarb066	Illapel 110	100	c.navia220	Cerro Navia 220
32	illapel066	Illapel 110	101	maipu1_110	Maipu 110
33	l.vilos220	Los Vilos 220	102	maipu2_110	Maipu 110
34	quillot220	Quillota 220	103	l.vall1110	Lo Valledor 110
35	quinqui110	Quinquimo 110	104	pajari1110	Pajaritos 110
36	cabildo110	Quinquimo 110	105	s.jose1110	San Jose 110
37	c.cale1110	Pachacama 110	106	s.jose2110	San Jose 110
38	c.cale2110	Pachacama 110	107	c.hipi1110	Club Hipico 110
39	chagre1110	Esperanza 110	108	c.hipi2110	Club Hipico 110
40	s.feli2110	San Felipe 110	109	s.joag1110	San Joaquin 110
41	s.rafa1110	San Felipe 110	110	s.joag2110	San Joaquin 110
42	p.peuco110	Punta Peuco 110	111	macul1_110	Macul 110
43	batuco_110	Batuco 110	112	macul2_110	Macul 110
44	t.enami110	Ventanas 110	113	s.elen1110	Santa Elena 110
45	concon_110	Ventanas 110	114	s.elen2110	Santa Elena 110
46	t.achu1110	Achupallas 110	115	a.jahue220	Alto Jahuel 220
47	t.achu2110	Achupallas 110	116	s.bern1110	San Bernardo 110
48	quilpu1110	Quilpue 110	117	s.bern2110	San Bernardo 110
49	quilpu2110	Quilpue 110	118	malloco110	Alto Jahuel 110
50	c.vieja110	Casas Viejas 110	119	florida110	Florida 110
51	aconcag066	Aconcagua 110	120	p.alto_110	Florida 110
52	t.plac1110	Agua Santa 110	121	quellteh110	Florida 110
53	t.plac2110	Agua Santa 110	122	s.rosa1110	Santa Rosa 110
54	t.valp1110	Agua Santa 110	123	s.rosa2110	Santa Rosa 110
55	t.valp2110	Agua Santa 110	124	s.raqu1110	Santa Raquel 110
56	t.p.an1110	Agua Santa 110	125	pirque_066	Alto Jahuel 110
57	t.p.an2110	Agua Santa 110	126	a.jahue066	Alto Jahuel 110
58	t.quin1066	Agua Santa 110	127	maipo_066	Alto Jahuel 110
59	t.quin2066	Agua Santa 110	128	buin_066	Alto Jahuel 110
60	t.al.n1066	Agua Santa 110	129	a.cord2110	Alonso de Cordova 110
61	t.al.n2066	Agua Santa 110	130	apoqui1110	Apoquindo 110
62	t.alga1066	Agua Santa 110	131	apoqui2110	Apoquindo 110
63	t.alga2066	Agua Santa 110	132	l.domi1110	Los Dominicos 110
64	t.s.se1066	Agua Santa 110	133	l.domi2110	Los Dominicos 110
65	t.s.se2066	Agua Santa 110	134	torre80110	Torre 80 110
66	polpaic220	Polpaico 220	135	l.rein1110	La Reina 110
67	maitene220	Polpaico 220	136	l.rein2110	La Reina 110
68	lampa_220	Lampa 220	137	colbun_220	Alto Jahuel 220
69	l.aguir110	Cerro Navia 110	138	hospta066	Paine 154

N° Barra	Nombre Barra DP-CDEC-SIC	Nombre barra OSE	N° Barra	Nombre Barra DP-CDEC-SIC	Nombre barra OSE
139	rancagu154	Rancagua 154	208	e.nobel154	Petroquim 154
140	m.v.cen154	Sauzal 154	209	petrodo154	Petroquim 154
141	s.f.mos066	Rancagua 154	210	s.vicen066	San Vicente 154
142	rancag2066	Rancagua 154	211	c.biob1066	San Vicente 154
143	dole_066	Rancagua 154	212	temuco_220	Temuco 220
144	indura_066	Rancagua 154	213	temuco_066	Temuco 066
145	granero066	Rancagua 154	214	metrenc066	Metrenco 066
146	e.tenie066	Rancagua 154	215	pitrufo066	Pitrufoquen 066
147	l.lirio066	Rancagua 154	216	loncoch066	Loncoche 066
148	p.corte066	Punta Cortes 154	217	collipu066	Valdivia 066
149	tilcoco154	Tilcoco 154	218	victori066	Temuco 066
150	teno_154	Teno 154	219	lautaro066	Temuco 066
151	chumaqu066	Rancagua 154	220	l.lagos066	Los Lagos 066
152	rengo_066	Rancagua 154	221	panguip066	Panguipulli 066
153	peleque066	San Fernando 066	222	valdivi066	Valdivia 066
154	s.ferna066	San Fernando 066	223	l.union066	La Union 066
155	nancagu066	San Fernando 066	224	picarte066	Picarte 066
156	paniahu066	San Fernando 066	225	chumpul066	Chumpullo 066
157	itahue_154	Itahue 154	226	paillac066	Paillaco 066
158	itahue_066	Itahue 154	227	pichir066	Pichirro 066
159	s.ped.c066	Itahue 154	228	l.negro066	Osorno 066
160	curico_066	Itahue 154	229	osorno_066	Osorno 066
161	quinta_066	San Fernando 066	230	pilmaiq066	Osorno 066
162	chimbar066	San Fernando 066	231	frutill066	Frutillar 066
163	v.prat_066	Itahue 154	232	purranq066	Purranque 066
164	hualañe066	Itahue 154	233	p.montt066	Puerto Montt 066
165	panguil066	Itahue 154	234	p.varas066	Puerto Varas 066
166	talca1_066	Itahue 154	235	sauzal_110	Sauzal 110
167	talca2_066	Maule 154	236	l.vegas110	Las Vegas 110
168	s.migue066	Maule 154	237	s.pedro110	San Pedro 110
169	ancoa_220	Ancoa 220	238	ventana110	Ventanas 110
170	coop.li066	Linares 154	239	miraflo110	Miraflores 110
171	v.alegr066	Linares 154	240	mapal_154	Mapal 154
172	s.javie066	Maule 154	241	fopaco_154	Fopaco 154
173	constit066	Linares 154	242	lcolor2066	Color 066
174	lin.con066	Linares 154	243	corone2066	Coronel 066
175	panimav066	Linares 154	244	lota1_066	Coronel 066
176	longavi066	Parral 154	245	colcura066	Coronel 066
177	retiro_066	Parral 154	246	carampa066	Charrua 154
178	parral_066	Parral 154	247	curanii066	Arauco 066
179	cauquen066	Parral 154	248	t.pinos066	Charrua 154
180	chillan066	Chillan 154	249	quinahu066	Charrua 154
181	cocharc066	Chillan 154	250	lebu_066	Arauco 066
182	s.carlo066	Parral 154	251	c.arauc066	Arauco 066
183	niquen_066	Parral 154	252	i.maipo066	Coronel 066
184	charrua220	Charrua 220	253	l.angel066	Coronel 066
185	cmpclaj220	Charrua 220	254	petrox2066	Hualpen 154
186	inforsa220	Charrua 220	255	l.piuqu220	Quillota 220
187	cholgua220	Charrua 220	256	mampil_220	Charrua 220
188	cholgua066	Charrua 154	257	hualpen220	Hualpen 220
189	charrua066	Charrua 154	258	l.cirue220	Valdivia 220
190	laja_066	Charrua 154	259	p.montt220	Puerto Montt 220
191	quilmo_066	Charrua 154	260	sauzal_154	Sauzal 154
192	t.esqui066	Charrua 154	261	ciprese154	Itahue 154
193	l.angel154	Charrua 154	262	d.amigo110	Dos Amigos 110
194	negrete066	Charrua 154	263	l.compa110	Las Compañías 110
195	renaico066	Charrua 154	264	s.joaqu110	Pan de Azucar 110
196	angol_066	Charrua 154	265	choapa_110	Choapa 110
197	concepc220	Concepcion 220	266	mineros110	Candelaria 220
198	concepc154	Concepcion 154	267	p.l.cas066	Padre Las Casas 066
199	concepc066	Concepcion 066	268	s.raf.e066	Itahue 154
200	bellavi066	Concepcion 066	269	parrona066	Itahue 154
201	tome_066	Concepcion 066	270	licante066	Itahue 154
202	spedrc1066	Concepcion 066	271	maule_066	Maule 154
203	spedrc2066	Concepcion 066	272	enlace_066	Charrua 154
204	petrox1066	Hualpen 154	273	bucalem066	Charrua 154
205	s.vicen154	San Vicente 154	274	penco_066	Concepcion 066
206	talcahu154	San Vicente 154	275	pillani066	Temuco 066
207	oxy___154	Petroquim 154			

3.1 Resultados

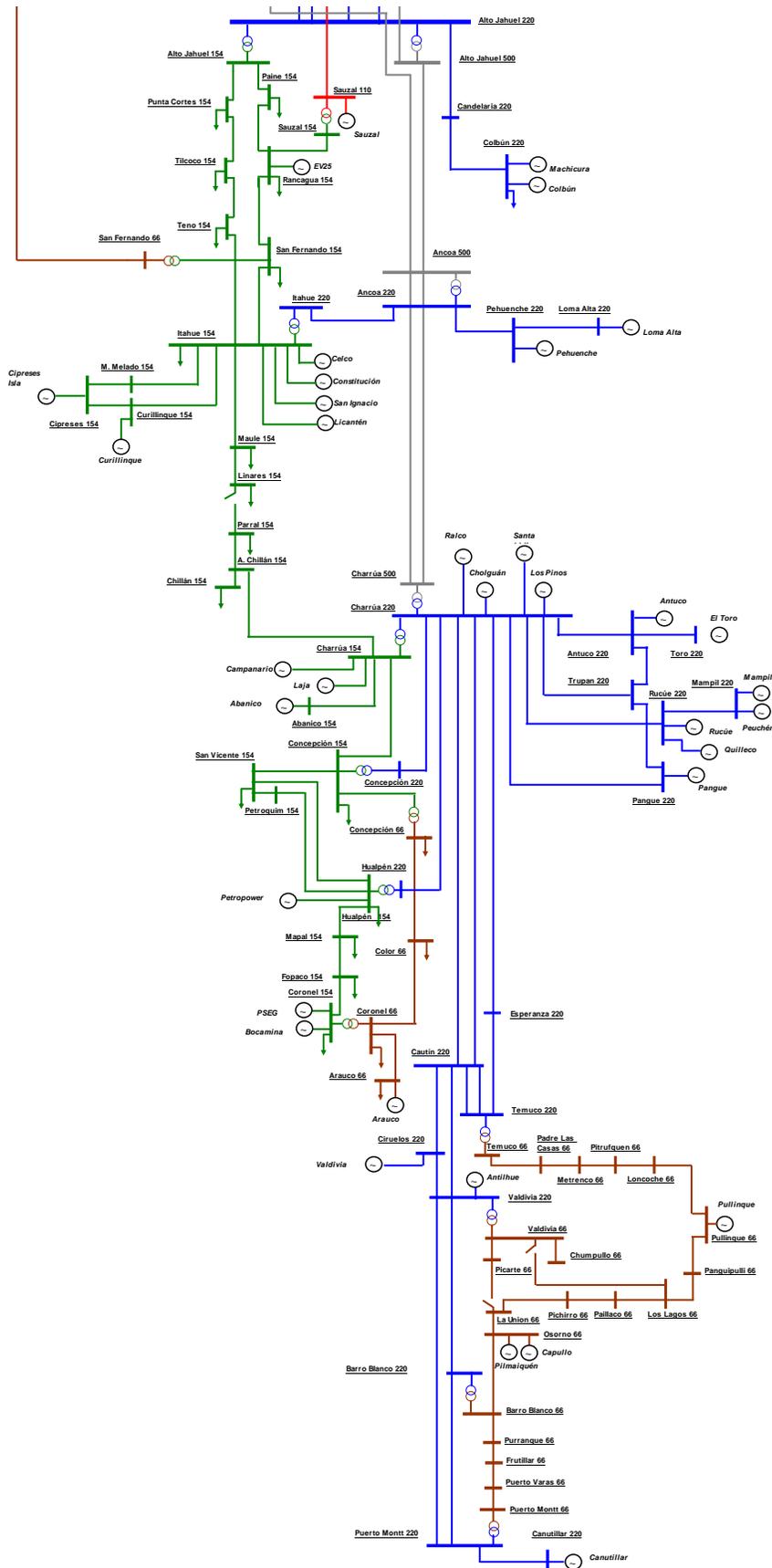
A continuación se presenta en el CUADRO N°30 los factores de penalización obtenidos producto del cálculo descrito:

CUADRO N°35: FACTORES DE PENALIZACIÓN

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACION	
		POTENCIA	ENERGIA
D. DE ALMAGRO	220	1,3380	1,3691
CARRERA PINTO	220	1,3322	1,3455
CARDONES	220	1,3501	1,3418
MAITENCILLO	220	1,2576	1,2515
PAN DE AZUCAR	220	1,3013	1,2826
LOS VILOS	220	1,0252	1,0330
NOGALES	220	1,0034	1,0099
QUILLOTA	220	0,9842	1,0000
POLPAICO	220	1,0000	0,9978
LAMPA	220	0,9922	0,9694
CERRO NAVIA	220	1,0181	1,0465
CHENA	220	1,0182	1,0457
CANDELARIA	220	1,0160	1,0203
ALTO JAHUEL	220	1,0072	1,0308
MELIPILLA	220	1,0165	1,0516
RAPEL	220	1,0008	1,0477
PAINE	154	1,0241	1,0495
RANCAGUA	154	1,0115	1,0330
PUNTA CORTES	154	1,0147	1,0534
TILCOCO	154	1,0054	1,0268
SAN FERNANDO	154	1,0187	1,0346
TENO	154	0,9978	1,0136
ITAHUE	154	0,9775	1,0015
ANCOA	220	0,9841	0,9812
CHARRUA	220	0,8677	0,9359
HUALPEN	220	0,8612	0,9165
TEMUCO	220	0,8747	0,9512
LOS CIRUELOS	220	0,8685	0,9439
VALDIVIA	220	0,8762	0,9739
BARRO BLANCO	220	0,8636	0,9733
PUERTO MONTT	220	0,8823	0,9941

4 ANEXO Nº 7: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

La modelación del sistema de transmisión utilizada en la simulación de la operación del SIC puede ser encontrada en la base de datos que estará a disposición de los participantes de este proceso de fijación tarifaria en el CDEC-SIC. La mencionada base de datos al igual que el presente informe estará disponible para cualquier interesado en la página web de la CNE una vez publicado en el diario oficial el decreto de precio de nudo elaborado con motivo de la presente fijación. A continuación se entrega a manera referencial el diagrama unilineal del sistema de transmisión modelado.



1 ANEXO N° 8: ENERGÍA DE AFLUENTES ANUAL DEL SISTEMA.

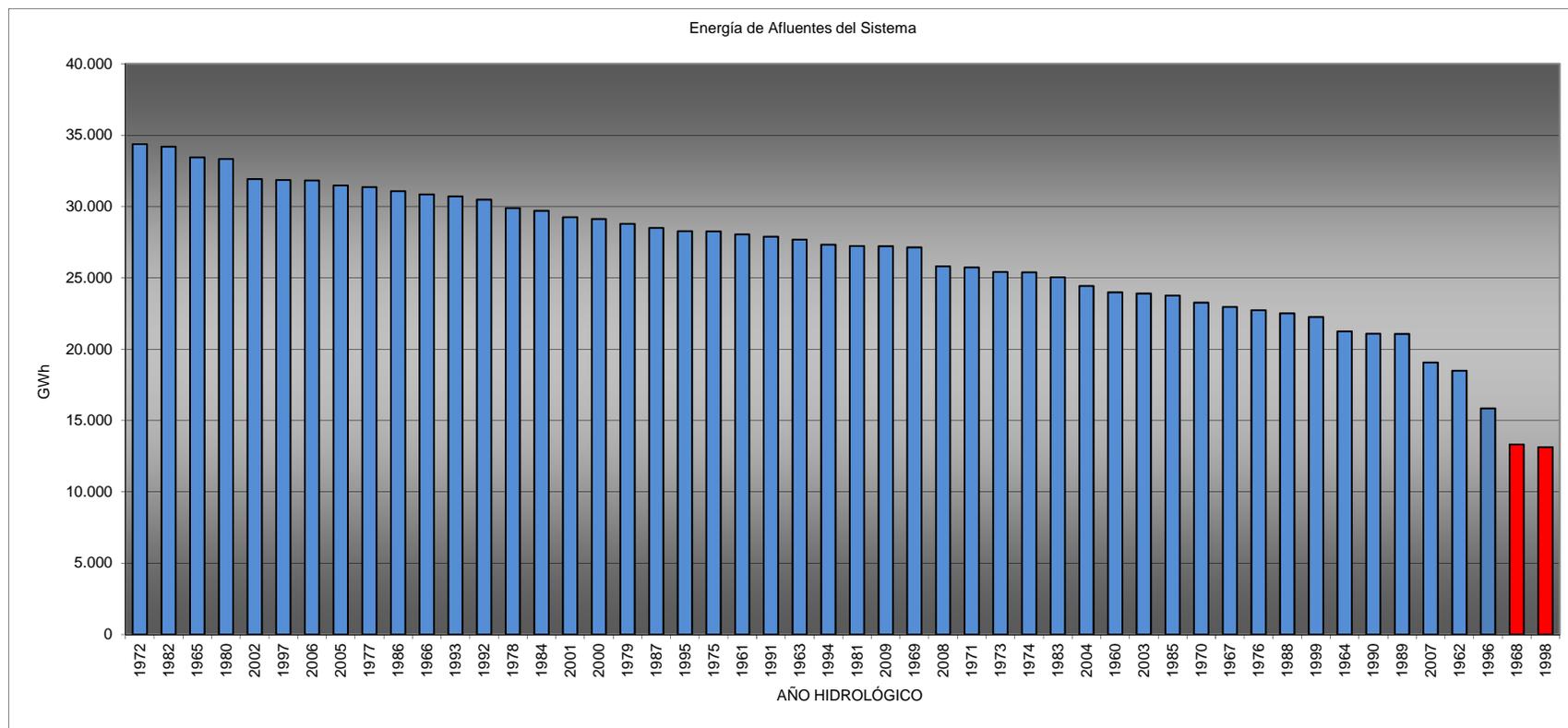
La energía anual afluyente al sistema desde abril de 1960 hasta marzo de 2010, incluyendo las centrales hidroeléctricas ingresadas al SIC a la fecha, se muestra en el CUADRO N° 37.

CUADRO N° 37: ENERGÍA AFLUENTE SIC [GWh].

Año	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	TOTAL
60-61	1,089.29	1,100.35	2,120.10	2,227.55	1,976.24	1,916.54	3,203.68	3,432.61	2,577.60	1,781.33	1,163.01	1,397.27	23,985.56
61-62	980.26	1,112.83	2,209.79	2,582.73	2,679.53	2,915.22	3,618.97	3,560.68	3,186.38	2,369.47	1,519.56	1,312.63	28,048.04
62-63	923.91	977.21	1,513.39	1,332.07	2,229.23	1,906.81	2,378.25	2,404.60	1,606.39	1,205.38	1,023.87	988.65	18,489.75
63-64	979.32	1,090.13	1,427.70	2,297.56	2,413.45	2,807.51	3,081.73	3,564.31	3,686.54	2,942.71	1,811.78	1,569.23	27,671.96
64-65	1,126.35	1,163.96	1,367.69	1,376.29	1,521.23	2,209.42	2,813.52	2,753.86	2,744.69	1,732.04	1,336.78	1,091.24	21,237.09
65-66	1,968.03	2,144.58	3,143.95	3,180.63	3,267.51	2,486.93	3,487.90	3,657.95	3,771.23	2,832.81	1,863.85	1,633.55	33,438.91
66-67	1,440.54	1,905.35	2,671.37	3,070.73	2,208.72	2,392.41	3,186.21	3,502.40	3,724.32	3,161.15	2,050.30	1,539.11	30,852.60
67-68	1,180.56	1,678.78	1,401.73	1,529.22	2,020.23	2,005.02	3,236.35	3,323.63	2,732.02	1,526.59	1,237.23	1,090.47	22,961.83
68-69	873.14	947.74	884.14	1,010.14	1,194.54	1,271.20	1,335.45	1,585.08	1,346.09	1,193.61	902.09	778.56	13,321.78
69-70	833.03	1,879.56	2,971.41	2,602.94	2,855.30	2,612.15	2,526.54	3,341.61	3,223.31	1,887.62	1,298.63	1,102.23	27,134.33
70-71	1,000.17	1,225.40	1,860.94	2,044.68	1,967.44	1,916.41	2,669.12	3,238.70	3,140.02	1,812.81	1,336.78	1,044.52	23,257.00
71-72	833.03	1,751.87	1,668.94	2,709.78	2,702.45	2,357.00	3,021.46	3,397.60	2,986.83	1,952.63	1,192.04	1,159.80	25,733.44
72-73	901.73	2,959.63	3,496.58	3,074.60	3,545.18	3,224.21	3,296.43	3,587.80	3,524.25	2,929.23	2,070.57	1,753.96	34,364.16
73-74	1,353.82	2,040.62	2,194.85	2,681.98	2,140.03	1,848.73	2,827.28	3,238.82	2,616.86	1,966.24	1,301.92	1,187.59	25,398.73
74-75	898.95	1,614.58	2,295.16	2,185.00	2,090.30	2,050.56	3,160.59	3,323.13	2,906.78	2,034.28	1,600.65	1,229.11	25,389.10
75-76	1,488.98	2,080.12	2,796.01	2,885.23	2,062.05	2,149.52	3,023.43	3,452.70	3,475.04	2,299.30	1,377.00	1,164.14	28,253.52
76-77	974.63	1,023.43	2,287.46	1,756.25	1,558.27	1,890.84	3,092.95	3,215.89	2,799.29	1,833.41	1,156.17	1,145.39	22,733.96
77-78	941.21	2,321.74	2,569.54	3,316.68	2,739.34	2,975.04	3,641.80	3,749.61	3,577.32	2,482.38	1,624.30	1,414.34	31,353.32
78-79	1,043.66	1,711.59	2,059.28	3,609.92	2,640.81	2,977.38	3,585.65	3,670.53	3,161.31	2,358.56	1,585.46	1,483.86	29,888.02
79-80	1,128.98	1,696.45	1,342.36	1,638.60	3,351.92	3,182.28	3,084.94	3,452.40	3,590.31	2,409.89	2,026.55	1,884.71	28,789.39
80-81	2,685.23	3,632.18	3,560.03	3,563.27	3,248.92	2,544.75	2,907.38	2,960.48	2,852.36	2,277.21	1,568.49	1,537.30	33,337.60
81-82	1,264.75	3,573.01	3,052.78	2,938.29	2,745.25	2,367.44	2,605.81	2,707.36	2,030.68	1,546.30	1,221.19	1,182.41	27,235.26
82-83	943.35	1,906.81	3,093.75	3,540.03	2,905.55	3,545.64	3,691.93	3,632.80	3,722.56	3,204.83	2,177.80	1,824.54	34,189.58
83-84	1,514.92	1,536.57	2,092.09	2,415.20	2,277.12	2,114.81	3,309.69	3,357.69	2,377.35	1,609.30	1,260.13	1,179.45	25,044.32
84-85	952.02	1,726.41	1,754.57	2,994.55	1,976.32	2,823.12	3,626.34	3,645.69	3,762.96	2,924.18	1,825.94	1,678.49	29,690.60
85-86	1,590.97	2,048.10	2,615.13	2,737.01	1,784.21	1,877.08	2,451.88	3,009.20	2,001.62	1,370.21	1,124.50	1,146.72	23,756.62
86-87	1,455.47	2,754.80	3,472.54	2,874.63	3,161.45	2,488.72	3,306.62	3,048.88	3,252.98	2,164.52	1,513.03	1,571.35	31,064.99
87-88	1,217.84	1,343.86	2,291.92	3,193.72	3,149.35	2,727.62	3,607.25	3,391.26	2,760.50	1,992.57	1,405.66	1,407.98	28,489.52
88-89	1,149.29	1,163.08	1,589.05	1,822.69	2,457.49	1,843.32	2,847.28	3,341.49	2,505.93	1,566.29	1,171.86	1,056.06	22,513.83
89-90	855.88	837.56	1,275.54	1,624.69	2,299.53	2,291.86	3,088.05	2,981.82	2,277.45	1,392.23	1,066.29	1,075.45	21,066.35
90-91	1,335.09	1,754.51	1,857.46	1,523.70	2,371.19	2,848.73	2,582.99	2,132.19	1,619.19	1,207.82	938.02	910.90	21,081.79
91-92	1,103.26	2,250.84	3,052.69	3,060.37	2,170.63	2,865.15	2,761.90	3,013.38	2,783.59	2,063.54	1,390.75	1,375.22	27,891.30
92-93	1,247.76	3,165.52	3,364.53	2,488.19	1,944.93	2,625.98	3,392.44	3,542.57	3,426.05	2,435.70	1,479.74	1,359.45	30,472.86
93-94	1,566.37	3,067.29	3,323.53	3,286.07	2,583.47	2,679.34	3,054.67	3,281.31	3,345.69	2,039.06	1,304.11	1,170.00	30,700.90
94-95	1,284.48	1,600.53	2,721.85	2,918.64	2,296.45	2,566.69	3,289.22	3,406.23	3,069.74	1,833.79	1,184.01	1,161.26	27,332.90
95-96	1,303.17	1,350.75	2,972.65	3,070.33	2,463.64	3,161.20	3,265.55	3,488.44	2,971.22	1,673.15	1,259.44	1,297.06	28,276.60
96-97	1,216.23	1,159.08	1,802.08	1,362.69	1,743.89	1,633.64	1,749.66	1,507.65	1,033.84	1,023.35	871.22	746.16	15,849.48
97-98	1,361.21	2,013.29	3,282.72	2,793.21	3,434.53	3,461.70	3,511.94	3,491.63	3,165.83	2,370.23	1,578.98	1,395.62	31,860.91
98-99	1,337.48	1,259.30	1,207.23	1,212.93	1,170.48	1,120.30	1,344.37	1,019.15	1,013.01	929.46	796.09	708.84	13,118.64
99-00	567.82	933.41	1,529.68	1,367.92	2,355.51	3,071.68	3,206.13	3,161.60	2,322.21	1,421.22	1,316.52	1,002.86	22,256.55
00-01	872.61	943.63	3,064.08	3,006.59	2,777.52	2,931.46	3,482.28	3,387.20	3,198.37	2,464.34	1,585.71	1,406.82	29,120.62
01-02	1,062.42	1,954.92	2,965.76	3,551.65	3,223.27	2,787.09	3,148.72	2,923.77	2,653.45	1,723.47	1,363.72	1,888.14	29,246.38
02-03	1,373.19	2,126.89	2,420.23	2,340.43	3,278.42	3,213.23	3,649.30	3,703.12	3,650.67	2,810.66	1,748.71	1,610.07	31,924.93
03-04	1,198.24	1,225.15	2,690.72	2,961.50	2,085.71	2,332.82	2,748.13	2,736.23	2,125.18	1,493.03	1,142.48	1,163.23	23,902.40
04-05	1,965.05	1,219.40	2,316.63	2,701.74	2,090.05	2,676.92	2,629.51	2,961.33	2,300.96	1,464.73	1,063.56	1,032.15	24,422.04
05-06	804.47	1,988.05	3,249.28	3,047.37	3,582.76	2,861.01	3,126.94	3,625.90	3,397.53	2,670.39	1,665.92	1,459.20	31,478.80
06-07	1,525.77	1,694.56	3,314.54	3,587.09	3,175.05	3,063.13	3,520.15	3,390.99	3,174.24	2,320.73	1,611.31	1,444.79	31,822.35
07-08	1,153.48	1,042.69	1,075.70	1,770.75	1,406.05	1,762.60	2,789.80	2,879.67	1,924.06	1,330.09	1,066.70	858.09	19,059.68
08-09	779.76	2,223.22	2,473.84	2,720.72	3,187.43	2,706.99	3,001.12	3,090.08	2,060.04	1,407.52	1,103.17	1,048.18	25,802.06
09-10	971.09	2,181.70	2,073.18	2,429.07	2,871.57	2,790.67	2,918.10	3,254.38	3,005.95	2,055.57	1,380.39	1,288.83	27,220.50

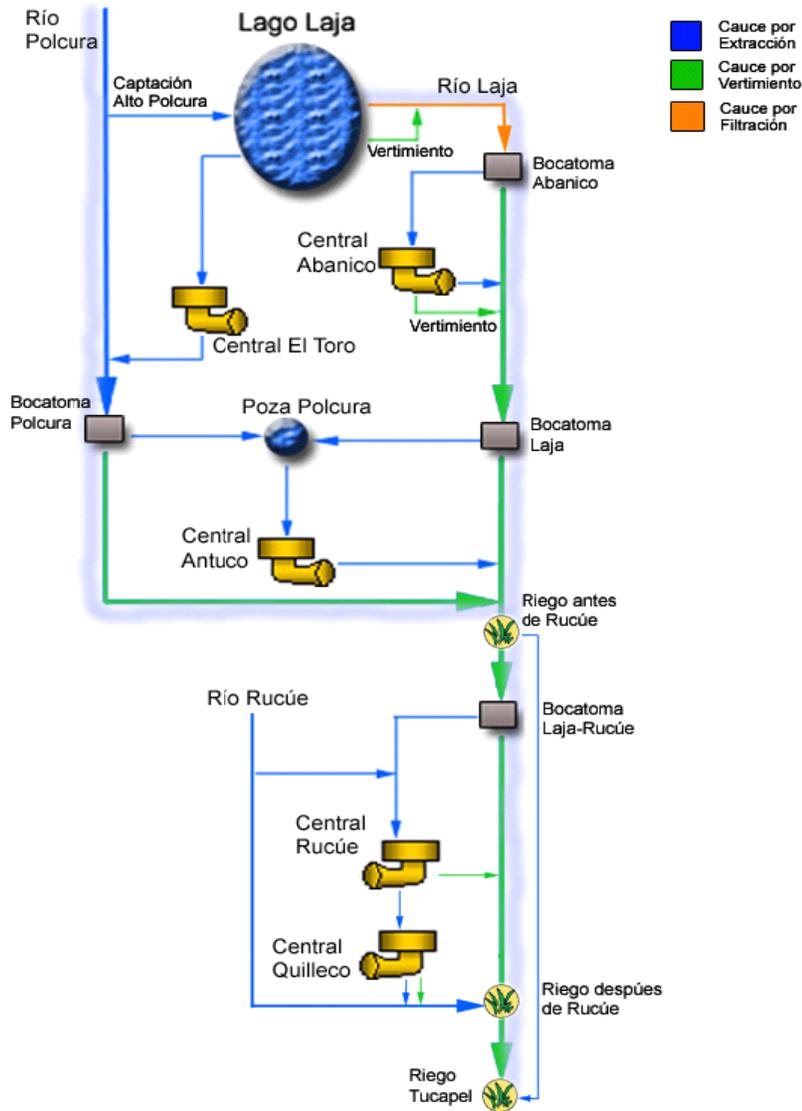
En el GRÁFICO N° 7 se muestra la energía anual afluyente al sistema, ordenada de mayor a menor.

GRÁFICO N° 7: ENERGÍA AFLUENTE SIC



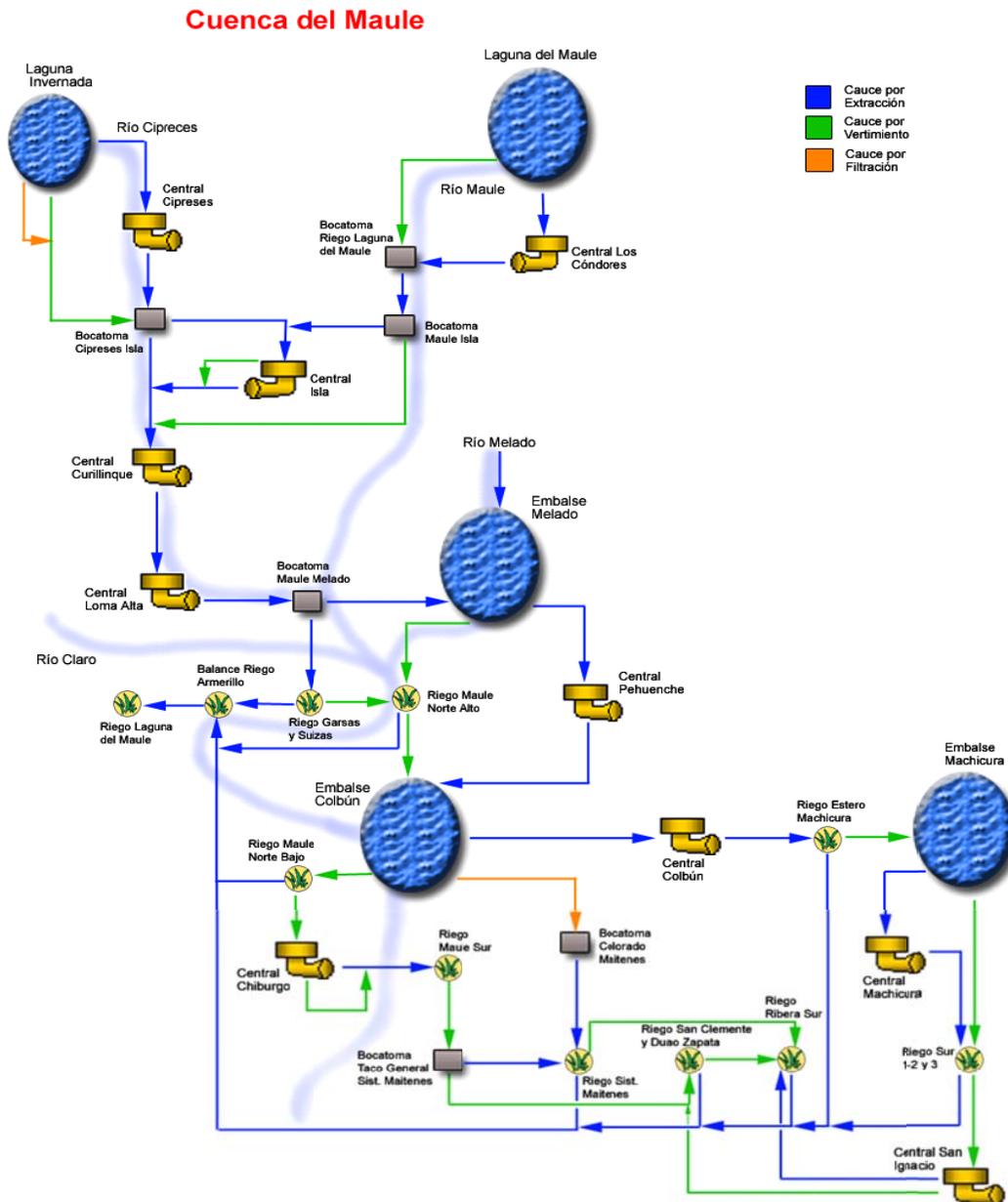
1 ANEXO Nº 9: CONECTIVIDAD HIDRAULICA MODELADAS EN CUENCAS DEL LAJA.

Cuenca del Lago Laja



Cuenca	Afluente OSE	Afluente CDEC
Cuenca del Laja	Riego Tucapel	Laja en Tucapel
	Boc. Alto Pocura	Alto Pocura
	Abanico	HI Abanico
	Lago Laja	Lago Laja
	Boc. Polcura	Antuco Pasada - HI Abanico
	Boc. Río Rucúe	Río Rucúe

2 ANEXO Nº10 :CONECTIVIDAD HIDRAULICA MODELADAS EN CUENCAS DEL MAULE



Cuenca	Afluente OSE	Afluente CDEC
Cuenca del Maule	Laguna Invernada	La Invernada
	Laguna Del Maule	Laguna del Maule
	Boc. Maule Isla	HI Isla
	Boc. Maule Melado	Maulen en B.C. Pehuenche - HI Isla
	Riego Maule Norte Alto	Claro en San Carlos
	Riego Melado	Claro en San Carlos
	Embalse Colbun	Hima
	Balance Riego Armerillo R105	Colbún - Hima + Laguna del Maule + La Invernada
	Balance Riego Laguna Del Maule	Colbún - Hima + Laguna del Maule + La Invernada