



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

**INFORME TRIMESTRAL A INTEGRANTES
CDEC-SIC
(DS 291/2007 ART 32)**

**Teatinos 280, piso 12, Santiago
Tel. 2424 6300
Fax. 2424 6301
www.cdec-sic.cl
Santiago-Chile**

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

	<i>Página</i>
Introducción	2
Capítulo I Posibles Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses	3
I.1 Participación Esperada en el Abastecimiento de la Demanda	3
I.2 Producción y Ventas de Energía Mensual Esperados	4
I.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses	4
I.4 Costos Marginales Esperados	5
Capítulo II Estándares e Indicadores de Desempeño de Sistema	6
II.1 Control de Frecuencia	6
II.2 Control de Tensión	6
II.3 Factor de Potencia	7
Capítulo III Modificaciones Normativas Recientes	8
III.1 Legislación	8
III.2 Reglamentación	8
III.3 Normas Técnicas	8
III.4 Procedimientos DO/DP/DAP	9
III.5 Divergencias	9
Capítulo IV Propuesta de Modificaciones al Reglamento Interno	9

Introducción

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 32 del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC-SIC, debe informar a los Integrantes, trimestralmente, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses
- c) Modificaciones normativas recientes
- d) Propuestas de modificaciones al Reglamento Interno.

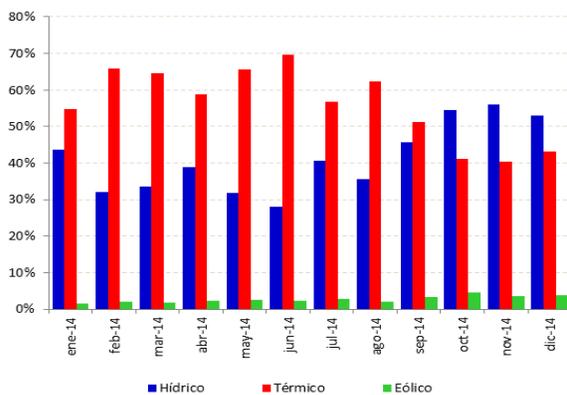
En cumplimiento de lo señalado, el Directorio del CDEC-SIC presenta a las empresas Integrantes, el Informe correspondiente al cuarto trimestre de 2013.

CAPÍTULO I: Posibles Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses

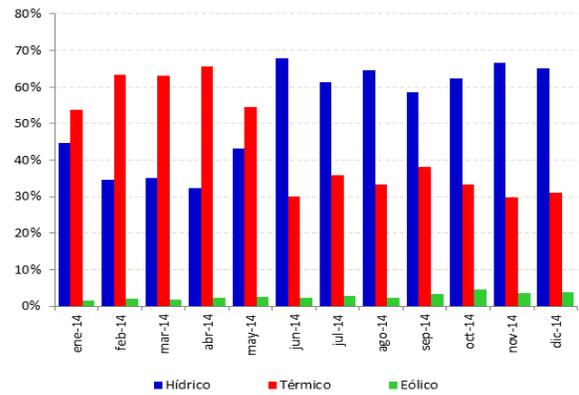
Se presenta a continuación, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración la información de caudales contenida en el Quinto Informe de Pronóstico de Deshielo correspondiente a la temporada 2013-2014, para el horizonte Enero - Marzo 2014, mientras que incorpora caudales de la estadística correspondiente a Hidrología Seca (HS: probabilidad de excedencia 90%), Hidrología Media (HM: probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología Húmeda (HH: probabilidad de excedencia 20%), para el horizonte comprendido desde Abril a Diciembre de 2014.

I.1) Participación Esperada en el Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Producción e Hidrología.

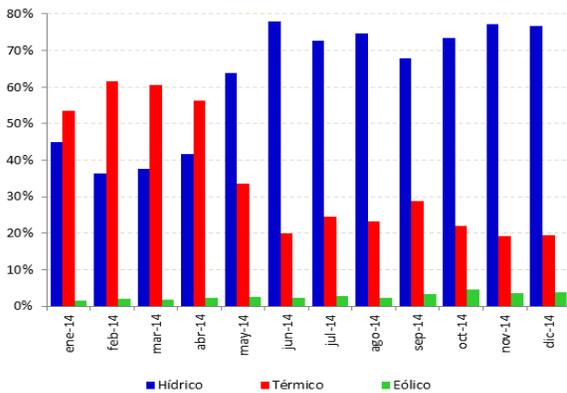
Los gráficos 1, 2 y 3 que se presentan a continuación, muestran el abastecimiento esperado de la demanda del sistema, según tipo de aporte e hidrología. El gráfico 4 muestra esa participación como un promedio mensual para los 3 tipos de hidrología.



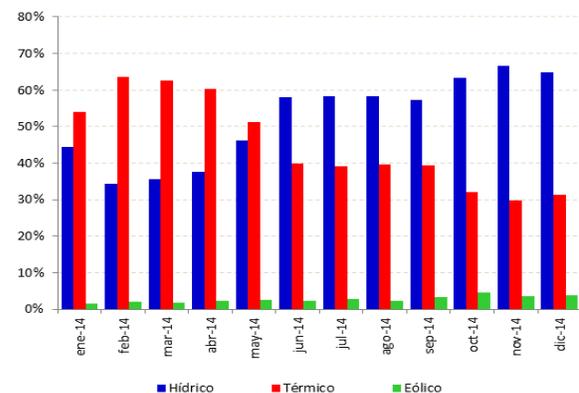
Gráf.1.- Participación Esperada Hidrología Seca



Gráf.2.- Participación Esperada Hidrología Media



Gráf.3.- Participación Esperada Hidrología Húmeda



Gráf.4.- Participación Esperada Promedio

I.2) Producción y Ventas de Energía Mensual Esperados en el SIC

La producción bruta mensual (en GWh) esperada para los próximos 12 meses, y sobre la cual se han determinado las participaciones porcentuales de los gráficos recién mostrados, se indican en la siguiente tabla.

	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)	4576.8	4198.1	4555.1	4321.8	4487.4	4459.3	4641.6	4572.1	4181.3	4490.3	4356.0	4650.0

Tabla 1.- Producción Mensual Bruta Esperada de Energía en el SIC (en GWh)

Por otro lado, las ventas de energía (en GWh) previstas para los próximos 12 meses, son:

	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
VENTAS (GWh)	4327.9	3938.5	4263.4	4037.4	4166.6	4153.9	4351.1	4279.6	3902.4	4196.4	4065.9	4350.4

Tabla 2.- Ventas Esperadas de Energía en el SIC (en GWh)

Se espera, en promedio, que el 70% de estas ventas sean efectuadas a clientes de precio regulado.

I.3) Evolución Esperada de Cotas de Embalse (a fin de cada mes) según Tipo de Producción e Hidrología.

Las Tablas 3, 4 y 5 que se presentan a continuación, muestran la evolución mensual de la cota esperada (a fines de cada mes), para cada uno de los 3 tipos de hidrología.

HIDROLOGÍA SECA	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
LAG. LAJA	1316.0	1314.8	1313.5	1312.7	1311.6	1310.6	1310.7	1309.9	1309.8	1312.1	1314.4	1314.4
EMB. RAPEL	104.1	104.2	102.3	100.6	100.5	101.0	101.1	100.8	100.7	101.2	102.5	101.2
EMB. COLBUN	425.3	426.0	425.0	408.3	397.1	397.1	397.1	397.1	398.7	406.6	418.0	417.7
LAG. INVERNADA	1301.2	1293.9	1284.3	1286.2	1282.9	1283.3	1284.0	1282.8	1284.2	1286.2	1299.6	1301.1
LAG. MAULE	2159.2	2158.9	2158.5	2158.9	2159.3	2159.8	2160.3	2160.9	2161.3	2161.8	2162.5	2162.5
LAG. CHAPO	227.7	224.9	223.6	223.1	222.0	222.0	222.0	222.0	222.8	224.9	225.9	226.7
EMB. RALCO	707.8	707.5	694.6	692.3	692.0	692.0	692.0	692.0	692.0	705.1	715.1	705.8

Tabla 3.- Cotas Esperadas de Embalses (fin de mes) en Hidrología Seca (HS)

HIDROLOGÍA MEDIA	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
LAG. LAJA	1316.1	1315.0	1313.8	1313.1	1313.7	1318.9	1320.7	1322.7	1324.5	1325.4	1327.6	1328.2
EMB. RAPEL	104.2	104.2	102.2	100.6	101.0	101.5	101.6	101.6	101.1	100.8	101.6	104.6
EMB. COLBUN	425.7	427.5	425.0	401.3	397.1	404.5	397.1	397.1	400.5	399.6	416.1	429.5
LAG. INVERNADA	1302.5	1295.5	1284.1	1283.5	1282.8	1283.1	1283.9	1283.8	1292.6	1282.8	1301.3	1318.3
LAG. MAULE	2159.1	2158.7	2158.3	2158.4	2158.7	2159.4	2159.9	2160.3	2160.7	2161.0	2161.9	2163.0
LAG. CHAPO	228.1	226.0	224.6	224.3	224.4	225.6	229.1	230.0	232.4	235.6	238.3	239.0
EMB. RALCO	709.4	705.9	694.8	693.2	700.5	715.1	705.6	705.0	705.7	695.5	718.2	725.0

Tabla 4.- Cotas Esperadas de Embalses (fin de mes) en Hidrología Media (HM)

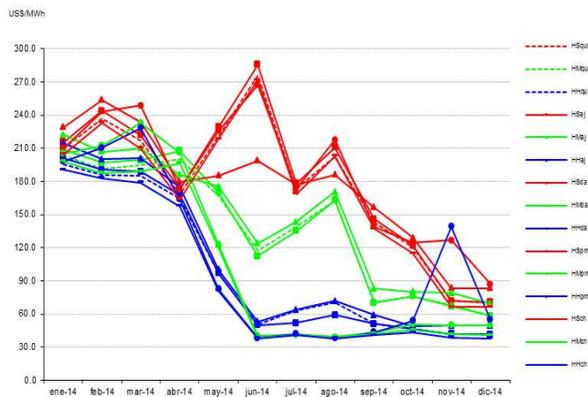
HIDROLOGÍA HÚMEDA	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
LAG. LAJA	1316.1	1315.1	1313.7	1313.2	1317.0	1322.7	1323.4	1324.6	1325.2	1327.7	1328.7	1328.8
EMB. RAPEL	104.2	104.2	102.3	103.9	105.0	105.0	101.3	101.7	101.9	102.0	103.9	105.0
EMB. COLBUN	425.6	427.7	425.0	411.1	416.3	437.0	435.8	437.0	433.2	437.0	437.0	437.0
LAG. INVERNADA	1302.8	1295.6	1283.5	1285.1	1285.8	1296.2	1283.5	1285.2	1293.0	1294.7	1302.7	1318.3
LAG. MAULE	2159.0	2158.4	2158.1	2158.7	2159.6	2160.6	2161.1	2161.8	2162.1	2162.8	2164.1	2165.7
LAG. CHAPO	227.3	224.5	223.5	224.4	226.0	227.7	227.1	225.4	226.1	227.7	229.3	229.7
EMB. RALCO	711.8	710.4	699.7	699.2	703.7	725.0	716.7	715.0	706.4	706.3	716.4	725.0

Tabla 5.- Cotas Esperadas de Embalses (fin de mes) en Hidrología Húmeda (HH)

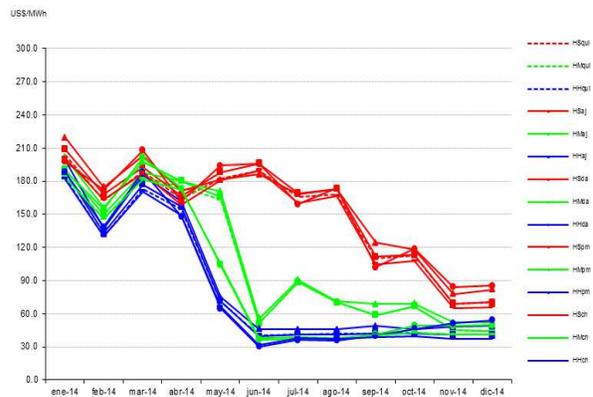
I.4) Costos Marginales Esperados, según Tipo de Hidrología

Se muestra a continuación la evolución esperada de los costos marginales reales de energía, por hidrología y bloque de modelación de la demanda, en barras del SIC. La simbología utilizada para las hidrologías corresponde a lo señalado anteriormente, mientras que para las barras del sistema, se tiene:

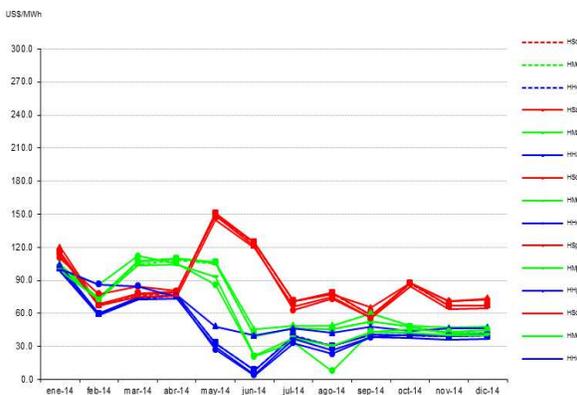
qui: Barra Quillota 220 kV **aj:** Barra A.Jahuel 220 kV **ch:** Barra Charrúa 220 kV
da: Barra Diego de Almagro 220 kV **pm:** Barra Pto. Montt 220 kV



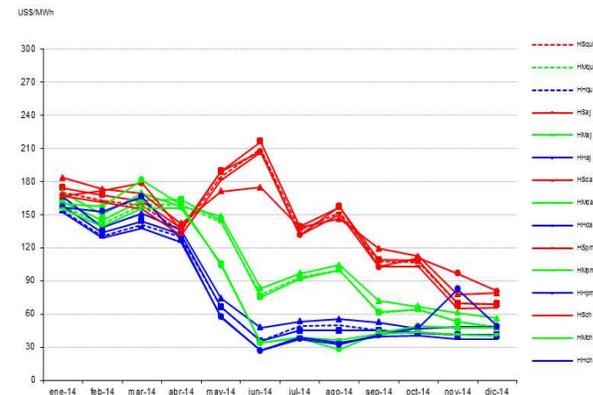
Gráf.5.- Evolución Esperada Costo Marginal Bloque Demanda Máxima



Gráf.6.- Evolución Esperada Costo Marginal Bloque Demanda Media



Gráf.7.- Evolución Esperada Costo Marginal Bloque Demanda Mínima



Gráf.8.- Evolución Esperada Costo Marginal Promedio 3 Bloques

CAPÍTULO II: Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Eléctrico para los Últimos 6 Meses

II.1) Control de Frecuencia

El Artículo 5-78) de la Norma Técnica establece que la evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará a través del cálculo del factor FECF para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

$$FECF(k) = 1 - \frac{|\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)|}{\Delta f_{M\acute{A}X}}$$

- $\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$, corresponde a la desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.
- $\Delta f_{M\acute{A}X}$, corresponde a la desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF.

La tabla 6 muestra el valor mínimo mensual de FECF, para el período Julio-Diciembre 2013, de acuerdo a los cálculos efectuados por el CDEC-SIC en relación a este indicador.

Mes	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13*
FECF	0.999	0.999	0.998	0.999	0.999	0.998

Tabla 6.- Índice FECF

* estimado

II.2) Control de Tensión

El Artículo 6-17) de la Norma Técnica establece que los Coordinados elaborarán un Informe Mensual de Calidad de Producto de conformidad al Procedimiento DP "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto". Sobre la base de este informe publicado en la página Web del CDEC-SIC, se presenta a continuación el porcentaje promedio de intervalos de la tensión que estuvieron fuera de rango, para cada mes analizado.

Mes	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13*
%	1.5%	1.9%	1.5%	2.0%	3.0%	2.0%

Tabla 7.- Porcentaje de intervalos fuera de rango de los diferentes niveles de tensión en el SIC

* estimado

El artículo 5-25) de la Norma Técnica establece las siguientes tensiones nominales para estado normal de operación del sistema (tensiones que para efecto de cálculo de los índices, se ajusta a las tensiones de servicio cuando procede):

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

II.3) Factor de Potencia

El Artículo 6-18) de la Norma Técnica establece que los Clientes elaborarán un Informe Mensual de cumplimiento de las exigencias de Factor de Potencia conforme al Procedimiento DP "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto". Sobre la base de este informe publicado en la página Web del CDEC-SIC, se presenta a continuación el porcentaje promedio de intervalos en los cuales el factor de potencia estuvo fuera de rango, para cada mes analizado.

Mes	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13*
%	5.4%	5.9%	6.5%	6.8%	8.7%	8.0%

Tabla 8.- Porcentaje de intervalos fuera de rango para FP Inductivo

* estimado

Mes	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13*
%	12.3%	10.0%	9.7%	9.9%	8.2%	9.0%

Tabla 9.- Porcentaje de intervalos fuera de rango para FP Capacitivo

* estimado

El Artículo 5-23) de la Norma Técnica establece que las Instalaciones de Clientes no sometidos a regulación de precios deberán tener un Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, en cada una de las Instalaciones de Conexión de Clientes, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

CAPÍTULO III: Modificaciones Normativas Recientes

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el cuarto trimestre del año 2013, Por otra parte, se indica el estado de elaboración de Procedimientos DO, DP y DAP, asociados a requerimientos de la normativa vigente.

III.1) Legislación

Durante el trimestre Octubre-Diciembre de 2013, no se han publicado modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos. Recordamos que durante el mes de octubre del año 2013 se publicó la Ley N° 20.698, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, así como la Ley N° 20.701 que establece el procedimiento para otorgar concesiones eléctricas.

III.2) Reglamentación

Durante este trimestre se dio inicio al proceso de búsqueda y propuesta de candidatos al Directorio del CDEC-SIC, en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 115 del Ministerio de Energía, que modificó el DS 291/2007.

III.3) Normas Técnicas

Durante este último trimestre de 2013, y en relación a los informes que según la Norma Técnica vigente deben ser elaborados por el CDEC-SIC, se emitieron los siguientes documentos, en las fechas que se indican:

- El martes 29 de octubre se puso a disposición de las empresas coordinadas la versión final del estudio EDAC de Subfrecuencia, con período de vigencia entre noviembre 2013 y octubre 2015.
- El lunes 11 de noviembre se publica la Revisión del Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas Versión 2013.
- El viernes 29 de noviembre se publicó el Informe Final del Estudio Específico de Tensiones de Servicio.
- El lunes 16 de diciembre se publicó el calendario 2014 de Estudios a realizar por parte del CDEC-SIC, según lo requerido en la Norma Técnica.
- El 24 de diciembre se publicó la versión preliminar 2014 del Estudio de Planes de Recuperación de Servicio.
- El lunes 30 de diciembre quedó disponible la versión final del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones del SIC, revisión 2013.

- El martes 31 de diciembre se publicó, para observaciones, la versión preliminar del Estudio Específico: Parámetros Mínimos para Reconexión Monopolar y Tripolar, y Tiempos de Reconexión Automática.

III.4) Procedimientos DO/DP/DAP

- El miércoles 30 de octubre, se envió a las empresas el Procedimiento DP “Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía”, en conformidad a lo instruido por la CNE en su carta CNE N° 0437 / 2013, y a lo dispuesto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 10-2013.
- El lunes 30 de diciembre, se envió a las empresas para observaciones, el Procedimiento DP “Sistema de Medidas para Transferencias Económicas”.

III.5) Divergencias

Durante este cuarto trimestre se han formalizado ante el Panel de Expertos las siguientes dos discrepancias en el ámbito de acción del CDEC-SIC, y en las materias que a continuación se indican:

- Discrepancia N° 19: Discrepancia sobre Procedimiento DP “Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía, del CDEC-SIC, de 30 de octubre de 2013”. Presentación de Colbún (12 de diciembre), y de las empresas AesGener, Eléctrica Puntilla S.A., HidroMaule S.A., Endesa, Pehuenche y Guacolda (13 de diciembre).
- Discrepancia N° 20-2013: Discrepancia de 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” (presentación 30 de diciembre).

Capítulo IV:

Propuestas de Modificaciones al Reglamento Interno

No se han emitido nuevas propuestas en el ámbito del Reglamento Interno del CDEC-SIC.