



INFORME TRIMESTRAL A LAS EMPRESAS INTEGRANTES

Versión Octubre 2014

21 de octubre de 2014

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

	<i>Página</i>
Introducción	2
Capítulo I Posibles Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses	
I.1 Participación Esperada en el Abastecimiento de la Demanda Según Tipo de Aporte e Hidrología	3
I.2 Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC	5
I.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología	5
I.4 Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja	6
I.5 Costos Marginales Esperados Según Hidrología	6
Capítulo II Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Eléctrico para los Últimos 6 Meses	
II.1 Control de Frecuencia	8
II.2 Control de Tensión	9
II.3 Factor de Potencia	12
II.4 Tiempos de Restablecimiento del Servicio (TRS)	17
II.5 Índices de Continuidad FMIK y TTIK	19
II.6 Estándares de Calidad de Suministro en Generación y Transmisión	21
Capítulo III Modificaciones Normativas Recientes	
III.1 Legislación	29
III.2 Reglamentación	29
III.3 Normas Técnicas	29
III.4 Procedimientos DO/DP/DAP	29
III.5 Discrepancias	30
Capítulo IV Modificaciones y Propuestas de Modificaciones al Reglamento Interno	31

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 32 del Decreto Supremo Nº 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 tercer trimestre de 2014.

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 siguiente estimación de caudales afluentes:

- Período Octubre 2014 – Marzo 2015: Segundo pronóstico de deshielo de la temporada 2014-2015.
- Período Abril 2015 – Septiembre 2015: 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%).

La metodología empleada en esta proyección de abastecimiento corresponde a la utilizada en la elaboración del Programa de 12 Meses, programa que mensualmente se publica en la página web del CDEC-SIC.

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

Las figuras 1, 2 y 3 que se presentan a continuación muestran la participación esperada en abastecimiento mensual de la demanda del sistema, según tipo de aporte e hidrología, para el período comprendido entre octubre de 2014 y septiembre de 2015.

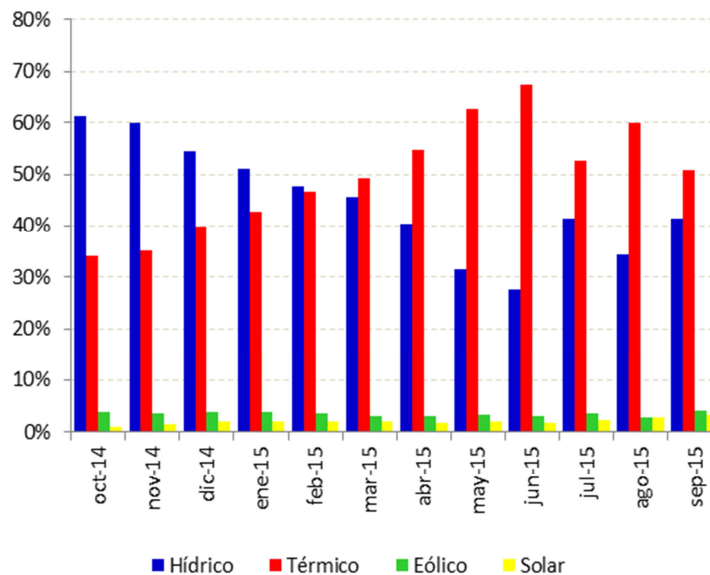


Fig.1.- Participación Esperada en Hidrología Seca

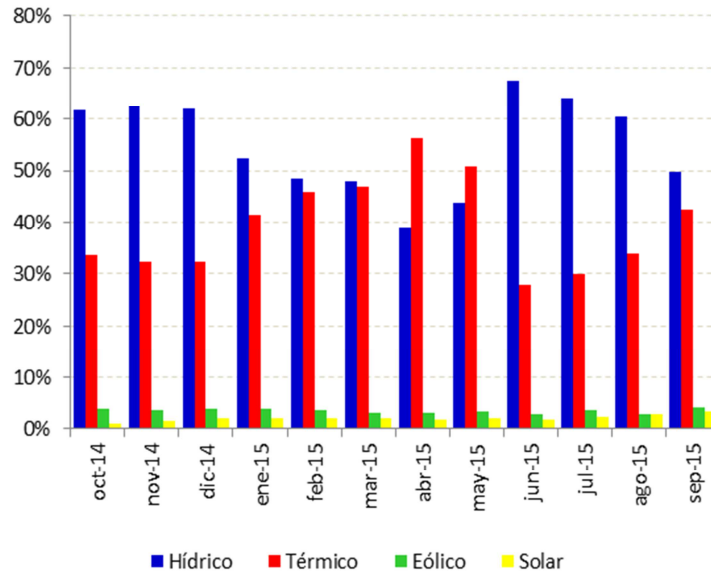


Fig.2.- Participación Esperada en Hidrología Media

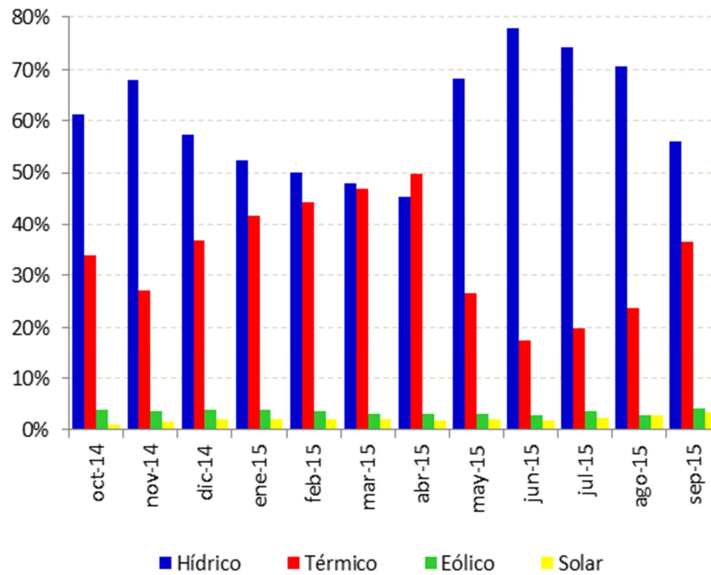


Fig.3.- Participación Esperada Hidrología Húmeda

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

La producción bruta mensual (en GWh) esperada para los próximos 12 meses en escenario de hidrología seca, media y húmeda, y sobre la cual se han determinado las participaciones porcentuales de las figuras anteriores, se indican en la siguiente Tabla 1.

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
Hidrología Seca (HS)	4482.3	4428.0	4661.6	4633.8	4166.5	4596.4	4305.7	4541.0	4592.4	4716.3	4667.8	4373.6
Hidrología Media (HM)	4482.5	4426.1	4668.9	4634.4	4165.4	4591.1	4314.3	4556.2	4591.0	4704.4	4666.3	4384.5
Hidrología Húmeda (HH)	4485.7	4423.8	4658.1	4631.6	4164.5	4592.1	4307.4	4510.0	4583.0	4678.7	4643.9	4372.8

Tabla 1.- Producción esperada bruta de energía en el SIC (en GWh)

Por otro lado, las ventas previstas de energía (en GWh) para los próximos 12 meses, y para cada uno de los 3 escenarios hidrológicos modelados, corresponde a las indicadas en la Tabla 2:

	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15
VENTAS (GWh)	4230.9	4166.2	4392.1	4350.3	3931.7	4324.6	4041.2	4242.5	4308.1	4429.4	4368.1	4107.1

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

I.3) Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología.

Las Tablas 3, 4 y 5 que se presentan a continuación, muestran la evolución esperada de la cota en los diferentes embalses del sistema, a fines de cada mes, para hidrología seca, hidrología media e hidrología húmeda, indicándose entre paréntesis la cota máxima y la cota mínima operacional vigente al 30 de septiembre. Estos valores de cota están medidos en metros sobre el nivel del mar (msnm).

HIDROLOGÍA SECA (HS)	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
LAGO LAJA [1306,0 - 1368,0]	1321.5	1324.3	1323.1	1319.8	1316.6	1315.4	1314.7	1313.6	1312.7	1312.8	1312.0	1311.9
EMBALSE RAPEL [100,5 - 105,0]	103.6	104.8	104.8	104.0	104.3	102.0	100.6	100.5	100.5	101.1	100.5	100.5
EMBALSE COLBUN [397,0 - 436,0]	429.2	427.2	425.0	426.4	425.0	425.0	405.2	397.1	397.1	397.1	397.1	399.1
LAGUNA INVERNADA [1280,0 - 1319,0]	1292.1	1308.0	1315.4	1312.1	1306.3	1287.4	1284.8	1282.8	1283.2	1284.0	1282.8	1284.2
LAGUNA DEL MAULE [2152,1 - 2180,0]	2158.5	2159.5	2160.2	2158.7	2158.6	2158.3	2158.7	2159.1	2159.6	2160.2	2160.7	2161.0
LAGO CHAPO [222,0 - 243,0]	233.6	234.5	233.8	232.0	228.7	225.1	224.5	222.0	222.0	222.0	222.0	222.9
EMBALSE RALCO [692,0 - 725,0]	721.9	719.5	725.0	722.8	719.7	696.5	692.3	692.0	692.0	692.0	692.0	692.0

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

HIDROLOGÍA MEDIA (HM)	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
LAGO LAJA [1306,0 - 1368,0]	1321.5	1324.6	1324.4	1321.7	1318.6	1316.1	1315.5	1316.0	1321.1	1322.8	1324.9	1326.9
EMBALSE RAPEL [100,5 - 105,0]	103.6	105.0	105.0	105.0	105.0	103.9	100.6	101.1	101.3	101.6	101.4	100.8
EMBALSE COLBUN [397,0 - 436,0]	429.8	437.0	436.7	436.3	434.3	428.0	404.4	397.5	407.9	397.1	397.2	406.4
LAGUNA INVERNADA [1280,0 - 1319,0]	1293.3	1310.0	1315.5	1309.7	1303.9	1291.5	1283.5	1284.1	1283.1	1283.5	1283.6	1288.9
LAGUNA DEL MAULE [2152,1 - 2180,0]	2158.5	2159.4	2160.6	2159.6	2159.2	2158.8	2159.0	2159.3	2160.0	2160.5	2160.9	2161.4
LAGO CHAPO [222,0 - 243,0]	233.6	235.8	235.9	234.1	231.6	228.0	226.9	227.0	227.7	231.2	232.1	236.0
EMBALSE RALCO [692,0 - 725,0]	721.1	724.3	715.4	718.1	717.4	705.4	693.2	698.8	714.8	704.6	704.7	707.8

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

HIDROLOGÍA HÚMEDA (HH)	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
LAGO LAJA [1306,0 - 1368,0]	1321.5	1324.2	1324.0	1320.9	1317.8	1315.9	1315.3	1319.1	1324.7	1325.7	1327.3	1328.2
EMBALSE RAPEL [100,5 - 105,0]	103.6	105.0	104.4	104.5	104.6	103.7	105.0	105.0	105.0	101.4	103.5	101.6
EMBALSE COLBUN [397,0 - 436,0]	433.0	437.0	435.4	436.1	430.0	425.0	406.4	414.6	437.0	435.9	437.0	437.0
LAGUNA INVERNADA [1280,0 - 1319,0]	1286.6	1300.4	1310.7	1310.3	1304.9	1290.4	1286.6	1288.5	1296.4	1283.5	1285.0	1297.0
LAGUNA DEL MAULE [2152,1 - 2180,0]	2158.5	2159.4	2159.8	2158.3	2158.2	2158.1	2158.8	2159.7	2160.8	2161.3	2161.9	2162.2
LAGO CHAPO [222,0 - 243,0]	233.5	234.5	232.7	230.1	227.3	223.4	223.5	225.0	226.3	225.6	224.0	226.1
EMBALSE RALCO [692,0 - 725,0]	720.4	718.5	725.0	724.9	724.6	713.8	710.9	708.2	725.0	714.2	711.3	699.6

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

I.4) Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja.

La tabla 6 muestra los valores de demanda horaria promedio esperada en horas de demanda alta, horas de demanda media y horas de demanda baja en el SIC.

Valor de Demanda Promedio Esperada (en MWh/h)	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
En Horas de Demanda Alta	6549.2	6697.6	6961.9	6869.0	6679.7	6713.5	6495.0	6533.0	6850.5	6773.3	6746.5	6529.0
En Horas de Demanda Media	5670.4	5758.6	6181.9	6042.7	5745.0	5861.9	5681.9	5840.1	5895.4	6027.2	5868.8	5804.1
En Horas de Demanda Baja	4746.6	4839.2	5027.2	4909.6	4881.9	4846.5	4754.3	4831.3	4850.5	4907.3	4846.3	4795.8

Tabla 6.- Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja.

I.5) Costos Marginales Esperados Según 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.

Evolución CMG en horas de demanda alta

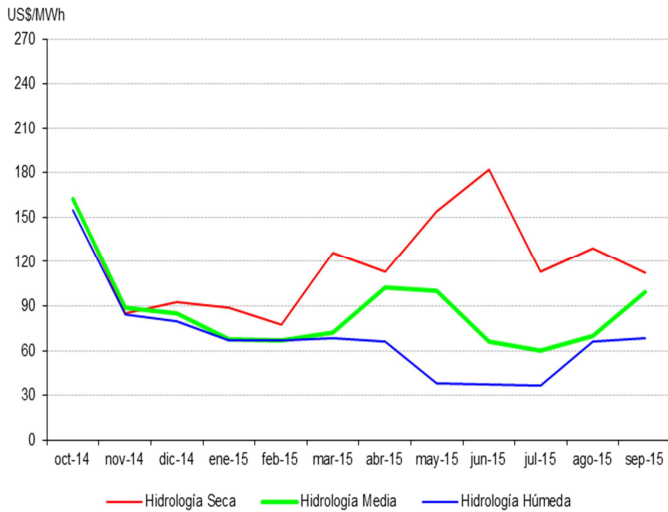


Fig.4.- S/E Diego de Almagro 220 kV

Evolución CMG en horas de demanda baja

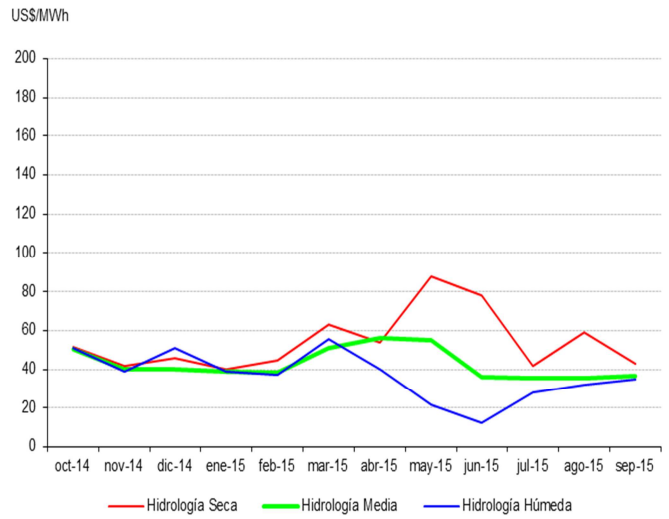


Fig.5.- S/E Diego de Almagro 220 kV

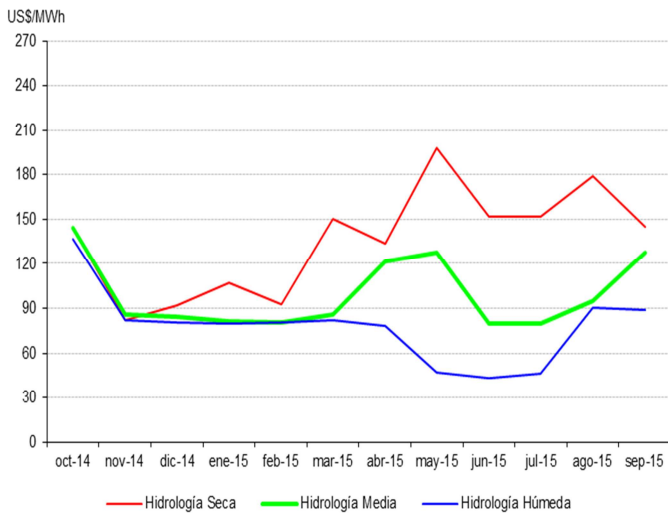


Fig.6.- S/E Quillota 220 kV

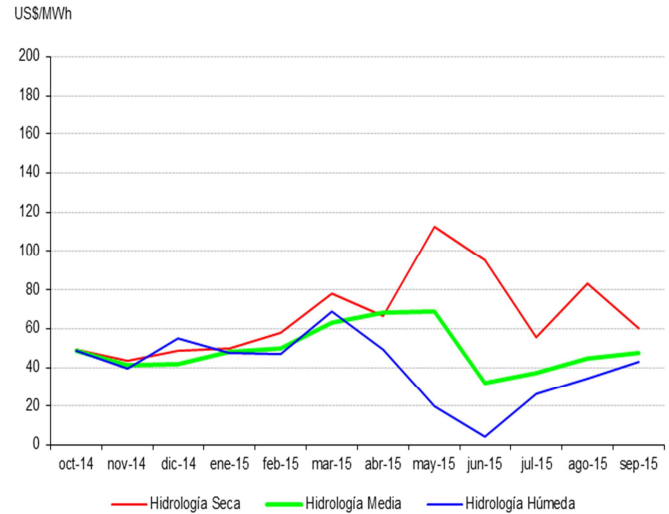


Fig.7.- S/E Quillota 220 kV

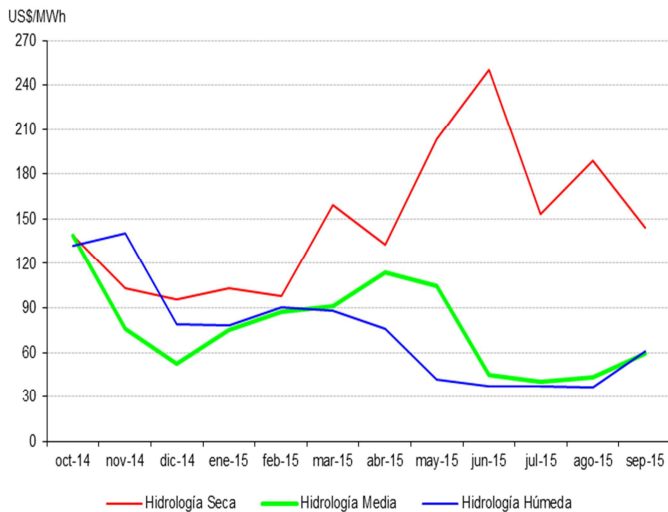


Fig.8.- S/E Pto. Montt 220 kV

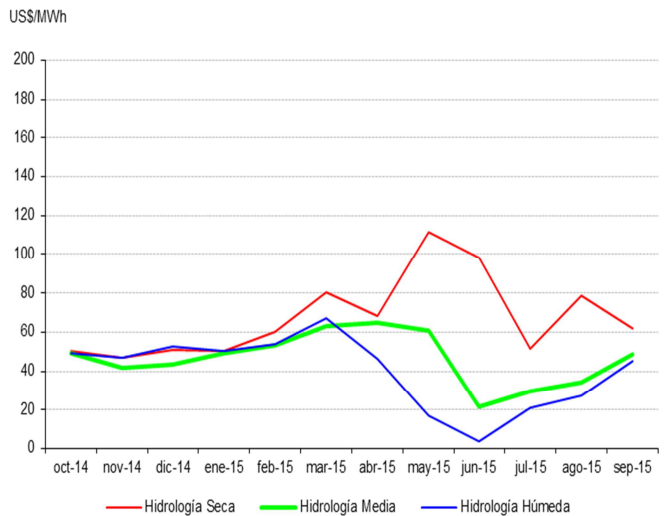


Fig.9.- S/E Pto. Montt 220 kV

CAPÍTULO II

ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES

II.1) Control de Frecuencia

El Artículo 5.67 (ex 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 (Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia) para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

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

- $\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$, Es el promedio horario de los valores absolutos resultantes de las desviaciones filtradas 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.

Por otro lado, el artículo 5-69 (ex 5-80) establece que el valor de FECF, para cada hora, no debe ser inferior a 0.45.

La Tabla 7 muestra que, en cada mes analizado, dicho factor se ubicó por sobre este mínimo de 0.45, a excepción de la hora 19 (entre las 18°-19° hrs) del sábado 23 de agosto, en que alcanzó un valor de $FECF = 0.431$, producto del sismo que afectó en ese momento a la zona central del SIC.

Mes	Abr14	May14	Jun14	Jul14	Ago14	Sep14
FECF ≥ 0.45	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%
FECF < 0.45	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%

Tabla 7.- FECF Mensual en el SIC

La Tabla 8 muestra la variación del índice Δf_{max} el cual, tal como se indicó anteriormente, corresponde a la desviación máxima de frecuencia en estado permanente (promedio horario de las variables utilizadas en el cálculo medidas cada 5 minutos), que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF. El porcentaje representa el número de horas de cada mes en que ese valor se encontró dentro de cada intervalo, encontrándose la mayor parte del tiempo en torno a 1.0 Hz (en estos cálculos no se considera el aporte que puede realizar la unidad piloto).

Mes	Abr14	May14	Jun14	Jul14	Ago14	Sep14
$\Delta f_{max} < 0.5$ Hz	0.0%	0.0%	0.0%	8.3%	66.4%	68.6%
[0.5 - 1.0)	5.6%	27.2%	26.1%	63.8%	33.6%	31.4%
[1.0 - 1.5)	76.9%	58.9%	57.1%	27.8%	0.0%	0.0%
[1.5 - 2.0)	17.5%	14.0%	16.8%	0.0%	0.0%	0.0%
$\Delta f_{max} > 2.0$ Hz	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 8.- Δf_{max} Mensual en el SIC (frecuencia medida en S/E C. Navia, dato SCADA)

II.2) Control de Tensión

El Artículo 6-14 (ex 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". Por otro lado, el artículo 5-24 (ex 5-25) del mismo cuerpo normativo 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].

Sobre la base de este informe publicado en la página Web del CDEC-SIC, se presentan a continuación dos tablas que resumen el cumplimiento de estas exigencias, en términos del número de medidas que estuvieron fuera de los rangos antes señalados, para los Puntos de Retiro de Distribuidoras y Puntos de Retiro de Clientes Libres, en los cuales se dispone de estos registros. En estas tablas, la sigla "S/I" (Sin Información) indica que no se cuenta con la información para el mes respectivo.

Además, en cada tabla se incorpora una columna con la información sobre Cantidad de Puntos de retiro que han sido contabilizados para la elaboración de este cuadro, en cada nivel de voltaje disponible, asociándosele a cada punto de retiro una región geográfica de pertenencia.

PUNTOS DE RETIRO - DISTRIBUIDORAS							
Región	Tensión de Servicio	Tiempo Fuera de Rango de Voltaje Permisible (%)					Cantidad de Puntos
		Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	
Antofagasta	111	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Atacama	13	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	13.8	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
	23	0%	0%	0%	S/I	S/I	8
Coquimbo	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	10
	23	0%	0%	0%	S/I	S/I	12
	67	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	111	0%	0%	0%	0%	0%	1
Valparaíso	12	0%	0%	0%	0%	0%	12
	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
	23	0%	0%	1%	0%	100%	3
	111	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	2
O'Higgins	228	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	13.2	2%	2%	1%	S/I	S/I	14
	15	1%	1%	1%	S/I	S/I	28
	23	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
Maule	13.2	0%	0%	0%	0%	0%	26
	13.8	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	15	4%	5%	4%	S/I	S/I	8
	23	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
Bío-Bío	67	0%	0%	1%	0%	0%	3
	13	0%	0%	0%	S/I	S/I	3
	13.2	0%	0%	0%	0%	0%	24
	15	0%	0%	0%	0%	0%	31
Araucanía	23	3%	4%	6%	0%	0%	15
	33	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	67	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
	6.3	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
Los Ríos	13.2	6%	5%	5%	12%	11%	20
	15	0%	0%	0%	S/I	S/I	6
	23	0%	0%	0%	0%	0%	7
	13.2	15%	14%	14%	14%	14%	14
Los Lagos	23	0%	1%	3%	3%	4%	10
	13.2	0%	0%	0%	0%	0%	6
	23	0%	0%	0%	0%	0%	14
Metropolitana	67	0%	0%	0%	0%	0%	1
	12	0%	0%	0%	1%	100%	100
	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	8
	15	0%	0%	0%	S/I	S/I	3
	20	0%	0%	0%	0%	100%	2
	23	0%	1%	2%	2%	100%	20
Metropolitana	111	0%	0%	0%	0%	33%	6
	224	0%	0%	0%	0%	100%	3

Tabla 9.- Cumplimiento de exigencias de voltaje para Puntos de Retiro de Distribuidoras

PUNTOS DE RETIRO - CLIENTES LIBRES							
Región	Tensión de Servicio	Tiempo Fuera de Rango de Voltaje Permisible (%)					Cantidad de Puntos
		Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	
Antofagasta	--						0
Atacama	23	0%	0%	0%	0%	S/I	3
	111	0%	0%	0%	0%	0%	8
	224	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	226	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Coquimbo	111	0%	0%	0%	0%	0%	3
	226	1%	0%	0%	0%	0%	2
Valparaíso	44	26%	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	62.5	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	67	0%	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	111	0%	0%	0%	0%	0%	4
	224	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	2
	226	0%	0%	0%	0%	0%	1
O'Higgins	13	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	67	0%	0%	0%	0%	0%	3
	156	0%	0%	0%	0%	0%	2
	226	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Maule	23	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	67	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	3
	226	S/I	100%	100%	S/I	S/I	1
Bío-Bío	13	50%	33%	33%	100%	100%	3
	13.2	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	67	0%	0%	0%	0%	0%	12
	156	0%	0%	0%	0%	0%	6
	226	3%	1%	S/I	S/I	S/I	4
Araucanía	--						0
Los Ríos	6	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	228	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Los Lagos	--						0
Metropolitana	67	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	111	S/I	0%	0%	0%	0%	4
	224	0%	0%	0%	0%	0%	1

Tabla 10.- Cumplimiento de exigencias de voltaje para Puntos de Retiro de Clientes Libres

II.3) Factor de Potencia

El Artículo 5-22 (ex 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 15 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 Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

Por otro lado, el artículo 5-23 (ex 5-24) de la NTSyCS establece que las instalaciones de Clientes Regulados deberán tener un Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 15 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 Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

Además, el Artículo 6-14 (ex 6-18) de la Norma Técnica establece que los Coordinados 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 presentan a continuación cuatro tablas que resumen el cumplimiento de estas exigencias, en términos del número de medidas que estuvieron fuera de los rangos antes señalados, para Puntos de Retiro de Distribuidoras y Puntos de Retiro de Clientes Libres, en los cuales se dispone de estos registros. En estas tablas, la sigla "S/I" (Sin Información) indica que no se cuenta con la información para el mes respectivo.

Además, en cada tabla se incorpora una columna con la información sobre Cantidad de Puntos de retiro que han sido contabilizados para la elaboración de este cuadro, en cada nivel de voltaje disponible, asociándosele a cada punto de retiro una región geográfica de pertenencia.

PUNTOS DE RETIRO - DISTRIBUIDORAS							
Región	Tensión Nominal	Tiempo Fuera de Rango de Factor de Potencia (c) Permissible (%)					Cantidad de Puntos
		Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	
Antofagasta	110	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Atacama	13	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	13.8	29%	14%	13%	S/I	S/I	2
	23	23%	22%	18%	S/I	S/I	8
Coquimbo	13.2	14%	15%	17%	S/I	S/I	10
	23	10%	8%	9%	S/I	S/I	12
	66	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	110	0%	0%	0%	0%	0%	1
Valparaíso	12	8%	8%	2%	0%	1%	12
	13.2	28%	41%	49%	S/I	S/I	2
	23	6%	5%	6%	1%	11%	3
	110	39%	38%	S/I	S/I	S/I	2
O'Higgins	220	44%	43%	S/I	S/I	S/I	1
	13.2	18%	27%	35%	S/I	S/I	14
	15	3%	8%	13%	S/I	S/I	28
	23	15%	18%	22%	S/I	S/I	2
Maule	13	3%	4%	4%	41%	32%	1
	13.2	5%	8%	10%	12%	22%	25
	13.8	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	15	2%	4%	5%	S/I	S/I	8
	23	1%	3%	32%	S/I	S/I	2
	66	22%	34%	2%	41%	32%	2
Bío-Bío	13	0%	0%	0%	0%	0%	3
	13.2	8%	8%	9%	11%	14%	25
	15	15%	16%	14%	60%	96%	31
	23	7%	6%	9%	6%	6%	14
	33	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	22%	30%	70%	S/I	S/I	2
Araucanía	6.3	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	13.2	11%	11%	11%	6%	5%	20
	15	6%	6%	8%	S/I	S/I	6
	23	21%	24%	21%	32%	13%	7
Los Ríos	13.2	20%	22%	38%	23%	20%	13
	23	24%	22%	52%	14%	19%	11
Los Lagos	13.2	0%	0%	0%	0%	0%	6
	23	2%	2%	S/I	3%	3%	13
	66	0%	0%	S/I	0%	0%	1
Metropolitana	12	6%	6%	7%	6%	21%	100
	13.2	15%	24%	30%	S/I	S/I	7
	15	7%	10%	17%	S/I	S/I	3
	20	2%	1%	31%	35%	37%	2
	23	4%	3%	7%	7%	19%	20
	110	2%	1%	1%	1%	2%	7
220	4%	6%	13%	6%	13%	3	

Tabla 11.- Cumplimiento de exigencias de Factor de Potencia Capacitivo en Puntos de Retiro – Distribuidoras

PUNTOS DE RETIRO - CLIENTES LIBRES							
Región	Tensión Nominal	Tiempo Fuera de Rango de Factor de Potencia (c) Permisible (%)					Cantidad de Puntos
		Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	
Antofagasta	--						0
Atacama	23	0%	0%	0%	0%	S/I	3
	110	8%	9%	6%	7%	0%	8
	220	0%	S/I	S/I	S/I	S/I	2
Coquimbo	110	12%	11%	28%	23%	10%	3
	220	8%	1%	2%	4%	1%	2
Valparaíso	44	0%	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	62.5	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	0%	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	110	0%	0%	0%	0%	0%	4
	220	3%	0%	0%	0%	0%	3
O'Higgins	13	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	0%	0%	0%	0%	0%	3
	154	7%	0%	0%	0%	0%	2
	220	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Maule	23	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	3
	220	S/I	8%	70%	S/I	S/I	1
Bío-Bío	13	0%	0%	0%	0%	0%	3
	13.2	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	2%	6%	7%	3%	3%	12
	154	1%	0%	14%	12%	0	6
	220	10%	3%	S/I	S/I	S/I	4
Araucanía	--						0
Los Ríos	6	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	220	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Los Lagos	--						0
Metropolitana	66	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	110	S/I	23%	23%	35%	27%	4
	220	13%	1%	1%	3%	2%	1

Tabla 12.- Cumplimiento de exigencias de Factor de Potencia Capacitivo en Puntos de Retiro – Clientes Libres

PUNTOS DE RETIRO - DISTRIBUIDORAS							
Región	Tensión Nominal	Tiempo Fuera de Rango de Factor de Potencia (i) Permisible (%)					Cantidad de Puntos
		Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	
Antofagasta	110	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Atacama	13	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	13.8	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
	23	2%	1%	1%	S/I	S/I	8
Coquimbo	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	10
	23	0%	0%	0%	S/I	S/I	12
	66	99%	49%	15%	S/I	S/I	1
	110	100%	100%	100%	100%	100%	1
Valparaíso	12	10%	10%	0%	0%	0%	12
	13.2	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
	23	0%	0%	0%	0%	2%	3
	110	43%	43%	S/I	S/I	S/I	2
	220	0%	0%	S/I	S/I	S/I	1
O'Higgins	13.2	4%	1%	0%	S/I	S/I	14
	15	6%	5%	4%	S/I	S/I	28
	23	0%	1%	2%	S/I	S/I	2
Maule	13	0%	0%	0%	0%	0%	1
	13.2	8%	5%	3%	0%	0%	25
	13.8	0%	0%	0%	S/I	S/I	1
	15	3%	3%	2%	S/I	S/I	8
	23	0%	0%	0%	S/I	S/I	2
	66	0%	0%	0%	0%	0%	2
Bío-Bío	13	2%	10%	0%	0%	1%	3
	13.2	5%	4%	4%	4%	4%	25
	15	2%	1%	1%	0%	0%	31
	23	17%	16%	2%	0%	0%	14
	33	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	9%	51%	21%	S/I	S/I	2
Araucanía	6.3	66%	75%	75%	S/I	S/I	1
	13.2	3%	3%	6%	7%	19%	20
	15	0%	0%	1%	S/I	S/I	6
	23	7%	13%	17%	0%	19%	7
Los Ríos	13.2	0%	0%	0%	0%	7%	13
	23	10%	10%	0%	0%	10%	11
Los Lagos	13.2	4%	3%	0%	1%	5%	6
	23	0%	0%	S/I	0%	1%	13
	66	2%	1%	S/I	0%	0%	1
Metropolitana	12	1%	1%	1%	1%	24%	100
	13.2	0%	3%	1%	S/I	S/I	7
	15	0%	0%	0%	S/I	S/I	3
	20	0%	0%	17%	0%	20%	2
	23	1%	1%	2%	1%	21%	20
	110	37%	34%	33%	33%	27%	7
	220	7%	1%	2%	1%	4%	3

Tabla 13.- Cumplimiento de exigencias de Factor de Potencia Inductivo en Puntos de Retiro – Distribuidoras

PUNTOS DE RETIRO - CLIENTES LIBRES							
Región	Tensión Nominal	Tiempo Fuera de Rango de Factor de Potencia (f) Permisible (%)					Cantidad de Puntos
		Abr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Ago-14	
Antofagasta	--						0
Atacama	23	51%	0%	1%	1%	S/I	3
	110	53%	50%	44%	69%	46%	8
	220	0%	S/I	S/I	S/I	S/I	2
Coquimbo	110	52%	52%	34%	43%	54%	3
	220	13%	18%	10%	26%	16%	2
Valparaíso	44	78%	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	62.5	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	100%	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	110	58%	24%	39%	64%	23%	4
	220	0%	0%	0%	16%	16%	3
O'Higgins	13	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	0%	0%	1%	0%	0%	3
	154	88%	99%	98%	92%	99%	2
	220	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Maule	23	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	3
	220	S/I	34%	29%	S/I	S/I	1
Bío-Bío	13	19%	14%	10%	17%	25%	3
	13.2	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	66	5%	4%	9%	13%	7%	12
	154	4%	5%	23%	23%	31%	6
	220	70%	58%	S/I	S/I	S/I	4
Araucanía	--						0
Los Ríos	6	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	220	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
Los Lagos	--						0
Metropolitana	66	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	1
	110	S/I	15%	4%	0%	1%	4
	220	14%	24%	57%	23%	14%	1

Tabla 14.- Cumplimiento de exigencias de Factor de Potencia Inductivo en Puntos de Retiro – Clientes Libres

II.4) Tiempo de Restablecimiento del Servicio Luego de Pérdida de Suministro

El artículo 6-19) de la NTSyCS incorpora, dentro de sus exigencias, la elaboración y publicación en el sitio WEB del CDEC de los Tiempos de Restablecimiento del Servicio (TRS) luego de una pérdida de suministro superior o igual a 4 MW. Sobre la base de estos antecedentes disponibles al 30 de septiembre, las Figuras 10 a la 14 muestran el comportamiento de esos TRS para las diferentes instalaciones afectadas por interrupciones de suministro en el SIC, y que cumplen el criterio anterior.

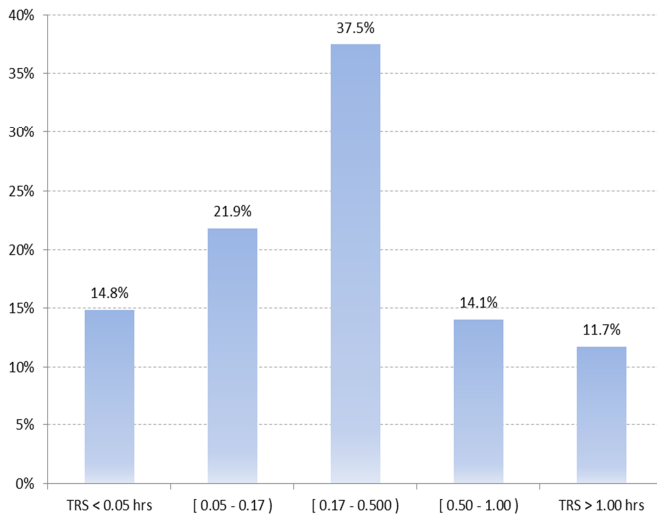


Fig.10.- Distribución de TRS - Abril 2014.

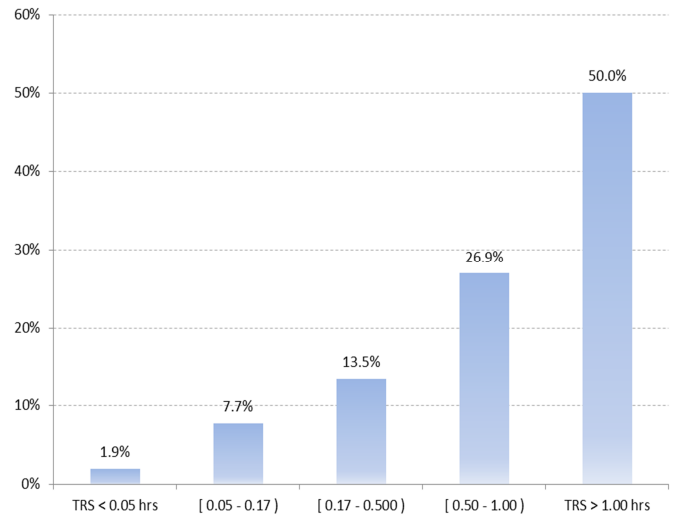


Fig.11.- Distribución de TRS - Mayo 2014.

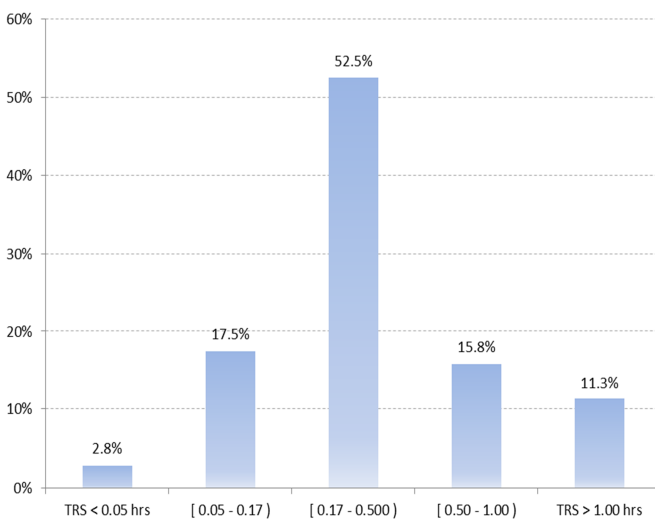


Fig.12.- Distribución de TRS - Junio 2014.

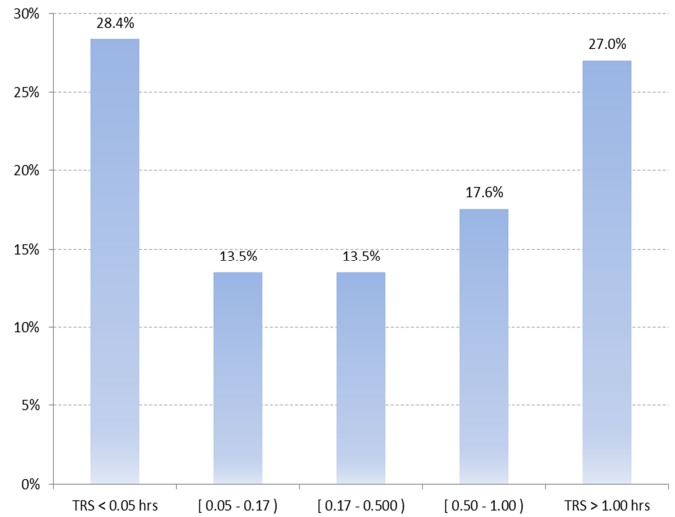


Fig.13.- Distribución de TRS - Julio 2014.

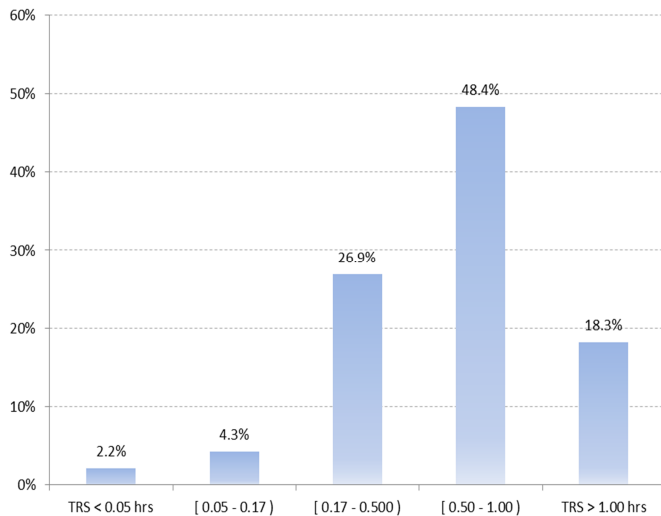


Fig.14.- Distribución de TRS - Agosto 2014.

A partir de la información mostrada, se puede concluir que el mayor tiempo de reposición de servicio del período analizado alcanzó un valor cercano a las 65.0 horas. Para cada mes, los máximos valores de TRS fueron:

Abril 2014: TRS máximo de 6.7 hrs. en S/E Tomé debido a desconexión de la línea de 66 kV Penco - Tomé ocurrida el miércoles 30 producto de la apertura del interruptor 52B1 de la S/E Penco, debido a una falla provocada por el temporal de viento y lluvia que afectó a la zona.

Mayo 2014: TRS máximo de 6.3 hrs. en S/E Pto. Varas debido a trabajos de mantenimiento preventivo a equipos primarios y sistema de control de la subestación, en transformadores T1 y T6, efectuados el domingo 25.

Junio 2014: TRS máximo de 19.9 hrs. en S/E Alhué debido a la desconexión forzada de la línea 66 kV Santa Rosa – Alhué como resultado de acto vandálico ocurrido el jueves 26, y que provocó el desplome de la estructura de anclaje N°297, así como el corte de los conductores de la mencionada línea.

Julio 2014: TRS máximo de 64.8 hrs. debido a falla que afectó al retiro Minera Carmen de Andacollo (TECK) entre los días martes 8 y viernes 11, lo que provocó la apertura intempestiva del interruptor 52H1 en S/E Minera Carmen de Andacollo por fuga a tierra en mufas de salida del lado de 13.2 kV del transformador 110/13.2 kV en dicha subestación.

Agosto 2014: TRS máximo de 21.7 hrs. debido a la desconexión de la línea 110 kV Diego de Almagro - Taltal por la apertura del interruptor 52H5 de la S/E Diego de Almagro, a causa de un corte del conductor en la fase N°3 de la estructura N°261 del tramo 110 kV Diego de Almagro – Planta Óxido, lo cual también produjo el quiebre a mitad de poste de las estructuras N°263 y N°262.

II.5) Índices FMIK y TTIK

El artículo 5-61 (ex 5-72) de la NTSyCS establece que para las Interrupciones de suministro cuyo origen corresponda a instalaciones de generación o transmisión, se determinará la frecuencia y el tiempo de interrupción total o parcial del suministro a Instalaciones de Clientes.

El artículo en comento precisa que se considerará instalación afectada a toda Instalación de Conexión de Cliente o Instalación para Conexión de Cliente que sufra la interrupción o disminución del flujo a través de ésta como consecuencia de una salida de servicio de un elemento serie o en paralelo del Sistema de Transmisión o de una unidad generadora.

Por otro lado, el artículo 5-62 (ex 5-73) de esta norma establece que las interrupciones deberán ser registrados por los índices de continuidad FMIK y TTIK¹, definidos como:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst}$$

en donde,

- $kVAfs_i$: Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- $kVAinst$: Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- Tfs_i : Tiempo de duración de cada interrupción.
- n : Número de interrupciones en el período.

Para los meses de junio, julio y agosto de 2014, se muestran los 10 puntos de retiro con mayor índice FMIK acumulado al respectivo mes (ventana móvil de 12 meses). En la figura 15 se aprecia que el máximo valor de FMIK corresponde a la frecuencia de interrupción acumulada a agosto de 2014 (ventana móvil septiembre2013 – agosto2014), valor que alcanzó las 5.4 (veces/año) en el punto de retiro de la S/E Lebu. Sin embargo, el valor promedio de los 10 mayores registros de

¹ Los artículos 5-61 y 5-62 modificaron la formulación de los índices de FMIK y TTIK, cambiando el uso de los kVA por kW. Para efectos de este informe y en la medida que se actualice la estadística se utiliza la formulación y la estadística de la NTSyCS anterior. En la actualidad no se dispone de estándares FMIK – TTIK.

FMIK en puntos de retiro, para las ventanas móviles de 12 meses que se indican, permanece estable y alcanza los siguientes promedios:

FMIK acumulado julio2013 – junio2014 = 3.4 (veces/año)

FMIK acumulado agosto2013 – julio2014 = 3.4 (veces/año)

FMIK acumulado septiembre2013 – agosto2014 = 3.7 (veces/año)

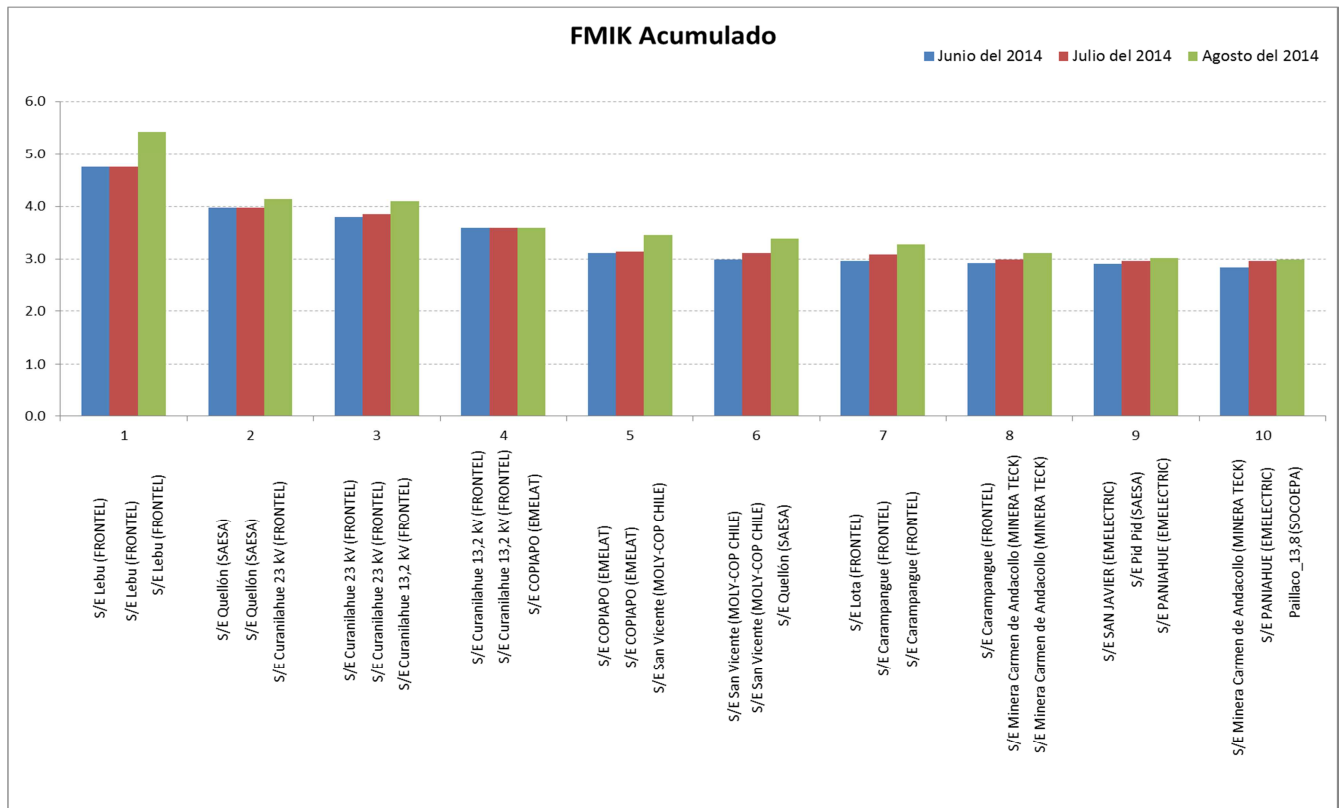


Fig.15.- Evolución del índice FMIK acumulado 12 meses (ventana móvil julio2013-junio2014, agosto2013-julio2014 y septiembre2013-agosto2014).

La figura 16 muestra la evolución de los 10 mayores índices TTIK acumulados registrados en puntos de retiro, a partir de ventana móvil de 12 meses. En este caso, para la ventana móvil septiembre2013 - agosto2014, el mayor índice acumulado para TTIK alcanzó un valor cercano a los 25.7 (horas/año) en el punto de retiro correspondiente a S/E Minera Carmen de Andacollo (MINERA TECK CARMEN DE ANDACOLLO), instalación que se vio afectada por una perturbación importante en el mes de julio, tal como se indica en el punto II.4) de este informe. Por otro lado, el valor promedio de los 10 mayores valores acumulados de TTIK en puntos de retiro, para las ventanas móviles de 12 meses que se indican, alcanzan los siguientes valores:

TTIK acumulado julio2013 – junio2014 = 12.3 (horas/año)

TTIK acumulado agosto2013 – julio2014 = 15.2 (horas/año)

TTIK acumulado septiembre2013 – agosto2014 = 15.3 (horas/año)

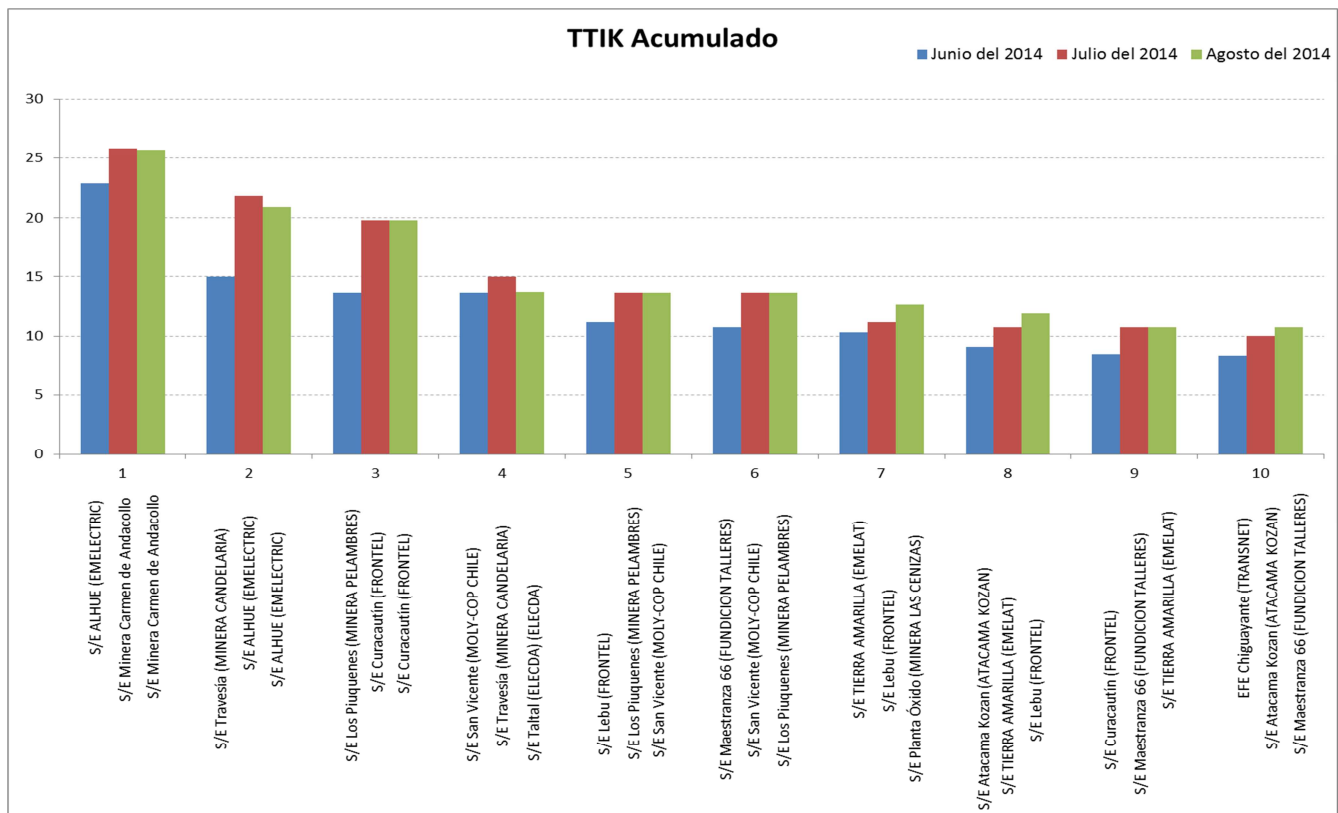


Fig.16.- Evolución del índice TTIK acumulado 12 meses (ventana móvil julio2013-junio2014, agosto2013-julio2014 y septiembre2013-agosto2014).

II.6) Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación y Transmisión.

El artículo 5-58 (ex 5-68) de la NTSyCS establece que la Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión. Para ello, se deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión.

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada se determinan como promedio móvil a cinco años, siendo responsabilidad de cada propietario tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a los estándares que se definen en el artículo 5-59 (ex 5-69) de la NTSyCS, y que en generación se refieren a:

Tipo de Central (por unidad generadora)	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse	400	100	8
Hidráulica Pasada	300	50	4
Térmica Vapor	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado	500	200	12
Turbina Gas	300	50	4
Otras	300	100	8

Tabla 15.- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en generación

Donde:

HPROg: Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Programada.

HFORg: Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Forzada.

FFORg: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada.

En base a los antecedentes elaborados sobre la materia, y cuyos informes se encuentran disponibles en la página web del CDEC-SIC, se concluyen los siguientes porcentajes para los puntos informados mensualmente.

C: Cumple con el estándar.

NC: No Cumple con el estándar.

S/I: Sin Información.

	HPROg			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Abril 14	81%	17%	2%	36%	62%	2%	85%	13%	2%
Mayo 14	81%	17%	2%	38%	60%	2%	85%	13%	2%
Junio 14	81%	17%	2%	38%	60%	2%	85%	13%	2%
Julio 14	80%	16%	4%	38%	58%	4%	84%	12%	4%
Agosto 14	79%	17%	4%	37%	59%	4%	84%	11%	4%

Tabla 16.- Cumplimiento de estándares de generación

Por otro lado, los estándares en transmisión se refieren a:

Nivel de Tensión (líneas hasta 300 km)	HPROt	HFORt	FFORT
Mayor o igual que 500 kV	20	5	2
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Tabla 17.- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en transmisión.

HProt.: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada por cada 100 km de línea.

HFORt: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.

FFORT: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.

Para líneas de longitud inferior a 100 [km] se considerará un valor fijo de salidas como si fuera ésta una línea de 100 [km]. Para líneas de longitud superiores a 300 [km] las horas de indisponibilidad serán un 65% de los valores indicados en la tabla.

La siguiente tabla 18 muestra los porcentajes de cumplimiento de las instalaciones de transmisión de líneas (tramos), en relación al índice HPROt. Para un mejor análisis, se ha desglosado la calificación (C/NC/SI) en términos del segmento de pertenencia de la instalación. Para el mes de Abril, por ejemplo, los valores indican que el 44.0% de las líneas de transmisión calificadas como “Adicional” Cumplieron con el estándar HPROt, mientras que ese valor mejora significativamente en el caso de instalaciones calificadas como de Troncal, alcanzando porcentajes de cumplimiento del 70.8%. Por otro lado, el grado de cumplimiento consolidado (considerados los 3 segmentos) del índice HPROt, en abril, alcanzó al 51.8%.

HPROtramos-Abr14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	44.0%	42.3%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	52.9%	43.7%	3.4%	100.0%
Troncal	70.8%	29.2%	0.0%	100.0%
Total general	51.8%	42.3%	6.0%	100.0%

HPROtramos-May14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	44.0%	42.3%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	52.9%	43.7%	3.4%	100.0%
Troncal	72.3%	27.7%	0.0%	100.0%
Total general	51.9%	42.1%	6.0%	100.0%

HPROtramos-Jun14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	44.0%	42.3%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	52.9%	43.7%	3.4%	100.0%
Troncal	72.3%	27.7%	0.0%	100.0%
Total general	51.9%	42.1%	6.0%	100.0%

HPROtramos-Jul14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	41.9%	43.2%	14.9%	100.0%
Subtransmisión	51.0%	45.7%	3.4%	100.0%
Troncal	70.8%	29.2%	0.0%	100.0%
Total general	49.9%	43.7%	6.3%	100.0%

HPROtramos-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	41.9%	43.2%	14.9%	100.0%
Subtransmisión	50.8%	45.8%	3.4%	100.0%
Troncal	75.4%	24.6%	0.0%	100.0%
Total general	50.2%	43.5%	6.3%	100.0%

Tabla 18.- Grado de cumplimiento del índice HPROt en líneas de transmisión

Similar al caso anterior, la siguiente tabla 19 muestra los porcentajes de cumplimiento de las instalaciones de transmisión de líneas, en relación al índice HFORt. Para el mes de Abril, por ejemplo, los valores indican que el 67.2% de las líneas de transmisión calificadas como “Adicional” Cumplieron con el estándar HFORt, mientras que ese valor mejoró significativamente en el caso de instalaciones calificadas como de Subtransmisión y de Troncal, alcanzando porcentajes de cumplimiento del 84.3% y 89.2%, respectivamente.

HFORtramos-Abr14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	67.2%	19.1%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	84.3%	12.3%	3.4%	100.0%
Troncal	89.2%	10.8%	0.0%	100.0%
Total general	80.0%	14.1%	6.0%	100.0%

HFORtramos-May14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	68.0%	18.3%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	83.5%	13.1%	3.4%	100.0%
Troncal	90.8%	9.2%	0.0%	100.0%
Total general	79.8%	14.2%	6.0%	100.0%

HFORtramos-Jun14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	68.0%	18.3%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	83.5%	13.1%	3.4%	100.0%
Troncal	90.8%	9.2%	0.0%	100.0%
Total general	79.8%	14.2%	6.0%	100.0%

HFORtramos-Jul14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	66.0%	19.1%	14.9%	100.0%
Subtransmisión	84.1%	12.6%	3.4%	100.0%
Troncal	92.3%	7.7%	0.0%	100.0%
Total general	79.7%	14.0%	6.3%	100.0%

HFORtramos-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	65.6%	19.5%	14.9%	100.0%
Subtransmisión	83.7%	12.9%	3.4%	100.0%
Troncal	92.3%	7.7%	0.0%	100.0%
Total general	79.3%	14.4%	6.3%	100.0%

Tabla 19.- Grado de cumplimiento del índice HFORt en líneas de transmisión

La siguiente tabla 20 muestra los porcentajes de cumplimiento de las instalaciones de transmisión de líneas, en relación al índice FFORT. Los valores muestran los altos grados de cumplimiento de las instalaciones en relación a este parámetro.

FFORtramos-Abr14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	83.8%	2.5%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	88.4%	8.3%	3.4%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	88.0%	6.1%	6.0%	100.0%

FFORtramos-May14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	83.8%	2.5%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	88.1%	8.5%	3.4%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	87.8%	6.2%	6.0%	100.0%

FFORtramos-Jun14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	83.8%	2.5%	13.7%	100.0%
Subtransmisión	88.1%	8.5%	3.4%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	87.8%	6.2%	6.0%	100.0%

FFORtramos-Jul14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	83.0%	2.1%	14.9%	100.0%
Subtransmisión	88.5%	8.1%	3.4%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	87.8%	5.9%	6.3%	100.0%

FFORtramos-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	83.0%	2.1%	14.9%	100.0%
Subtransmisión	88.7%	8.0%	3.4%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	87.9%	5.7%	6.3%	100.0%

Tabla 20.- Grado de cumplimiento del índice FFORt en líneas de transmisión

A continuación se presentan 3 tablas con los grados de cumplimiento de los índices HPROt, HFORT y FFORt, para transformadores del sistema de transmisión. De forma análoga a lo recién expuesto para el caso de líneas, para una mejor comprensión de los indicadores, se han desglosado en términos de pertenencia al segmento de transmisión adicional, subtransmisión o Troncal.

HPR0transf-Abr14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	37.5%	6.0%	56.5%	100.0%
Subtransmisión	85.0%	7.6%	7.4%	100.0%
Troncal	70.0%	30.0%	0.0%	100.0%
Total general	72.0%	7.4%	20.6%	100.0%

HPR0transf-May14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	34.6%	5.6%	59.8%	100.0%
Subtransmisión	86.3%	7.9%	5.8%	100.0%
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	100.0%
Total general	72.2%	7.4%	20.4%	100.0%

HPR0transf-Jun14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	35.0%	5.6%	59.4%	100.0%
Subtransmisión	86.3%	7.9%	5.8%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	72.4%	7.3%	20.3%	100.0%

HPR0transf-Jul14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	61.1%	5.6%	33.3%	100.0%
Subtransmisión	89.2%	8.9%	1.9%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	81.6%	8.0%	10.4%	100.0%

HPR0transf-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	60.7%	6.0%	33.3%	100.0%
Subtransmisión	89.7%	8.4%	1.9%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	81.8%	7.8%	10.4%	100.0%

Tabla 21.- Grado de cumplimiento del índice HPR0t en transformadores.

HFORtransf-Abr14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	38.8%	4.7%	56.5%	100.0%
Subtransmisión	90.0%	2.6%	7.4%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	76.2%	3.3%	20.6%	100.0%

HFORtransf-May14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	36.3%	3.8%	59.8%	100.0%
Subtransmisión	91.3%	2.9%	5.8%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	76.4%	3.2%	20.4%	100.0%

HFORtransf-Jun14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	36.3%	4.3%	59.4%	100.0%
Subtransmisión	91.3%	2.9%	5.8%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	76.4%	3.4%	20.3%	100.0%

HFORtransf-Jul14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	62.4%	4.3%	33.3%	100.0%
Subtransmisión	95.2%	2.9%	1.9%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	86.2%	3.4%	10.4%	100.0%

HFORtransf-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	62.4%	4.3%	33.3%	100.0%
Subtransmisión	95.2%	2.9%	1.9%	100.0%
Troncal	90.0%	10.0%	0.0%	100.0%
Total general	86.2%	3.4%	10.4%	100.0%

Tabla 22.- Grado de cumplimiento del índice HFORt en transformadores.

FFORtransf-Abr14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	43.5%	0.0%	56.5%	100.0%
Subtransmisión	91.4%	1.1%	7.4%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	78.6%	0.8%	20.6%	100.0%

FFORtransf-May14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	40.2%	0.0%	59.8%	100.0%
Subtransmisión	93.7%	0.5%	5.8%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	79.3%	0.3%	20.4%	100.0%

FFORtransf-Jun14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	40.6%	0.0%	59.4%	100.0%
Subtransmisión	93.7%	0.5%	5.8%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	79.4%	0.3%	20.3%	100.0%

FFORtransf-Jul14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	66.7%	0.0%	33.3%	100.0%
Subtransmisión	97.6%	0.5%	1.9%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	89.2%	0.3%	10.4%	100.0%

FFORtransf-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	Total general
Adicional	66.7%	0.0%	33.3%	100.0%
Subtransmisión	97.6%	0.5%	1.9%	100.0%
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Total general	89.2%	0.3%	10.4%	100.0%

Tabla 23.- Grado de cumplimiento del índice FFOR en transformadores.

CAPÍTULO III **MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES**

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el tercer trimestre del año 2014. Por otra parte, se indica el estado de Procedimientos DO, DP y DAP, asociados a requerimientos normativos.

III.1) Legislación

El sábado 6 de septiembre se publica el Decreto N° 31/2014: Reglamento de la ley N° 20.571, ley que modificó el DFL N° 4/2006, incorporando los aspectos que regulan el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales (incorporando una normativa específica que posibilita la generación de energía eléctrica para autoconsumo y la inyección de los potenciales excedentes producidos).

III.2) Reglamentación

No se han efectuado modificaciones al Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos DS327/1998, así como tampoco al Reglamento que establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los CDEC, DS291/2007.

III.3) Normas Técnicas

Por medio de la R. Exta. N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, se dictó la nueva Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio, derogándose la R. M. Exta. N° 9, del 14 de marzo de 2005, y sus modificaciones posteriores.

III.4) Procedimientos DO/DP/DAP

- El jueves 17 de julio, la DP envió a las empresas integrantes el Procedimiento DP “Remuneración de Servicios Complementarios”, para efectos de lo establecido en el Artículo 10 del DS 291/2007.
- Por medio de las Resoluciones que se indican, todas de fecha 31 de julio de 2014, la CNE informó favorablemente los siguientes procedimientos DO:
 - R.Exta 344: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
 - R.Exta 345: Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.
 - R.Exta 346: Verificación de la Activación Óptima de los EDAC/ EDAG/ ERAG.
 - R.Exta 347: Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI.
 - R.Exta 348: Desempeño del Control de Frecuencia en el SIC.
 - R.Exta 349: Habilitación de Instalaciones para el Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.

- Por otro lado, por medio de las siguientes Resoluciones de fecha 4 de agosto, la CNE informó favorablemente los procedimientos DO que se indican:
 - R.Exta 352: Sistema de Monitoreo.
 - R.Exta 353: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SISTR del CDC.

- Finalmente, y por medio de su R. Exta. N°354 de fecha 4 de agosto de 2014, la CNE informó favorablemente el procedimiento DP sobre Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.

- En el ámbito de los Servicios Complementarios, el miércoles 3 de septiembre se envían a la CNE, para su informe favorable, los siguientes procedimientos DO (PDO) y DP (PDP):
 - PDO: “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.
 - PDO: “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.
 - PDO: “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”.
 - PDO: “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.
 - PDP: “Remuneración de Servicios Complementarios”.

III.5) Discrepancias

Durante el tercer trimestre de 2014 no se han formalizado Discrepancias en el ámbito de acción del CDEC-SIC.

CAPÍTULO IV

MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO

Por medio de la R. Exta. CNE N° 288/2014, de fecha 03 de julio, la CNE informó favorablemente la modificación al Reglamento Interno del CDEC-SIC, referidas al nuevo Título III: De las Direcciones (Los Directores, Procedimiento de Elección de los Directores, y Anexo sobre Especificaciones Técnicas de la Empresa Responsable del Proceso de Selección y Propuesta de Candidatos). Esta R. Exta. Se encuentra disponible para consulta en la página web del CDEC-SIC (opción Sobre el CDEC-SIC / Directorio / Reglamento Interno).

Con fecha 20 de agosto, el Directorio del CDEC-SIC envió a las empresas integrantes una propuesta preliminar de Reglamento Interno, a fin de que éstas pudieran emitir sus observaciones dentro de los plazos reglamentarios establecidos para ello. En Sesión Ex 9.1-2014, celebrada el 29 de septiembre, el Directorio del CDEC-SIC resolvió las observaciones recibidas y aprobó la propuesta definitiva del Reglamento Interno, siendo enviada a las empresas integrantes el día jueves 2 de octubre, para efectos de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 8 del DS 291/2007. Esta propuesta definitiva del Reglamento Interno se encuentra disponible para consulta en la página web del CDEC-SIC (opción Sobre el CDEC-SIC / Directorio / Reglamento Interno).