



**Centro de Despacho Económico de Carga  
CDEC-SIC**

**INFORME MENSUAL DE OPERACIÓN**

**Abril de 2014**

**Teatinos 280, piso 12, Santiago**  
**Tel. 2424 6300**  
**Fax. 2424 6301**  
**[www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)**  
**Santiago-Chile**

## INDICE DEL INFORME MENSUAL

	<i>Página</i>	
I	Resumen Ejecutivo	2
II	Hechos Relevantes del Parque de Generación y Transmisión	4
	II.1 Hechos Relevantes del Parque Generador	4
	II.2 Obras de Generación y Capacidad Instalada del SIC	6
	II.3 Hechos Relevantes del Parque Transmisor	7
	II.4 Principales Perturbaciones en el SIC	7
III	Informes, Divergencias y Resoluciones	13
	III.1 Dirección de Peajes	13
	III.2 Dirección de Operación	13
	III.3 Divergencias y Resoluciones	14
	III.4 Solicitudes SEC – CNE	14
IV	Evolución del Costo de Oportunidad de los Embalses del SIC	15
	IV.1 Abril 2014	15
	IV.2 Costos Marginales Proyectados Mayo 2014 – Abril 2015	16
V	Reserva en Giro	16
VI	Reserva Pronta Térmica	17
	a) Unidades con Tiempo de Partida de hasta 10 minutos	17
	b) Unidades con Tiempo de Partida entre 10 y 30 minutos	18
VII	Energía no Generada por Centrales del SIC	18
VIII	Reserva Fría	19
IX	Evolución Mensual de la Demanda	20
X	Costos Marginales Reales de Energía en Barras del SIC	22
XI	Ventas SIC	23
XII	Extracciones Laguna del Maule	24
XIII	Estadísticas Hidrológicas	24
	XIII.1 Caudales Afluentes	24
	XIII.2 Afluentes Esperados	27
	XIII.3 Estadística de Lluvias	32
XIV	Restitución para Riego	37
XV	Evolución de Cotas de Embalses	37
XVI	Stock de Combustibles	38
	ANEXO I Generación Bruta de Centrales del SIC	
	ANEXO II Cuadro General de Divergencias CDEC-SIC	
	ANEXO III Matrices de Costos Marginales en el SIC	
	ANEXO IV Evolución de Cotas de Embalses del SIC	
	ANEXO V Stock de Combustibles	

## I Resumen Ejecutivo

Se presenta a continuación un informe con los aspectos más importantes de la operación del Sistema Interconectado Central, ocurridos durante Abril de 2014.

La demanda bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 6,923.3 (MWh/h), y tuvo lugar el día viernes 25, siendo un 2.0% mayor que la máxima demanda registrada en Abril de 2013, la cual alcanzó los 6,790.4 (MWh/h). Por otro lado, la demanda mínima registrada durante el mes de alcanzó los 4,318.9 (MWh/h), siendo un 0.7% menor que la mínima demanda registrada en Abril de 2013, la que alcanzó 4,348.4 (MWh/h). Por otro lado, la demanda máxima en período de punta alcanzó los 6,510.0 (MWh/h), valor registrado en la hora 20 del martes 29.

La máxima producción diaria de energía también se registró el viernes 25, alcanzando los 147,021 (MWh), valor que resulta ser un 1.9% mayor que la máxima producción diaria registrada en Abril de 2013, la cual alcanzó los 144,296 (MWh). La Producción total de energía del mes alcanzó los 4,147.4 (GWh). Este valor representa un incremento del 0.9% respecto de la producción de energía registrada en Abril de 2013, la cual alcanzó los 4,111.0 (GWh). De esta forma, la producción acumulada durante el período enero-abril alcanza a 17,026 (GWh), un 1.2% mayor a los 16,826 (GWh) acumulados a igual fecha de 2013.

La participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte, durante el mes de Abril de 2014, se resume en siguiente cuadro comparativo:

<b>Producción del SIC</b>	<b>Abril 2014</b>	<b>Abril 2013</b>
Hídrico	34.51%	31.40%
Térmico	63.30%	67.70%
Eólico	1.54%	0.90%
Solar	0.65%	0.00%

A nivel de cantidad bruta total producida por tipo de aporte, el siguiente cuadro resume la producción de energía realizada en el mes de Abril.

<b>Producción Bruta de Energía del SIC (GWh)</b>	<b>Abril 2014</b>	<b>Abril 2013</b>	<b>Δ%</b>
Hídrico	1,431.1	1,290.9	<b>+10.80%</b>
Térmico	2,625.4	2,782.9	<b>-5.66%</b>
Eólico	64.0	37.1	<b>+72.65%</b>
Solar	26.9	0.1	<b>+19,609.4%</b>

Respecto de las características del año hidrológico, la probabilidad de excedencia para el año hidrológico Abril 2014 – Marzo 2015 se estima en 96% (año del tipo seco).

Finalmente, las ventas esperadas de energía alcanzan los 3,907.6 (GWh), un 1.2% mayor que las ventas efectuadas en Abril de 2013, las que totalizaron 3,862.1 (GWh). De estos 3,907.6 (GWh), se estima en cerca de un 70.0% las ventas a realizar a clientes de precio regulado (esto es equivalente a aproximadamente 2,735.3 GWh).

## II Hechos Relevantes del Parque de Generación y Transmisión

### II.1 Hechos Relevantes del Parque Generador

En relación a condiciones especiales de operación de unidades del SIC, durante Abril se registró la operación en condición de agotamiento de las siguientes centrales, por los períodos que se señalan:

- C. Pehuenche: En condición de agotamiento entre los días martes 1 y jueves 3, y entre los días jueves 10 y miércoles 30.
- C. Rapel: En condición de agotamiento entre los días domingo 6 y miércoles 30.

Por otro lado, no se registró operación en condición de vertimiento en centrales del sistema.

Respecto de la disponibilidad de gas en centrales del sistema, a la fecha de emisión de este informe, se puede señalar lo siguiente:

Centrales Nehuenco [ Información Pendiente ]  
y Candelaria

Central Taltal: [ Información Pendiente ]

Central San Isidro: [ Información Pendiente ]

Central Quintero: [ Información Pendiente ]

En Anexo I se incluye la generación bruta real de las centrales conectadas al SIC, de acuerdo a lo informado por las empresas al día viernes 05 de Mayo de 2014. A partir de esta información, se muestra en el gráfico 1 la variación porcentual de participación en el abastecimiento de la demanda mensual del sistema según tipo de aporte, en el gráfico 2 la participación por empresa en el abastecimiento mensual de la demanda y, en el gráfico 3, la participación promedio anual, a la fecha, en el abastecimiento de la demanda, por empresa.

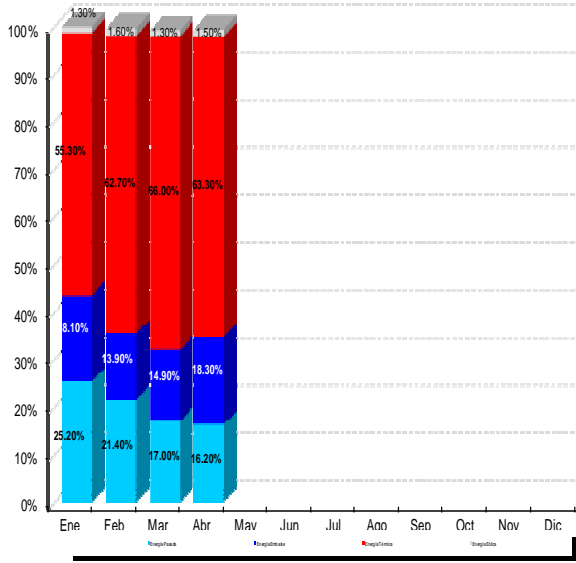


Gráfico 1 Participación Mensual Según Tipo de Aporte

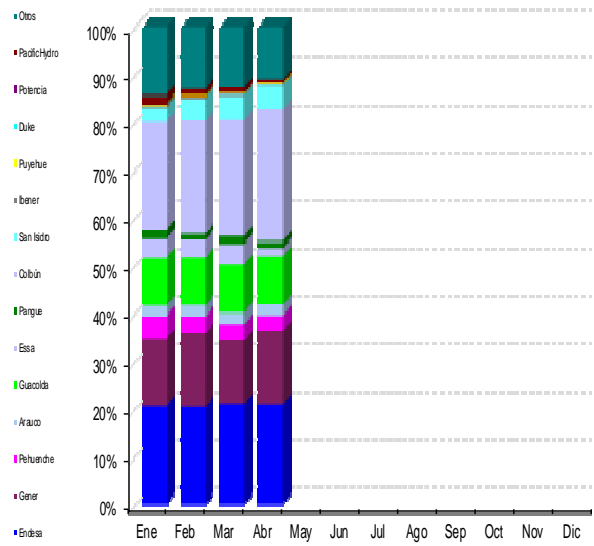


Gráfico 2 Participación Mensual por Empresa

PARTICIPACIÓN POR EMPRESA EN LA GENERACIÓN ANUAL

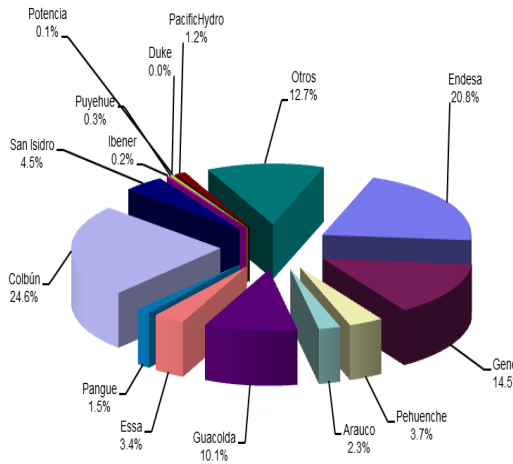


Gráfico 3 Participación Promedio Anual por Empresa

## II.2 Obras de Generación y Capacidad Instalada en el SIC

Al 30 de Abril de 2014, la capacidad instalada en el SIC presenta la composición que se indica en el cuadro N° 1.

CAPACIDAD INSTALADA DEL SIC (EN MW)					
	Térmico	Hídrico	Eólico	Solar	Total
Arauco Bioenergía	224.3	0.0	0.0	0.0	224.3
AesGener S.A	1220.8	271.0	0.0	0.0	1491.8
Colbún S.A	1697.0	1056.7	0.0	0.0	2753.7
Endesa	1466.9	2285.8	78.2	0.0	3830.9
Guacolda S.A	608.0	0.0	0.0	0.0	608.0
Pangue S.A	0.0	467.0	0.0	0.0	467.0
Pehuenche S.A	0.0	699.0	0.0	0.0	699.0
Eléctrica Santiago S.A.	479.0	0.0	0.0	0.0	479.0
San Isidro S.A	379.0	0.0	0.0	0.0	379.0
Ibener S.A	0.0	140.0	0.0	0.0	140.0
Puyehue	0.0	40.8	0.0	0.0	40.8
SGA	39.6	0.0	0.0	0.0	39.6
Duke	219.2	0.0	0.0	0.0	219.2
PacificHydro	0.0	12.0	0.0	0.0	12.0
Potencia	115.2	0.0	0.0	0.0	115.2
Otros	1473.3	1339.7	250.7	157.1	3220.9
<b>Total</b>	<b>7922.3</b>	<b>6312.0</b>	<b>328.9</b>	<b>157.1</b>	<b>14720.4</b>

**Cuadro N° 1** Capacidad Instalada en el SIC

Nota: Cuadro no considera centrales en prueba, correspondientes a las centrales: San Andrés hidro (40 MW), Laja I hidro (34 MW), biomasa Lautaro-Comasa 2 (22 MW), eólica San Pedro (36 MW) y eólica El Arrayán (100 MW)

Respecto de nuevas instalaciones de generación y transmisión, para el mes de Abril se tiene lo siguiente:

### Generación:

- Martes 1: Se entrega a la explotación la C. Energía Pacífico (térmica biomasa de 15.6 MW), y las unidades 1 y 3 de C. Angostura (hidroeléctrica de 140.3 MW y 47.25 MW respectivamente).
- Sábado 12: Se entrega a la explotación la C. Los Hierros (hidroeléctrica de pasada de 25.0 MW)
- Viernes 25: Se entrega a la explotación la unidad 2 de C. Angostura, de 140.3 MW.
- Miércoles 30: Se entregan a la explotación las centrales solares fotovoltaicas Llano de Llampos y San Andrés, con una capacidad instalada de 100.0 MW y 50.0 MW, respectivamente.
- A mediados de mes sincroniza, dando inicio a su etapa de pruebas de puesta en servicio, la unidad 2 biomasa de central Lautaro (Comasa) de 22 MW, mientras que a finales de mes sincronizan las centrales eólicas San Pedro (Chiloé) y El Arrayán, de 36.0 MW y 100.0 MW de capacidad, respectivamente.

### Transmisión:

- Domingo 6: se entrega a la explotación la S/E Don Goyo 220 kV.
- Jueves 10: S/E Lautaro-Comasa, entregado a la explotación transformador N° 2 de 30 MVA, 66/13.2 kV.
- Sábado 26: S/E Pirque transformador N°1 de 110/13,2 kV de 5.2 MVA queda E/S y entregado a las explotación.

### **II.3 Hechos Relevantes del Parque Transmisor**

Durante el mes de Abril se efectuaron las siguientes maniobras operacionales de apertura y cierre de líneas para efectos de control de tensión.

- LT 220 kV Ralco-Charrúa cto1: Apertura y cierre para control de tensión los días sábado 12, domingo 13, viernes 18, sábado 19, domingo 20, domingo 27, lunes 28 y miércoles 30.
- LT 220 kV Cautín-Mulchén cto1: Apertura y cierre para control de tensión el viernes 11 y domingo 20.
- LT 220 kV Cautín-Mulchén cto2: Apertura y cierre para control de tensión el día jueves 10, domingo 13 y lunes 21.
- LT 220 kV Charrúa-Mulchén cto 1: Apertura y cierre para control de tensión el domingo 20.
- LT 220 kV Charrúa-Mulchén cto 2: Apertura y cierre para control de tensión el día domingo 13, y el día lunes 21.

### **II.4 Principales Perturbaciones en el SIC**

Durante el mes de Abril se produjeron las siguientes perturbaciones y fallas que afectaron al SIC y que implicaron pérdidas de consumo por un tiempo superior a los tres minutos, en nivel de tensión sobre 23 kV:

- Martes 1 El contacto de un pájaro con la línea 66 kV El Manco – Horcones en su estructura N° 86, provoca su apertura por operación de protecciones, perdiéndose 23.2 MW de consumos en la Octava región.



- **Miércoles 2** Se produce la apertura de la línea 66 kV Tap Off Nihue – Las Arañas, causada por la desconexión forzada del interruptor 52-89B1 tras intento de robo de conductor de cobre de esta línea, en su estructura N° 48. Debido a esto, se pierden 5.0 MW de consumos en esa zona de la Región Metropolitana.
  
- **Jueves 3** Una tormenta eléctrica provoca la apertura por operación de protecciones de la línea 220 kV Melipulli – Chiloé, perdiéndose 43.3 MW de consumos en la Décima región.
  
- **Viernes 4** Se registran las siguientes interrupciones de suministro que afectan a instalaciones del SIC, provocando las pérdidas de consumos que se indican a continuación:
  - 00:13 hrs., Se produce la apertura de la línea 66 kV Tap Nihue – Las Arañas, provocada por un intento de robo de los conductores de cobre de ésta, en su estructura N° 48. Se pierden 4.8 MW de consumos en la Sexta Región.
  - 05:12 hrs., Una tormenta eléctrica provoca la apertura por operación de protecciones de la línea 110 kV Chiloé – Pid Pid, desconectándose 28.8 MW de consumos en la Décima región.
  - 13:29 hrs., Se produce la apertura de la línea 33 kV Hualte – Quirihue, debido a un cortocircuito provocado por el contacto de un ave con sus fases A y B entre las estructuras N° 510 y N° 511. Debido a esto se desconectan 2.3 MW de consumos en la Octava región.
  - 23:25 hrs., Fuerte sismo provoca la salida de la Central Campiche, lo que causa la desconexión de 252.3 MW de consumos distribuidos entre las regiones Tercera, Metropolitana, Quinta, Sexta, Séptima y Octava, por operación del esquema EDAC BF.
  
- **Martes 8** Se produce la apertura de la línea 66 kV Las Arañas – Mandinga, producto de una descarga eléctrica a tierra. Se desconectan 3.5 MW de consumos en la Sexta Región.
  
- **Miércoles 9** Se produce la apertura por operación de protecciones de la línea 110 kV San Pedro – Las Vegas circuito 1, debido a un incendio bajo el arranque en derivación de 110 kV Pachacama - La Calera. Se desconectan 47.2 MW de consumos en la Quinta región.
  
- **Jueves 10** Se produce la desconexión en S/E A. Jahuel del autotransformador N°2 de 220/154 kV, provocado por una

descarga a tierra en el pararrayos del transformador N°2 de 154/66 kV de S/E Paine. Debido a esto, se desconectan 218.5 MW de consumos distribuidos entre las Regiones Metropolitana y Sexta.

- **Viernes 11** La desconexión forzada de la central Santa María debido a alta presión de hogar en caldera, provoca una disminución de la frecuencia que causa la activación del escalón 1 del esquema EDAC BF asociado a los consumos S/E Vitacura y Celulosa Pacífico, desconexión carga por 39.5 MW en esos consumos de la Región Metropolitana y Sexta región, respectivamente.
  
- **Sábado 12** Se registran las siguientes interrupciones de suministro que afectan a instalaciones del SIC, provocando las pérdidas de consumos que se indican a continuación:  
  
19:37 hrs., Un incendio de gran magnitud provoca la desconexión de la línea 110 kV Laguna Verde – Agua Santa, circuitos 1 y 2. Debido a esto se desconectan 50.0 MW de consumos en la Quinta región.  
  
20:26 hrs., La permanencia y extensión del incendio que afecta a parte de la Quinta región provoca nuevamente la desconexión de la línea 110 kV Laguna Verde – Agua Santa, circuitos 1 y 2, provocando la pérdida de 55.2 MW de consumos.
  
- **Domingo 13** La permanencia y extensión del incendio del día anterior provoca la desconexión de la línea 110 kV Laguna Verde – Agua Santa circuito 2. Se desconectan 55.2.0 MW de consumos en la Quinta región.
  
- **Lunes 14** Se produce la desconexión intempestiva de la línea 66 kV Lo Miranda - Loreto por operación de protecciones ante falla atribuida a ave que hace contacto con los conductores entre las estructuras N° 129 y N° 130 de la línea. Como consecuencia, se desconectan 4.3 MW de consumos en la Sexta región.
  
- **Domingo 20** Se produce la interrupción por operación de protecciones de la línea 66 kV Coronel – El Manco – Horcones circuito 2, causada por la operación del interruptor 52BT6 de S/E Coronel. Se desconectan 53.2 MW de consumos en la Octava región.

- **Lunes 21** Se registran las siguientes interrupciones de suministro que afectan a instalaciones del SIC, provocando las pérdidas de consumos que se indican a continuación:  
09:17 hrs., la electrocución de un jote en la estructura N°99 de la línea 110 kV Diego de Almagro – El Salado provoca su apertura por operación de protecciones, desconectándose 1.8 MW de consumos en la Tercera región.  
15:00 hrs., Se produce la apertura de la línea 66 kV Malloa – San Vicente de Tagua Tagua, causada por un incendio bajo la línea, entre sus estructuras 109 y 110. Se desconectan 10.8 MW de consumos en la Sexta región.
- **Sábado 26** Un corte de líneas a la salida de la S/E La Unión, provoca la desconexión de la línea 66 kV Los Lagos – La Unión, desconectándose 2.4 MW de consumos en la Decimocuarta región.
- **Lunes 28** Se produce la apertura por operación de protecciones de la línea 66 kV San Javier – Constitución, desconectándose 11.4 MW de consumos en la Séptima región.
- **Miércoles 30** Se registra la pérdida de 8.6 MW de consumos en la Octava región debido a la apertura por operación de protecciones de la línea 66 kV Penco - Tomé, provocada por la desconexión forzada del interruptor 52B1 de la S/E Penco. Debido a esto, se desconectan 8.6 MW de consumos en la Octava región.

Fecha	Perturbaciones	Hora Inicio-Fin	Energía No Suministrada
01 Abr	LT 66 kV El Manco - Horcones	15:39 – (1)	3.70 MWh
02 Abr	LT 66 kV Tap Off Nihue – Las Arañas	00:16 – 02:51	12.40 MWh
03 Abr	LT 220 kV Melipulli – Chiloé	23:45 – 00:13	19.90 MWh
04 Abr	LT 66 kV Tap Nihue – Las Arañas	00:13 – 01:32	6.30 MWh
04 Abr	LT 110 kV Chiloé – Pid Pid	05:12 – 05:27	7.20 MWh
04 Abr	LT 33 kV Hualte – Quirihue	13:29 – 13:55	0.86 MWh
04 Abr	C. Campiche	23:25 – (2)	81.10 MWh
08 Abr	LT 66 kV Las Arañas – Mandinga	13:15 – 13:37	1.30 MWh
09 Abr	110 kV San Pedro – Las Vegas cto 1	14:37 – 15:04	27.50 MWh
10 Abr	S/E A. Jahuel ATR 2 de 220/154 kV	14:10 – (3)	146.60 MWh
11 Abr	C. Sta. María	11:11 – 11:27	4.40 MWh
12 Abr	LT 110 kV Agua Santa-Lag.Verde ctos 1 y 2	19:37 – 19:47	7.90 MWh
12 Abr	LT 110 kV Agua Santa-Lag.Verde ctos 1 y 2	20:26 – 20:43	15.87 MWh
13 Abr	LT 110 kV Agua Santa-Lag.Verde ctos 1 y 2	00:50 – 00:58	7.30 MWh
14 Abr	LT 66 kV Lo Miranda - Loreto	14:00 – 15:32	6.60 MWh
20 Abr	LT 66 kV Coronel-El Manco-Horcones cto 2	20:16 – 20:22	7.41 MWh

Fecha	Perturbaciones	Hora Inicio-Fin	Energía No Suministrada
21 Abr	LT 110 kV Diego de Almagro – El Salado	09:17 – 09:35	0.54 MWh
21 Abr	LT 66 kV Malloa–San Vicente de Tagua Tagua	15:00 – 15:09	1.62 MWh
26 Abr	LT 66 kV Los Lagos – La Unión	02:55 – 17:53	35.92 MWh
28 Abr	LT 66 kV San Javier – Constitución	10:13 – 10:17	0.57 MWh
30 Abr	LT 66 kV Penco - Tomé	22:33 – 05:10	50.90 MWh
<b>Total</b>			<b>445.89 MWh</b>

(1) 15:45 hrs., Cañete, Lota, Colcura, Carampangue, Curanilahue, Tres Pinos y Lebu; 18:54 hrs., S/E Enacar.

(2) 23:27 hrs Chilectra ; 23:48 hrs Codelco Salvador ; 00:12 hrs El Teniente y Planta CMPC Maule; 23:28 hrs Chilquinta; 23:30 hrs STS y Luz Parral ; 23:33 hrs Transnet ; 23:42 hrs Minera Valle Central ; 23:47 hrs Cap ; 00: 15 hrs Papeles Bio Bio.

(3) 14:15 hrs., S/E Buin ; 14:17 hrs. S/E Rosario ; 14:34 hrs., SS/EE Rancagua, Alameda, Graneros, Hospital, San Francisco de Mostazal, Punta de Cortés, Tuniche, Chumaquito, Lo Miranda, Loreto, Cachapoal y Machali ; 15:38 hrs., S/E Fátima.

En cuanto a fallas con pérdidas de consumos por tiempos iguales o menores a tres minutos, en nivel de tensión sobre 23 kV, se tiene:

- El martes 1, entre 11:41-11:42 hrs., debido a perturbación en el sistema por falla en línea de 220 kV A. Jahuel – Chena 3, se pierden 50.0 MW de consumos en la Sexta región correspondientes a Codelco-Mineros.
- El viernes 11, entre 11:11-11:12 hrs. en S/E Vitacura se produce la operación del primer escalón de baja frecuencia, perdiéndose 25.0 MW de consumos en la Región Metropolitana.
- El sábado 12, entre 17:56-17:59 hrs. se registra la operación de protecciones de distancia de la línea de 110 kV Agua Santa-Laguna Verde ctos 1 y 2, debido a una falla originada en un incendio de gran magnitud en sus proximidades, lo que causa la pérdida de 62.0 MW de consumos en la Quinta región.
- El sábado 12, entre 18:01-18:04 hrs., se produce la apertura por operación de protecciones de la línea de 110 kV Laguna Verde - Agua Santa 1, debido a incendio en la zona. Se pierden 16.5 MW de consumos correspondiente en la Quinta región.
- Jueves 17, entre las 19:47-19:50 hrs., se registra la pérdida de 8.0 MW de consumos debido a la interrupción forzada por operación de protecciones de la línea de 66 kV Marchigüe - Lihueimo – Paniahue.

Por otra parte, la ejecución de trabajos programados durante el mes dio origen a las siguientes desconexiones de consumos:

- Jueves 3: De 09:02-17:30: Trabajo Programado: Mantenimiento preventivo en LT 220 kV Mampil – Rucue. Se desconecta 1.0 MW de consumos en esa zona de la Octava región.
- Lunes 7: De 02:10-03:58: Trabajo Programado: Trabajos de reparación de punto caliente crítico en el 52CT1 de S/E Lota asociado al transf. 66/13.8 kV - 10/12 MVA. Se desconectan 7.0 MW de consumos en esa zona de la Octava región.
- Jueves 10: De 08:00-19:47: Trabajo Programado: Desconexión del desconectador 89L1, a fin de realizar mantenimiento a desconectador 89L2 y 89L2-T, asociados a S/E Minera Valle Central 154 kV. Se desconectan 30.0 MW de consumos en la Sexta región.
- Domingo 13: De 07:55-16:41: Trabajo Programado asociado al proyecto ampliación S/E Duquenco, provoca la desconexión de la LT 66 kV Pangué – Duquenco, y la desconexión de 0.3 MW de consumos en la Octava región.
- Domingo 20: De 01:37-08:10: Trabajo Programado: Mantenimiento preventivo, inspección y pruebas de verificación en transformadores de S/E Paine 154/66 kV BT1 y BT2. Se desconectan 15.0 MW de consumos en la Octava región.
- Domingo 27: De 07:53-14:24: Trabajo Programado: Desconexión por mantenimiento preventivo básico a equipos primarios y sistemas de control en S/E Cholguán asociados al transf. 220/13.8 kV - 32/50 MVA. Se desconectan 13.0 MW de consumos en la Octava región.

A continuación, en el cuadro N° 3, se muestra la estadística de energía no suministrada estimada, que es un resumen correspondiente al año 2014:

Mes	ENERGÍA NO SUMINISTRADA							
	Por Fallas (en MWh)	Por Reducciones de Consumo (en MWh)	Por trabajos programados (en MWh)	Total Mes (en MWh)	Respecto Demanda Bruta Mensual (en %)	Respecto Ventas Mensual (en %)	Acumulada Año 2014	Respecto Demanda Bruta Acumulada (en %)
Enero	1040.95	0.00	326.88	1367.83	0.031%	0.033%	1367.83	0.031%
Febrero	632.34	0.00	229.28	861.62	0.021%	0.023%	2229.45	0.010%
Marzo	947.18	0.00	333.84	1281.02	0.029%	0.031%	3510.47	0.010%
Abril	575.17	0.00	445.89	1021.06	0.025%	0.026%	4531.53	0.006%
Mayo								
Junio								
Julio								
Agosto								
Septiembre								
Octubre								
Noviembre								
Diciembre								

**Cuadro N° 3** Resumen de Energía no Suministrada (ventas abril estimadas)

### **III Informes, Divergencias y Resoluciones**

#### **III.1 Dirección de Peajes**

Durante el mes de Abril, dentro del conjunto de actividades realizadas por la DP del CDEC-SIC, se destaca lo siguiente:

- El 14 de abril la DP envía invitaciones a licitación privada para adjudicar la Auditoría Técnica de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto Exento N°82 de 2012 del Ministerio de Energía: - “Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla - Rapel”.- “Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido” y “Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV”.
- En el ámbito de la subtransmisión, se envía a la CNE nueva versión del Factor de Distribución de Ingresos, la cual incorpora las instalaciones puestas en servicio entre el 1° de mayo de 2013 y el 28 de febrero de 2014, y que incluye las observaciones realizadas por las empresas hasta el 22 de abril.
- Durante abril se ha avanzado en la preparación de las respuestas a las observaciones formuladas por las empresas al procedimiento DP sobre Servicios Complementarios “Remuneración de Servicios Complementarios”.
- El viernes 25 se emite la Revisión Anual del Informe de Peajes Troncales año 2013, el cual considera las observaciones realizadas por las empresas hasta el día 11 de abril.

#### **III.2 Dirección de Operación**

Durante el mes de Abril, dentro del conjunto de actividades realizadas por la DO del CDEC-SIC, se destaca lo siguiente:

- A comienzos de abril se ha publicado el informe sobre Grado de Cumplimiento de los aspectos establecidos en el Art. 1-15 de la NT de SyCS.
- Durante abril se ha avanzado en la preparación de las respuestas a las observaciones formuladas por las empresas a los procedimiento DO sobre Servicios Complementarios:
  - “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.
  - “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.

- “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”.
- “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.
- Se ha enviado a las empresas una segunda versión del cálculo de Potencia Firme preliminar 2014.

### III.3 Divergencias y Resoluciones

En Anexo II se adjunta un cuadro resumen con el detalle de Divergencias y Resoluciones a la fecha de emisión de este informe, no habiéndose producido nuevas discrepancias durante el mes de Abril.

### III.4 Solicitudes SEC-CNE

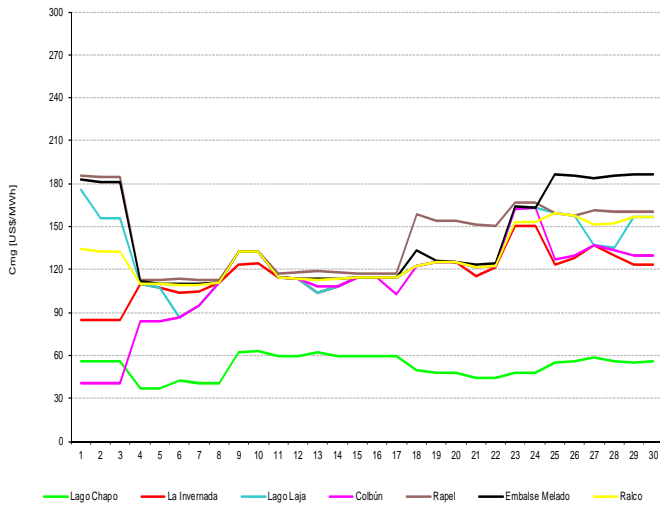
El siguiente cuadro resume los requerimientos efectuados por la CNE, SEC y Ministerio de Energía durante el mes de Abril.

Oficio / Carta	Materia	Fecha Rpta
OF SEC 3506	Instruye el envío de información de fallas, asociado a EAF 012-2014.	25 Abril DO 348/2014
OF SEC 4147	Instruye el envío de información relativa a la falla ocurrida el 24 de abril de 2014, en S/E Santa Elene, propiedad de CHILECTRA.	30 Abril DO 373/2014
R.Exta. CNE Nº 118	Modifica texto de las bases de licitación de las obras nuevas contempladas en el decreto exento Nº 310 que fija el plan de expansión troncal.	
CNE 113 CNE 118 CNE 119	Informe técnico definitivo precios de nudo Abril 2014.	
R.Exta. CNE Nº 128	Establece y comunica el valor de los índices de contenido en las fórmulas de indexación que indica.	
R.Exta. CNE Nº 131	Modifica norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el SIC y SING.	

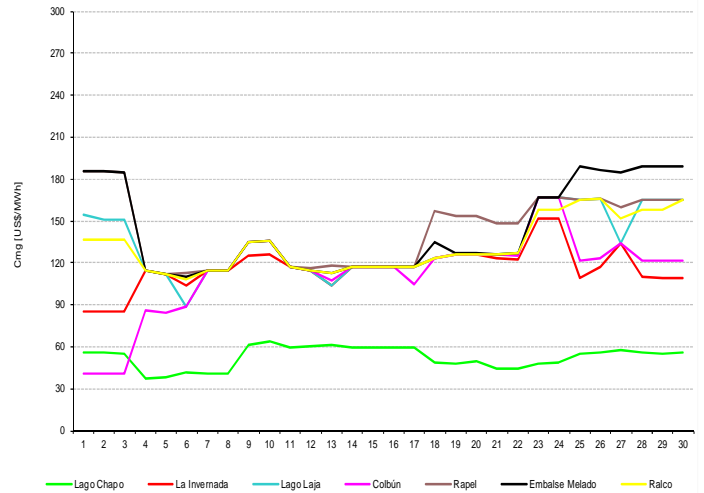
## IV Evolución del Costo de Oportunidad de los Embalses del SIC

### IV.1 Abril de 2014

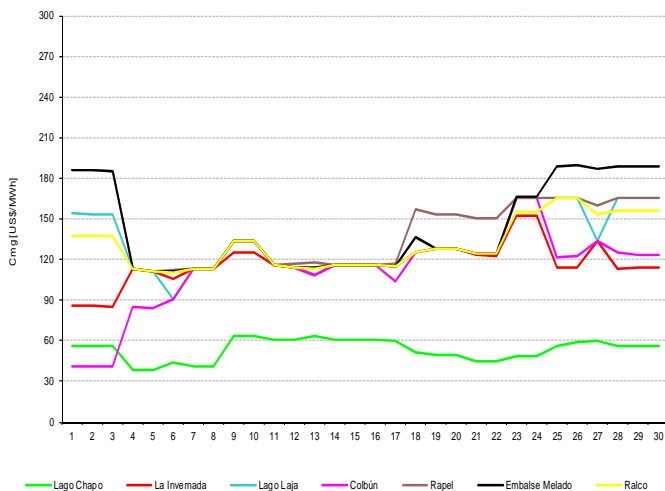
En las gráficas 4 a la 7 se resume la evolución del costo de oportunidad de los embalses del SIC (referido a la barra Quillota 220 kV), de acuerdo a las listas de mérito de los correspondientes bloques para cada día del mes de Abril de 2014. Para cada embalse, se muestra el costo de oportunidad por bloque, definiéndose éstos con la siguiente duración: Bloque 1, entre 00:00 – 08:00 Hrs; Bloque 2, entre 08:00 – 18:00 Hrs; Bloque 3, entre 18:00 – 24:00. Además, se muestra el promedio ponderado de los tres bloques antes mencionados.



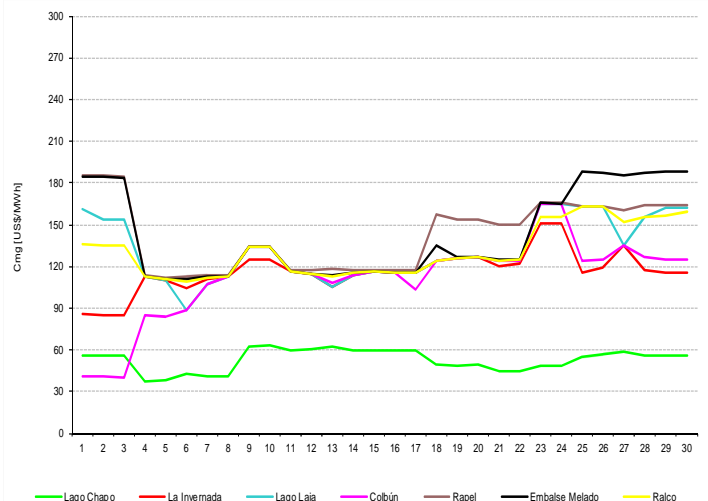
**Gráfico 4** Costo de Oportunidad Embalses, Bloque 1



**Gráfico 5** Costo de Oportunidad Embalses, Bloque 2



**Gráfico 6** Costo de Oportunidad Embalses, Bloque 3



**Gráfico 7** Costo de Oportunidad Embalses, Promedio Bloques



## IV.2 Costos Marginales Projectados Mayo 2014 - Abril 2015

En las gráficas 8 a la 11 se muestra el costo marginal esperado en la barra Quillota 220 kV (qui), Alto Jahuel 220 kV (aj), Diego de Almagro 220 kV (da), Pto. Montt 220 kV (pm) y Charrúa 220 kV (ch), según programa de operación de 12 meses, siendo:

- Etapa 1: Horas de demanda Alta.
- Etapa 2: Horas de demanda Media.
- Etapa 3: Horas de demanda Baja.

HS: Hidrología Seca  
HM: Hidrología Media  
HH: Hidrología Húmeda

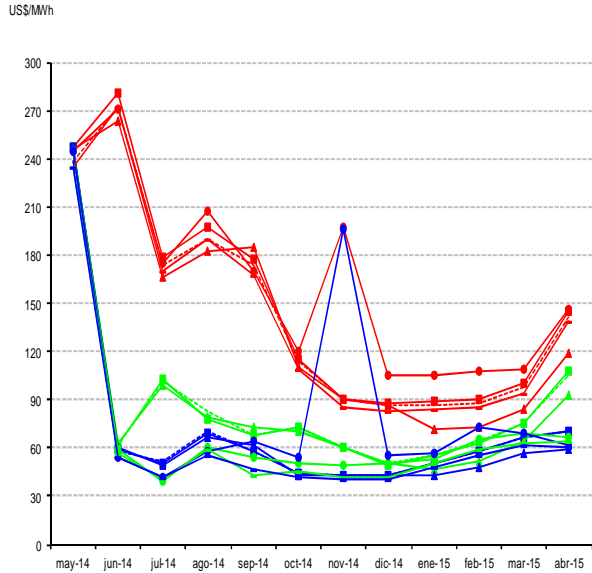


Gráfico 8 Costo Marginal Esperado en Etapa 1

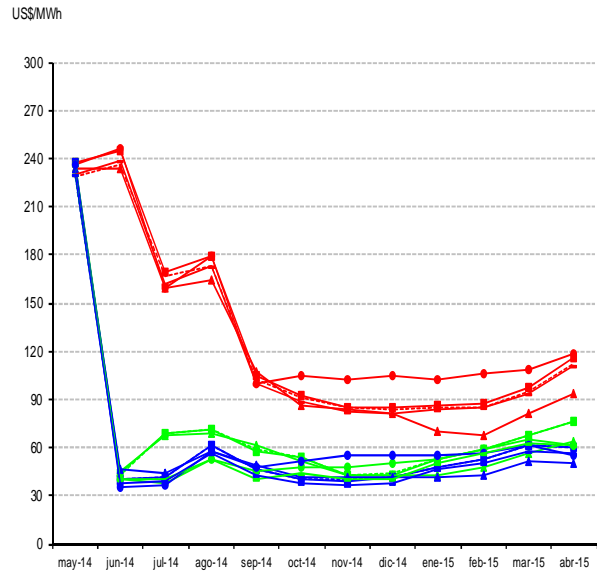


Gráfico 9 Costo Marginal Esperado en Etapa 2

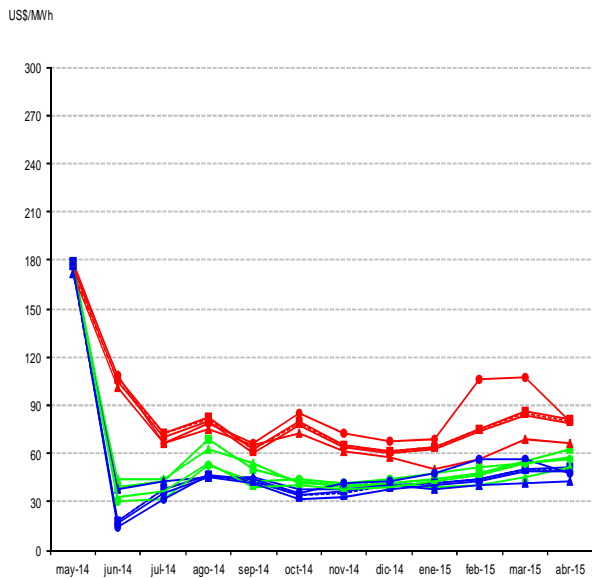


Gráfico 10 Costo Marginal Esperado en Etapa 3

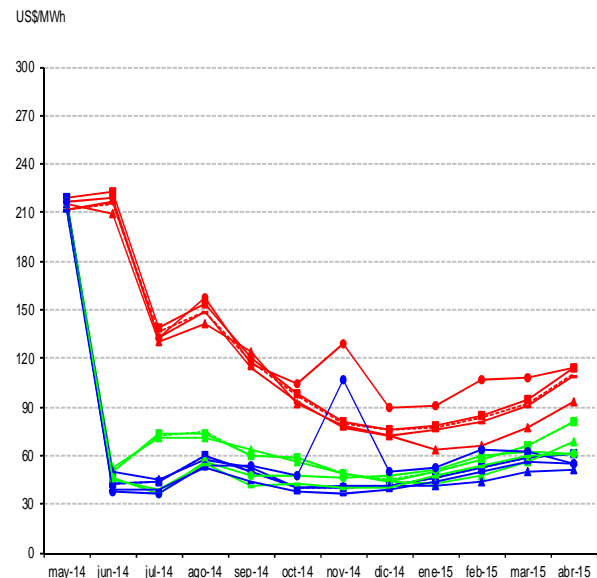


Gráfico 11 Costo Marginal Esperado Promedio Etapas

## V Reserva en Giro

El Gráfico N° 12 muestra la evolución horaria de la reserva en giro durante el mes de Abril de 2014 (referencial), la cual se situó como promedio en torno a los 632,1 MW y tuvo un mínimo de 344,0 MW.

Este valor representa la potencia disponible en las unidades de las centrales Pangue, El Toro, Antuco, Rapel, Canutillar, Cipreses, Pehuenche, Ralco y centrales térmicas, las que para estos efectos se consideran en operación con algún margen de reserva disponible en cada unidad.

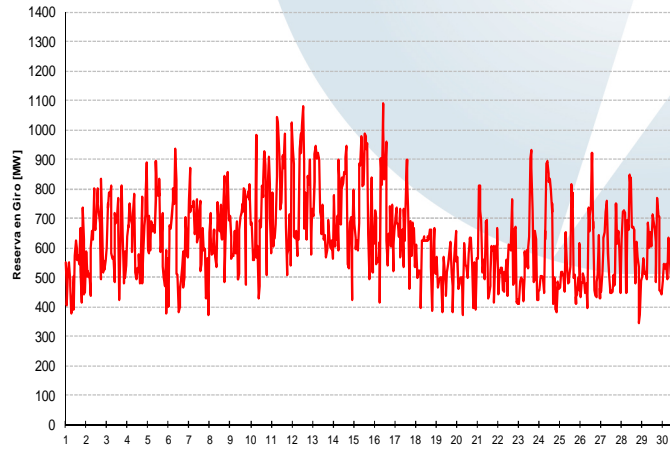


Gráfico N°12 Reserva en Giro

## VI Reserva Pronta Térmica

### a) Unidades con tiempo de partida de hasta 10 minutos

La reserva pronta con tiempos de partida de hasta 10 minutos (referencial) está conformada por las turbinas a gas Huasco TG, Diego de Almagro, El Salvador TG, Lag. Verde TG y Horcones TG. La central **Huasco TG** se despachó el viernes 4 por pruebas. La central **Diego de Almagro** no se despachó. La central **El Salvador** no se despachó. La central **Horcones** no se despachó. Finalmente, la central **Lag. Verde TG** no se despachó.

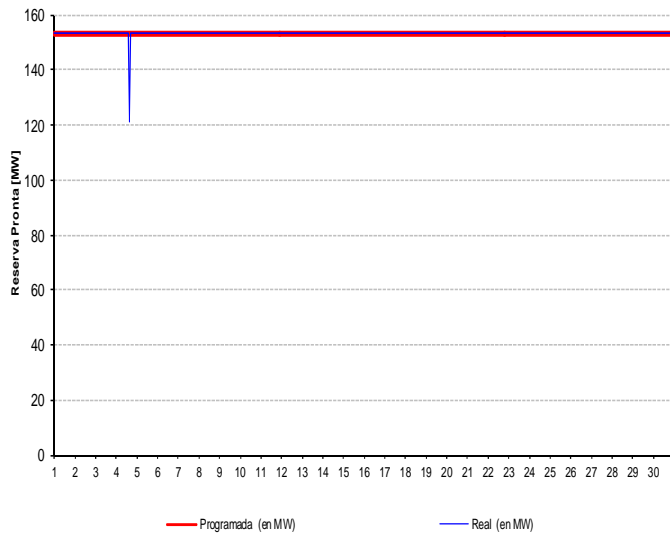
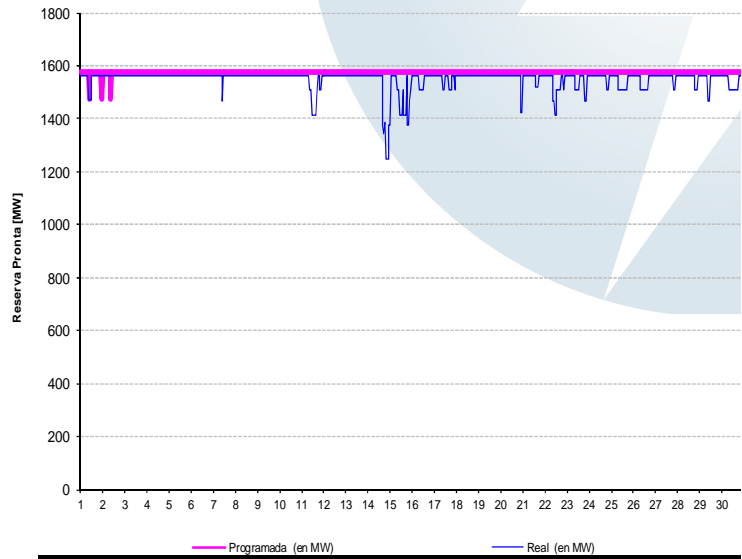


Gráfico N°13 Reserva Pronta con Tpartida menor a 10 min.

**b) Unidades con tiempo de partida entre 10 y 30 minutos**

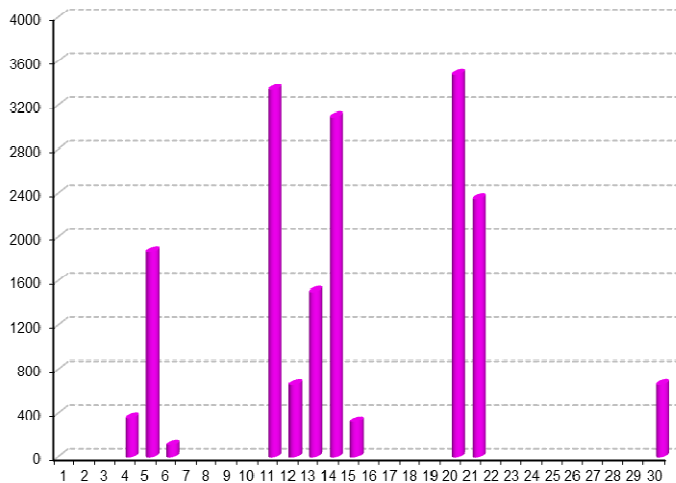
La reserva pronta con tiempos de partida de entre 10 y 30 minutos, y cuya evolución referencial (tanto programada como real) se muestra en el gráfico N° 14, está conformada por las centrales Taltal 1 y Taltal 2, Nehuenco 9B, Los Vientos, San Fco. de Mostazal, Antihue, Candelaria, Coronel, Los Olivos, Colmito, Los Espinos, Santa Lidia, San Lorenzo y Cardones, sumando un máximo que alcanza a 1.572,0 MW.



**Gráfico N°14** Reserva Pronta con Tpart menor a 30 min

**VII Energía no Generada por Centrales del SIC**

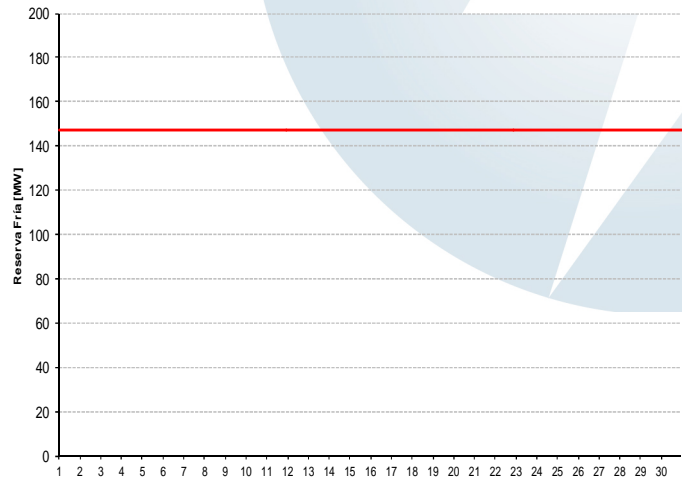
El gráfico N° 15 muestra la variación diaria de la energía no generada por centrales del SIC durante el mes de Abril, debido a desconexiones forzadas. La mayor pérdida de generación totalizó 3.479 MWh aproximadamente durante el día domingo 20, debido a la desconexión intempestiva de C. Sta María, debido a alta presión en el hogar de la caldera originada por falla en molino e inestabilidad de la central.



**Gráfico N°15** Energía no suministrada por falla de centrales

### VIII Reserva Fría

La reserva fría del sistema (referencial) corresponde a la potencia disponible en unidades térmicas con tiempos de partida superiores a una hora. El gráfico N° 16 muestra la variación de la reserva fría durante el mes de Abril según lo establecido en el Programa Diario de Operación del CDEC-SIC. Durante el mes, el aporte a esta reserva estuvo dado por C. Renca (100 MW) y Lag. Verde TV (47 MW).



**Gráfico N°16** Reserva Fría

## IX Evolución Mensual de la Demanda

Durante el mes de Abril, la producción de energía bruta del sistema experimentó un incremento del 0.9% en relación a igual mes del año 2013, alcanzando los 4,147.4 (GWh). Las demandas horarias mínima y máxima ocurridas durante Abril alcanzaron los 4,318.9 (MWh/h) y 6,923.3 (MWh/h), respectivamente. El gráfico adjunto muestra la evolución diaria de la demanda mínima y máxima durante este mes, las cuales han experimentado, respecto de las mismas variables correspondientes a Abril de 2013, un decremento del 0.7% para la demanda mínima, y un incremento del 2.0% para el caso de la demanda máxima.

Por otro lado, la demanda máxima en período de punta alcanzó los 6,510.0 (MWh/h), valor registrado en la hora 20 del martes 29.

En relación a la producción total diaria del SIC, la mayor generación de energía se registró el viernes 25, alcanzando los 147,021 (MWh), valor que resulta ser un 1,9% mayor que la máxima producción diaria registrada en Abril de 2013, la cual alcanzó los 144,296 (MWh).

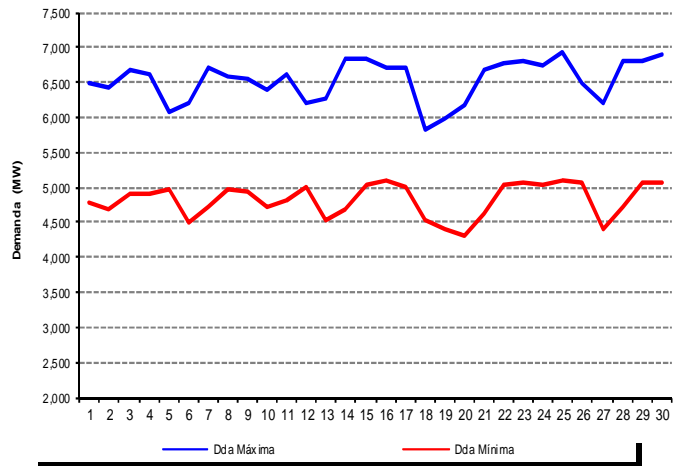


Gráfico N°17 Variación diaria demanda Mín/Máx del SIC

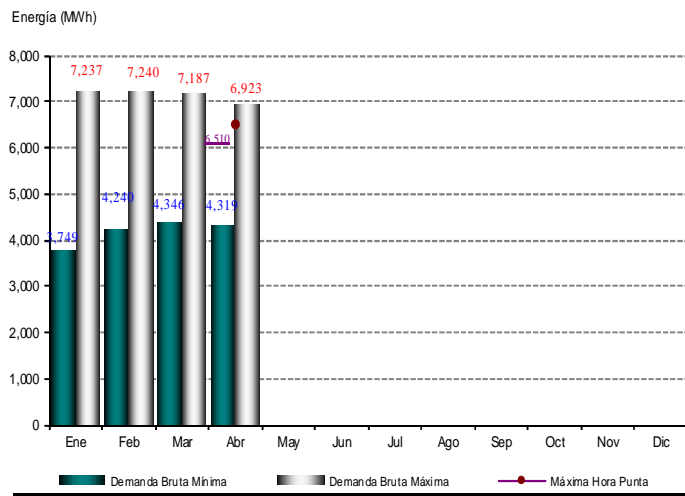


Gráfico N°18 Variación mensual demanda Mín/Máx del SIC

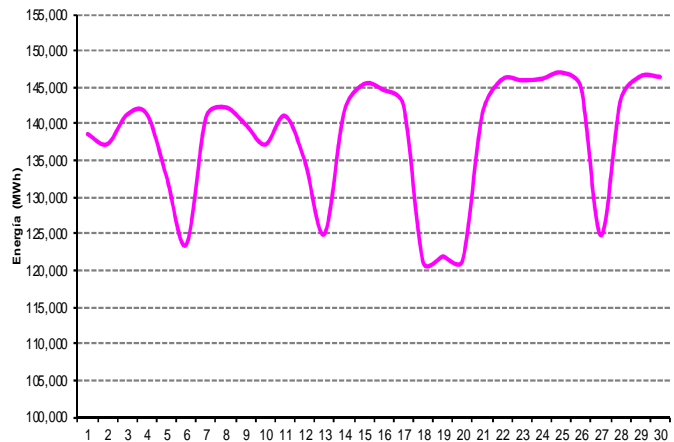
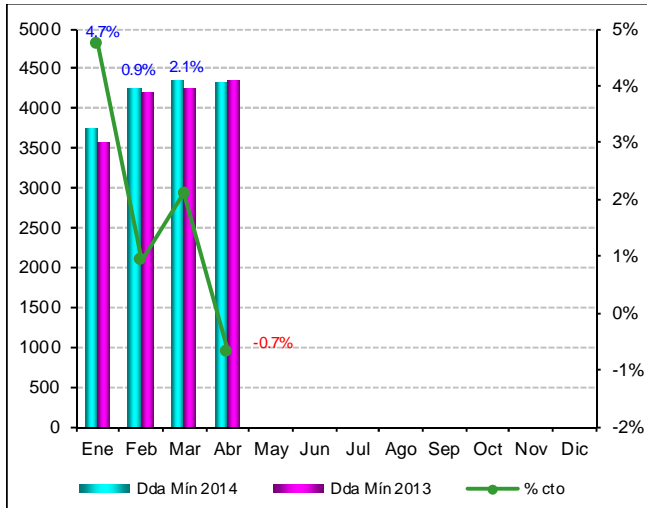
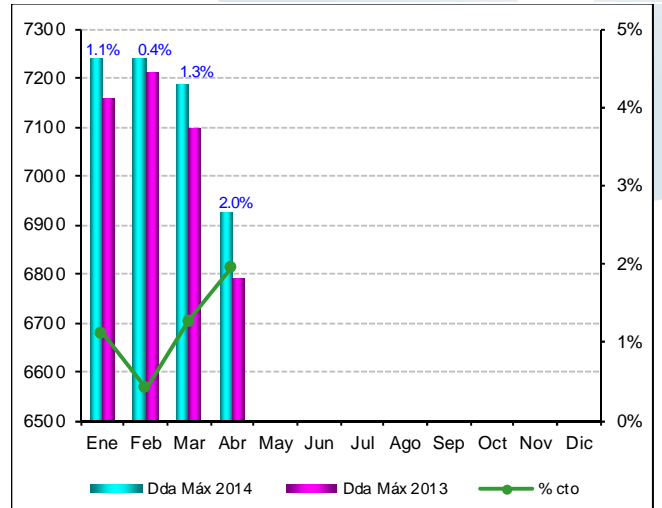


Gráfico N°19 Variación consumo total diario del SIC

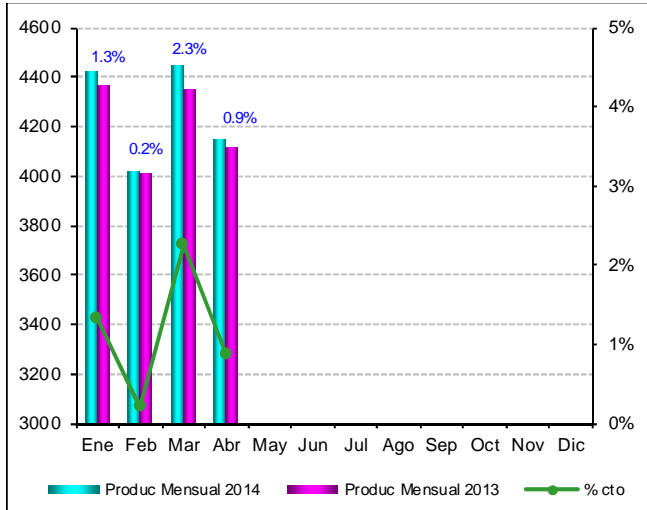
Las siguientes gráficas muestran la evolución mensual de las variables recién señaladas, así como un comparativo de ellas respecto del año 2013.



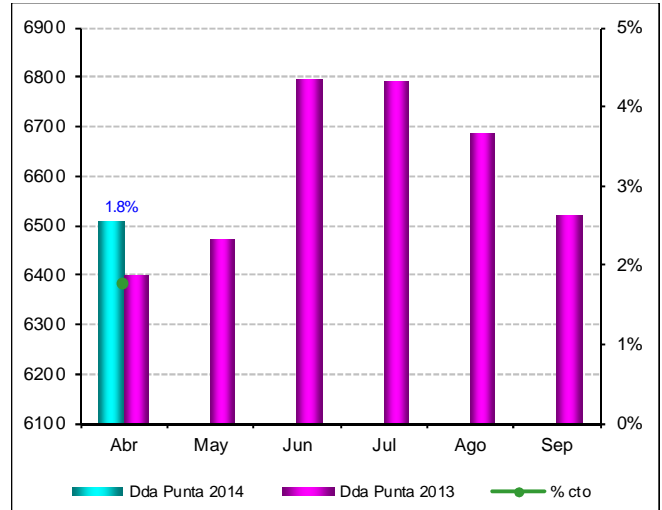
**Gráfico N°20** Variación Mensual Demanda Mínima



**Gráfico N°21** Variación Mensual Demanda Máxima



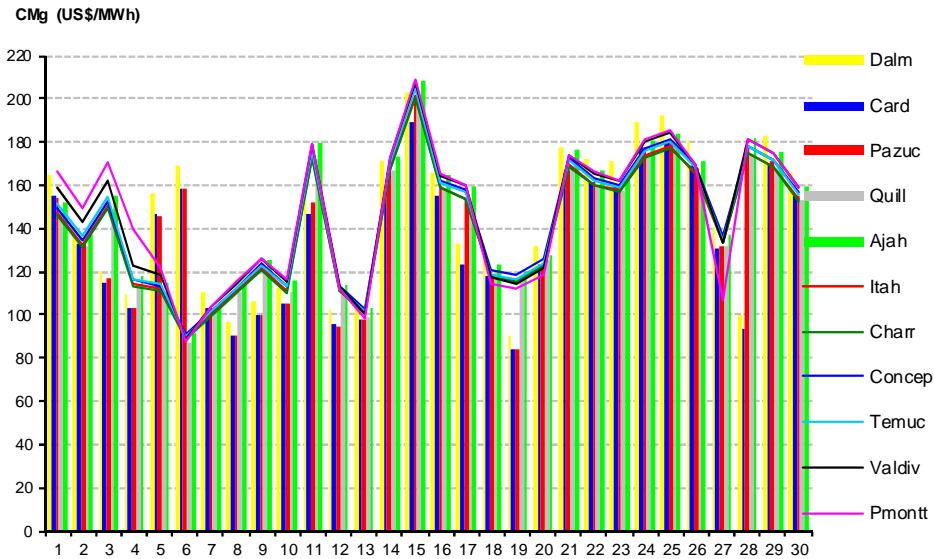
**Gráfico N°22** Variación Producción Mensual



**Gráfico N°23** Variación Demanda Máxima en Punta

## X Costos Marginales Reales de Energía en Barras del SIC

El gráfico N° 24 muestra la evolución del costo marginal, expresado en US\$/MWh, en diferentes barras representativas del SIC. Las matrices a partir de las cuales se elabora esta gráfica, se adjuntan en Anexo III de éste informe.



**Gráfico N°24** Costo Marginal Real de Energía en Barras del SIC

Durante el mes de Abril existieron desacoples en el Sistema Interconectado Central por los períodos que a continuación se indican, y que fueron originados por la activación de restricciones y/o limitaciones, así como de fallas de elementos de generación-transmisión:

**Desacople 1:** Control de transferencia por transformador 220/154 kV S/E Alto Jahuel el jueves 10.

**Desacople 2:** Control de transferencia por línea 220 kV Don Goyo – Pan de Azúcar los días sábado 5, domingo 6 y sábado 19.

**Desacople 3:** Control de transferencia por línea 220 kV Los Vilos – Las Palmas entre los días martes 2 y viernes 4, entre los días miércoles 9 y sábado 12, y el día lunes 21.

**Desacople 4:** Control de transferencia por línea 66 kV Nirivilo – Constitución los días lunes 7 y lunes 28.

**Desacople 5:** Control de transferencia por línea 220 kV Nogales – Los Vilos el día sábado 12 y lunes 14.

**Desacople 6:** Control de transferencia por transformador 220/110 kV de S/E Pan de Azúcar los días jueves 24 y viernes 25.

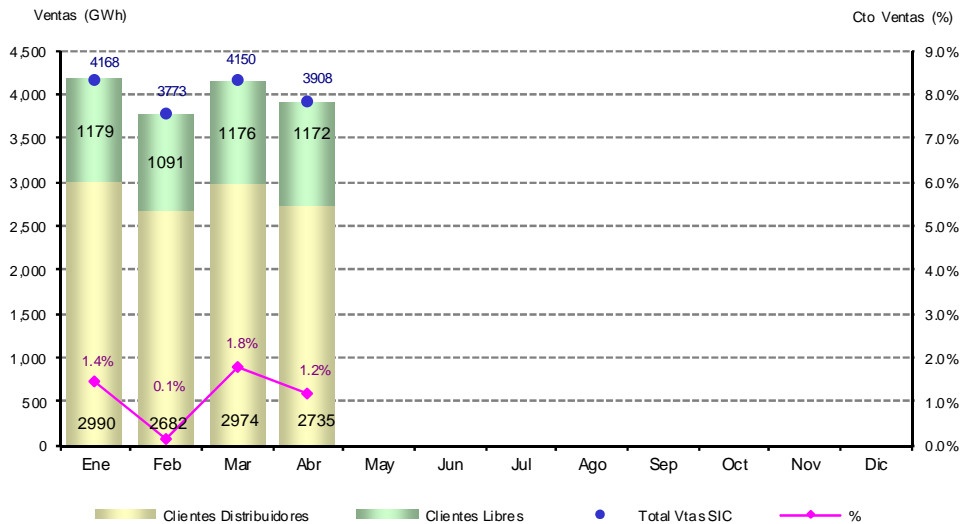
**Desacople 7:** Control de transferencia por línea 220 kV Pan de Azúcar – Punta Colorada los días jueves 17 y lunes 28.

**Desacople 8:** Control de transferencia por línea 220 kV Punta Colorada – Maitencillo el día viernes 11, y entre los días lunes 14 y miércoles 16.

**Desacople 9:** Control de transferencia por línea 220 kV Valdivia – Rahue los días viernes 4, sábado 26 y domingo 27.

## XI Ventas SIC

Las ventas esperadas de energía alcanzan los 3,907.6 (GWh), un 1.2% mayor que las ventas efectuadas en Abril de 2013, las que totalizaron 3,862.1 (GWh). De estos 3,907.6 (GWh), se estima en cerca de un 70.0% las ventas a realizar a clientes de precio regulado (esto es equivalente a aproximadamente 2,735.3 GWh).

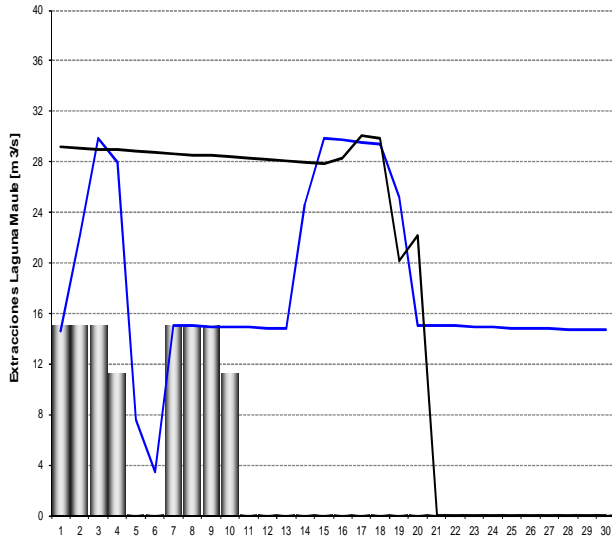


**Gráfico 25:** Ventas de Energía en el SIC año 2014 (Abril estimado)

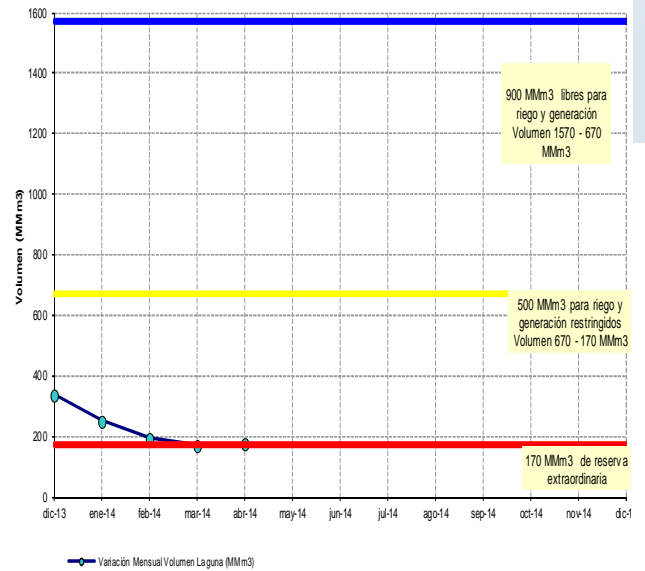


## XII Extracciones Laguna del Maule

Se muestra a continuación tanto las extracciones realizadas a la Laguna del Maule, así como la variación mensual del volumen de la Laguna.



**Gráfico 26** Extracciones Laguna del Maule



**Gráfico 27** Variación Volumen Laguna del Maule

La gráfica 26 muestra las extracciones realizadas desde la Laguna del Maule durante el mes de Abril de 2012 (línea en negrita), Abril de 2013 (línea en azul) y Abril 2014 (gráfico de barras).

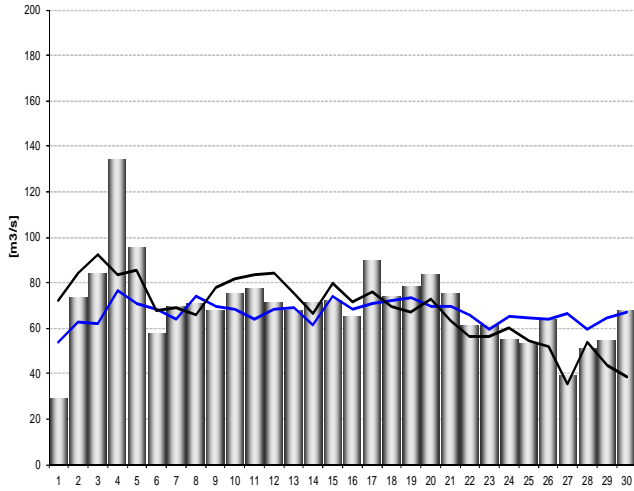
## XIII Estadísticas Hidrológicas

### XIII.1 Caudales Afluentes

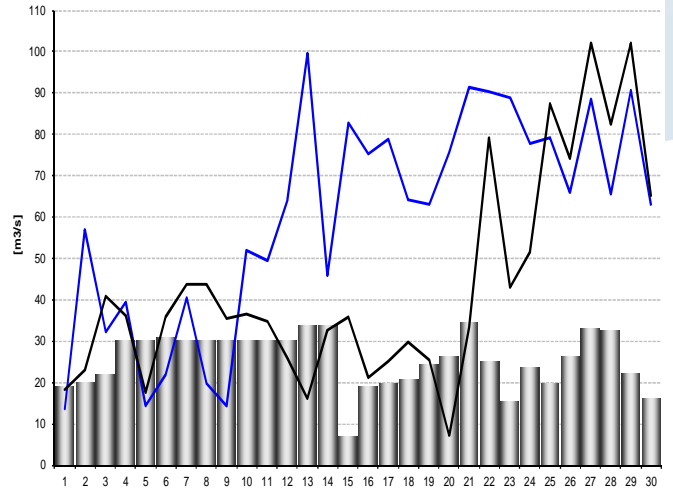
Se muestra a continuación la evolución de los caudales afluentes a las principales cuencas y embalses del sistema durante el mes de Abril de 2014 (informado por las empresas al día 09/05/2014). La nomenclatura utilizada es la siguiente:

- Gráfico de Barra: Caudales registrados durante Abril de 2014.
- Línea en Azul: Caudales registrados en Abril del año 2013.
- Línea en Negrita: Caudales registrados en Abril del año 2012.

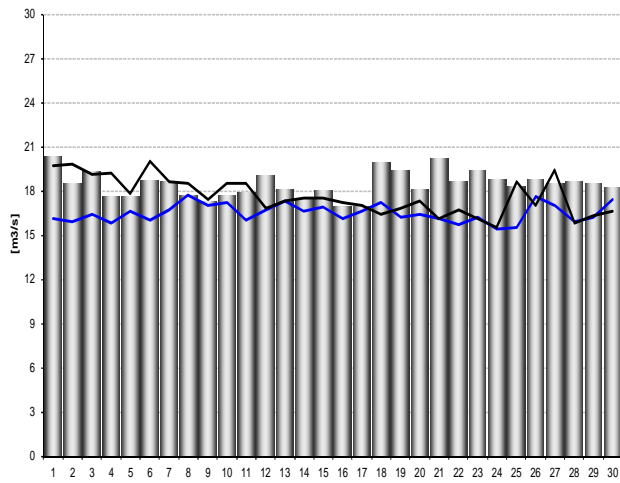
A partir de estas gráficas, más aquellas que se adjuntan a continuación, puede visualizarse los caudales que actualmente tributan a las diferentes cuencas del SIC en este año hidrológico 2014-2015 que recién finaliza.



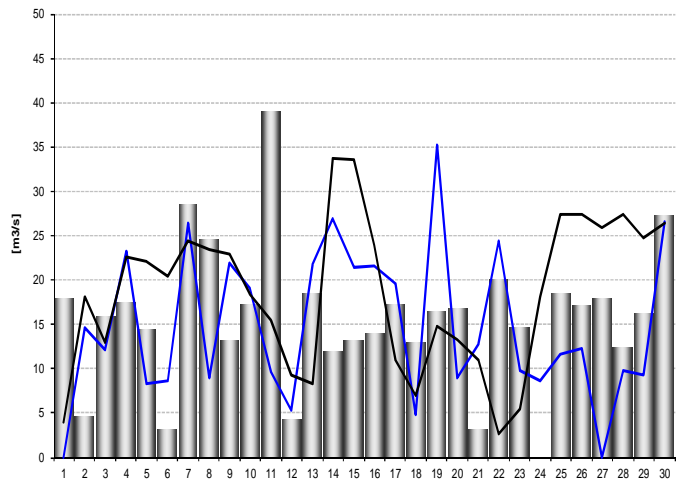
**Gráfico 28** Caudal Afluente Embalse Colbún



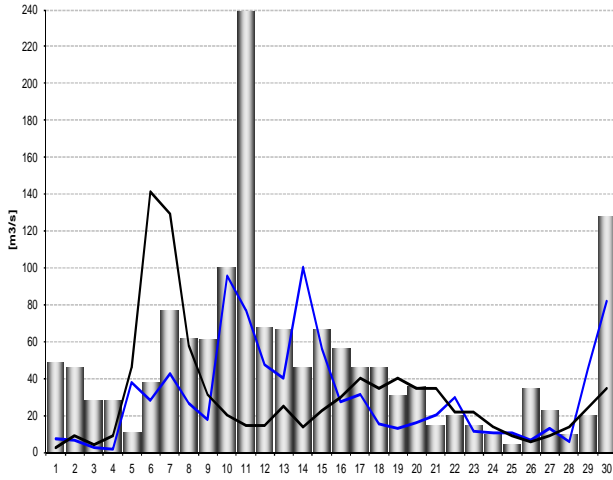
**Gráfico 29** Caudal Afluente Embalse Rapel



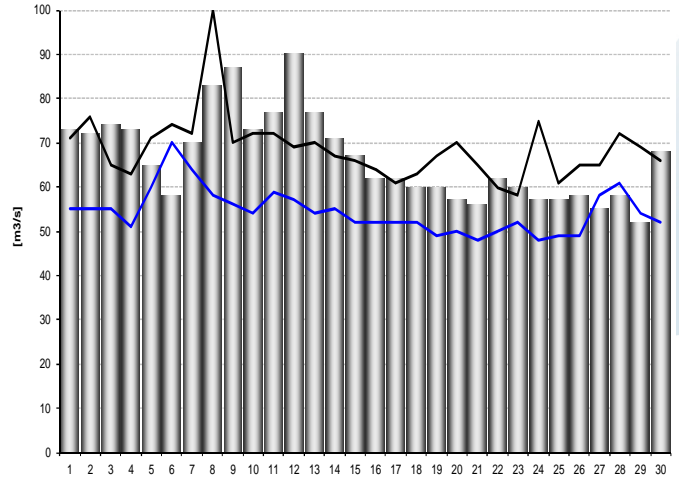
**Gráfico 30** Caudal Afluente a Laguna Invernada



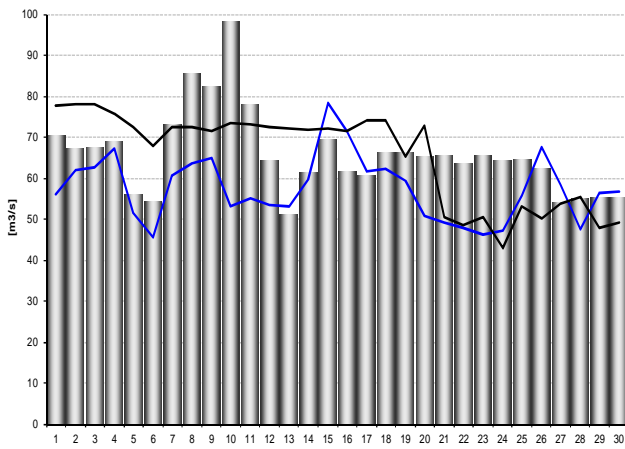
**Gráfico 31** Caudal Afluente a Lago Laja



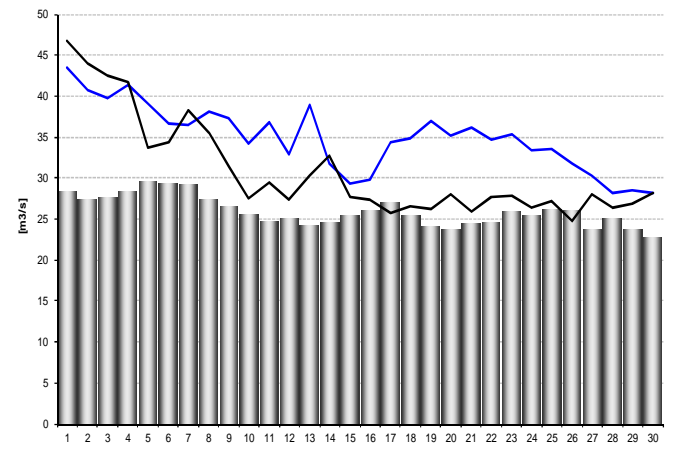
**Gráfico 32** Caudal Afluyente a Lago Chapo



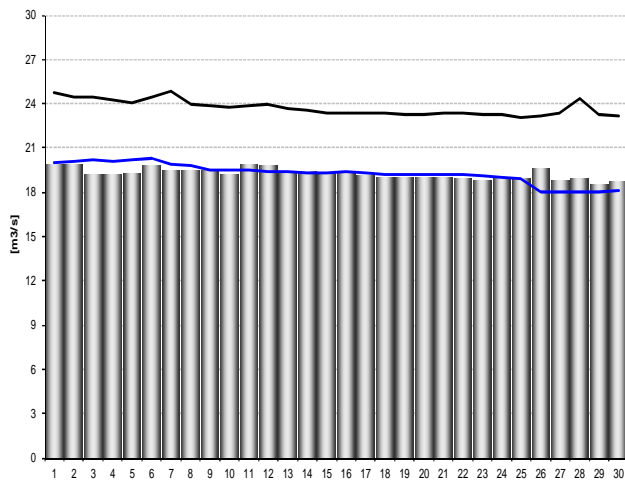
**Gráfico 33** Caudal Afluyente a Embalse Pangue



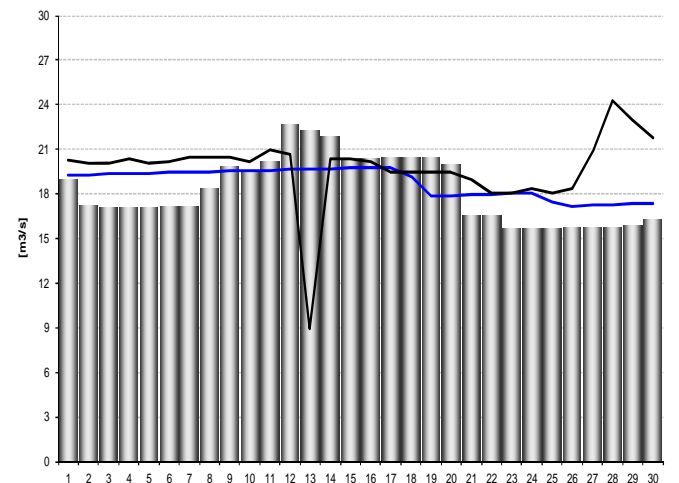
**Gráfico 34** Caudal Afluyente Embalse Melado



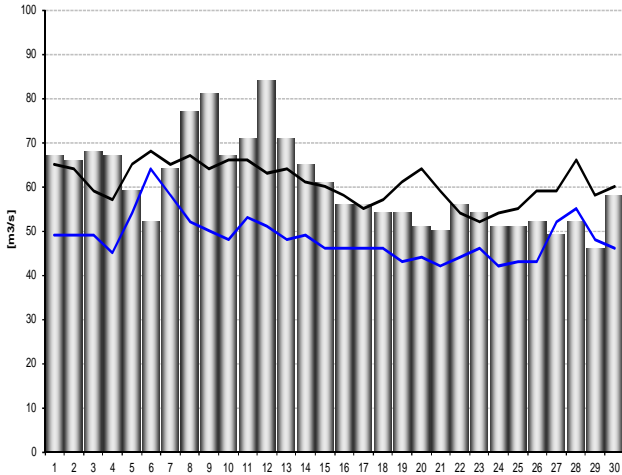
**Gráfico 35** Caudal Afluyente Cuenca del Cachapoal



**Gráfico 36** Caudal Afluyente a Central Abanico



**Gráfico 37** Caudal Afluyente a Central Antuco (Pasada)

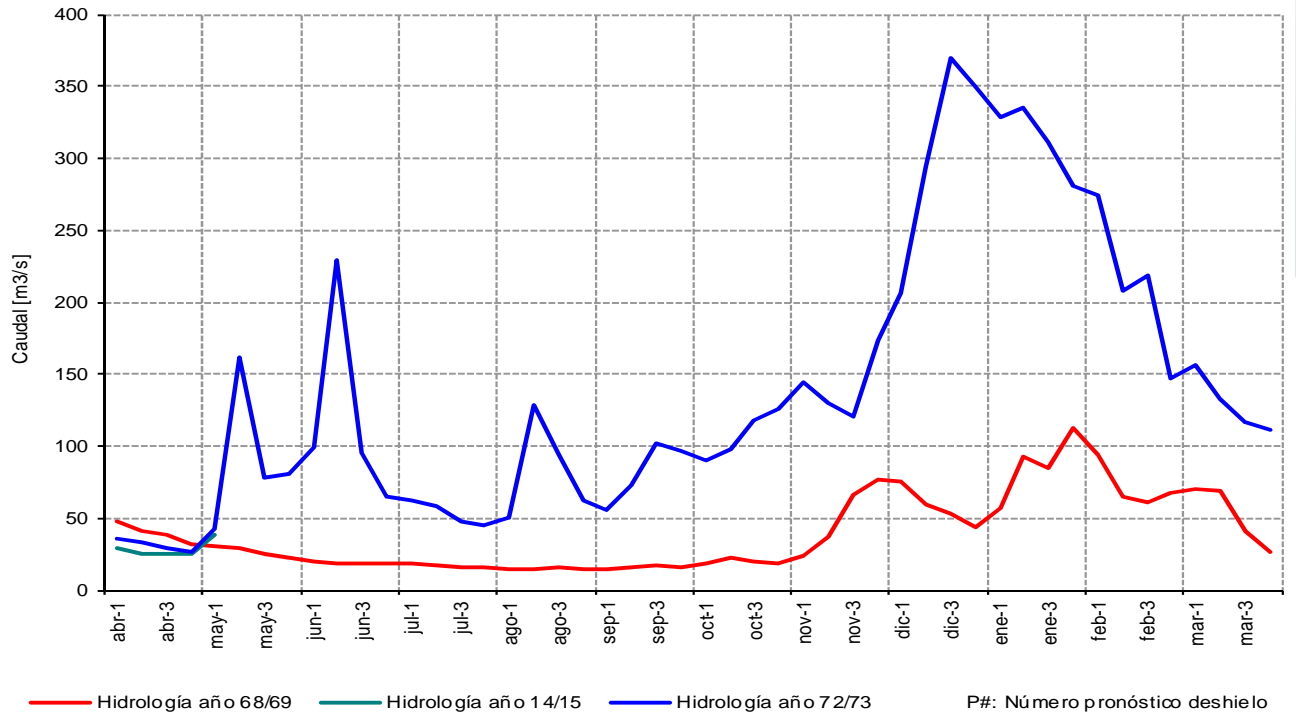


**Gráfico 38** Caudal Afluyente a Central Ralco

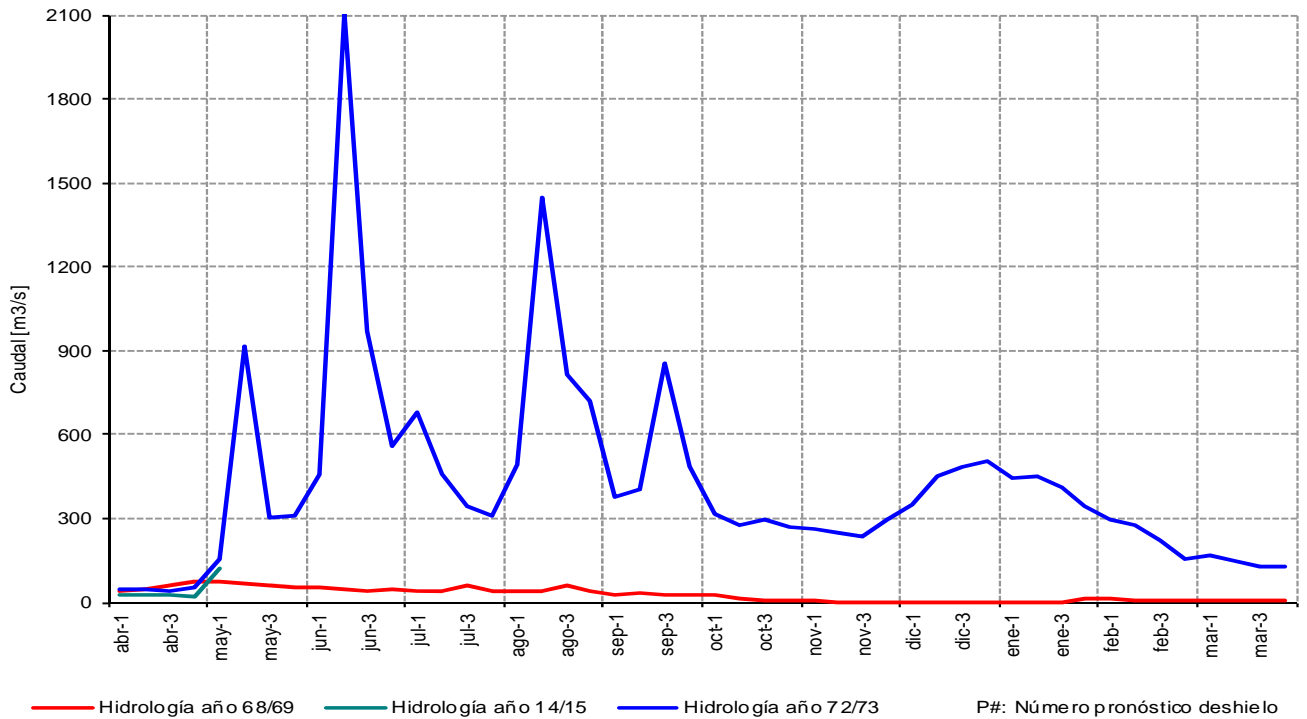
### XIII.2 Caudales Afluentes Esperados

Se muestra a continuación la evolución de los caudales afluentes para el año hidrológico 2014-2015, los que se comparan con un año tipo seco (hidrología año 68-69) y un año del tipo húmedo (hidrología año 72-73). Sobre la base de esta información, es posible estimar a la fecha una probabilidad de excedencia para el período Abril 2014 – Marzo 2015, del 96% (año del tipo seco).

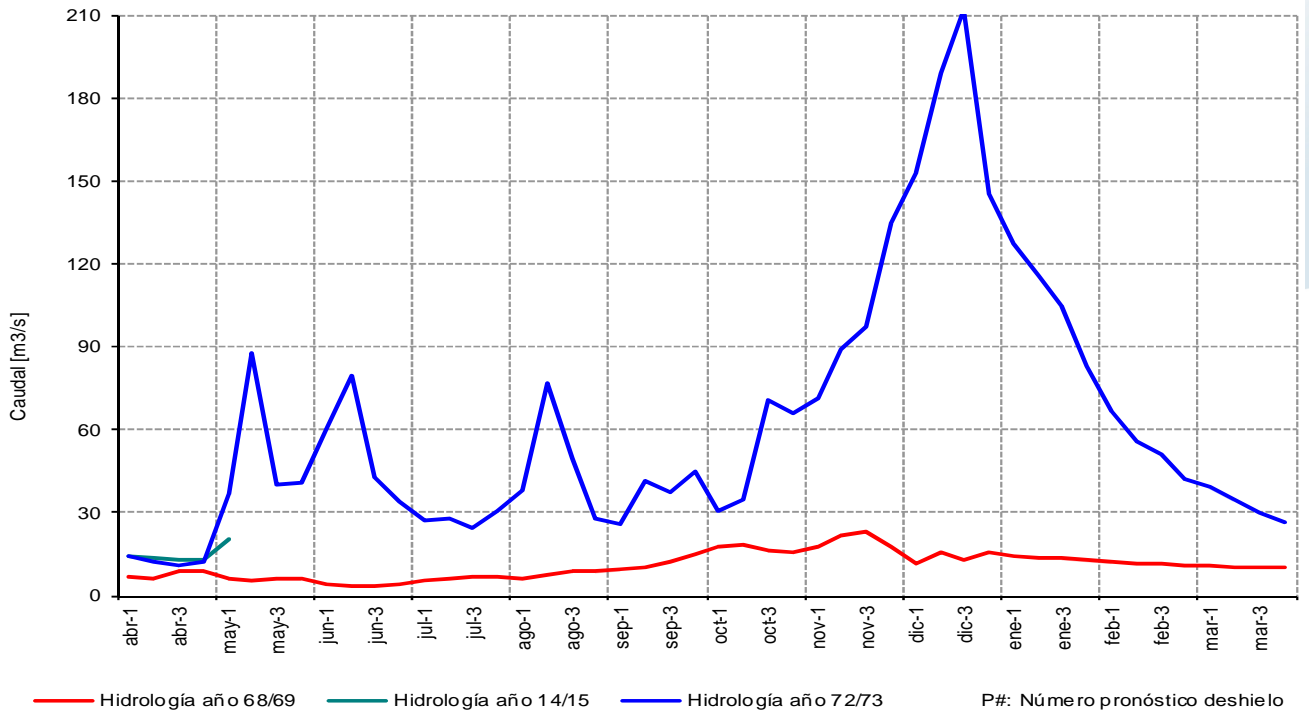
**Gráfico 39:** Cachapoal en BT C.Sauzal



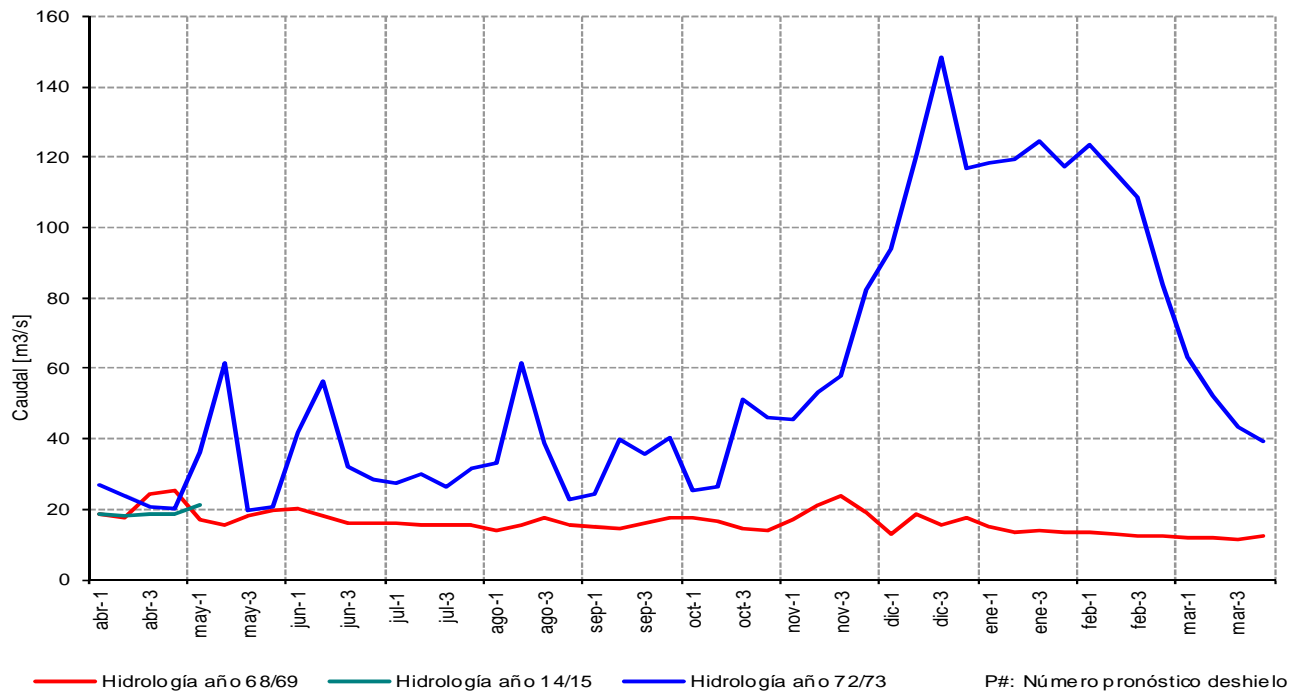
**Gráfico 40:** Afluente a Embalse C.Rapel (S/Teno)



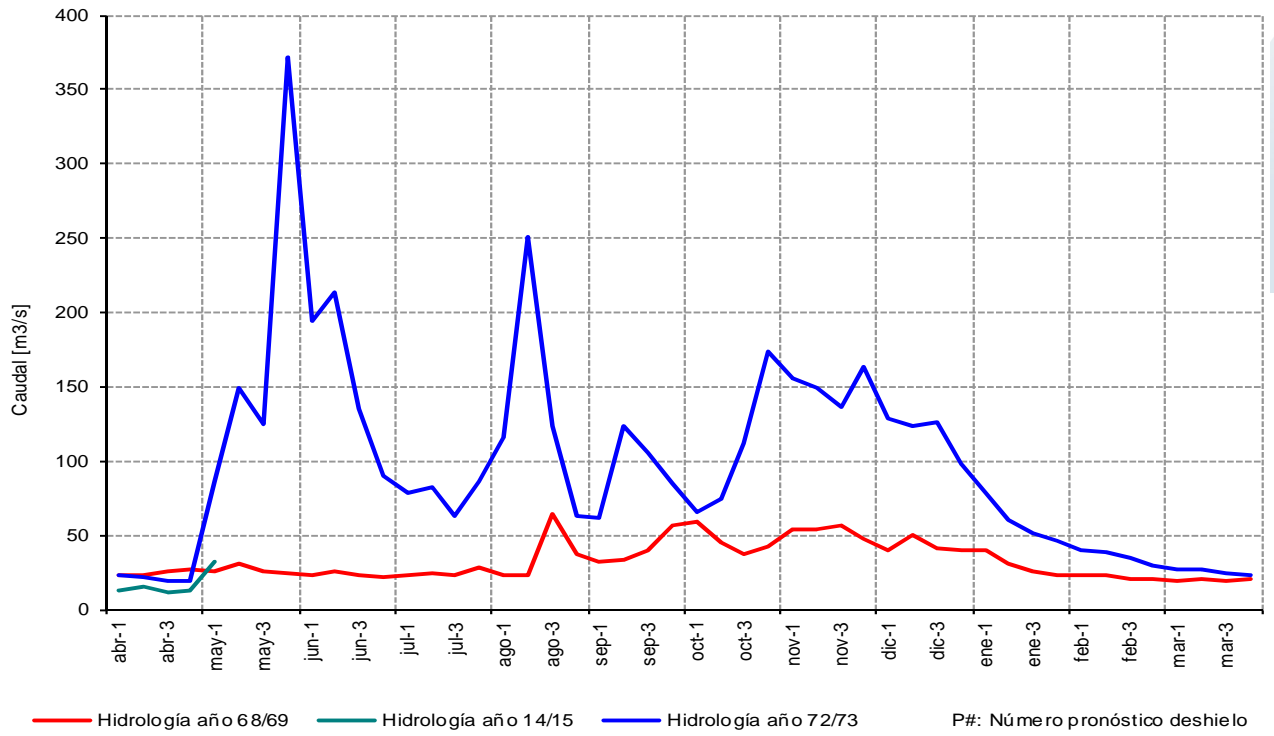
**Gráfico 41:** C.I. BT C.Isla - Desagüe L.Maule



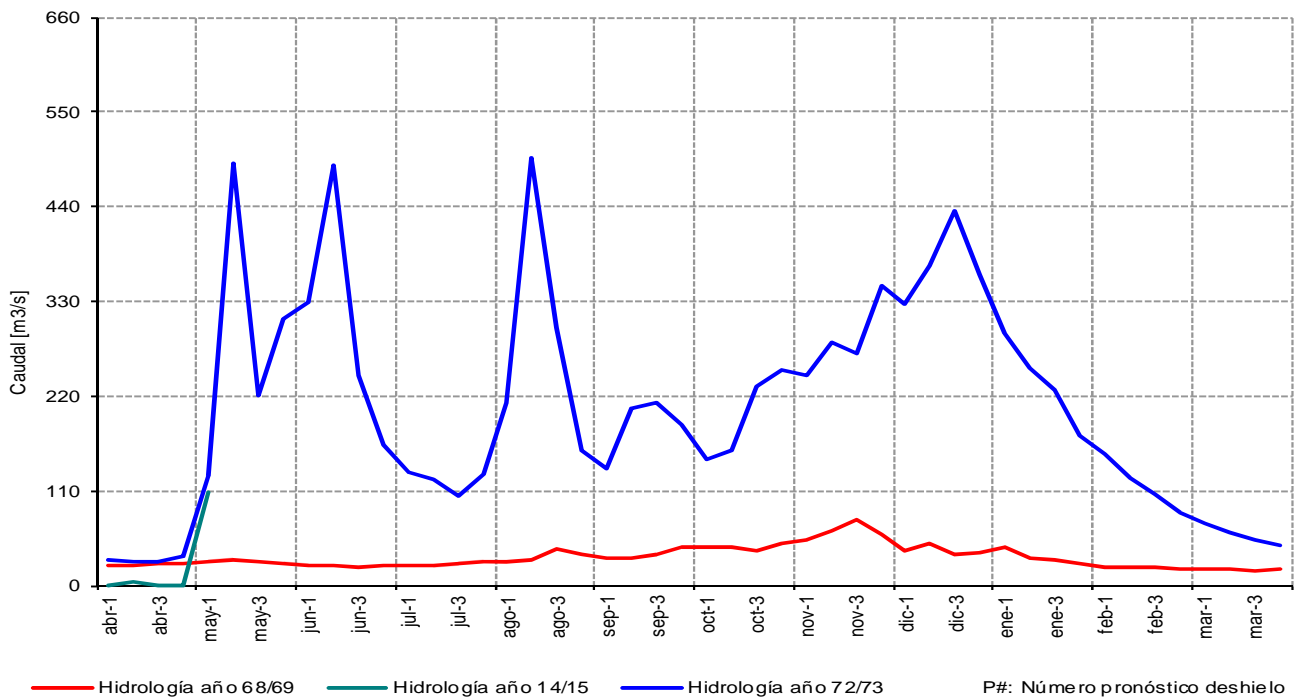
**Gráfico 42:** Afluentes Laguna Invernada



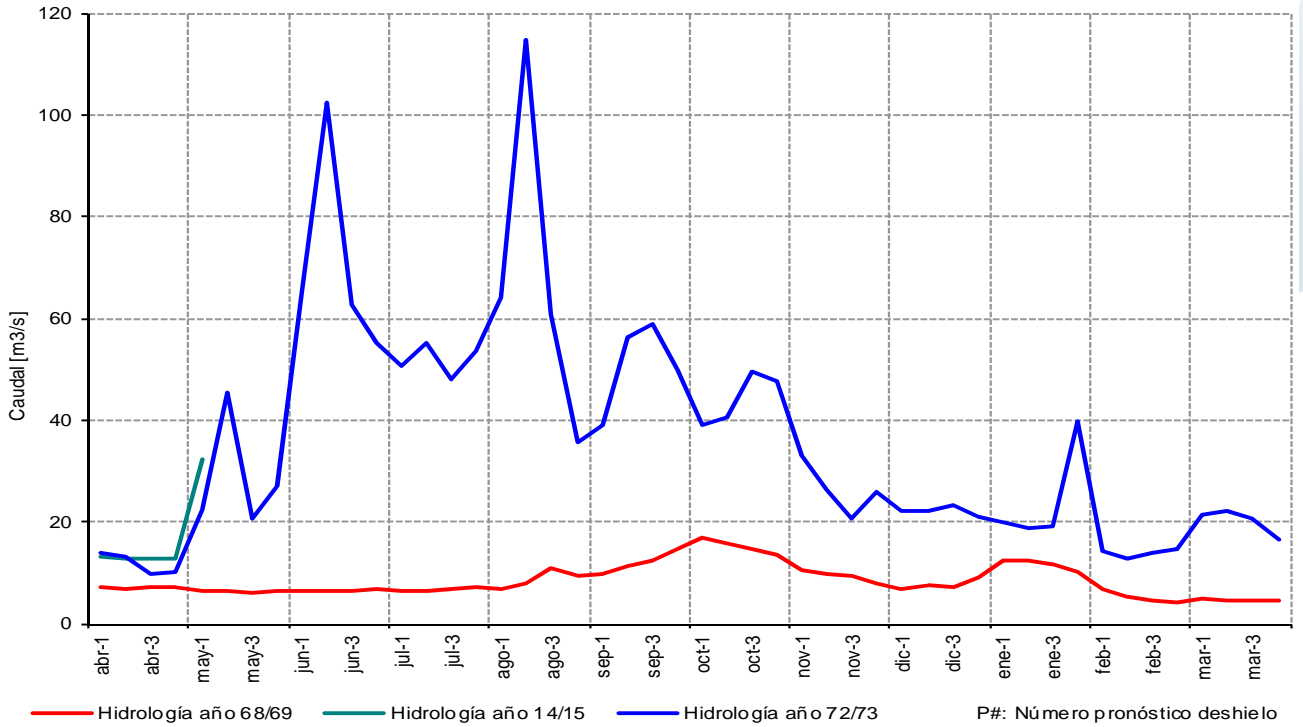
**Gráfico 43:** Afluentes L.Laja (RN) (S/Alto Polcura)



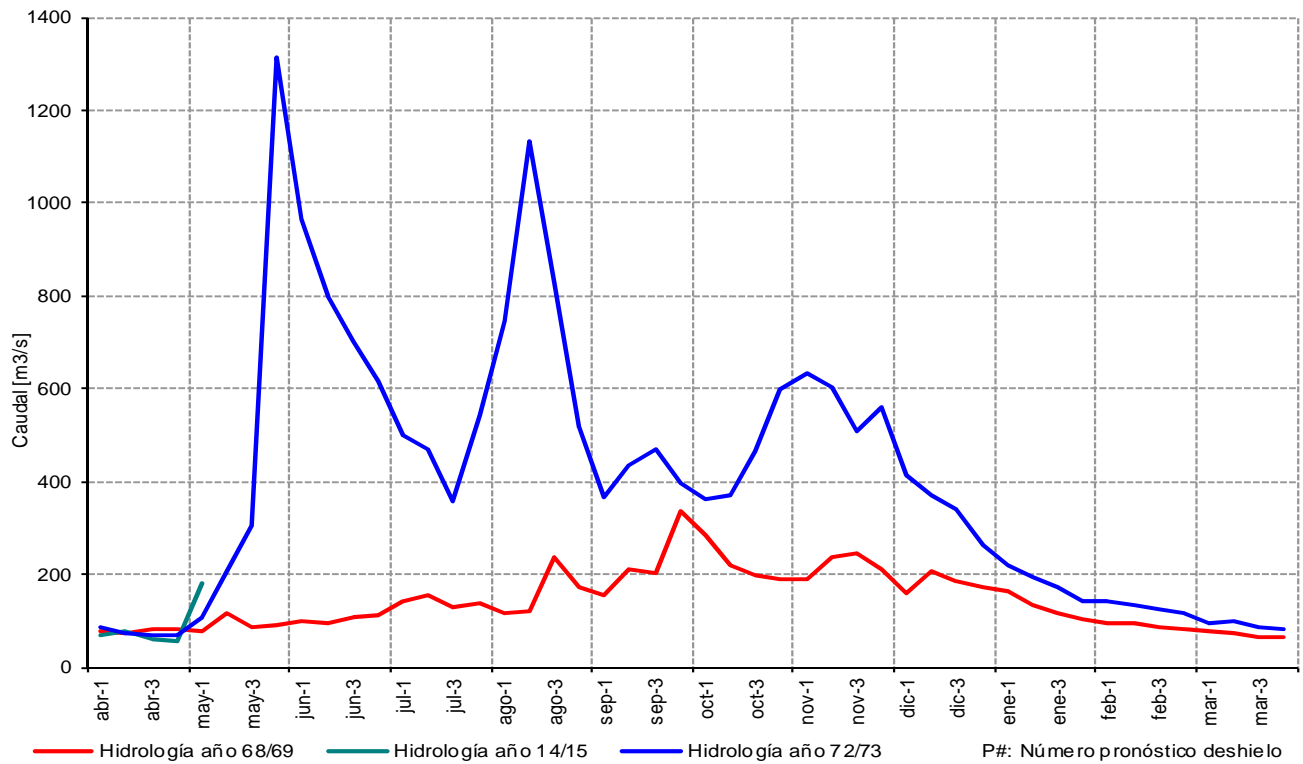
**Gráfico 44:** Afluentes E.Melado (RN)



**Gráfico 45:** Claro en S.Carlos + E.Las Garzas

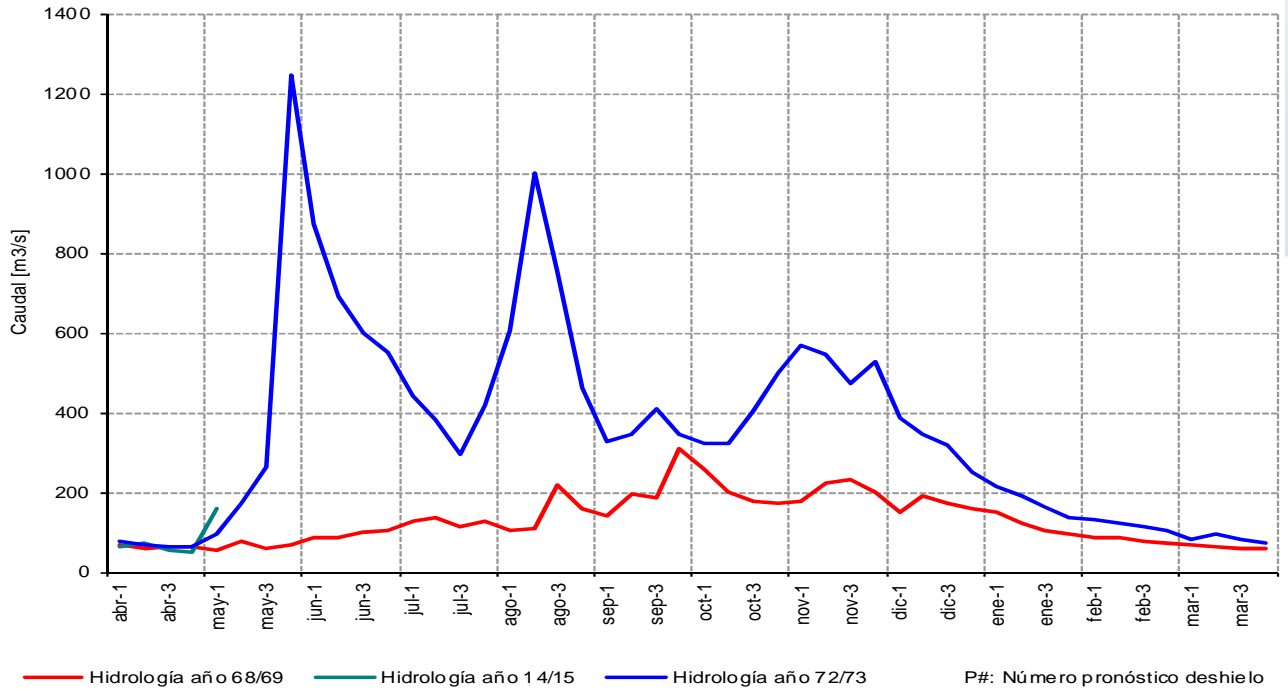


**Gráfico 46:** Biobío antes Junta Huiru Huiru



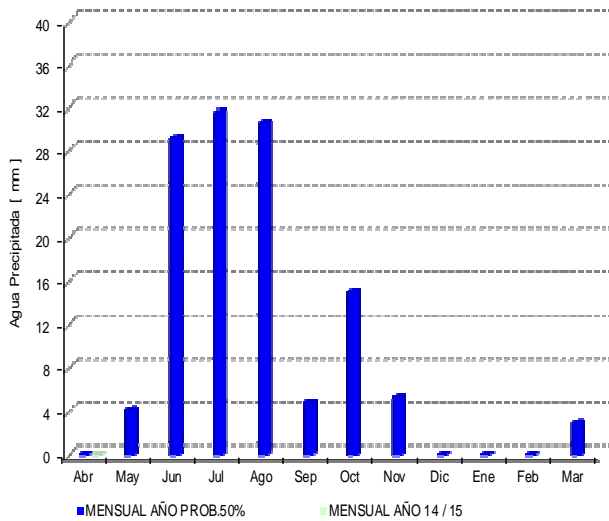


**Gráfico 47:** Ralco

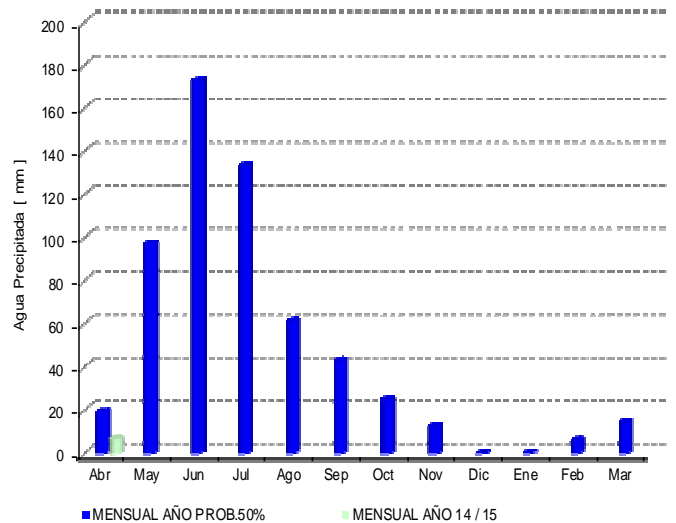


### XIII.3 Estadística de Lluvias

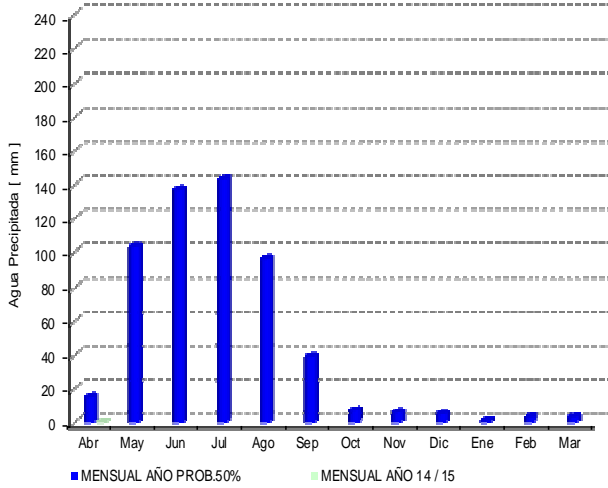
Se muestra a continuación una gráfica con el agua caída durante el mes de Abril de 2014 en cada una de las centrales para las cuales se dispone de este registro.



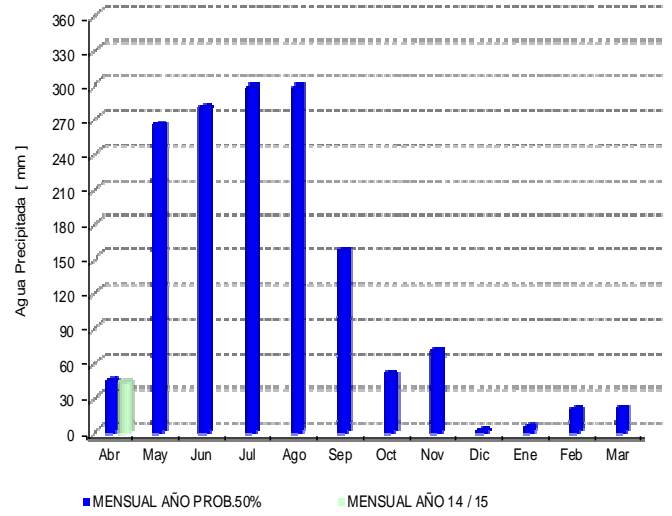
**Gráfico 48** Central Los Molles



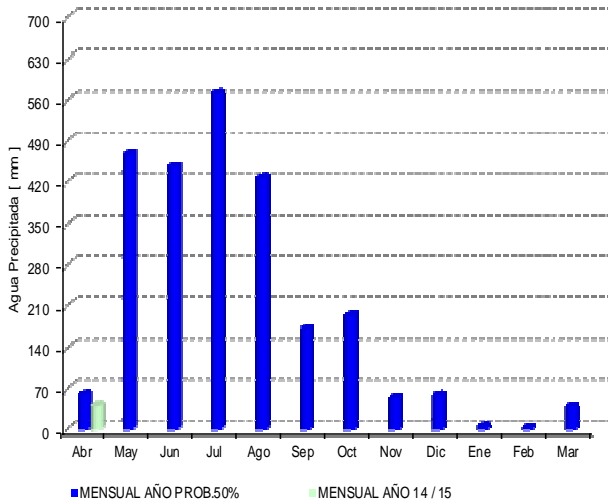
**Gráfico 49** Central Sauzal



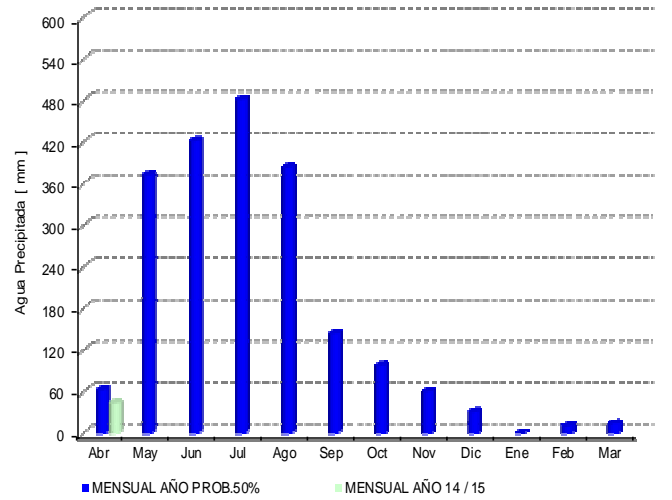
**Gráfico 50** Central Rapel



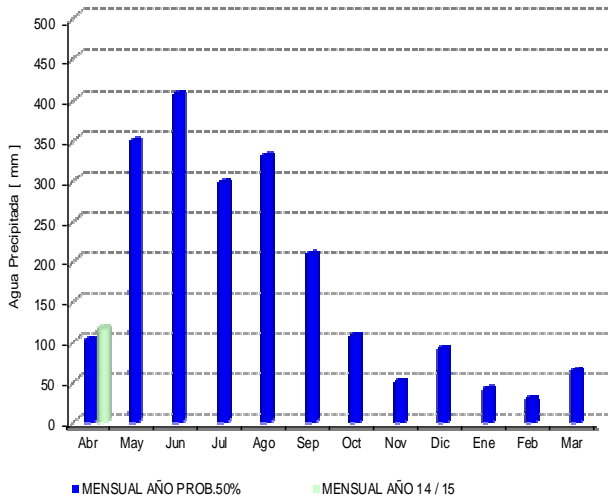
**Gráfico 51** Central Cipreses



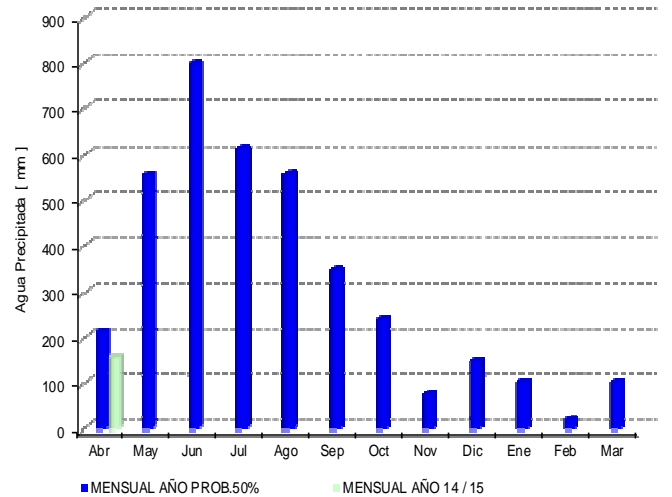
**Gráfico 52** Central Colbún



**Gráfico 53** Central Pehuenche



**Gráfico 54** Central Abanico



**Gráfico 55** Central Pangué

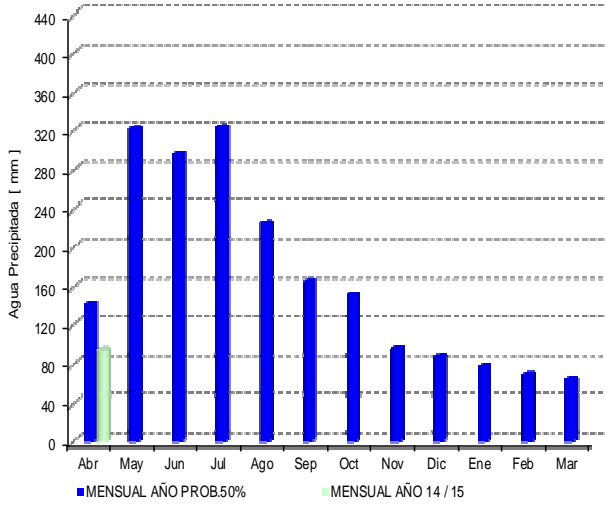


Gráfico 56 Central Pullinque

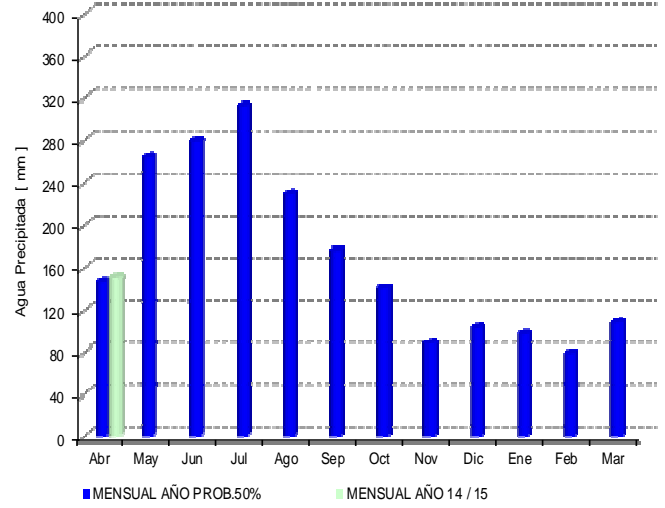


Gráfico 57 Central Pilmaiquén

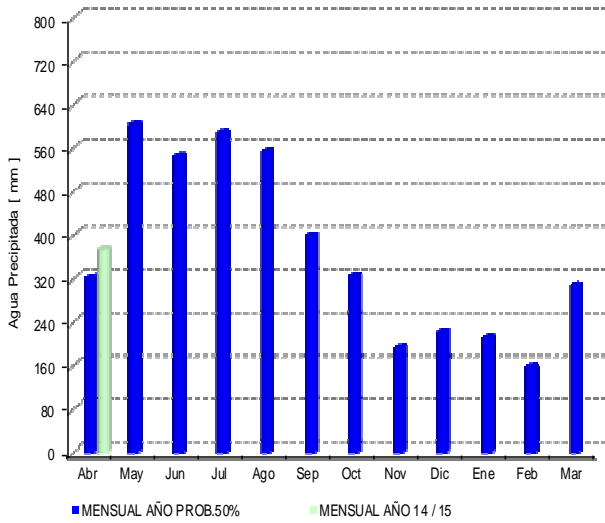


Gráfico 58 Central Canutillar

A continuación, se muestran gráficas comparativas de agua acumulada a la fecha, la que se contrasta con el agua caída a igual período de un año normal.

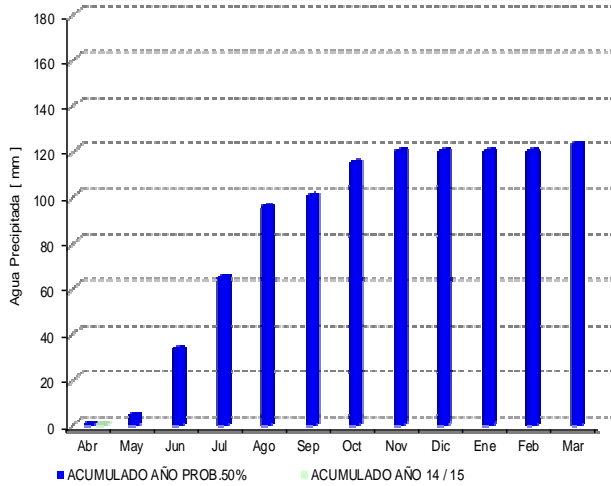


Gráfico 59 Central Los Molles

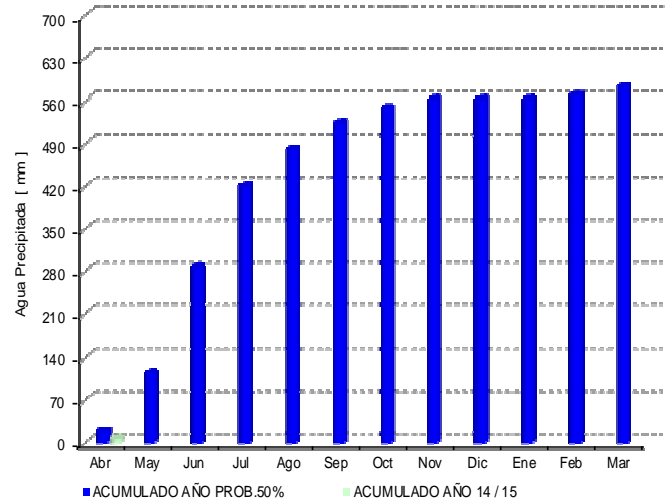


Gráfico 60 Central Sauzal

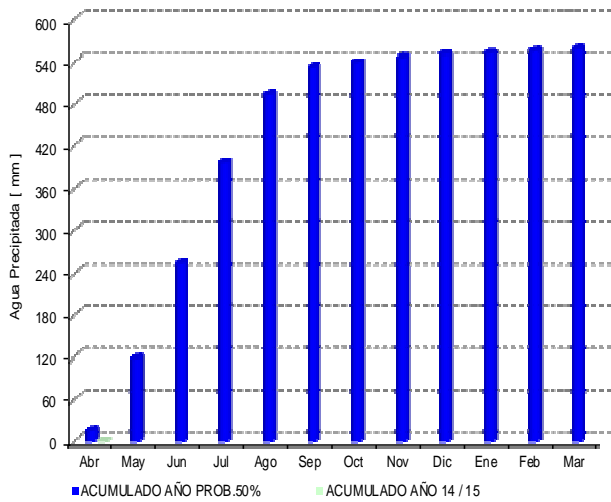


Gráfico 61 Central Rapel

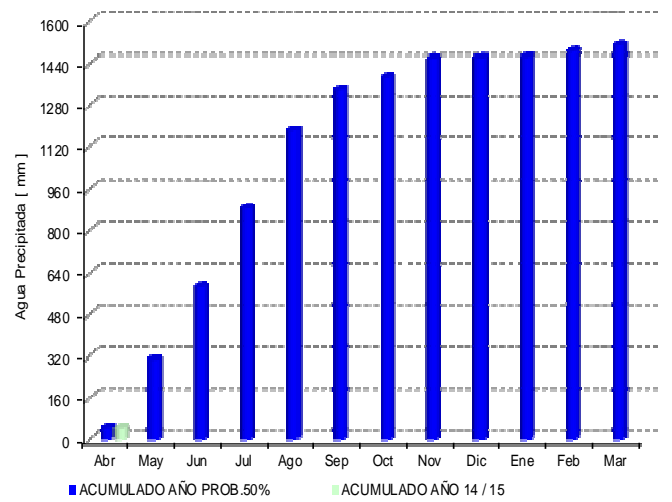


Gráfico 62 Central Cipreses

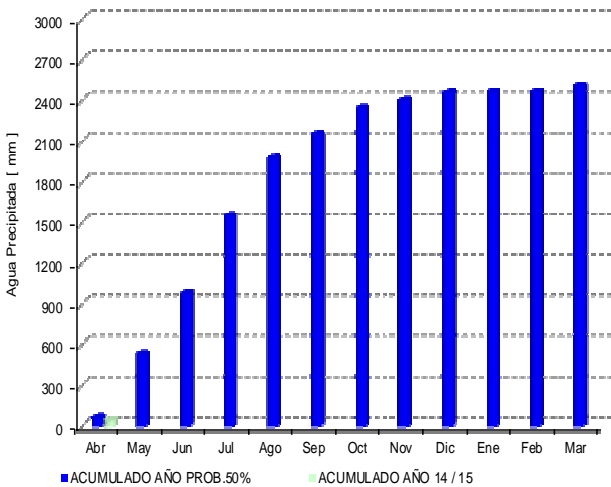


Gráfico 63 Central Colbún

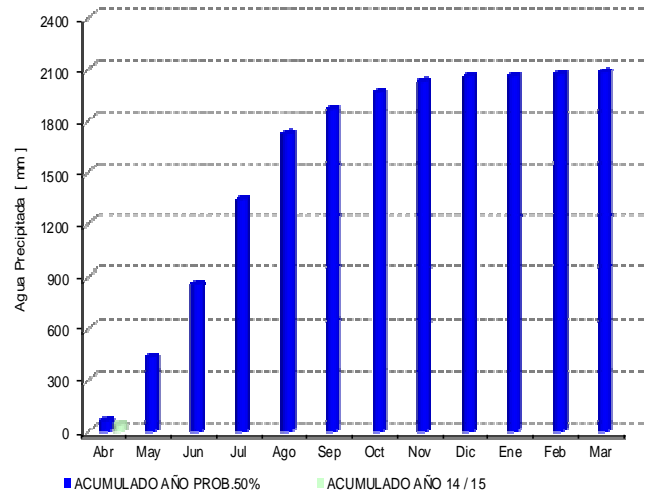


Gráfico 64 Central Pehueneche

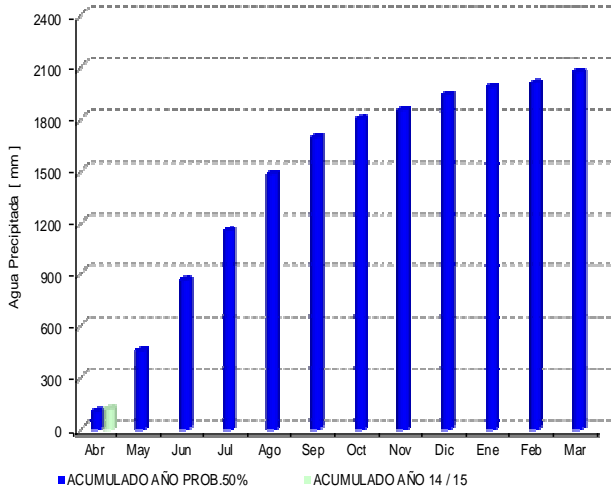


Gráfico 65 Central Abanico

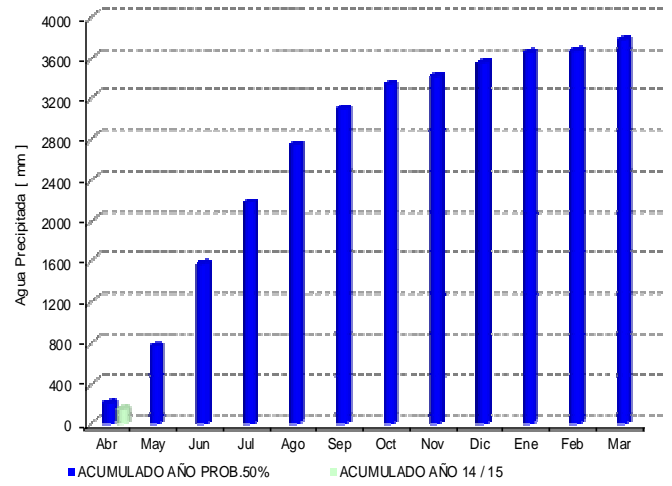


Gráfico 66 Central Pangué

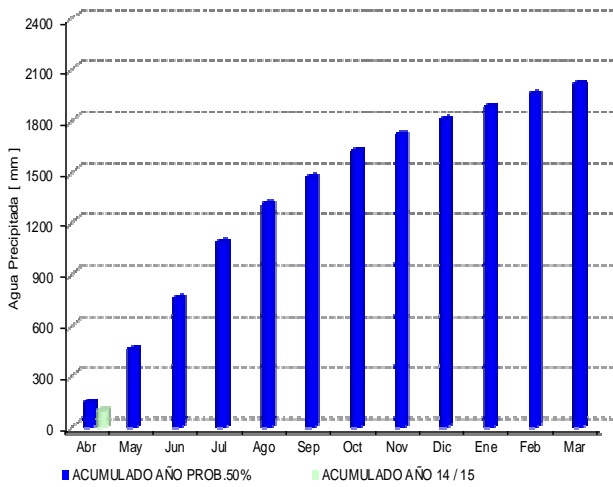


Gráfico 67 Central Pullinque

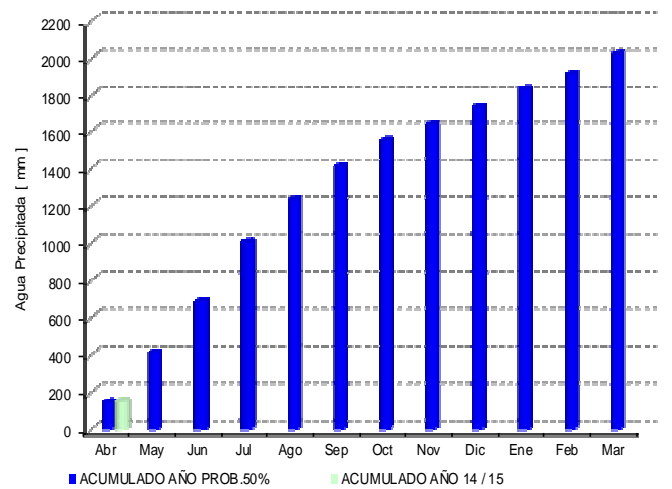


Gráfico 68 Central Pilmaiquén

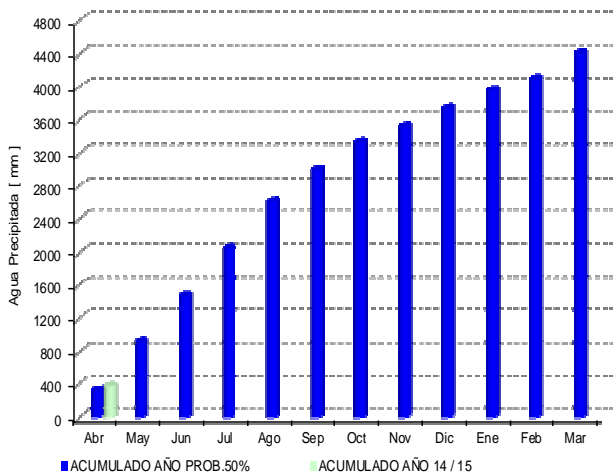


Gráfico 69 Central Canutillar

## XIV Restitución para Riego

Se muestra a continuación la evolución de los caudales afluentes no generables totales y mínimos generables por riego en la cuenca del Maule, para el mes de Abril de 2014.

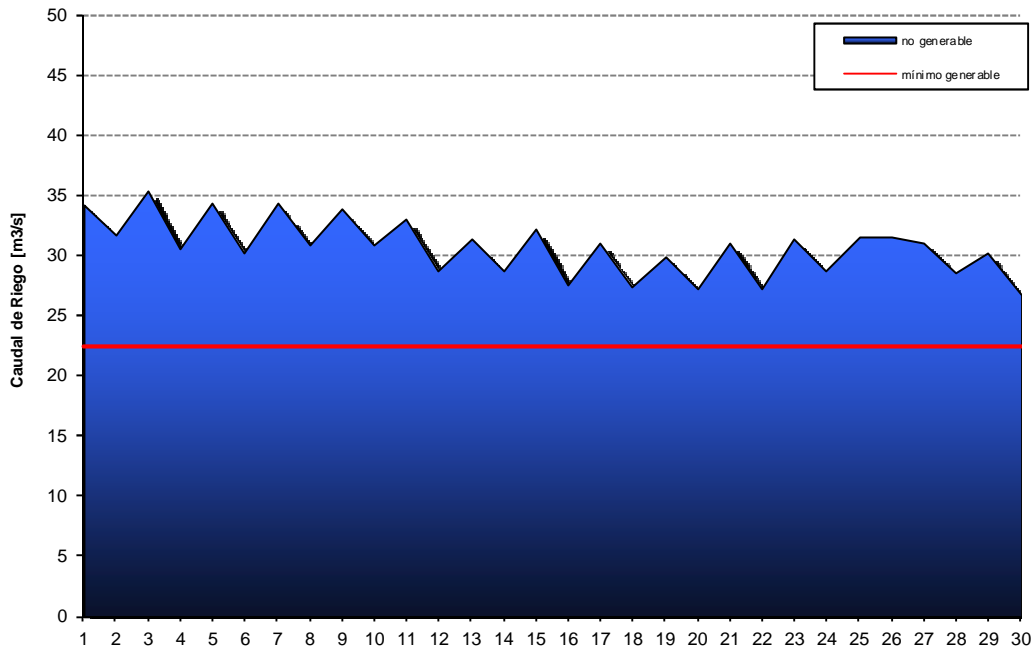


Gráfico 70 Restitución para Riego

## XV Evolución de Cotas de Embalses

El cuadro N° 4 que se presenta a continuación, resume la variación de cotas durante el mes de Abril de 2014.

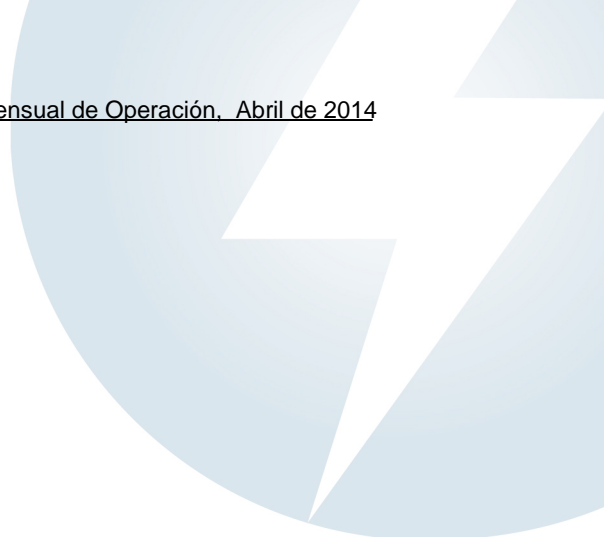
Embalse	Cota final al 31-dic-13	Cota inicial al 01-abr-14	Cota final al 30-abr-14
<i>Rapel</i>	104.60	102.28	101.56
<i>Maule</i>	2159.78	2156.17	2156.20
<i>Invernada</i>	1309.57	1301.41	1289.30
<i>Colbún</i>	428.28	422.38	410.70
<i>Laja</i>	1317.24	1310.01	1307.58
<i>Chapo</i>	230.69	226.24	224.75
<i>Ralco</i>	718.00	702.53	695.90

Cuadro N° 4 Variación de Cota Mensual en Embalses del SIC

En Anexo IV se incluyen los gráficos correspondientes a la evolución de las cotas de los principales embalses del Sistema Interconectado Central.

## **XVI Stock de Combustibles**

El Anexo V resume la información relacionada con el stock de combustible existente en centrales del SIC a comienzos de Mayo de 2014.



# **ANEXO I**

## **PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA DEL SIC**



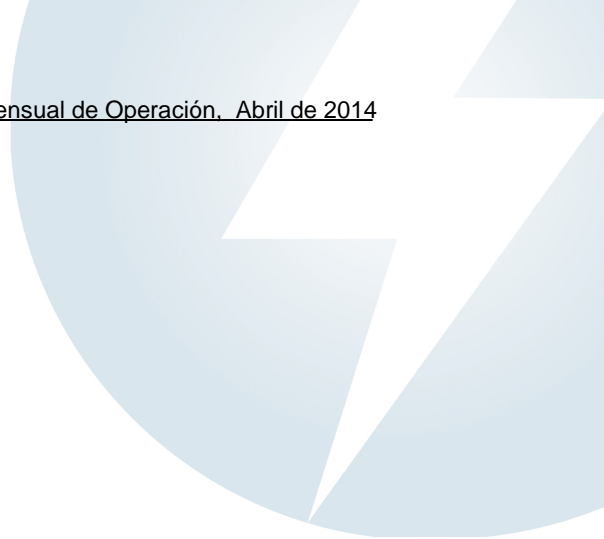




Dirección de Operación CDEC-SIC. Informe Mensual de Operación. Abril de 2014

GENERACIÓN BRUTA DE CENTRALES DEL SIC (MWh)													TOTAL
Centrales	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>Eólico</b>	<b>57449.9</b>	<b>63696.1</b>	<b>59666.1</b>	<b>64043.3</b>									<b>244855.4</b>
Caneña I	2105.5	2666.8	2211.7	2561.7									9545.7
Caneña II	8605.8	12507.7	11457.6	12406.1									44977.2
Lebu (Cristoro)	359.0	2.3	0.0	0.0									361.3
Eólica Totoral	6538.1	8583.0	6967.7	8003.5									30092.3
Monte Redondo	8666.9	9908.8	9196.4	10071.9									37844.0
Ucuquer	1575.9	993.9	1260.6	2354.0									6184.4
Talinay	19758.0	20433.0	17779.0	18899.0									76869.0
Punta Colorada Eólica	1592.0	1497.8	1701.7	1224.4									6015.9
Negrete	8248.7	7102.8	9091.4	8004.8									32447.7
El Arrayán				156.5									156.5
San Pedro				361.4									361.4
<b>Solar</b>	<b>4472.8</b>	<b>17833.8</b>	<b>31591.7</b>	<b>26883.7</b>									<b>80782.0</b>
Yambo Real	228.9	217.5	214.5	161.3									822.2
SDGx01	12.2	0.0	0.0	0.0									12.2
Salvador RTS	290.4	278.8	495.4	490.7									1555.3
Llano de Llampos	3941.3	15649.9	20698.1	17959.6									58248.9
Solar San Andrés		1687.6	10183.7	8005.7									19877.0
Santa Cecilia				266.0									266.0
Techos Altamira				0.4									0.4

GENERACIÓN BRUTA DE CENTRALES DEL SIC (MWh)													TOTAL
Aporte	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
Hídrico Pasadas	1113455.1	860556.6	756809.3	670658.5									3401479.5
Hídrico Embalses	800931.0	556761.0	661407.0	760450.0									2779549.0
Térmicas	2443541.0	2515723.9	2934416.8	2625358.3									10519040.0
Eólico	57449.9	63696.1	59666.1	64043.3									244855.4
Solar	4472.8	17833.8	31591.7	26883.7									80782.0
<b>Total SIC</b>	<b>4419849.9</b>	<b>4014571.4</b>	<b>4443890.8</b>	<b>4147393.8</b>									<b>17025705.9</b>



## **ANEXO II**

### **CUADRO DE DIVERGENCIAS**

**CUADRO GENERAL DE DIVERGENCIAS (con Comité de Expertos)**

Materia en Divergencia :	Divergencia Surgida en:		Comité de Expertos				Inf. y Rec. Analizados en:			Ministro de Economía			
	Sesión N°	Fecha	Envío:		Resuelve:		Sesión N°	Fecha	Resuelve	Envío:		Resuelve:	
			Carta N°	Fecha	Diverg. N°	Fecha				Carta N°	Fecha	Res. N°	Fecha
Transf. Energía Adicionales	EX 78.4-1999	10-May-99			D.01-07-99	29-Jul-99	EX 3.3-1999	20-Sep-99	Rechaza	N° 642	27-Sep-99	N° 62	26-Nov-99
Redacción Reglamento Interno	EX 79.6-1999	21-Jun-99	N° 511	13-Jul-99	D.02-08-99	13-Ago-99	EX 2.8-1999	2-Sep-99	Rechaza	N° 630	9-Sep-99	N° 57	10-Nov-99
Políticas del SIC 2 al 22 Julio	EX 79.9-1999	1-Jul-99	N° 530	20-Jul-99	D.03-08-99	27-Ago-99	EX 3.4-1999	28-Sep-99	Rechaza	N° 653	5-Oct-99	N° 65	6-Dic-99
Cumplimiento Resol. Min. 13,14,20 y 24	EX 78.7-1999	19-Mar-99	N° 531	26-Jul-99	D.04-08-99	30-Ago-99	EX 3.6-1999	30-Sep-99	Rechaza	N° 654	7-Oct-99	N° 66	6-Dic-99
Cálculo de la Potencia Firme	OR 79-1999	31-May-99	N° 589	11-Ago-99	D.05-09-99	9-Sep-99	EX 3.7-1999	8-Oct-99	Rechaza	N° 672	15-Oct-99	N° 69	14-Dic-99
Políticas Operación 13 al 19 agosto	EX 2.3-1999	13-Ago-99	N° 624	1-Sep-99	D.06-10-99	30-Sep-99	EX 4.2-1999	21-Oct-99	Rechaza	N° 688	28-Oct-99	N° 77	27-Dic-99
L.220 kV Quillota - Los Vilos	EX 3.1-1999	13y20-Set-99	N° 649	1-Oct-99	D.07-10-99	29-Oct-99	EX 5.11-1999	10-Dic-99	Rechaza	N° 729	17-Dic-99	N° 21	11-Feb-00
Valor Costo Marginal	OR 4-1999	13-Oct-99	N° 687	26-Oct-99	D.08-11-99	25-Nov-99	EX 5.12-1999	10y16-Dic-99	Rechaza	N° 729	23-Dic-99	N° 23	21-Feb-00
Manual Desconexión de Carga	EX 5.5-1999	18y23-Nov-99	N° 713	3-Nov-99	D.09-01-00	5-Ene-99	EX 2.2-2000	7-Mar-00	Rechaza	N° 037	14-Mar-00	N° 36	12-May-00
Estudio Pluviométrico U. De Chile	OR 3-2000	14-Mar-00	N° 044	28-Mar-00	D.10-04-00	27-Abr-00	??	??	Aprueba				
a) Asig. Ing. art. 200 b) Costo de Comb.	EX 4.1-2000	17y19-Abr-00	N° 063	5-May-00	D.11-05-00	31-May-00	EX 6.1-2000	21-Jun-00	Rechaza	N° 098	28-Jun-00	N° 62	6-Oct-00
Balance Potencia Firme '99	EX 4.2-2000	18-Abr-00	N° 068	15-May-00	D.12-05-00	15-Jun-00	EX 8.5-2000	7-Sep-00	Rechaza	N° 132	14-Sep-00	N° 07	23-Feb-01
Interpretación Art 179 DS 327/97	EX 4.3-2000	3-May-00	N° 074	23-May-00	D.13-06-00	21-Jun-00	EX 8.4-2000	7-Sep-00	Rechaza	N° 133	14-Sep-00	N° 82	25-Abr-01
Medidas Oper. Reservas energía	EX 5.2-2000	15-May-00	N° 078	24-May-00	D.14-06-00	22-Jun-00	EX 8.3-2000	21-Ago-00	Rechaza	N° 122	28-Ago-00	N° 79	4-Dic-00
										R.M. N° 79 Modific. por		N° 81	25-Abr-01
Costos Marginales 16/5 y 07/6	OR 6-2000	13-Jun-00	N° 097	27-Jun-00	D.15-07-00	27-Jul-00	EX 8.2-2000	21-Ago-00	Rechaza	N° 123	28-Ago-00	N° 80	4-Dic-00
Procedimiento Potencia Firme Nuevo	EX 6.3-2000	28-Jun-00	N° 108	24-Jul-00	D.16-08-00	23-Ago-00	EX 8.6-2000	7-Sep-00	Rechaza	Acuerdo Ex 8.6-2000-01			
Proced. Costos Marginales y Fact.	EX 6.4-2000	4-Jul-00	N° 137	28-Sep-00	D.17-10-00	27-Oct-00	EX 6.3-2001	19-Jun-01	Rechaza	N° 051	26-Jun-01	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Nuevo Procedimiento "Potencia Firme"	OR 10-2000	10-Oct-00	N° 142	17-Oct-00	D.18-11-00	17-Nov-00	EX 11.2-2000	05-12-00	Rechaza	N° 160	12-Dic-00	N° 119	2-Nov-01
Tranferencia de E. n/d'98 y Mar a Jun'99	Ex 11.3-2000	5-Dic-00	N° 164	28-Dic-00	D.19-01-01	28-Ene-01	EX 7.1-2001	24-07-01	Rechaza	N° 069	31-07-01	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Balance Transferencias sin contrato	Ex 12.3-2000	21-Dic-00	N° 006	12-Ene-01	D.20-01-01	28-Ene-01	EX 1.1-2001	06-01-01	Rechaza	N° 011	13-02-01	N° 88	30-May-01
Calculo de "potencia Firme" 96 / 97 y 98	Ex 12.4-2000	4-Ene-01	N° 016	6-Mar-01	D.21-03-01	30-Mar-01	EX 7.2-2001	07-08-01	Rechaza	N° 073	14-08-01	<b>Pendiente R. Min.</b>	
M. Procedimiento de Reg. de Frecuencia	OR 2 - 2001	14-Feb-01	N° 022	20-Mar-01	D.22-04-01	17-Abr-01	EX 8.1-2001	30-08-01	Rechaza	N° 081	06-09-01	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Generacion de reactivos de Antihue	Ex 2.1-2001	27-Feb-01	N° 036	25-Abr-01	D.23-05-01	24-May-01	EX 9.1-2001	25-09-01	Rechaza	N° 093	02-10-01	N° 80	13-Oct-03
Procedimiento por RM N° 79 y 80 / 2000	OR 4-2001	10-Abr-01	N° 038	10-May-01	D.24-06-01	8-Jun-01	EX 10.1-2001	17-10-01	Rechaza	N° 107	24-10-01	N° 102	22-Dic-03
Particip. Transmisores. en pagos Op.Obligadas	OR 05-2001-1	8-May-01	Retirada según Acuerdo de Directorio de fecha 15-Mayo-2002										
Pago Op. Mín. Tco. Nehuenco 27 al 31 oct 2001	OR 12-2001	14-Dic-01	Retirada según Acuerdo de Directorio N° OR-7-2002-01, de fecha 09/07/02										
Aprobación Manual de Procedimiento P. Firme	EX 12.2-2001-1	11-Ene-02	N° 016	1-Feb-02	D.25-02-02	28.02.02	EX 3.2-2002	19-04-02	Rechaza	N° 068	26-04-02	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Informe Peajes básicos y adicionales de la D.P	EX 1.2-2002-1	23-Ene-02	N° 020	6-Feb-02	D.26-03-02	5-Mar-02	EX 3.1-2002	13-03-02	Rechaza	N° 050	20-03-02	N° 52	16-Sep-02
Reducciones de Consumo sin Decreto de													
Racionamiento (Trabajos C. Constitución)	EX 11.1-2002-1	22-Nov-02	N° 137	29-Nov-02		30-Dic-02	EX 12.1-2002	10-01-03	Rechaza	N° 0010	17-01-03	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Procedimiento (aplicación) por RM N° 52	EX 1.1-2003	24-Ene-03	N° 016	3-Feb-03		4-Mar-03	EX 4.2-2003	28-04-03	Rechaza	N° 049	05-05-03	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Valorización y transferencias Dic 2002 (obs Colbún)	EX 4.1-2003	21-Abr-03	N° 050	5-May-03		3-Jun-03	EX 6.1-2003	12-06-03	Rechaza	N° 063	19-06-03	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Valorización inyección central Canutillar	OR 08 - 2003	12-Ago-03	N° 077	21-Ago-03		17-Sep-03	EX 9.1-2003	30-09-03	Rechaza	N° 089	07-10-03	<b>Pendiente R. Min.</b>	
Procedimiento (aplicación) por RM N° 30	OR 9 - 2003	10-Sep-03	N° 085	24-Sep-03		2-Oct-03	EX 10.1-2003	30-10-03	Rechaza	N° 102	06-11-03	<b>Pendiente R. Min.</b>	

(1)

(2)

(2)

(4)

(3)

Dirección de Operación CDEC-SIC. Informe Mensual de Operación, Abril de 2014

CUADRO GENERAL DE DIVERGENCIAS (Panel de Expertos)											
Materia en Divergencia :	Divergencia Surgida en:		Panel de Expertos							Observaciones Ministro/Presidente CNE	
	Sesión N°	Fecha	Carta N°	Fecha	Envío: Audiencia/Convocatoria y Realización			Ingreso Panel de Expertos	Resolución Panel		
					Carta N°	Fecha	Audiencia		Informe	Fecha	
Resuelvo N° 1 de la R.M. N° 35 de 2004	EX-7.1-2004	27-jul-04	N° 092	5-ago-04	P. Ex. N° 4/2004	16-ago-04	20-ago-04	Discrepancia N° 1	Dictamen N° 1/2004	02.09.04	Sin Observaciones
Informe P.Firme Elaborado por la DO en lo referente a:											
- Definición de las horas de punta	EX-10.1-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 5	Dictamen N° 5/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Representación del embalse Colbún	EX-10.2-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 6	Dictamen N° 6/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Tratamiento de afluentes naturales de embalses	EX-10.3-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 7	Dictamen N° 7/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Cota mínima de embalses Colbún y otros embalses	EX-10.4-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 8	Dictamen N° 8/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Aplicación del acuerdo EX-6.3-2000	EX-10.5-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 9	Dictamen N° 9/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Tratamiento de las filtraciones a embalses	EX-10.6-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 10	Dictamen N° 10/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Energías iniciales de centrales Pangue y Pehuenche	EX-10.7-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 11	Dictamen N° 11/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Potencias máximas de centrales hidráulicas	EX-10.8-2004-01	14-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 12	Dictamen N° 12/2004	09.12.04	Sin Observaciones
- Afluentes de las centrales hidráulicas de pasada	EX-10.10-2004-01	20-oct-04	N° 0123	2-nov-04	P. Ex. N° 26/2004	9-nov-04	17-nov-04	Discrepancia N° 13	Dictamen N° 13/2004	09.12.04	Sin Observaciones
Cota mínima de embalses Laja y Rapel en el cálculo de Potencia Firme de los años 2000 al 2003, 2004 y 2005	EX 1.3-2005	25-ene-05	N° 009	2-feb-05	P. Ex. N° 024/2005	8-feb-05	22-feb-05	Discrepancia N° 4-2005	Dictamen N° 4-2005	09.03.05	Sin Observaciones
Calificación de FMGD a centrales de SGA	EX 5.1-2007	22-may-07	N° 043	29-may-07	P. Ex. N° 97/2007	1-jun-07	11-jun-07	Discrepancia N° 2/2007	Dictamen N° 2-2007	09.07.07	Sin Observaciones
Manual Procedimientos FMGD	EX 6.2-2007	19-jul-07	N° 074	31-jul-07	P. Ex. N° 141/2007	8-ago-07	17-ago-07	Discrepancia N° 4/2007	Dictamen N° 4-2007	12.09.07	Sin Observaciones
Objeción de Colbún a los cmg de junio 2007	EX 7.2-2007	16-ago-07	N° 084	28-ago-07	P. Ex. N° 156/2007	30-ago-07	05-sep-07	Discrepancia N° 5/2007	Dictamen N° 5-2007	11.10.07	Sin Observaciones
Costos Marginales reales 04/ene-04/jun del 2007	EX 11.1-2007	15-nov-07	N° 118	28-nov-07	P. Ex. N° 215/2007	6-dic-07	10-dic-07	Discrepancia N° 34/2007	Dictamen N° 34-2007	11.01.08	Sin Observaciones
Metodología Presentada por Campanario S.A. Para la Valorización de los Efectos Económicos Producidos por la Formación y Mantenimiento de Reserva Hídrica	EX 7.1-2008	22-jul-08	N° 092	6-ago-08	P. Ex. N° 84/2008	14-ago-08	20-ago-08	Discrepancia N° 2/2008	Dictamen N° 2-2008	10.09.08	Sin Observaciones
Cobros Realizados en los Balances de Transferencias determinados por la DO y DP por Operaciones Especiales de Unidades Generadoras, Específicamente Aquellas Operaciones Determinadas por Seguridad	EX 7.3-2008	4-ago-08	N° 099	12-ago-08	P. Ex. N° 89/2008	19-ago-08	27-ago-08	Discrepancia N° 3/2008	Dictamen N° 3-2008	29.09.08	Sin Observaciones
Aplicación del criterio "n-1" en el tramo Maitencillo-Cardones 220 KV	EX 9.1-2008-01	17-sep-08	N° 120	1-oct-08	P. Ex. N° 113/2008	6-oct-08	15-oct-08	Discrepancia N° 16/2008	Dictamen N° 16-2008	12.11.08	Sin Observaciones
Corrección a los Informes de Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal período 2004-2006 y año 2007	EX 10.2-2008	23-oct-08	N° 130	30-oct-08	P. Ex. N° 139/2008	5-nov-08	13-nov-08	Discrepancia N° 18/2008	Dictamen N° 18-2008	29.12.08	Sin Observaciones
Modificación Artículo 14 del Manual de Procedimientos "Estadísticas de Desconexiones y Cálculo de Indisponibilidades en el SIC"	EX 11.1-2008	20-nov-08	N° 141	2-dic-08	P. Ex. N° 157/2008	10-dic-08	17-dic-08	Discrepancia N° 19/2008	Dictamen N° 19-2008	07.01.09	Sin Observaciones
Procedimiento DO: Implementación de Planes de Seguridad de Abastecimiento y Procedimiento DP: Reliquidaciones y Valorización de la Implementación de un Plan de Seguridad de Abastecimiento	---	---	Pstación Colbún	Recibido Panel Expertos el 17.03.09	P. Ex. N° 48/2009	24-mar-09	02-abr-09	Discrepancia N° 4/2009	Dictamen N° 4/2009	29.04.09	Sin Observaciones
Elección de Directorio del CDEC-SIC: Segmento de Transmisión Troncal	Asamblea DS 291/2007	9-oct-09	Pstación CTNC-Transelco	Recibido Panel Expertos el 17.03.09	P. Ex. N° 187/2009	19-oct-09	26-oct-09	Discrepancia N° 13/2009	Dictamen N° 13/2009	02-11-2009	Sin Observaciones
Reglamento Interno CDEC-SIC	---	---	Pstación Norvind	Recibido Panel Expertos el 25.05.10	P. Ex. N° 37/2010	26-may-10	03-jun-10	Discrepancia N° 1/2010	Dictamen N° 1/2010	30-06-2010	Sin Observaciones
Discrepancia presentada por Guacolda S.A. por la consideración hecha por la DP respecto de Campanario S.A. en los balances de transferencia de energía y potencia del mes de agosto de 2011			Pstación Guacolda	Recibido Panel Expertos el 20.09.11	P. Ex. N° 226/2011	26-sep-11	03.10.11	Discrepancia N° 12/2011	Dictamen N° 12/2011	04.11.11	Sin Observaciones
Procedimiento DP "Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía"			Pstación Transelco, Endesa, Colbún, Norvind	Recibido Panel Expertos el 11.11.11 (Endesa) y 23.11.11 (resto)	P. Ex. N° 270/2011	1-dic-11	14-dic-11	Discrepancia N° 24/2011	Dictamen N° 24/2011	25.01.12	Sin Observaciones
Aplicación de R. Ext.a. de la SEC por Informe de Valorización de Transferencia de la DP, emitido el 17.02.12 (facturación Enero 2012)			Pstación EnorChile	Recibido Panel Expertos el 08.03.12	P. Ex. N° 40/2012	14-mar-12	21-mar-12	Discrepancia N° 1/2012	Dictamen N° 1/2012	16.04.12	Sin Observaciones
Cálculo de Peajes por STT año 2011			Pstación Transelco	Recibido Panel Expertos el 16.05.12	P. Ex. N° 53/2012	23-may-12	28-may-12	Discrepancia N° 2/2012	Dictamen N° 2/2012	26.06.12	Sin Observaciones
Cálculo, Liquidación y Reliquidación de Peajes Adicionales			Pstación Transelco	Recibido Panel Expertos el 07.06.12	P. Ex. N° 61/2012	13-jun-12	19-jun-12	Discrepancia N° 4/2012	Dictamen N° 4/2012	23.07.12	Sin Observaciones
Balance Definitivo de Transferencias Mayo 2012			Pstación Colbún	Recibido Panel Expertos el 11.07.12	P. Ex. N° 75/2012	18-jul-12	25-jul-12	Discrepancia N° 6/2012	Dictamen N° 6/2012	23.08.12	Sin Observaciones
Informe de Revisión de Peajes 2011 con Dictamen N° 2-2012 del Panel de Expertos			Pstación Endesa y sus empresas filiales	Recibido Panel Expertos el 03.10.12	P. Ex. N° 96/2012	10-oct-12	16-oct-12	Discrepancia N° 7/2012	Dictamen N° 7/2012	07.11.12	Sin Observaciones
Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Período 2012-2013			Pstación Transelco, Transelco Norte, M.Redondo, E-CL, Guacolda, AesGener, Colbún y A.Jahuel transmisora	Recibido Panel Expertos el 31.01.13	---	---	12-feb-13	Discrepancia N° 1/2013	Dictamen N° 1/2013	14.03.13	Sin Observaciones
Procedimiento DP "Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía", del CDEC-SIC, de 13 de febrero de 2013.			Pstación Endesa y sus empresas filiales, AesGener y Eléctrica Guacolda	Recibido Panel Expertos el 13.02.13	---	---	10-abr-13	Discrepancia N° 3/2013	Dictamen N° 3/2013	02.05.13	Sin Observaciones
Procedimiento DP "Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía", del CDEC-SIC, de 15 de abril de 2013			ENDESA y sus filiales, Guacolda S.A., Transelco S.A. y Transelco Norte S.A.; Eléctrica Puntilla S.A.; HidroMaulo S.A.; AES Gener S.A.; Duke Energy y ENLASA	Recibido Panel Expertos el 04.06.13	---	---	11-jun-13	Discrepancia N° 10/2013	Dictamen N° 10/2013	01.07.13	Sin Observaciones
Procedimiento DO: Declaración de costos de Equipos para la Prestación de SSSC			AesGener	Recibido Panel Expertos el 23.07.13	---	---	05-ago-13	Discrepancia N° 12/2013	Dictamen N° 12/2013	04.09.13	Sin Observaciones
Procedimiento DP: Remuneración de SSSC			AesGener y Endesa	Recibido Panel Expertos el 23.07.13	---	---	05-ago-13	Discrepancia N° 13/2013	Dictamen N° 13/2013	04.09.13	Sin Observaciones
Procedimiento DP "Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía", del CDEC-SIC, de 30 de octubre de 2013			Colbún, AesGener, Eléctrica Puntilla S.A., HidroMaulo S.A., Endesa, Pehuenche y Guacolda	Recibido Panel Expertos los días 12 y 13 de diciembre	---	---	20-dic-13	Discrepancia N° 19/2013	Dictamen N° 19/2013	24.01.14	Sin Observaciones
Pattern Chile Development Holding SpA en contra de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, en relación con el régimen de acceso abierto en sistemas de transmisión adicional			Pattern Chile Development Holding SpA	Recibido Panel Expertos el 30 de diciembre	---	---	10-ene-14	Discrepancia N° 20/2013	Dictamen N° 20/2013	10.02.14	Sin Observaciones

(1) Colbún presentó un recurso de reconsideración en lo referente al número tres de la parte resolutoria, el cual fue resuelto por la R.M. EXTA N° 30, del 30 de abril de 2002.

(2) Transelco presentó recurso de reposición en lo relativo al resuelveo tercer letra c, el cual fue resuelto por medio de la R.MEXTA N° 32, del 09 de mayo de 2002.

(3) La RM EXTA N° 9, rechazó esta presentación. Por medio de carta Presidencia CDEC-SIC N° 015/2003 se solicitó reposición de este tema, el cual fue acogido por la RM EXTA N° 22.

(4) Endesa presentó un recurso de reposición, el cual fue resuelto por la RM EXTA N° 17, de fecha 14 de abril de 2004. AesGener presentó recurso de reposición contra la RM EXTA N° 17 antes señalada, siendo acogida por medio de la RM EXTA N° 20, de fecha 27 de abril de 2004.

El 15.06.04 el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción emitió su R.M. EXTA N° 34, pronunciándose en relación al recurso de reposición interpuesto por las empresas GENER S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y las presentaciones efectuadas por las empresas Endesa S.A. y Colbún S.A., relativas a Potencia Máxima de centrales hidráulicas; tratamiento de autoproducciones; tratamiento de centrales hidroeléctricas.

El 15.06.04 el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción emitió su R.M. EXTA N° 35, pronunciándose en relación al recurso de reposición interpuesto por las empresas GENER S.A. y GUACOLDA S.A. y las presentaciones efectuadas por las empresas Endesa S.A., Colbún S.A. y Arauco Generación S.A., relativas al cómputo de horas en que las centrales efectúan su aporte de potencia y definición de horas de "mayor probabilidad de pérdida de carga".

El 29.07.04 el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción emitió su R.M. EXTA N° 47, la que rectificó el plazo establecido en el resuelveo número 5 de la R.M. EXTA, N° 34.

El 19.08.04 el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción emitió su R.M. EXTA N° 54, la cual revalidó el recurso de reposición deducido en contra de la R.M. EXTA, N° 35.

**ANEXO III**  
**MATRICES DE COSTOS MARGINALES**  
**(EN BARRAS REPRESENTATIVAS)**

---







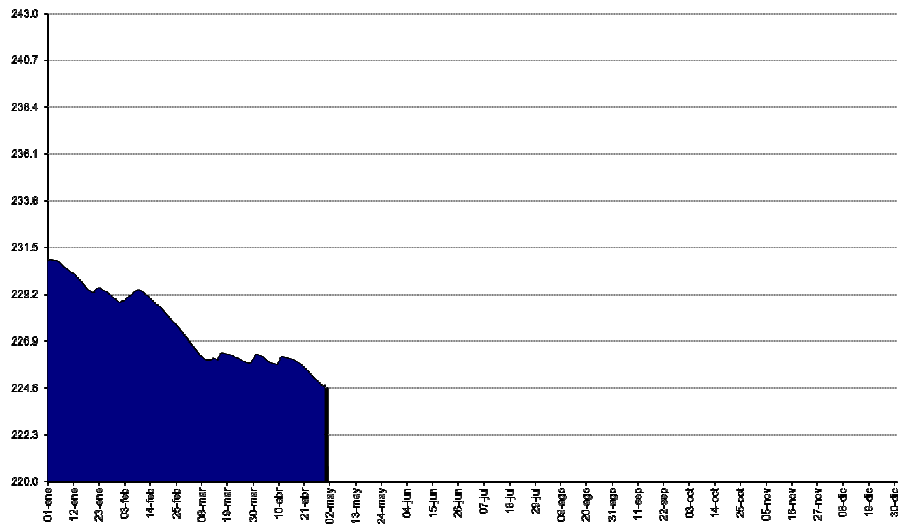




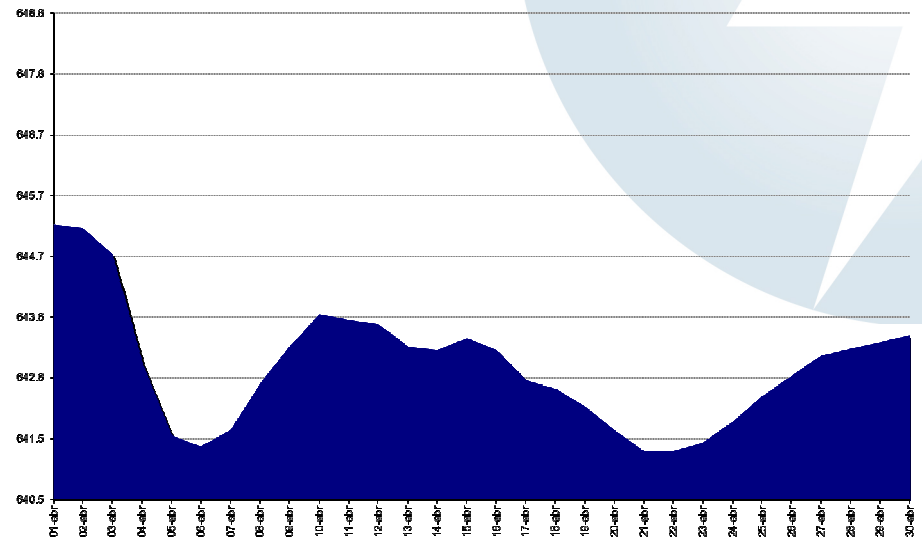
## **ANEXO IV**

### **CUADROS DE EVOLUCIÓN DE COTAS**

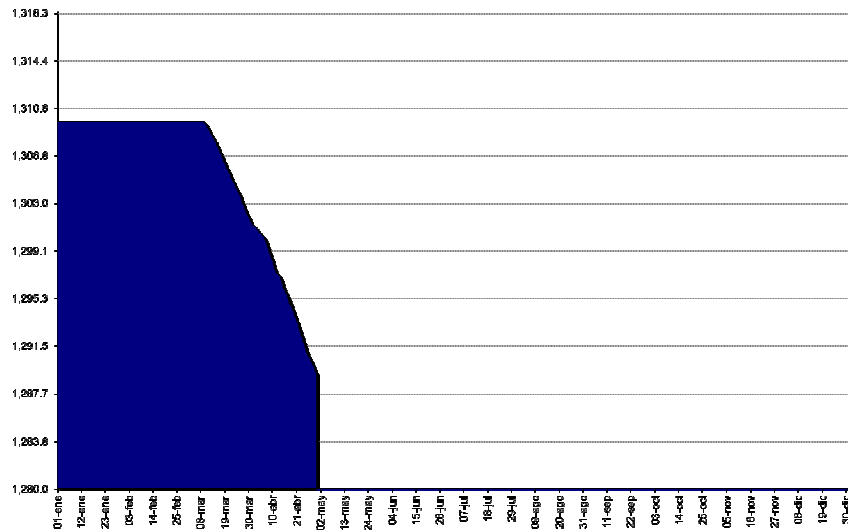
**EVOLUCION DE COTA LAGO CHAPO  
ENERO - DICIEMBRE DE 2014**



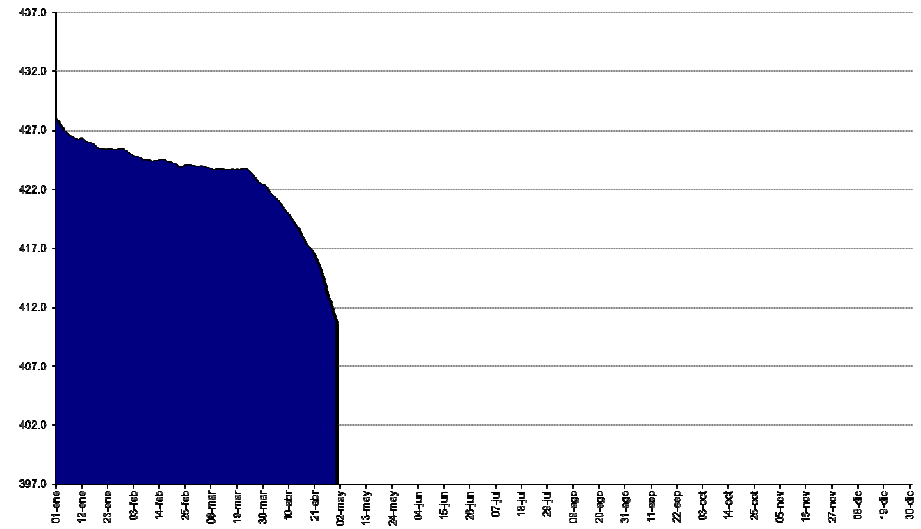
**EVOLUCION DE COTA EMBALSE MELADO  
ABRIL 2014**



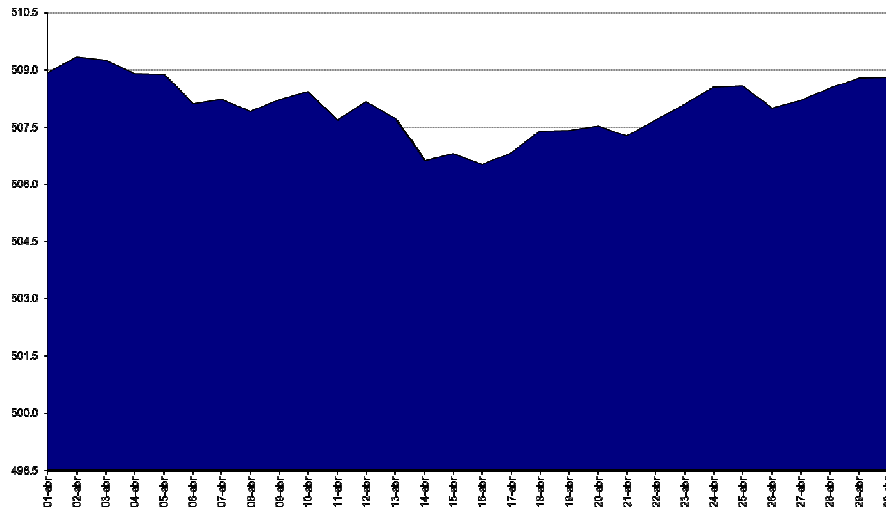
**EVOLUCION DE COTA LAGUNA LA INVERNADA  
ENERO - DICIEMBRE DE 2014**



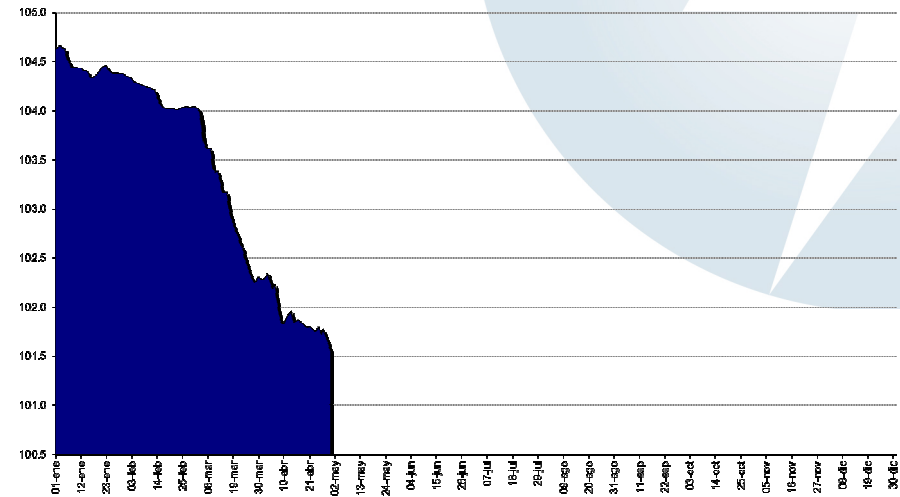
**EVOLUCION DE COTA EMBALSE COLBUN  
ENERO - DICIEMBRE DE 2014**



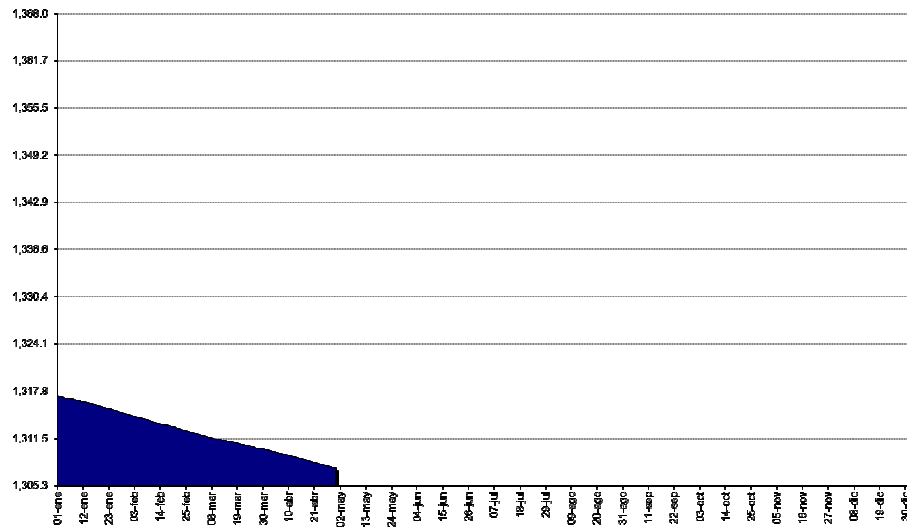
**EVOLUCION DE COTA CENTRAL PANGUE  
ABRIL DE 2014**



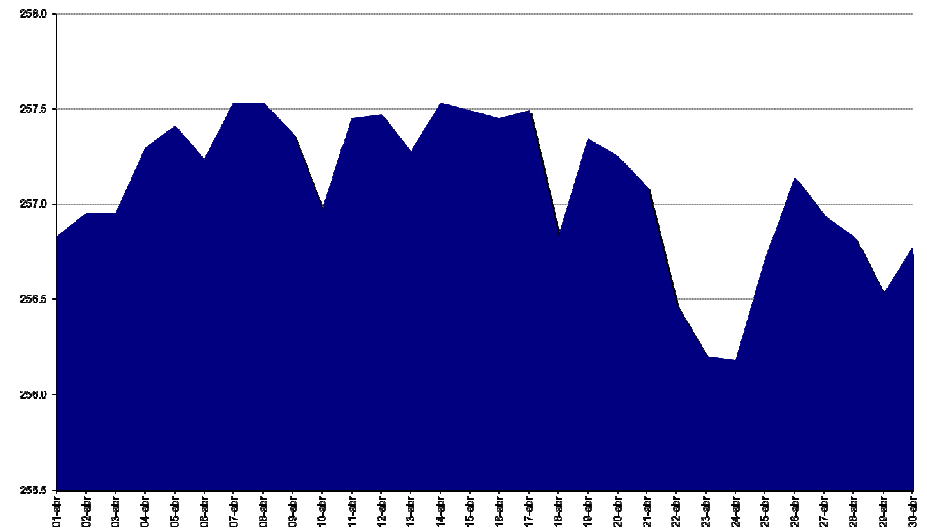
**EVOLUCION DE COTA EN LAGO RAPEL  
ENERO - DICIEMBRE DE 2014**



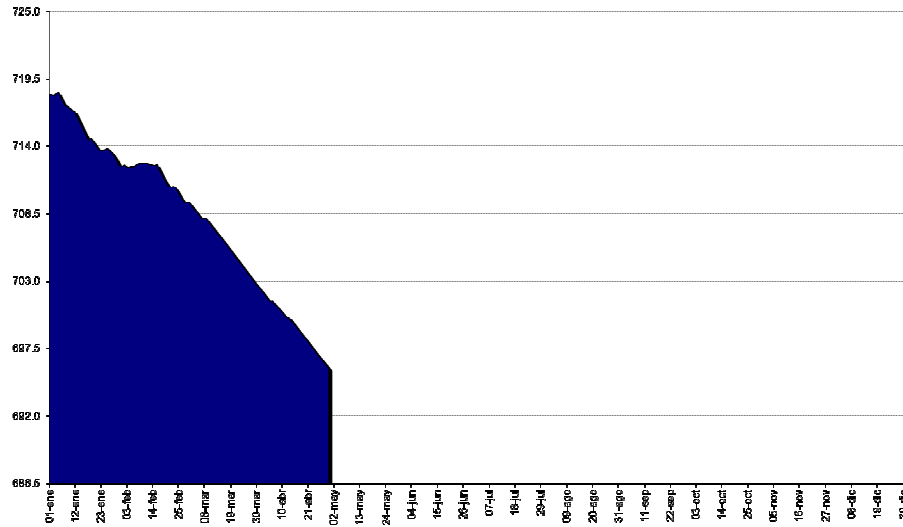
**EVOLUCION DE COTA LAGO LAJA  
ENERO - DICIEMBRE DE 2014**



**EVOLUCION DE COTA MACHICURA  
ABRIL DE 2014**



**EVOLUCION DE COTA EMBALSE RALCO  
ENERO - DICIEMBRE DE 2014**



**ANEXO V**  
**CUADRO DE STOCK DE COMBUSTIBLES**

---



Empresa	Central	Stock de Petróleo (m3)
Colbún	Nehuenco 1, 2 y 3 (TG9b)	1300.0
	Candelaria 1 y 2	1751.0
	Antihue	1052.0
	Los Pinos	2689.0
AesGener	Lag. Verde TG y TV	110.0
	Sta Lidia	1713.0
	Los Vientos TG	1870.0
	San Francisco	250.0
Essa	Nueva Renca y Renca	4005.0
Cenizas	Cenizas	0.0
Gas Sur	NEWEN_Diesel	120.0
Endesa	San Isidro 1 y 2	1387.9
	Quintero_TG_1A y 1B	1724.2
	Huasco TG / IFO-180	0.0
	Taltal 1 y 2	1951.3
	Huasco TG	103.5
	Diego de Almagro	366.4
Tecnored	San Gregorio	22.0
	Linares Norte	17.0
	Placilla	35.0
	El_Total	43.0
	Quintay	34.0
	Con Con	27.0
	Las Vegas	22.0
Enlasa	El Peñon	586.0
	Trapen	510.0
	Teno	375.0
	San Lorenzo 1	216.7
	San Lorenzo 2	216.7
Potencia	TG Espinos	436.0
	Olivos	615.0
STS	Coronel TG Diesel	330.0
	Degañ	60.0
	Chuyaca	228.0
	Calle Calle	170.0
	Quellón 2	132.0
Elektragen	Constitución 1 y C.Maule	29.0
	Chiloé	53.1
Cardones	Cardones (ex-Tierra Amarilla)	628.0
El Salvador	Salvador ( Desp. por Emelda )	412.5
Arauco	Nueva Aldea 2 Diesel	0.0
	Horcones TG Diesel	157.0
Termopacifico	Termopacifico	160.0
Colmito	Colmito	765.9
Enor Chile	ESPERANZA_DS1 y DS2	25.1
	ESPERANZA_TG1	43.3
M. Valle Central	Colihues 1 y 2 Diesel	12.0
	Colihues 1 y 2 HFO	271.4
Emelda	Emelda	244.6
Barrick Generación	Punta Colorada Diesel	84.0
	Punta Colorada HFO	622.0
Duke Energy	Yungay 1	535.2
	Yungay 2	
	Yungay 3	
	Yungay 4	

Empresa	Central	Stock GNL (m3 diario)
Endesa	San Isidro 1 y 2 GNL	3,550,000

Empresa	Central	Stock Carbón (Ton)
Colbún	Santa María	237,400
Guacolda	Guacolda 1,2,3 y 4	267,710
AesGener	Ventanas 1, 2 y Nva Ventanas	311,213