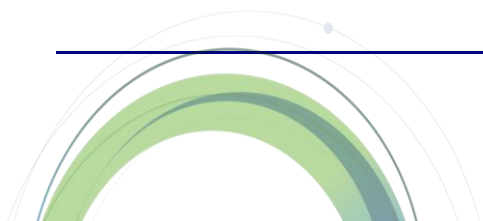




CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

ABRIL-JUNIO 2014 INFORME TRIMESTRAL DEL CDEC-SING



1. INTRODUCCIÓN	3
<hr/>	
2. MODIFICACIONES NORMATIVAS	4
2.1 CUERPO LEGAL	4
2.2 REGLAMENTACIÓN	4
2.2.1 DECRETO SUPREMO N° 130	4
2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115	4
2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	5
2.4 REGLAMENTO INTERNO	5
2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS	5
2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL	5
2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	6
2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DAP	6
<hr/>	
3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES	10
3.1 COSTOS MARGINALES	10
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES	11
3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL	14
3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	15
3.5 RESUMEN DE VENTAS	17
3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES	18
<hr/>	
4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	19
<hr/>	
5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	22
5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA	22
5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA	23
5.3 CONTROL DE TENSIÓN	24
5.4 CONTROL DE FRECUENCIA	25
5.5 DESEMPEÑO EDAC	26
5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	27
5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO	28
<hr/>	
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	29
<hr/>	
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	38
<hr/>	
8. ANEXOS	39
ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	39
ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	42

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo estipulado en el Artículo 32 del DS N° 291 de 2007 modificado mediante el DS N° 115 de 2012, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, 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; y
- d) Propuestas de modificaciones al Reglamento Interno.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a los Integrantes el Informe Trimestral del Directorio del CDEC-SING correspondiente al periodo entre el 1 de abril al 30 de junio de 2014, el cual incluye las materias definidas en los literales antes descritos, entre otras materias relacionadas con el comportamiento de las principales variables de operación del SING.

2. MODIFICACIONES NORMATIVAS

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el periodo comprendido entre los meses de abril y junio de 2014, junto al estado de los estudios tarifarios en ejecución durante el mismo periodo. Por otra parte, se indica el estado de elaboración de Procedimientos DO, DP y DAP, asociados a requerimientos de la Norma Técnica, al Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC y al Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC).

2.1 CUERPO LEGAL

Durante el periodo comprendido entre los meses de abril y junio de 2014 no se registraron modificaciones en lo pertinente la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

2.2 REGLAMENTACIÓN

2.2.1 DECRETO SUPREMO N° 130

En relación al Decreto Supremo N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de SSCC, el cual establece las disposiciones aplicables con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137 de la LGSE, con fecha 16 de junio de 2014 se publicó, 2° versión de Procedimientos asociados a este Reglamento. En efecto, en conformidad al artículo 10 del D.S. 291, Reglamento de los CDEC, se publicaron los procedimientos: “Remuneración de Servicios Complementarios”, “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”, “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”, “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”, y “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.

Se continúa desarrollando las demás actividades que se indican en el decreto en cuestión.

2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115

Durante el segundo trimestre de 2014, continuó el proceso implementación del Decreto Supremo N° 115 de 2012, que modificó el DS N°291 en particular lo concerniente a la tramitación de los documentos a que se refiere el Artículo 1° Transitorio del citado Decreto.

Con fecha 23 de abril de 2014, a partir de las 9:00 hrs. en el Salón Rapel del Hotel Atton de Vitacura, se realizó la Asamblea Eleccionaria del Directorio del CDEC-SING la que tuvo como resultado:

Segmento A (Generación menor a 200 MW)

Director Titular: Pablo Benario Troncoso.

Director Suplente: Alfonso Bahamondes Morales.

Segmento B (Generación igual o superior a 200 MW)

Director Titular: Rodrigo Quinteros Fernández

Director Suplente: Jaime de los Hoyos Silva.

Segmento C (Transmisión Troncal)
Director Titular: Francisco Aguirre Leo.
Director Suplente: Carlos Silva Montes.

Segmento D (Subtransmisión)
Director Titular: Pilar Bravo Rivera.
Director Suplente: Waleska Moyano Escobar.

Segmento E (Clientes Libres)
Director Titular: Eduardo Escalona Vásquez.
Director Suplente: Rodrigo Tabja Reyes.

En Reunión Extraordinaria de Directorio N°525, se constituyó nuevo directorio del CDEC-SING, nombrándose a Rodrigo Quinteros Fernández como Presidente del Directorio, y Pilar Bravo Rivera como Presidente suplente para el periodo comprendido entre el 8 de mayo de 2014 y 7 de mayo de 2015.

2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Durante el segundo trimestre de 2014 la CNE emitió la Res. Exta. N°131, la que modifica Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central.

2.4 REGLAMENTO INTERNO

Durante el periodo comprendido entre los meses de abril y junio de 2014 en relación a las modificaciones al Reglamento Interno vigente, en Reunión Extraordinaria de Directorio N°527, celebrada el día 06 de junio de 2014, por la unanimidad de sus miembros se aprueba la modificación al Reglamento Interno que tienen directa relación con el proceso de selección del Director de Planificación y Desarrollo, en conformidad al Artículo 35 del D.S. N°291, modificado por el Decreto Supremo N°115.

Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 8° del D.S. N°291 se envió para observaciones de las empresas Integrantes la modificación al Reglamento Interno mencionada anteriormente, para lo cual éstas contaron con el plazo de 15 días hábiles, venciendo éste el día 27 de junio de 2014.

2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Durante el segundo trimestre, se encuentra en desarrollo el Estudio de Transmisión Troncal para el período 2015-2018, por el Consorcio Mercados Interconectados. El 9 de mayo la CNE publicó el Informe de Avance N° 1, el cual abarcó la “metodología, criterios particulares e Ítems de costos a considerar en el Cálculo del VATT”, y “la calificación de las instalaciones troncales”. El día 16 de mayo la DP emitió sus observaciones a dicho Informe.

El CDEC-SING publicó a fines de junio un Informe con su propuesta para un nuevo sistema de Transmisión Troncal del SING que incluye un análisis y calificación de instalaciones troncales.

Construcción de la Obra Troncal Nueva línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas primer circuito: De acuerdo al Informe Bimestral de avance de Auditoría Técnica presentado en junio, la ejecución del proyecto, presenta alrededor de un 11% de avance, con el desarrollo de las ingenierías básica y detalle de las obras de la línea y subestación.

Informe Anual Troncal IRA 2013: En su Dictamen 5/2014 de fecha 28 de mayo, el Panel de Expertos determinó que la Dirección de Peajes del CDEC-SING debe rectificar el Informe de Revisión Anual de Peajes 2013, para asegurar que en la simulación de la operación del sistema, se consideren todas sus variables técnicas relevantes, incluyendo los mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación. La DP se encuentra trabajando en las alternativas para dar cumplimiento al Dictamen.

Se publicó Decreto N° 201/2014 de Plan de Expansión del Sistema Troncal del SING que contempla la Licitación de la Obra Nueva Troncal S/E Crucero Encuentro.

2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, para el período tarifario 2015-2018. El primer Informe del Consultor del Estudio, fue emitido el 9 junio.

2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DAP

El siguiente cuadro presenta el estado de elaboración y tramitación de los Procedimientos emitidos por la DO, DP y DAP, asociados a las obligaciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, al DS N° 291 y los solicitados por la Autoridad, al 30 de junio de 2013.

Tabla 1: Estado Procedimientos segundo trimestre 2013.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
1	DO	NT	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito.	Con Informe Favorable de la CNE. (06/10/2011)
2	DO	NT	Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
3	DO	NT	Desarrollo de Auditorías Técnicas.	Con Informe Favorable de la CNE. (18/10/2012).
4	DO	NT	Desempeño del Control de Frecuencia.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
5	DO	NT	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
6	DO	NT	Determinación del Margen de Seguridad para la Operación.	Con Informe Favorable de la CNE. (27/02/2012)
7	DO	NT	Habilitación de Instalaciones Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
8	DO	NT	Informes de Falla de Coordinados.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/10/2011)
9	DO	NT	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
10	DO	NT	Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SING.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
11	DO	NT	Sistema de Monitoreo.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
12	DO	NT	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
13	DO	DS 291	Comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.
14	DO	DS 291	Coordinación de Trabajos en el SING.	Con Informe Favorable de la CNE (11/09/2012).
15	DO	DS 291	Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
16	DO	DS 291	Desconexión Manual de Carga.	Con Informe Favorable de la CNE. (30/10/2008)
17	DO	DS 291	Determinación de los Costos Variables de operación de las unidades generadoras.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
18	DO	DS 291	Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/10/2008)
19	DO	DS 291	Información de Consumos Específicos.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
20	DO	DS 291	Información de Costos Variables No Combustibles.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
21	DO	DS 291	Información de Mínimo Técnico.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
22	DO	DS 291	Información de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
23	DO	DS 291	Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
24	DO	DS 291	Mantenimiento Mayor de unidades de generación y transmisión.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
25	DO	DS 291	Programación de la Operación de Corto Plazo.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
26	DO	DS 291	Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
27	DO	DS 291	Tareas y Responsabilidades del Centro de Despacho y Control.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
28	DO	DS 97	Medidas Específicas ante Planes de Seguridad de Abastecimiento.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
29	DO	DS 130	Cuantificación, Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Publicado, en conformidad con Art. 10 D.S. 291, 2° versión del Procedimiento.
30	DO	DS 130	Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Publicado, en conformidad con Art. 10 D.S. 291, 2° versión del Procedimiento.
31	DO	DS 130	Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.	Publicado, en conformidad con Art. 10 D.S. 291, 2° versión del Procedimiento.
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Publicado, en conformidad con Art. 10 D.S. 291, 2° versión del Procedimiento
33	DP	NT	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
34	DP	NT	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
35	DP	DS 291	Cálculo de costos marginales para transferencias de energía.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
36	DP	DS 291	Cálculo y determinación del Balance de Potencia Firme.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
37	DP	DS 291	Información para Estudios de Planificación, Expansión y Desarrollo del SING.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
38	DP	DS 291	Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/09/2010)
39	DP	DS 291	Sistemas de Medida de Energía.	Con Informe Favorable de la CNE. (28/02/2012)
40	DP	DS 291	Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
41	DP	DS 291	Tratamiento Dispositivos Tipo BESS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
42	DP	DS 291	Valorización de Transferencias Económicas.	V.2 con Informe Favorable de la CNE. (5.13-06-2014) Publicado para observaciones de los Coordinados del CDEC-SING versión preliminar V.3 (30-06-2014).
43	DP	DS 97	Reliquidaciones por Implementación de un Plan de Seguridad de Abastecimiento.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
44	DP	Solicitado CNE	Contabilidad de Recaudación Cargo Único Troncal.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/04/2011)
45	DP	DS 130	Remuneración de Servicios Complementarios.	Publicado, en conformidad con Art. 10 D.S. 291, 2° versión del Procedimiento.
46	DAP	DS 291	Financiamiento del CDEC-SING.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.
47	DAP	DS 291	Confección del Presupuesto del CDEC-SING.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.

3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

3.1 COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del segundo trimestre del año 2014 en la barra Crucero 220 kV, fue de 87,7 US\$/MWh lo que es un 13,9% superior al promedio en el mismo periodo del año 2013 (77,0 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 207,9 US\$/MWh ocurrido el día lunes 19 de mayo lo que es un 15,4% mayor al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2013. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día lunes 30 de junio con 45,3 US\$/MWh, valor un 1,8% menor al que se obtuvo en el mismo periodo del año 2013. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 39,9 US\$/MWh, superior en un 15,9% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2013, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 45,5% en los costos marginales diarios durante el periodo.

Tabla 2: Estadística Costo Marginal segundo trimestre 2014 [US\$/MWh].

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2014	2013	Comparación 2014/2013
Promedio	87,7	77,0	13,9%
Máximo	207,9	180,2	15,4%
Mínimo	45,3	46,1	-1,8%
Desviación Estándar	39,9	34,5	15,9%
Variación	45,5%	44,7%	1,7%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio diarios del segundo trimestre de 2014, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2013.

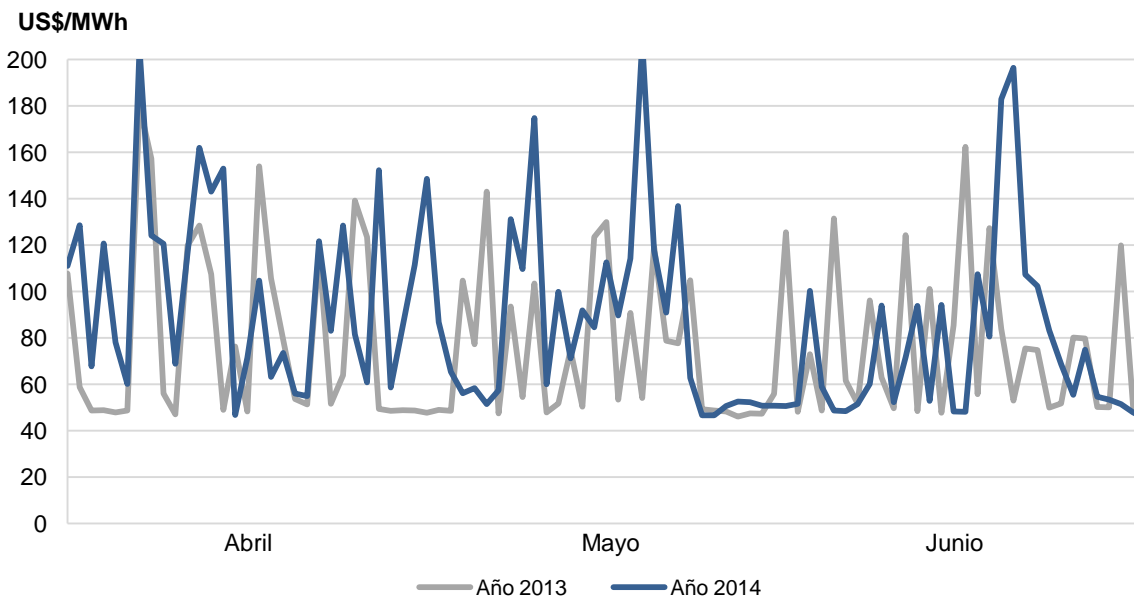


Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del segundo trimestre del año, comparados con los valores en el mismo periodo del año 2013.

Tabla 3: Costos marginales promedio mensuales [US\$/MWh].

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	Año 2014	Año 2013	Comparación 2014/2013
Abr	100,5	82,2	22,2%
May	86,5	74,1	16,8%
Jun	76,2	74,9	1,9%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio mensual del segundo trimestre de 2014, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2013.

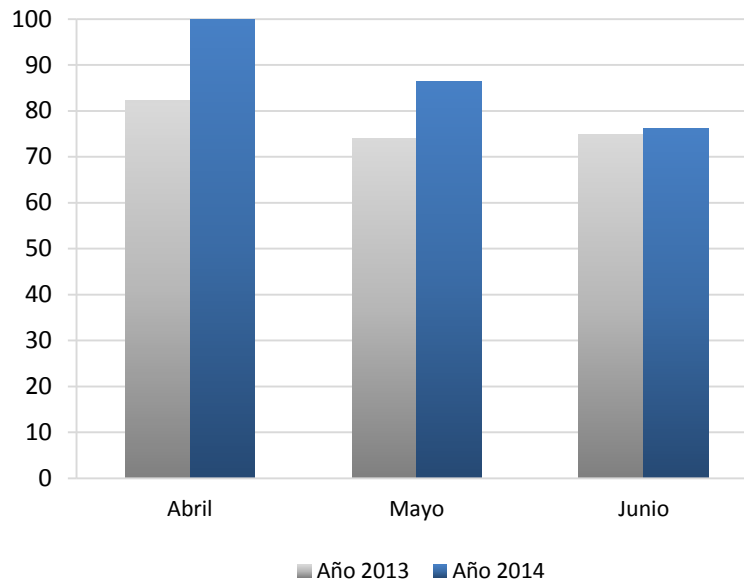


Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el segundo trimestre del año 2014, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.419,8 GWh, lo que es 3,6% superior a la generación bruta del trimestre anterior (4.264,8 GWh), y a su vez representa un incremento del 4,7% con respecto al segundo trimestre del año 2013 (4.219,9 GWh).

En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2004 hasta el año 2014. Durante lo que va del año 2014 se mantiene la tendencia observada desde el año 2007, donde la producción de energía ha sido mayoritariamente en base a centrales térmicas a carbón.

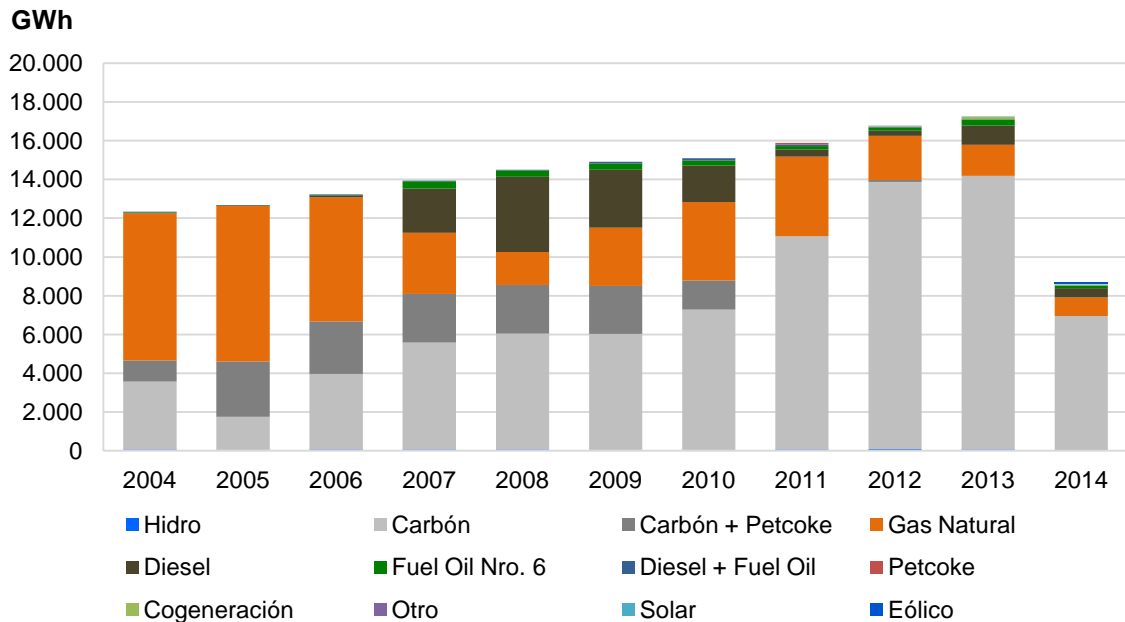


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2004-2014 [GWh].

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la generación bruta de energía desde el año 2004 hasta marzo de 2014.

Tabla 4: Participación anual de combustibles en generación bruta anual.

Tipo Combustible	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Carbón	37,3%	35,9%	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	81,8%	79,7%
Diesel + Fuel Oil	0,6%	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	7,0%
Gas Natural	61,5%	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	11,0%
Hidro	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%
Cogeneración	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	0,6%
ERNC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
GWh Anual	12.330	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.100	15.889	16.756	17.237	8.685

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 77,8% corresponde a generación con carbón, 12,9% con gas natural, 6,7% con combustibles derivados del petróleo, 0,4% con energía hidroeléctrica, 0,8% con fuentes de cogeneración y 1,5% con ERNC.

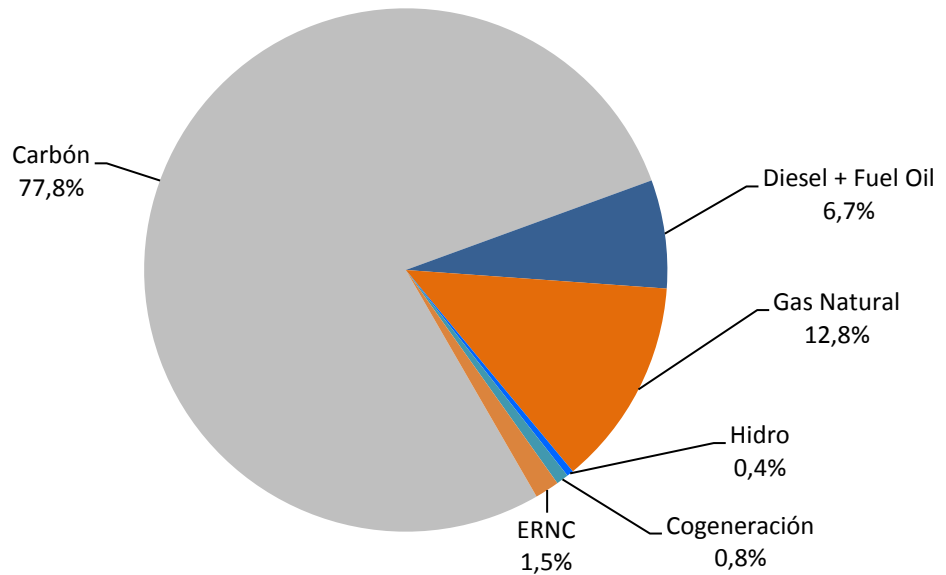


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del segundo trimestre.

En la figura siguiente, se muestra la generación bruta diaria del segundo trimestre del año por tipo de combustible.

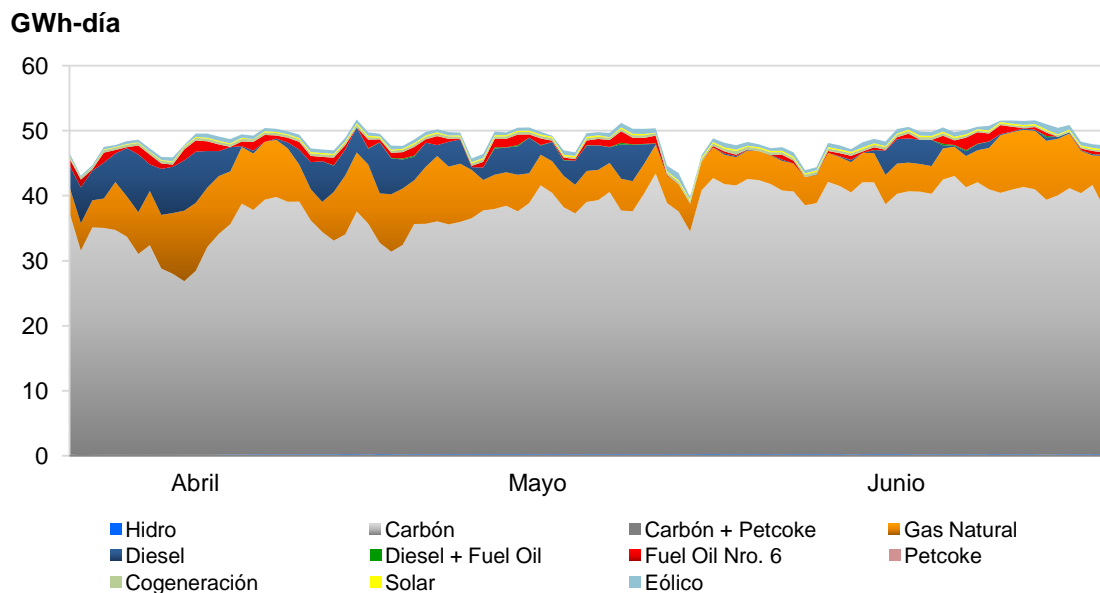


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del segundo trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue mayo con 1.500 GWh, que corresponde al 33,9% de la generación bruta del trimestre.

Tabla 5: Generación bruta mensual por tipo de combustible [GWh].
Generación Bruta Mensual por Tipo de Combustible (GWh)

Tipo Combustible	Abr	May	Jun	Total
Carbón	1.021,51	1.197,91	1.217,81	3.437,22
Carbón + Petcoke	0,00	0,00	0,00	0
Cogeneración	11,60	12,05	10,22	33,88
Diesel	133,35	71,67	25,68	230,71
Diesel + Fuel Oil	0,39	1,37	0,95	2,72
Eólico	14,42	17,53	18,01	49,96
Fuel Oil Nro. 6	27,16	19,94	15,38	62,48
Gas Natural	228,50	166,82	172,53	567,85
Hidro	5,21	6,87	6,39	18,46
Otro	0,00	0,00	0,00	0
Petcoke	0,00	0,00	0,00	0
Solar	4,16	6,04	6,29	16,49
TOTAL	1.446,30	1.500,19	1.473,26	4.419,75

3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 12,9% durante el segundo trimestre de 2014, variando entre un mínimo de 11,1% durante el mes de mayo y un máximo de 15,8% durante el mes de abril.

Cabe señalar que, como ha ocurrido los últimos años, para el periodo presentado, la central Salta no tuvo participación en la matriz de generación de energía.

Tabla 6: Generación gas natural.

Generador	GWh	Participación
AES GENER	32	6%
GAS ATACAMA	0,0	0%
E-CL	440,4	78%
NORGENER	95,2	17%
Total	567,8	100%

Cabe destacar que AES Gener informó el traspaso de propiedad de la Central Termoeléctrica Norgener desde la sociedad Norgener S.A. a la sociedad AES Gener S.A. a partir del 1 de junio de 2014 a través de las cartas FAX CDEC-SING N° 14/2014, FAX CDEC-SING N° 20/2014 y FAX CDEC-SING N° 24/2014. En este traspaso se incluye el contrato de arriendo de la unidad CTM3, que sostenía la sociedad Norgener S.A. con E-CL S.A.

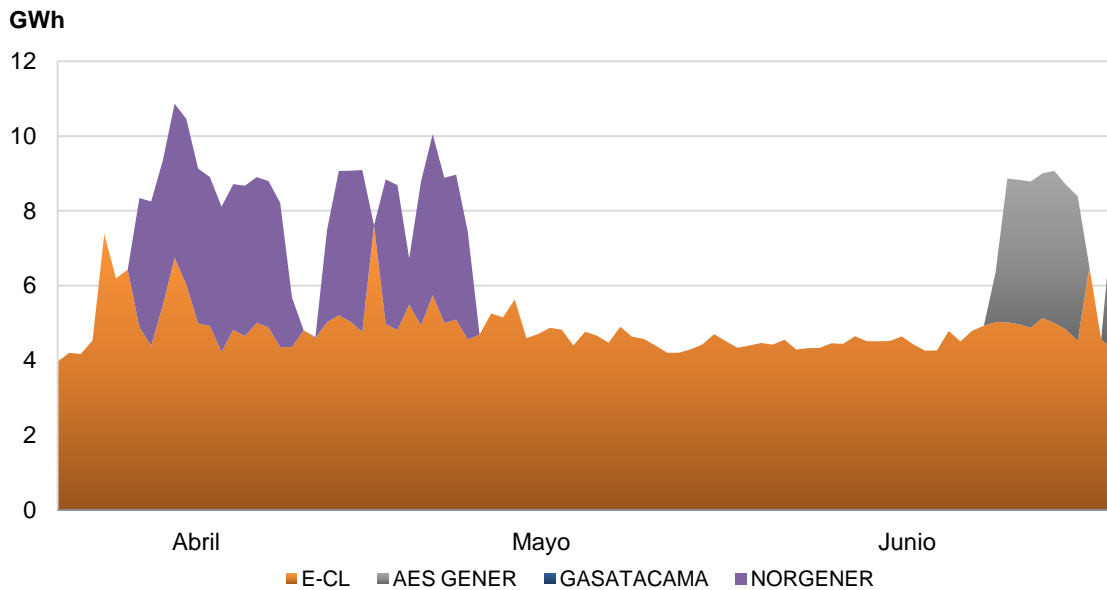


Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el segundo trimestre del año 2014. La máxima generación fue de 2.251,3 MW durante la hora 22 del día miércoles 21 de mayo, y la mínima fue de 1.446,2 MW durante la hora 23 del día martes 1 de abril.

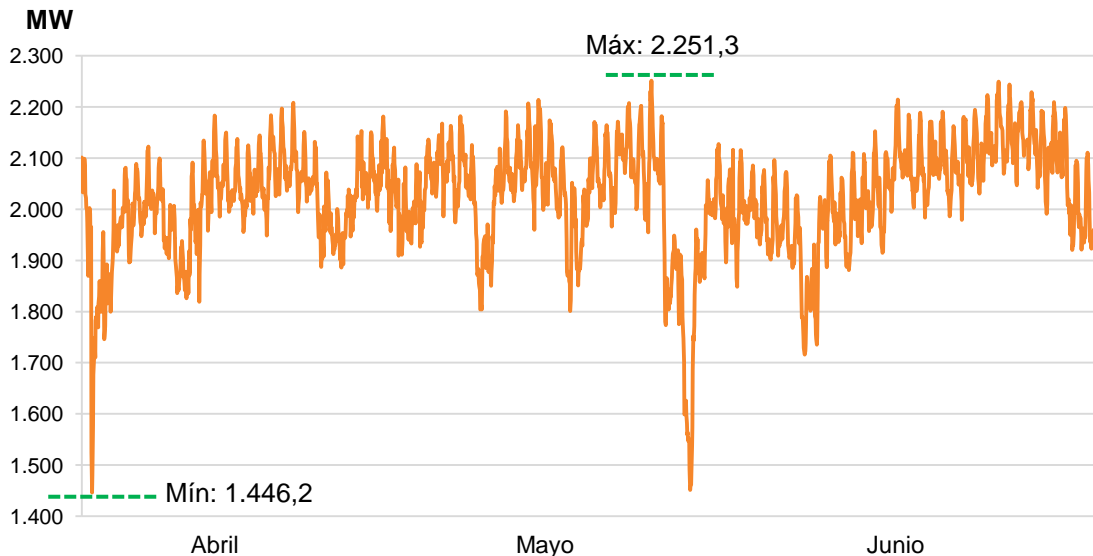


Figura 7: Potencia Bruta Media Horaria segundo trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el segundo trimestre, donde se observó un promedio de 2.023,1 MW en el periodo,

con una desviación estándar de 106,5 MW. El factor de carga del segundo trimestre fue 89,9%, mientras que el coeficiente de variación de la demanda horaria fue de 5,3%.

Tabla 7: Resumen potencia media horaria segundo trimestre 2014.

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	2.023,1
Desviación Estándar	106,5
Mínima	1.446,2
Máxima	2.251,3
Factor de Carga	89,9%
Coeficiente Variación	5,3%

Por otra parte, la siguiente figura presenta la evolución de la energía bruta diaria del periodo.

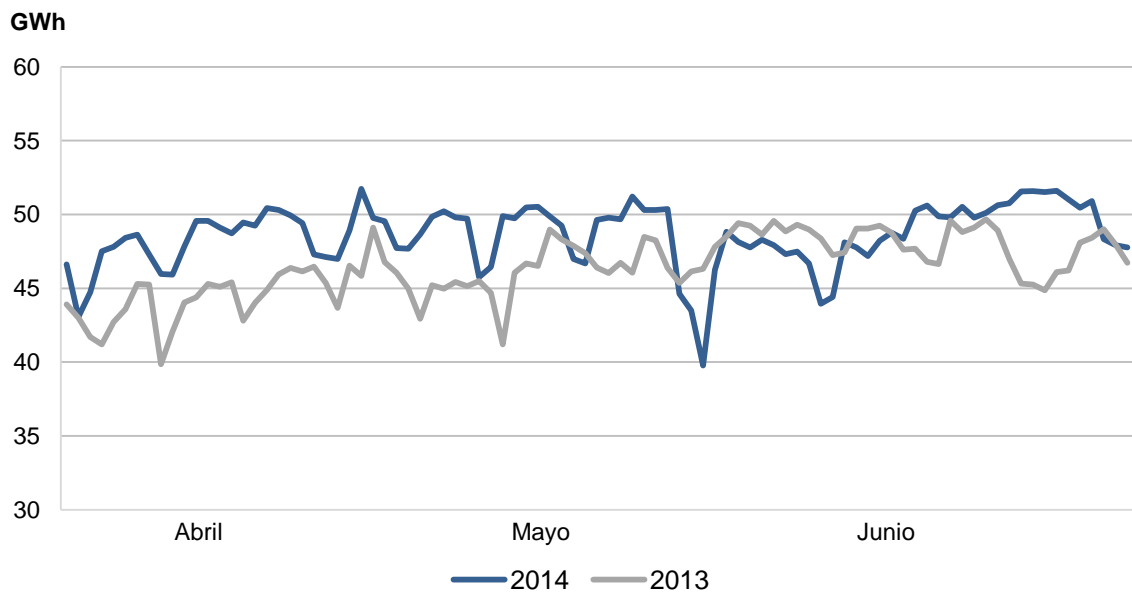


Figura 8: Energía bruta diaria segundo trimestre 2014.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 48,6 GWh, lo que es un 4,7 % mayor al promedio del mismo periodo del año 2013. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo, es de 2,14 GWh, lo que indica una variación de 4,4 % con respecto a la media.

Tabla 8: Resumen energía bruta diaria segundo trimestre 2014 [GWh].

Energía Bruta Diaria	2014	2013
Promedio	48,57	46,37
Desviación Estándar	2,14	2,20
Coeficiente Variación	4,4%	4,7%
Máximo	51,74	49,68
Mínimo	39,77	39,85

3.5 RESUMEN DE VENTAS

En el siguiente cuadro se presenta un resumen con las ventas mensuales a clientes libres y regulados de las empresas generadoras del SING. Las ventas totales del periodo abril - junio de 2014 fueron de 3.953,4 GWh, de los cuales el 88,7% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,3% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

Tabla 9: Ventas por empresa segundo trimestre 2014 [GWh].

Empresa	Tipo Cliente	Abril	Mayo	Junio	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	6,8	6,6	232,5	245,9
ANDINA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	69,2	71,6	64,2	204,9
ANGAMOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	173,9	179,0	186,3	539,2
CELTA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	85,1	85,3	84,9	255,3
E-CL	Regulado	140,8	155,6	150,3	446,7
	Libre	418,2	441,7	434,6	1.294,5
ENORCHILE	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	41,9	44,2	44,6	130,6
GASATACAMA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	21,9	21,9	21,6	65,5
HORNITOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	97,9	100,5	87,1	285,5
NORACID	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,1	0,2	0,1	0,3
NORGENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	239,8	228,9	0,0	468,7
ON GROUP	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	1,4	1,4	1,3	4,1
PAS2	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	1,4	1,1	1,1	3,6
PAS3	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	2,3	3,3	3,0	8,5
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	Regulado	140,8	155,6	150,3	446,7
	Libre	1.159,7	1.185,7	1.161,3	3.506,7

A continuación se presenta un resumen por generación bruta de energía y ventas de las empresas presentadas en la tabla anterior, durante el segundo trimestre de 2014.

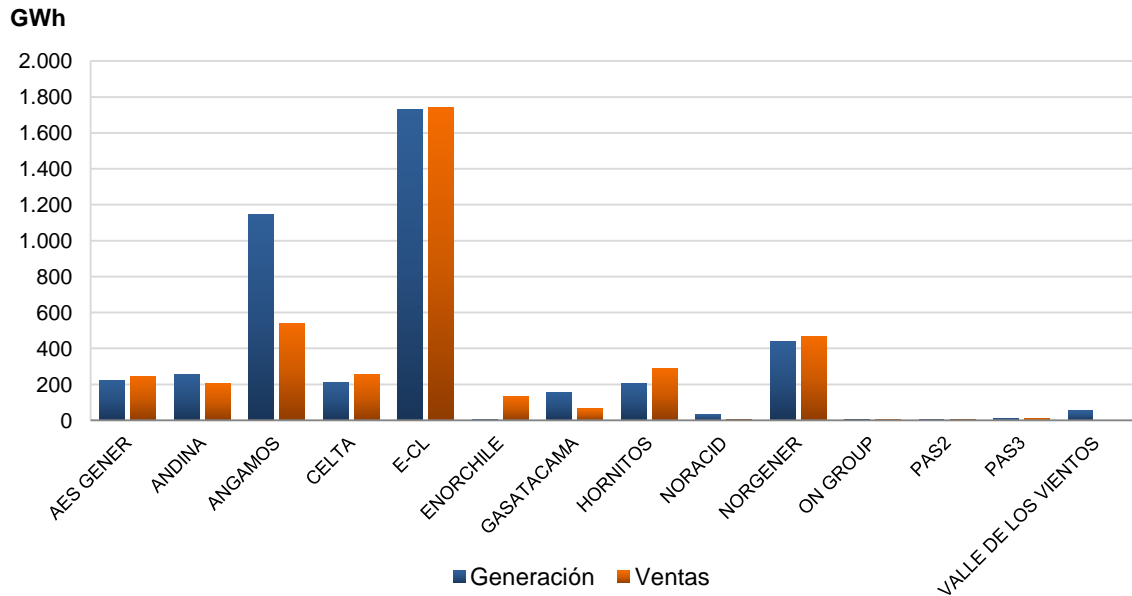


Figura 9: Generación y ventas por empresa segundo trimestre 2014.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

En el siguiente cuadro se presentan las unidades de generación que realizaron mantenimientos mayores durante el segundo trimestre del año 2014.

Tabla 10: Mantenimiento Mayor Segundo Trimestre 2014.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
CTA1	17-abr	03-may	17
CTH1	23-jun	01-jul	9
GMAR2	01-abr	04-jun	64
GMAR2	26-abr	06-jun	41
GMAR4	30-jun	01-jul	2
M2AR1	28-abr	15-may	18
MIIQ4	09-abr	14-may	36
U14	26-abr	09-jun	44
U16-TG	01-abr	06-abr	6
U16-TV	01-abr	06-abr	6

4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Se presenta una síntesis de los precios promedio mensuales para los tres principales combustibles utilizados en el SING: carbón, gas natural y diesel.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del carbón durante el periodo Abril – Junio 2014 utilizados por las centrales Mejillones, Angamos, Norgener, Tocopilla, Tarapacá, Andina y Hornitos.

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del carbón referidos al Procedimiento DO “Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING” (enviado a la CNE para informe favorable), es decir utiliza una base equivalente de 6.000 kcal/kg.

Tabla 11: Precios promedio mensuales del carbón por central generadora.

Carbón [US\$/Ton]	Abril	Mayo	Junio
MEJILLONES	99,58	98,41	92,07
ANGAMOS	90,06	90,31	86,93
NORGENER	84,49	87,30	88,98
TOCOPILLA	81,58	81,98	84,63
TARAPACÁ	91,93	89,15	87,88
ANDINA	100,35	100,22	95,74
HORNITOS	100,87	100,22	95,74

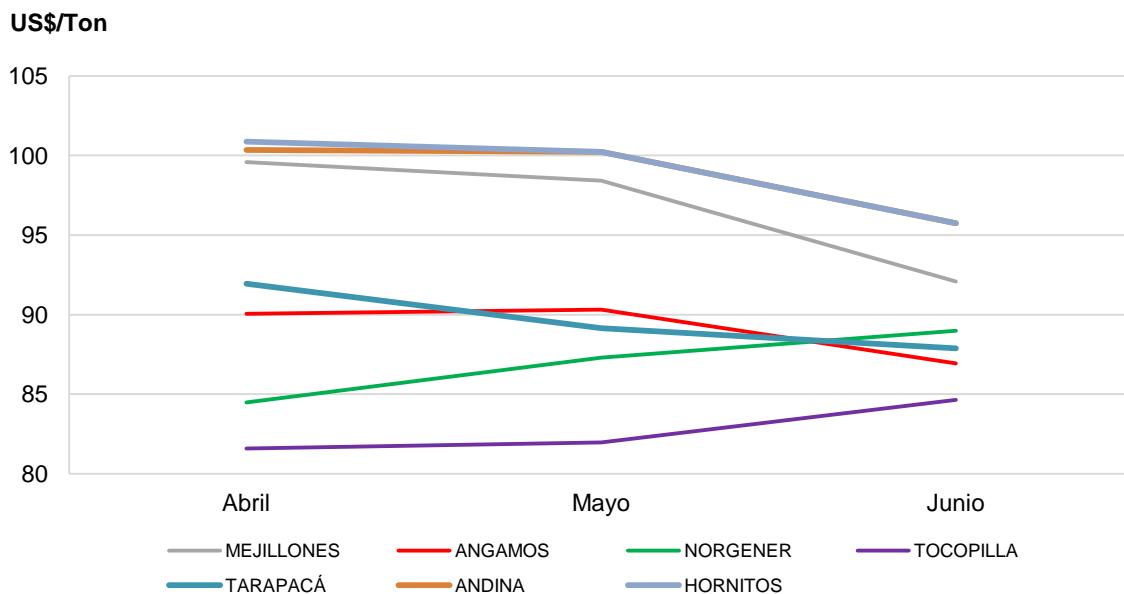


Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el periodo Abril – Junio 2014, utilizados por las centrales Mejillones, Atacama, Tocopilla y Tarapacá.

Tabla 12: Precios promedio mensuales del diesel por central generadora.

Diesel [US\$/m3]	Abril	Mayo	Junio
MEJILLONES	831,18	838,87	823,92
ATACAMA	853,27	863,66	846,80
TOCOPILLA	832,53	840,20	825,26
TARAPACÁ	821,62	833,69	818,04

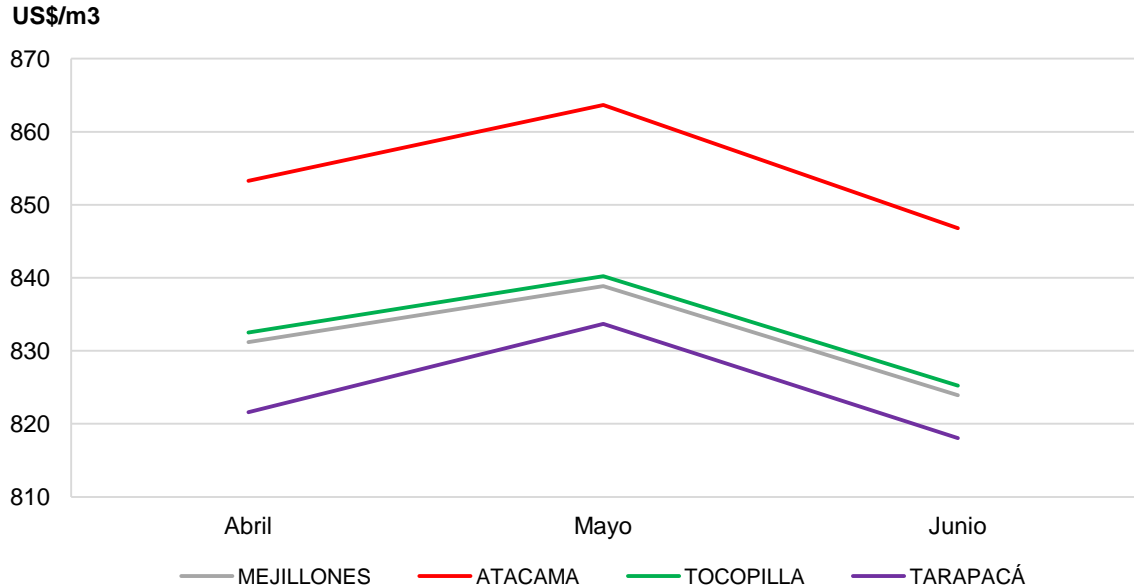


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

Finalmente, en la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del gas natural para las centrales Mejillones, Atacama y Tocopilla.

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del gas natural referidos al Procedimiento DO "Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING" (enviado a la CNE para informe favorable), es decir utiliza una base equivalente de 9.300 kcal/kg. Además, el 16 de noviembre de 2012, Central Atacama informó por última vez el precio del gas natural. Su operación durante el año 2013 y 2014 no considera el uso de gas natural.

Tabla 13: Detalle de los precios promedio mensuales del gas natural por central generadora.

Gas Natural [US\$/MMBTU]	Abril	Mayo	Junio
MEJILLONES	8,45	7,12	6,73
MEJILLONES (Norgener)	21,23	21,43	20,96
ATACAMA	11,50	11,50	11,50
TOCOPILLA	8,45	7,12	6,73

US\$/MMBTU

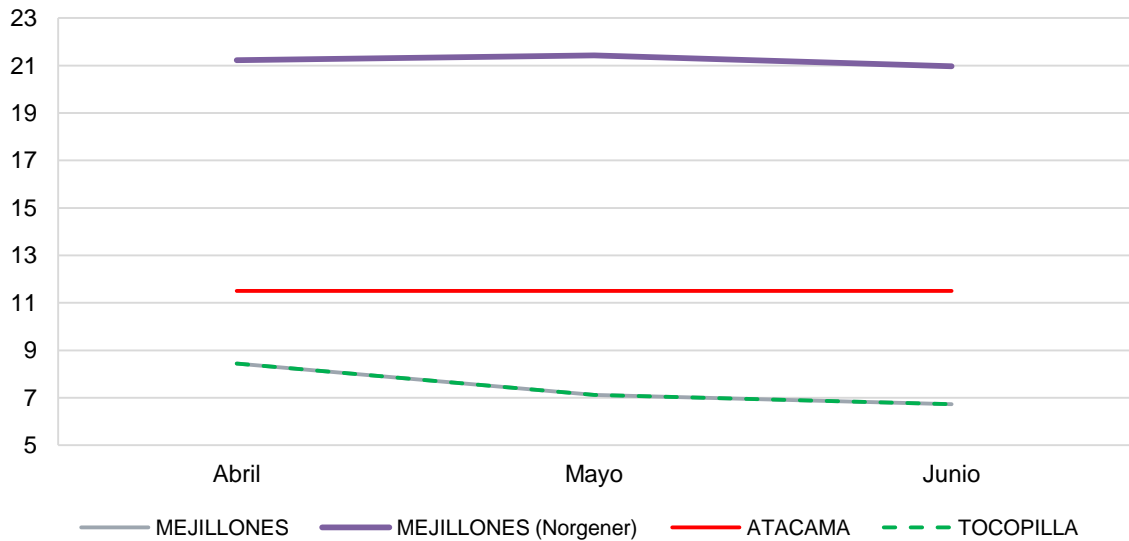


Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

A continuación se presenta el comportamiento, durante los últimos seis meses, de un conjunto de Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema.

5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

El gráfico a continuación, ilustra la energía no suministrada mensual debido a eventos que tuvieron como resultado la elaboración de un Estudio para Análisis de Falla (EAF), de acuerdo al Artículo 16 del Procedimiento de Informes de Fallas de Coordinados (Resolución Exenta CNE 594/2011).

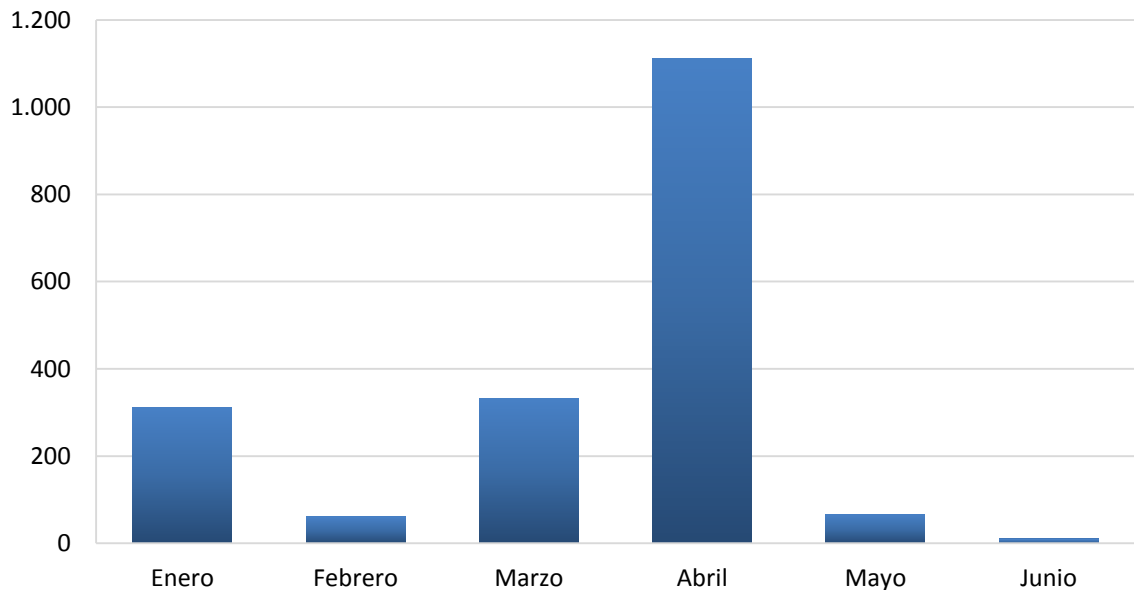


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] entre enero y junio.

Nota: Durante el mes de Abril se registran dos eventos causados por sismo en la Zona Norte, los cuales en conjunto totalizan 934,2 MWh.

5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA

En la siguiente figura, se puede observar el comportamiento durante los últimos 6 meses, del número de fallas, desglosado por tipo de instalación, que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 15 del Procedimiento DO: “Informes de Fallas de Coordinados” (Resolución Exenta CNE 594/2011).

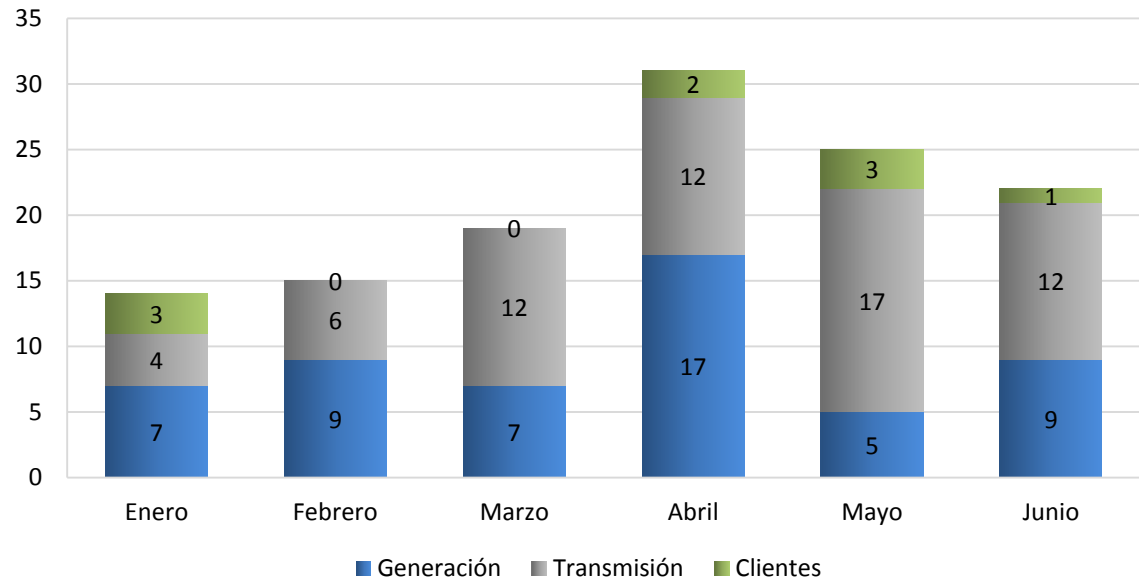


Figura 14: Número de Fallas registradas por tipo de instalación entre enero y junio.

Nota: Durante el mes de Abril se registran dos eventos causados por sismo en la Zona Norte los cuales no están incorporados en el gráfico.

5.3 CONTROL DE TENSIÓN

A continuación se presenta el desempeño de la tensión para cada una de las barras pertenecientes al sistema de transmisión troncal del SING, correspondiente a los últimos 6 meses.

Según lo establecido en el Artículo 5-25 de la NTSyCS, para estado normal de operación, la magnitud de la tensión para las barras del sistema interconectado deberá estar comprendida entre 0,95 y 1,05 por unidad, en instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200kV e inferior a 500kV. En base a esto se desarrolló el siguiente gráfico, el cual presenta el porcentaje de los datos analizados que se encuentran dentro del rango mencionado en este artículo. Los datos utilizados se obtuvieron a partir de información histórica contenida en la base de datos del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).

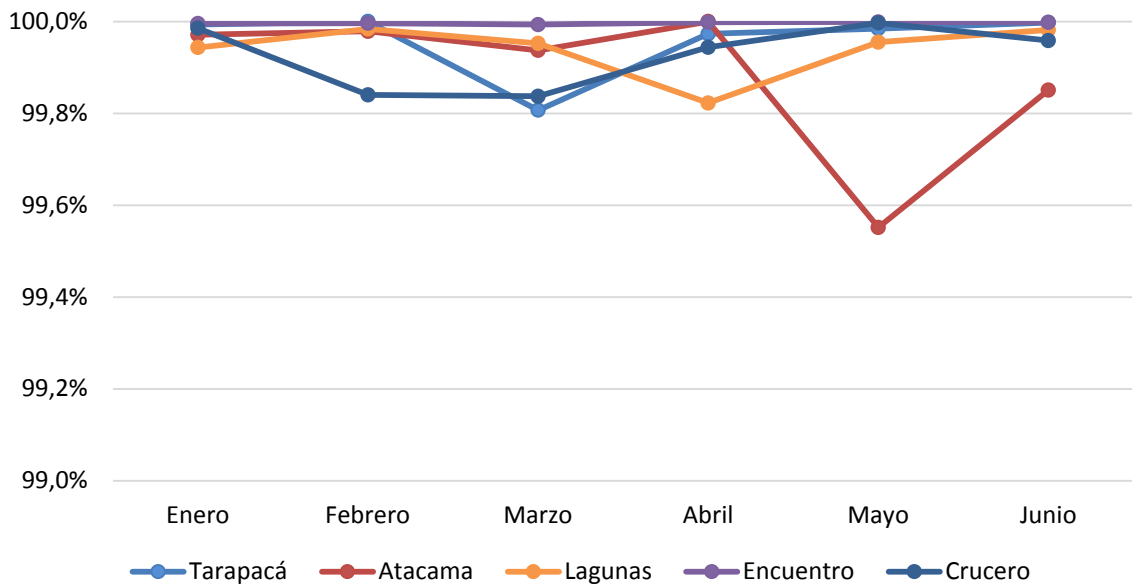


Figura 15: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal entre enero y junio.

Adicionalmente, el Artículo 5-75 de la NTSyCS indica que el valor estadístico de la tensión medido en los puntos de conexión del Sistema de Transmisión con las Instalaciones de Clientes, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el capítulo 5 de la NT, durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro. En la figura se puede apreciar el cumplimiento de la exigencia en las barras del Sistema de Transmisión Troncal.

5.4 CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 6 meses, según lo establecido en el Artículo 5-31 de la NTSyCS.

Tabla 14: Desempeño mensual de control de frecuencia entre enero y junio.

Rango	[Hz] < 49.3	49.3<= [Hz] <49.8	49.8 <= [Hz] <= 50.2	50.2 < [Hz] <= 50.7	[Hz] < 50.7
Exigencia	0%	Máximo 1.5%	Mínimo 97%	Máximo 1.5%	0%
Enero	0,03%	3,40%	85,36%	11,24%	0,01%
Febrero	0,02%	3,09%	85,64%	11,27%	0,00%
Marzo	0,02%	4,26%	81,46%	14,28%	0,03%
Abril	0,06%	3,92%	81,69%	14,39%	0,03%
Mayo	0,00%	3,23%	87,02%	9,75%	0,01%
Junio	0,01%	2,43%	89,64%	7,93%	0,00%
Enero-Junio	0,02%	3,39%	85,13%	11,48%	0,01%

De la misma forma, se presenta el porcentaje de tiempo donde la frecuencia se encuentra en el rango [49,8 - 50,2] Hz, según lo establecido en el Artículo 5-31 de la NTSyCS. Rango en el cual debe estar durante al menos 97% del periodo.

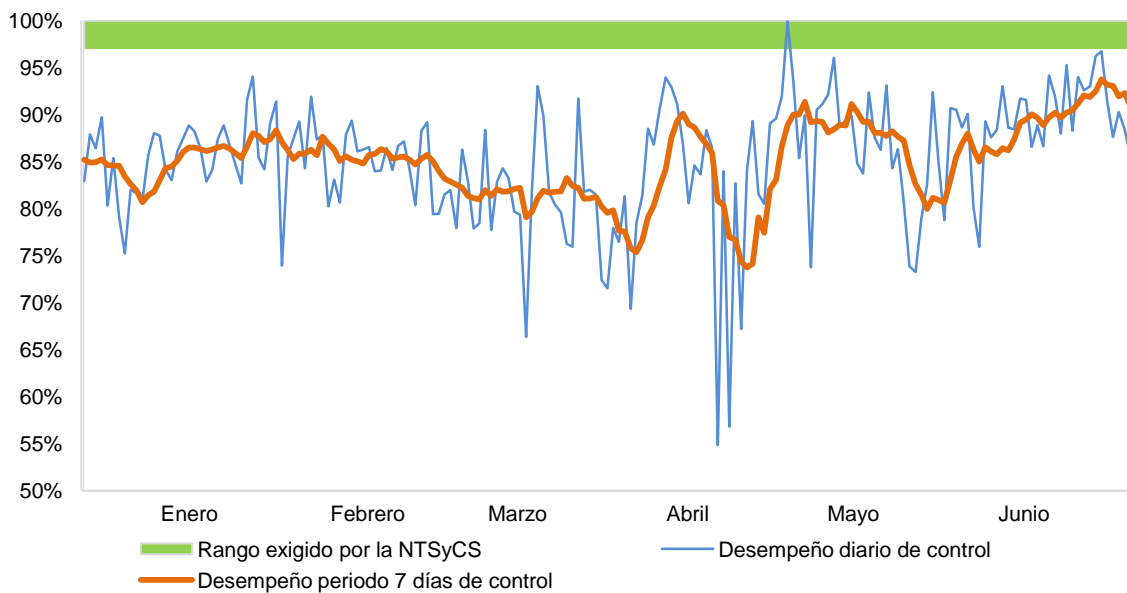


Figura 16: Desempeño del control de frecuencia según artículo 5-31 de la NTSyCS.

El Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas emitido en Enero de 2014 establece aspectos que influyen en el actual desempeño y aborda soluciones que podrían mejorar el desempeño actual, las que están siendo desarrolladas, en particular con el Proyecto AGC.

5.5 DESEMPEÑO EDAC

A continuación se presenta el desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia durante los últimos 6 meses, comparando la desconexión real versus la nominal.

Tabla 15: Desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia entre enero y junio.

Mes	Evento	Frecuencia Mínima	Desconexión Nominal	Desconexión Real	Desemp. Real / Nominal
	N°	[Hz]	[MW]	[MW]	
Enero	3483	48,70	270,24	223,76	82,80%
	3491	49,00	45,33	28,00	61,77%
Febrero	3498	48,79	185,38	121,02	65,28%
	3509	49,00	45,33	30,05	66,29%
Marzo	3518	48,83	95,71	63,37	66,21%
	3525	48,70	267,23	186,17	69,67%
Abril	3532 ⁽¹⁾	48,91	45,33	52,23	115,22%
	3557	48,90	95,71	57,81	60,40%
	3560	48,80	185,38	112,01	60,42%
Mayo	3563	48,79	185,38	131,23	70,79%
Junio ⁽²⁾	-	-	-	-	-

Nota (1): Para el Evento se registra una operación parcial del segundo escalón del esquema EDAC por Subfrecuencia.

Nota (2): Para el mes de Junio no se registra operación de EDAC por Subfrecuencia.

5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

A continuación se presenta el desempeño del control primario de frecuencia, de las unidades generadoras, durante los últimos 6 meses (medida en eventos de falla que generan EAF y que presentaron operación de EDAC):

Tabla 16: Desempeño del Control Primario de Frecuencia entre enero y junio.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a Reserva Programada
Enero	3483	35,03%
	3491	73,41%
Febrero	3498	54,61%
	3509	77,91%
Marzo	3518	45,45%
	3525	43,56%
Abril	3532	29,46%
	3557	51,19%
	3560	58,98%
Mayo	3563	61,16%
Junio ⁽¹⁾	-	-

Nota (1): Para el mes de Junio no se registran eventos con operación de EDAC por Subfrecuencia.

Donde:

- *Reserva Primaria Programada* corresponde a la Reserva Primaria total del SING que debieran aportar las unidades generadoras despachadas según el programa de generación.
- *Reserva Primaria Observada* corresponde a la Reserva Primaria que efectivamente aportaron las unidades. Su medición se realiza para tiempos menores a 10 segundos, según lo indicado en los respectivos EAF.

5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO

A continuación se presenta el desempeño de la previsión de demanda a corto plazo para los últimos 6 meses. Este desempeño se muestra en el siguiente gráfico, el cual compara la previsión de demanda informada por los Clientes Coordinados con respecto a la previsión ajustada, la cual se utiliza para la Programación de Corto Plazo.

La comparación se basa en el “Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global” que pondera tres índices estadísticos definidos para revisar el desempeño de las predicciones según documento CDEC-SING C-049/2007 “ANEXOS AL INFORME DE DEMANDAS”, publicado en el sitio web del CDEC-SING (Inicio>Informes y Estudios>Informes de Operación>Control Mensual de Demanda).

Estos tres índices son:

PDAD: Promedio de las desviaciones absolutas de demanda (%).

DDAD: Duración de las desviaciones absolutas de demanda que superan el 5% de su demanda proyectada.

DSVAD: Desviación estándar de las variaciones de demanda (%)

Además, la ponderación utilizada es la siguiente:

Tabla 17: Ponderación de índices.

PDAD	DDAD	DSVAD
40%	40%	20%

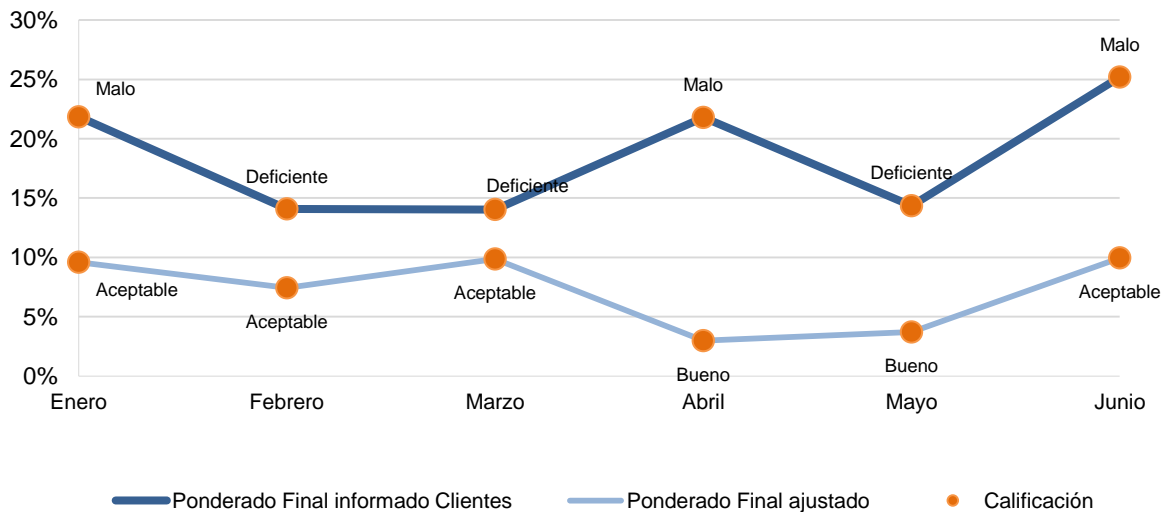


Figura 17: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.

6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

A continuación se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses. El escenario comienza a partir del 1 de julio de 2014 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según lo informado por E-CL en carta E-CL N° 150/2013. Adicionalmente, se considera disponibilidad de la unidad CTM3 para operar con gas de acuerdo a las condiciones de arriendo por parte de E-CL hacia Norgener descritas en carta VPC/043/2014.
2. Unidades de Central Atacama sin disponibilidad de gas, según lo informado por GasAtacama en carta CDEC-SING-A N° 0075/2013.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2014 versión 4, considerando las modificaciones informadas para las unidades U12 y CTM1 informadas en las comunicaciones E-CL N° 045/2014 y E-CL N° 055/2014 respectivamente.
4. Previsión de demanda CDEC-SING, realizada en base a la previsión elaborada por el Departamento de Planificación a la cual se ha aplicado un factor de ajuste equivalente a un -4%, de acuerdo a la desviación promedio absoluta de los últimos 12 meses observada en la previsión de demanda informada por los Coordinados para la elaboración de la Programación de Corto Plazo.
5. Se considera Salta indisponible, de acuerdo a previsiones de MP y LP que realiza CDEC-SING, las que a su vez se basan en las consideraciones de la CNE para el precio de nudo.

Respecto a los precios de combustibles, se utiliza la Tabla de Costo Variable (TCV) del día 7 de julio de 2014.

A continuación se presenta el Programa de Mantenimiento Mayor versión 5, el cual fue publicado posterior a la emisión del programa de operación para los siguientes 12 meses.

Tabla 18: Programa de Mantenimiento Mayor (versión 5)

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
AES GENER	NTO1	07-07-2014	15-07-2014	9	CDEC-SING N° 30/2014
		13-05-2014	18-05-2014	6	CDEC-SING N° 13/2014
	NTO2	08-06-2014	16-06-2014	9	CDEC-SING N° 30/2014
		17-08-2014	13-09-2014	28	CDEC-SING N° 30/2014
ANDINA	CTA1	16-04-2014	02-05-2014	17	CTA/2014/006
ANGAMOS	ANG1	27-05-2014	29-05-2014	3	CDEC-SING N° 05/2014
		05-10-2014	29-10-2014	25	CDEC-SING N° 05/2014
	ANG2	20-07-2014	13-08-2014	25	CDEC-SING N° 09/2014
CELTA	CTTAR	28-04-2014	02-05-2014	5	CDEC-SING N° 010/2014
		01-10-2014	30-10-2014	30	CDEC-SING N° 060/2013
	TGTAR	17-07-2014	19-07-2014	3	CDEC-SING N° 060/2013
E-CL	CTM1	01-07-2014	09-08-2014	40	E-CL N° 097/2013
		20-07-2014	13-08-2014	25	E-CL N° 055/2014
	CTM2	23-11-2014	17-12-2014	25	E-CL N° 097/2013
	CTM3-TG	06-11-2014	10-11-2014	5	E-CL N° 097/2013
	CTM3-TV	06-11-2014	10-11-2014	5	E-CL N° 097/2013
	U12	01-11-2014	02-12-2014	32	E-CL N° 045/2014

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
	U13	10-08-2014	13-09-2014	35	E-CL N° 042/2014
	U14	26-04-2014	03-06-2014	39	E-CL N° 145/2013
	U15	19-01-2014	09-03-2014	50	E-CL N° 162/2013
	U16-TG	24-03-2014	06-04-2014	14	E-CL N° 018/2014
	U16-TV	24-03-2014	06-04-2014	14	E-CL N° 018/2014
GASATACAMA	TG2A	01-09-2014	10-09-2014	10	CDEC-SING-A N° 0070/2013
HORNITOS	CTH1	15-06-2014	09-07-2014	25	CTH/2014/013

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y la suficiencia prevista desde julio de 2014 hasta junio de 2015.

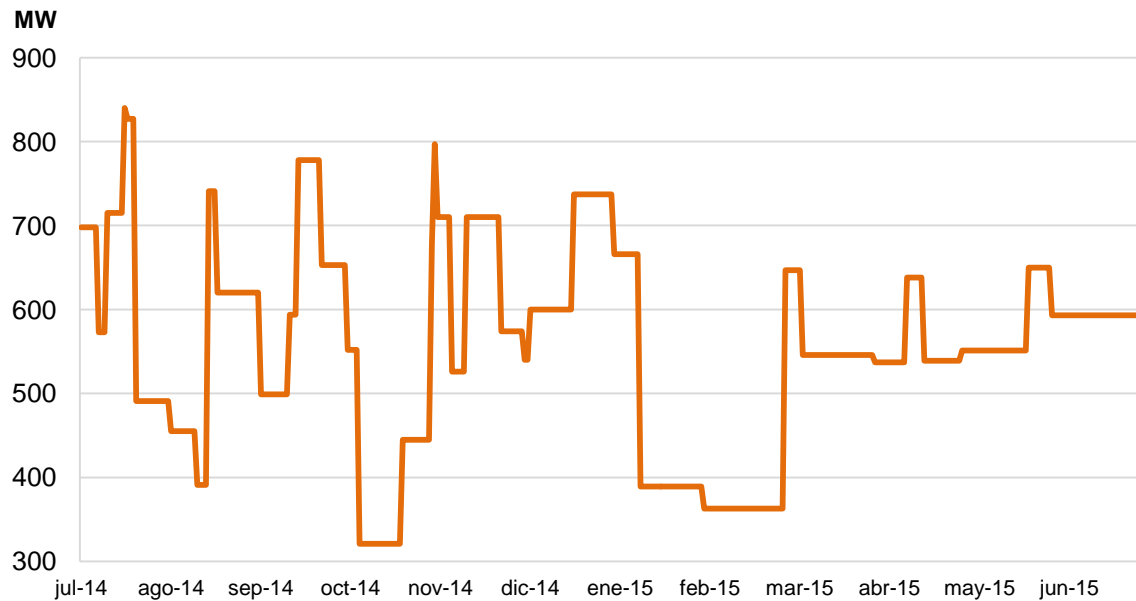


Figura 18: Reserva Esperada del SING hasta junio de 2015.

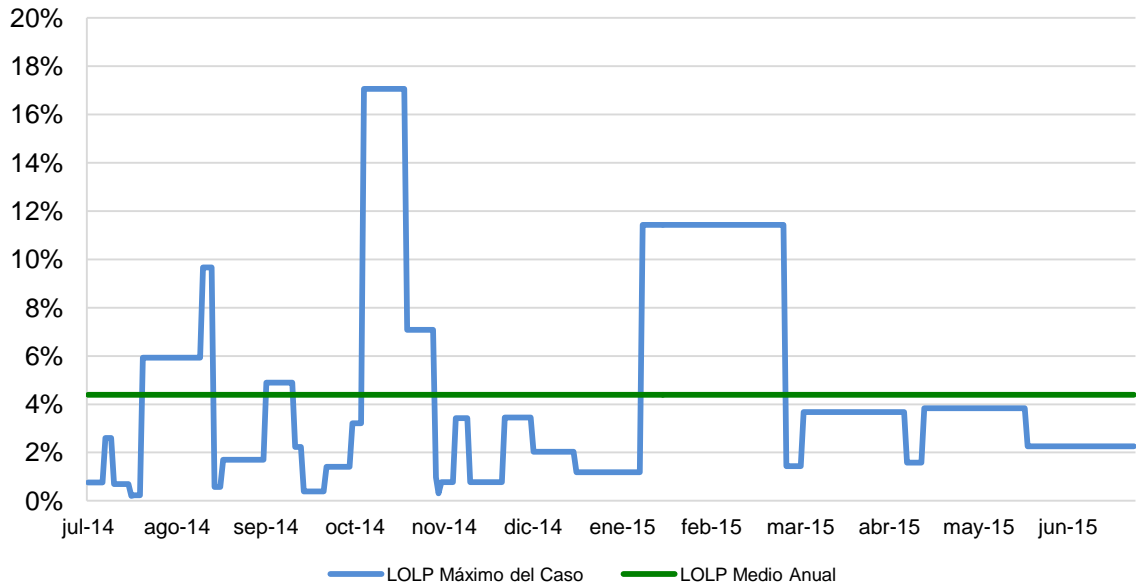


Figura 19: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 19: Operación real a junio de 2014 y Programa julio 2014 – junio 2015

CDEC-SING

PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING :

2014

(GWh)

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	338,1	336,0	291,0	284,7	384,8	374,7	315,6	309,3	378,7	233,5	378,7	391,3	4.016,6
Total Gen. Bruta	338,1	336,0	291,0	284,7	384,8	374,7	315,6	309,3	378,7	233,5	378,7	391,3	4.016,6
Consumos Propios	36,4	34,7	30,0	28,2	38,2	37,6	21,1	21,1	20,4	4,1	20,4	21,1	313,0
Total Gen. Neta	301,7	301,3	261,0	256,6	346,7	337,1	294,5	288,2	358,3	229,5	358,3	370,3	3.703,5
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	105,1	80,7	101,1	28,9	79,5	93,8	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	1.182,5
Total Gen. Bruta	105,1	80,7	101,1	28,9	79,5	93,8	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	1.182,5
Consumos Propios	10,8	5,0	10,6	3,0	9,3	10,6	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	120,9
Total Gen. Neta	94,3	75,7	90,5	25,9	70,2	83,3	104,8	104,8	101,4	104,8	101,4	104,8	1.061,6
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	102,0	95,8	92,6	75,3	64,0	75,1	83,4	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	1.168,4
Total Gen. Bruta	102,0	95,8	92,6	75,3	64,0	75,1	83,4	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	1.168,4
Consumos Propios	11,2	7,1	11,0	9,4	8,7	8,5	8,6	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	124,0
Total Gen. Neta	90,7	88,7	81,6	65,9	55,3	66,6	74,9	105,5	102,1	105,5	102,1	105,5	1.044,3
E-CL													
C.H. Chapquiña	4,6	4,4	4,5	3,8	4,0	3,6	4,3	4,3	4,1	4,3	3,7	3,8	49,3
C.D. Arica	1,2	0,4	0,9	1,5	1,1	1,5							6,8
C.D. y T.G. Iquique	0,4	0,2	0,6	1,1	0,7	1,3							4,4
C.T. Mejillones 3 (CC)	3,8		31,4	32,7		2,1							70,0
C.T. Mejillones 1	97,4	93,7	107,3	84,1	102,6	103,1	67,9	64,1	107,3	110,6	107,3	110,6	1.156,0
C.T. Mejillones 2	52,8	59,4	107,4	81,7	107,1	87,5	114,6	114,6	110,9	114,6	81,3	51,7	1.083,6
D Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,1
C Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
Unidad 12 - 13	101,5	97,5	99,4	110,5	105,8	90,6	119,0	76,8	90,2	118,8	57,5	115,2	1.182,7
Unidad 14 - 15	141,3	65,5	130,8	149,4	87,4	133,4	177,1	176,9	171,2	177,1	171,4	177,1	1.758,4
Unidad 16 (CC)	115,9	131,4	102,2	120,6	146,8	138,2	183,1	215,8	186,0	219,1	182,3	189,9	1.931,3
T.Gas 1	0,3			0,3	0,1	0,1							0,9
T.Gas 2	0,3			0,3	0,1	0,2							0,9
T.Gas 3	1,6	1,6	1,5	1,0	1,5	0,5							7,9
SUTA	24,7	18,3	20,7	25,7	18,6	14,2							122,3
Parque Solar el Águila	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3							2,1
Total Gen. Bruta	546,4	472,6	607,3	613,2	576,4	576,7	665,9	652,4	669,7	744,4	603,4	648,3	7.376,6
Consumos Propios	34,1	29,3	58,7	75,5	36,7	38,0	38,5	35,8	38,7	42,3	34,2	37,0	498,8
Total Gen. Neta	512,3	443,4	548,5	537,6	539,6	538,7	627,4	616,6	631,1	702,1	569,2	611,2	6.877,8
CELTA													
C.T. Tarapacá	67,9	85,3	101,6	29,4	68,2	69,6	104,2	103,7	100,8	3,4	100,8	104,2	939,0
TGTAR	0,7	0,4	0,3	0,7	0,5	0,6							3,1
Total Gen. Bruta	68,5	85,7	101,9	30,1	68,7	70,2	104,2	103,7	100,8	3,4	100,8	104,2	942,1
Consumos Propios	6,3	6,7	7,8	2,4	6,1	5,7	7,1	7,0	6,8	0,2	6,8	7,1	70,0
Total Gen. Neta	62,2	79,0	94,1	27,7	62,6	64,5	97,1	96,7	94,0	3,1	94,0	97,1	872,1

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	71,8	84,4	99,9	97,1	98,8								452,0
Nueva Tocopilla 2	90,3	86,4	98,7	80,4	99,6								455,3
CTM3 (Norgener)		24,8	6,2	75,2	20,0								126,2
Total Gen. Bruta	162,1	195,6	204,8	252,6	218,4								1.033,6
Consumos Propios	13,0	12,7	14,9	17,1	15,5								73,3
Total Gen. Neta	149,1	182,8	189,9	235,5	202,9								960,3
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,7	0,7	0,7	0,5	0,7	0,7							4,0
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,7	0,2	0,7	0,7							3,7
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	0,6	1,4	1,4							7,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	0,6	1,4	1,4							7,7
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	25,0	4,2	26,8	11,9			2,9	2,1		25,9			98,9
Atacama TG1B	19,9		5,1				1,6	1,5		25,3			53,5
Atacama TV1C	22,6	2,3	17,0				5,1	4,1		56,7			107,7
Atacama TG2A	19,6	25,2	9,9	32,8	21,9	1,3	0,1	0,4		0,2		0,1	111,4
Atacama TG2B	2,9	9,4		40,7	22,1	12,5							87,6
Atacama TV2C	10,8	19,2	5,5	40,4	22,4	6,6	0,1	0,4		0,2		0,1	105,7
Total Gen. Bruta	100,7	60,4	64,3	125,8	66,5	20,3	9,8	8,5		108,3		0,2	564,8
Consumos Propios	4,0	3,2	3,5	4,4	3,2	1,8	0,2	0,2		2,0		0,0	22,4
Total Gen. Neta	96,7	57,2	60,8	121,4	63,2	18,5	9,6	8,4		106,4		0,2	542,4
AES GENER													
Central Salta													
Nueva Tocopilla 1						95,9	71,3	100,4	68,0	38,9	97,2	100,4	572,1
Nueva Tocopilla 2						94,0	100,4	51,8	55,1	100,2	97,2	100,4	599,3
CTM3 (Norgener)						32,3	41,5	64,0	7,1	64,3	3,1	5,9	218,1
Total Gen. Bruta						222,2	213,3	216,2	130,2	203,4	197,5	206,8	1.389,5
Consumos Propios						15,7	11,5	10,1	8,2	9,4	13,0	13,4	81,3
Total Gen. Neta						206,4	201,8	206,1	122,0	194,0	184,5	193,4	1.308,2
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	17,5
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	17,5
Consumos Propios							0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	17,4
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	1,2	1,3	0,4	1,4	1,3	1,2	0,0	0,4	0,0	0,0		0,0	7,3
Total Gen. Bruta	1,2	1,3	0,4	1,4	1,3	1,2	0,0	0,4	0,0	0,0		0,0	7,3
Consumos Propios	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0		0,0	0,4
Total Gen. Neta	1,2	1,3	0,4	1,4	1,2	1,1	0,0	0,4	0,0	0,0		0,0	6,9
ENORCHILE													
Estandartes	0,9	0,4	0,8	0,9	0,8	1,0							4,8
C.D. M.Blanco	1,3	0,5	0,9	1,8	1,4	1,0	20,7	20,7	20,1	20,8	20,1	20,8	130,1
Total Gen. Bruta	2,3	0,9	1,7	2,7	2,2	1,9	20,7	20,7	20,1	20,8	20,1	20,8	135,0
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	5,3	5,3	5,2	5,3	5,2	5,3	32,1
Total Gen. Neta	2,2	0,9	1,7	2,6	2,1	1,9	15,4	15,4	14,9	15,4	14,9	15,4	102,9
NORACID													
PAM	2,3	4,1	10,3	11,6	12,1	10,2	12,7	12,7	12,4	12,7	12,3	12,7	126,0
Total Gen. Bruta	2,3	4,1	10,3	11,6	12,1	10,2	12,7	12,7	12,4	12,7	12,3	12,7	126,0
Consumos Propios	0,6	1,9	0,1	4,0	0,0	3,5	4,3	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	35,8
Total Gen. Neta	2,3	4,1	10,3	11,6	12,1	10,2	8,4	8,4	8,2	8,4	8,1	8,4	100,4
SPS LA HUAYCA													
Huayca1	0,2	0,2	0,0		0,8	1,2							2,3
Total Gen. Bruta	0,2	0,2	0,0		0,8	1,2							2,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,2	0,2	0,0		0,8	1,2							2,3

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
ON GROUP													
AGB	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2							1,0
Total Gen. Bruta	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2							1,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2							1,0
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos	11,4	15,7	14,6	14,4	17,5	18,0	13,4	16,2	13,4	15,6	13,6	14,4	178,3
Total Gen. Bruta	11,4	15,7	14,6	14,4	17,5	18,0	13,4	16,2	13,4	15,6	13,6	14,4	178,3
Consumos Propios	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0							0,3
Total Gen. Neta	11,3	15,6	14,6	14,4	17,5	18,0	13,4	16,2	13,4	15,6	13,6	14,4	178,0
LOS PUQUIOS													
Los Puquios		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3							1,4
Total Gen. Bruta		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3							1,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3							1,4
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2			0,5	1,3	1,5	1,4	1,2	1,5	1,3	1,4	1,3	1,4	12,7
Total Gen. Bruta			0,5	1,3	1,5	1,4	1,2	1,5	1,3	1,4	1,3	1,4	12,7
Consumos Propios			0,0	0,0	0,1	0,0							0,1
Total Gen. Neta			0,5	1,3	1,4	1,4	1,2	1,5	1,3	1,4	1,3	1,4	12,5
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3			0,2	2,2	3,1	3,0	2,1	2,7	2,2	2,4	2,1	2,6	22,7
Total Gen. Bruta			0,2	2,2	3,1	3,0	2,1	2,7	2,2	2,4	2,1	2,6	22,7
Consumos Propios			0,0	0,0	0,0	0,0							0,1
Total Gen. Neta			0,2	2,2	3,1	3,0	2,1	2,7	2,2	2,4	2,1	2,6	22,7
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.443,4	1.352,0	1.494,2	1.446,3	1.500,2	1.463,0	1.560,7	1.580,4	1.557,1	1.581,8	1.558,1	1.638,5	18.175,8
Consumos Propios	116,6	100,7	136,8	144,2	118,1	118,2	108,5	108,0	106,8	91,7	107,0	112,3	1.369,0
Generación Neta	1.327,4	1.253,1	1.357,5	1.306,1	1.382,2	1.355,1	1.452,2	1.472,4	1.450,3	1.490,1	1.451,0	1.526,2	16.823,6
Pérd. de Transm.	46,3	48,3	35,8	7,3	40,9	43,5	44,8	46,3	47,5	53,3	45,4	49,4	508,7
VENTAS SING	1.280,5	1.203,0	1.321,6	1.298,8	1.341,3	1.311,6	1.407,4	1.426,2	1.402,8	1.436,8	1.405,6	1.476,8	16.312,3
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	93,2	98,5	73,4	100,0	86,5	74,7	88,5	103,0	72,0	136,2	64,7	74,8	88,8

Nota: El costo marginal presentado en la planilla de color rojo, que resulta de una optimización lineal para un horizonte de mediano y largo plazo, corresponde al multiplicador de Lagrange (variable dual) asociado a la restricción de balance de energía. Esta variable matemática, en ningún caso, representa una previsión de los costos marginales reales esperados dicho horizonte, dado que los costos marginales reales resultan del proceso de cálculo que realiza la DP, conforme a la normativa vigente para la valorización de las transferencias de energía del SING.

CDEC-SING
PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING : **2015**
(GWh)

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	391,3	353,5	391,3	378,7	391,3	366,1							2.272,3
Total Gen. Bruta	391,3	353,5	391,3	378,7	391,3	366,1							2.272,3
Consumos Propios	21,1	19,0	21,1	20,4	21,1	19,7							122,3
Total Gen. Neta	370,3	334,5	370,3	358,3	370,3	346,4							2.150,1
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	116,8	105,5	116,8	113,0	116,8	109,3							678,2
Total Gen. Bruta	116,8	105,5	116,8	113,0	116,8	109,3							678,2
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,3							70,0
Total Gen. Neta	104,8	94,6	104,8	101,4	104,8	98,0							608,3
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	110,0							682,6
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	110,0							682,6
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,3							70,0
Total Gen. Neta	105,5	95,3	105,5	102,1	105,5	98,7							612,6
E-CL													
C.H. Chapiquiña	3,8	3,4	3,8	3,7	4,3	4,0							22,9
C.D. Arica													
C.D. y T.G. Iquique													
C.T. Mejillones 3 (CC)	200,0	151,9											351,9
C.T. Mejillones 1	91,5	79,9	110,8	107,3	110,9	103,6							604,0
C.T. Mejillones 2	114,6	103,2	114,6	110,9	114,6	107,2							665,0
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	118,9	107,5	118,9	115,1	119,0	111,1							690,5
Unidad 14 - 15	177,1	159,9	103,7	103,0	113,0	165,6							822,3
Unidad 16 (CC)	59,1		222,5	217,2	221,4	206,0							926,0
T.Gas 1													
T.Gas 2													
T.Gas 3													
SUTA													
Parque Solar el Águila													
Total Gen. Bruta	764,9	605,9	674,2	657,0	683,2	697,6							4.082,7
Consumos Propios	38,6	33,6	37,5	36,3	37,8	39,6							223,5
Total Gen. Neta	726,2	572,2	636,7	620,7	645,3	657,9							3.859,2
CELTA													
C.T. Tarapacá	104,2	94,1	103,7	100,8	104,2	97,4							604,4
TGTAR													
Total Gen. Bruta	104,2	94,1	103,7	100,8	104,2	97,4							604,4
Consumos Propios	7,1	6,4	7,0	6,8	7,1	6,6							40,9
Total Gen. Neta	97,1	87,7	96,7	94,0	97,1	90,8							563,4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1													
Nueva Tocopilla 2													
CTM3-TG (Norgener)													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio													
Mini Hidro El Toro													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A		0,0			0,0								0,0
Atacama TG1B		0,0		0,0	0,0								0,0
Atacama TV1C		0,1		0,0	0,0								0,1
Atacama TG2A	11,9	25,0	0,3	1,4	0,4	0,2							39,2
Atacama TG2B													
Atacama TV2C	12,9	27,0	0,4	1,6	0,4	0,2							42,4
Total Gen. Bruta	24,8	52,1	0,7	3,0	0,8	0,5							81,8
Consumos Propios	0,5	1,1	0,0	0,1	0,0	0,0							1,8
Total Gen. Neta	24,3	51,0	0,7	3,0	0,8	0,5							80,1
AES GENER													
Central Salta													
Nueva Tocopilla 1	100,4	90,5	100,4	97,2	100,4	94,0							583,0
Nueva Tocopilla 2	100,0	90,7	100,2	97,2	100,2	94,0							582,3
CTM3 (Norgener)	0,2		48,9	45,0	38,1	21,4							153,6
Total Gen. Bruta	200,6	181,2	249,6	239,4	238,8	209,3							1.318,9
Consumos Propios	13,4	12,1	13,4	13,0	13,4	12,5							77,8
Total Gen. Neta	187,2	169,1	236,2	226,4	225,4	196,8							1.241,1
CAVANCHA													
C.H. Cavancha	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,5							8,9
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,5							8,9
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,5							8,8
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	1,7	2,1	0,2	1,1	0,2								5,4
Total Gen. Bruta	1,7	2,1	0,2	1,1	0,2								5,4
Consumos Propios	0,2	0,3	0,0	0,1	0,0								0,7
Total Gen. Neta	1,5	1,9	0,2	0,9	0,2								4,7
ENORCHILE													
Estandartes													
C.D. M.Blanco	20,8	18,7	20,7	20,1	20,7	19,4							120,5
Total Gen. Bruta	20,8	18,7	20,7	20,1	20,7	19,4							120,5
Consumos Propios	5,3	4,8	5,3	5,2	5,3	5,0							31,0
Total Gen. Neta	15,4	13,9	15,4	14,9	15,4	14,4							89,5
NORACID													
PAM	12,8	11,4	12,7	12,3	12,8	11,9							73,9
Total Gen. Bruta	12,8	11,4	12,7	12,3	12,8	11,9							73,9
Consumos Propios	4,4	3,9	4,3	4,2	4,3	4,0							25,1
Total Gen. Neta	8,4	7,6	8,4	8,1	8,4	7,9							48,8
SPS LA HUAYCA													
Huayca1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
ON GROUP													
AGB													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos	13,6	14,5	14,2	14,7	13,9	13,9							84,8
Total Gen. Bruta	13,6	14,5	14,2	14,7	13,9	13,9							84,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	13,6	14,5	14,2	14,7	13,9	13,9							84,8
LOS PUQUIOS													
Los Puquios													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3							7,8
Total Gen. Bruta	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3							7,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3							7,8
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3	2,4	2,1	2,3	2,5	2,3	2,2							13,9
Total Gen. Bruta	2,4	2,1	2,3	2,5	2,3	2,2							13,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,4	2,1	2,3	2,5	2,3	2,2							13,9
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.774,2	1.549,9	1.706,9	1.659,2	1.705,4	1.640,3							10.036,0
Consumos Propios	114,7	103,0	112,8	109,4	113,2	110,1							663,1
Generación Neta	1.659,5	1.446,9	1.594,1	1.549,8	1.592,2	1.530,2							9.372,9
Pérd. de Transm.	57,8	52,3	55,5	53,9	55,2	53,6							328,3
VENTAS SING													
	1.601,7	1.394,7	1.538,7	1.495,9	1.537,1	1.476,6							9.044,6
ENS													
Comg Crucero 220 (USD /MWh)	105,4	126,1	90,9	108,3	92,2	92,2							102,5

Nota: El costo marginal presentado en la planilla de color rojo, que resulta de una optimización lineal para un horizonte de mediano y largo plazo, corresponde al multiplicador de Lagrange (variable dual) asociado a la restricción de balance de energía. Esta variable matemática, en ningún caso, representa una previsión de los costos marginales reales esperados dicho horizonte, dado que los costos marginales reales resultan del proceso de cálculo que realiza la DP, conforme a la normativa vigente para la valorización de las transferencias de energía del SING.

7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación se presenta un resumen con los principales proyectos de generación, transmisión y consumos del SING.

Tabla 20: Proyectos de Generación en Construcción al 30 de junio de 2014.

Proyectos de Generación	Puesta en Servicio ⁽¹⁾	Potencia Neta MW
Parque Solar El Águila I	2° Semestre 2014	2
Central Salar CODELCO	2° Semestre 2014	60
PMG La Portada	jul-14	3
María Elena FV	sep-14	72
Ampliación de Planta FV La Huayca (Etapa 2)	oct-14	30
Complejo FV San Pedro	dic-14	150
Arica Solar I	abr-15	40
Kelar	may-16	517
Cochrane	may-16	472

Tabla 21: Proyectos de Transmisión en Construcción al 30 de junio de 2014.

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio ⁽¹⁾
Ampliación SE Salar 220 kV	2° Semestre 2014
Ampliación SE Calama	2° Semestre 2014
Línea 2x220 kV Encuentro-Sierra Gorda. Circuito N° 1.	2° Semestre 2014
Ampliación S/E Cerro Dragón y Alto Hospicio	2° Semestre 2014
Tap Off Quiani	2° Semestre 2014
Tap Off Uribe	2° Semestre 2014
Línea 220 kV Cochrane - Encuentro	nov-14

Tabla 22: Proyectos de Consumo en Construcción al 30 de junio de 2014.

Proyectos de Consumo	Puesta en Servicio ⁽¹⁾	Demanda Media MVA
Minera Pampa Camarones	2° Semestre 2014	6
Línea 69 Kv y S/E OLAP Minera Escondida	jul-14	19,6
Antucoya Fase II	jul-14	55
OGP1 Minera Escondida Etapa 1	jul-14	15
OGP1 Minera Escondida Etapa 2	oct-14	65
OGP1 Minera Escondida Etapa 3	nov-14	-
3 S/E Tap Off Línea Muelle - Guayaques	nov-14	-

Nota (1): La fecha de puesta en servicio corresponde a la informada por la Empresa Solicitante.

8. ANEXOS

ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES

En las tablas 23, 24 y 25 se presentan los eventos de falla ocurridos durante la operación del sistema en el segundo trimestre de 2014, y que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 15 del Procedimiento de Informes de Fallas de Coordinados (mediante Resolución Exenta CNE 594/2011).

Adicionalmente, en la tabla 26 se presentan los eventos de fallas asociados a los sismos en la Zona Norte, ocurridos en el mes de abril.

Tabla 23: Eventos de Falla asociados a unidades generadoras.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3532	02-abr	10:54	Desenganche de la componente TG2A	Baja presión de combustible líquido en la entrada de la turbina por suciedad en filtro de combustible.	48,91	1	95,0	68,50
3541	06-abr	18:34	Desenganche de la Unidad CTM2	Falla sensor de velocidad turbina.	49,53	No	138,0	sin pérdida
3542	07-abr	0:42	Desenganche de la Unidad NTO2	Falla sensor de velocidad turbina.	49,50	No	124,0	sin pérdida
3543	07-abr	14:18	Desenganche de la Unidad U15	Bajo vacío Condensador Principal.	49,66	No	117,0	sin pérdida
3546	12-abr	13:14	Desenganche de la Unidad U14	Alta vibración Turbina por problema en sensor.	49,56	No	122,0	sin pérdida
3547	12-abr	17:57	Desenganche de la Unidad CTTAR	Alta diferencial de filtro de mangas.	50,00	No	20,0	sin pérdida
3548	12-abr	22:49	Desenganche de la Unidad CTM2	Ruido extraño en descanso de turbina	50,00	No	50,0	sin pérdida
3553	22-abr	11:45	Desenganche de la Unidad U15	Bajo nivel del domo.	49,44	No	110,0	sin pérdida
3554	22-abr	20:21	Desenganche de la Unidad U15	Bajo nivel domo, debido a error operacional por llevar el control de agua alimentación en manual.	49,82	No	90,0	sin pérdida
3555	23-abr	11:45	Desenganche de la Unidad U14	Alto Nivel Calentador de Baja Presión N°2.	49,63	No	122,0	sin pérdida
3556	24-abr	8:29	Desenganche de la Unidad CTH	Rotura ducto sifón agua de mar.	49,60	No	92,0	sin pérdida
3557	24-abr	20:09	Desenganche de la Unidad CTM3	Reemplazo de tarjetas asociadas a DCS lo que provoca una falsa señal de control y trip de la unidad.	48,90	2	165,0	45,30
3558	25-abr	9:39	Desenganche de la Unidad CTTAR	Conmutación retardada de procesador de BMS del principal al de respaldo.	49,31	No	140,0	sin pérdida
3559	25-abr	16:02	Desenganche de la Unidad U14	Fuentes de poder quemadas en sistema de control bomba agua de enfriamiento y extracción de vapor de calentadores de agua.	49,34	No	121,0	sin pérdida
3560	27-abr	18:20	Regresión de carga y posterior desenganche de la Unidad U16	Falla en la bomba auxiliar de enfriamiento.	48,80	3	150,0	185,00
3561	28-abr	5:41	Desenganche de la Unidad CTH	Disparo de Caldera por cables de control dañados, por principio de incendio en primer piso de Caldera.	49,39	No	103,0	sin pérdida
3562	29-abr	18:28	Regresión de carga y posterior desenganche de la Unidad NTO2	Rotura en línea de muestreo químico del vapor principal.	49,61	No	136,0	sin pérdida
3563	01-may	4:59	Desenganche de la Unidad CTM3	Operación errónea de la protección diferencial 87G GE.	48,79	3	228,0	160,00
3569	14-may	7:36	Desenganche Unidad PAM	Corto-circuito cable control sistema de enfriamiento en planta de ácido.	50,00	No	22,8	sin pérdida
3572	19-may	5:03	Regresión de carga de la Unidad CTH	Falla controlador PCU1 por mal contacto en tarjeta controladora	49,52	No	130,0	sin pérdida
3573	19-may	5:25	Desenganche de la Unidad CTH	Alto nivel condensador por falla en controlador PCU1	49,83	No	65,0	sin pérdida
3578	23-may	10:45	Desenganche de la Unidad CTM2	Error de especialista al ingresar parámetros a control coordinado mientras trabajaba en Tuning Final según la solicitud de conexión N°133566.	49,44	No	145,0	sin pérdida
3588	02-jun	11:27	Desenganche de la Unidad U15	Falsa señal de temperatura descanso ventilador aire primario	49,44	No	116,0	sin pérdida

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
				"B"				
3590	02-jun	18:56	Desenganche de la Unidad U15	Se revienta empaquetadura de válvula alimentación agua caldera.	49,69	No	65,0	sin pérdida
3591	02-jun	23:32	Desenganche de la Unidad U15	Alto nivel del desaireador.	49,70	No	57,0	sin pérdida
3592	03-jun	1:26	Desenganche de la Unidad U15	Ato nivel del desaireador.	49,78	No	47,0	sin pérdida
3593	03-jun	1:42	Desenganche de la Central Diesel INACAL	Se investiga.	50,33	No	4,5	sin pérdida
3594	04-jun	17:09	Desenganche Unidad NTO1	Alta temperatura en el descanso del ventilador de aire primario.	49,33	No	130,0	sin pérdida
3600	11-jun	12:36	Desenganche de la Unidad U14	Sobrecarga en el VTI-C.	49,66	No	78,0	sin pérdida
3601	11-jun	19:10	Desenganche de la Unidad U14	Falla bomba alimentación por bajo nivel del domo.	49,70	No	38,0	sin pérdida
3602	15-jun	10:21	Desenganche de la Unidad U14	Alta vibración en el descanso N°1 de la turbina.	49,54	No	115,0	sin pérdida

Tabla 24: Eventos de Falla asociados a instalaciones de transmisión.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3530	01-abr	12:41	Interrupción del Transformador Laguna Seca 220/23 kV N°3	Al realizar el cierre del interruptor 52JT3 en S/E Laguna Seca, correspondiente a Transformador N°3 220/23 kV, en forma simultánea se abren interruptores de barra 23 kV.	50,63	69,17
3534	02-abr	18:38	Interrupción de la Línea 66 kV Parinacota - Pukara	Error operacional.	50,00	16,00
3535	02-abr	22:58	Interrupción S/E Cerro Dragón	Fuerte sismo (opera relé Buchholz)	50,00	11,00
3537	03-abr	7:18	Interrupción Línea 66 kV Parinacota - Quiani	Problema en pararrayos S/E Quiani.	50,00	4,70
3538	03-abr	22:56	Interrupción Línea 66 kV Central Diesel Iquique - Iquique	Jote electrocutado en fase 1, interior de patio 66 kV C.D. Iquique.	50,00	0
3539	04-abr	2:04	Interrupción Línea 33 kV Chacaya - Tap Off E.B. Algorta N°2	Desconocida (se recorre la línea sin encontrar nada anormal).	50,00	3,90
3544	11-abr	12:31	Interrupción de la Línea 220 kV Encuentro-Sierra Gorda N°2	Perforación de la aislación del cable en la acometida de la línea en S/E Encuentro.	51,24	213,80
3545	12-abr	1:20	Interrupción de la Línea 220 kV Cóndores-Parinacota	Contaminación de la aislación en la estructura N°301 de la línea.	50,00	30,44
3549	17-abr	6:08	Interrupción de la Línea 110 kV Mejillones - El Lince	Jote electrocutado en estructura N°157 de la línea.	50,00	20,30
3550	18-abr	10:14	Interrupción de la Línea 66 kV Parinacota - Quiani	Poste chocado en estructura N°2 de la línea.	50,00	5,30
3551	20-abr	6:50	Interrupción de la Línea 220 kV Cóndores - Parinacota	Contaminación de la aislación en la estructura N°318 de la línea.	50,00	24,54
3552	22-abr	10:32	Interrupción de la Barra Calama 110 kV - BP1	Error en la programación de la pantalla HMI que produce la apertura errónea del paño HS al darle orden de apertura al paño H2.	50,00	0
3564	02-may	20:47	Interrupción Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte	Ave electrocutada en estructura N°659 de la línea.	50,00	0,60
3565	04-may	6:52	Interrupción Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte	Ave electrocutada en estructura N°597 de la línea.	50,00	1,80
3566	06-may	18:44	Interrupción Transformador 220/15 kV CTM3-TG	Se investiga.	50,00	0,00
3567	10-may	12:57	Interrupción Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta	Ave electrocutada en estructura N°173 de la línea.	50,00	20,00
3568	10-may	15:22	Interrupción Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°1	Desconocida (se recorre la línea sin encontrar nada anormal).	50,00	0
3570	14-may	22:20	Interrupción Sub Estacion Tap Off Palestina	Operación errónea del relé multifunción de la barra de 66 kV.	50,00	15,00
3571	16-may	21:03	Interrupción Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. Circuito N°1 y N°2	Se investiga (Indican que revisarán paños operados para determinar causa de la falla).	50,00	0
3574	21-may	6:15	Interrupción Línea 69 kV Escondida - Neurara	Corte de conductor en estructura N°381.	50,00	11,00
3575	21-may	14:08	Interrupción Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica	Descarga a tierra entre estructuras 3 y 4 producido por desplazamiento de grúa bajo la línea.	50,00	0
3576	22-may	10:49	Interrupción Línea 13.8 kV Central Solar PAS2 - Pozo Almonte	Error operacional de mando remoto.	50,00	0 ⁽¹⁾
3577	22-may	19:18	Interrupción Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	Falla bifásica a Tierra provocada por fuerte viento y humedad en la zona.	50,00	8,60
3580	24-may	7:41	Interrupción Transformador Sierra Gorda 220/33 kV N°1	Operación de 51NAT por Camanchaca y llovizna en la zona.	50,00	1,00
3582	24-may	11:47	Interrupción Línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca	Desprendimiento de Conductor de Guardia en Torre N°15 y N°16 de la línea.	50,30	0
3584	24-may	23:43	Interrupción Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi Circuito N°1	Se desconoce (presencia de mal tiempo en la zona).	50,29	51,00
3585	24-may	1:33	Interrupción Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	Falla Bifásica a Tierra provocada por fuertes vientos en la zona.	50,28	6,95
3586	25-may	1:47	Interrupción Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi Circuito N°1	Acumulación de hielo en aisladores.	50,31	51,00
3587	28-may	11:40	Interrupción Transformador El Tesoro 220/23 kV N°2	Flashover por lavado de aislación.	50,00	6,00

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3589	02-jun	18:04	Interrupción Línea 110 kV Chacaya - Muelle	Se desconoce (presencia de camanchaca en el sector).	50,00	12,40
3595	05-jun	18:05	Interrupción Línea 110 kV Chacaya - Muelle	Se investiga (no hay información).	50,00	1,50
3596	06-jun	20:51	Interrupción Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica	Conductor cortado entre estructuras N°42 y N°43 de la línea.	50,00	0
3597	08-jun	13:38	Interrupción Transformador La Portada 110/23 kV	Sobrecarga del transformador.	50,00	23,00
3598	10-jun	7:04	Interrupción Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte	Ave electrocutada en estructura N°343 de la línea.	50,00	0,80
3599	11-jun	11:10	Transformador Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°3	Cortocircuito en sistema de corriente continua de los SS/AA de los aéreo enfriadores.	50,00	0
3603	15-jun	13:42	Interrupción Línea 13,8 kV Central Solar PAS2 - Pozo Almonte	Desconexión manual de la línea por variaciones de voltaje en Barra 13,8 kV en S/E Pozo Almonte paño PAS2.	50,00	0
3604	16-jun	8:34	Interrupción Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte Circuito N°1	Jote electrocutado en estructura N°58 de la línea.	50,00	0
3605	23-jun	10:01	Interrupción Línea 220 kV Encuentro - Sierra Gorda Circuito N°2	Operación no deseada de la protección diferencial al realizar trabajos no informados en S/E Sierra Gorda.	50,00	0
3606	23-jun	18:20	Interrupción Línea 110 kV Chacaya - Muelle	Ave electrocutada en estructura N°237 de la línea.	50,00	20,50
3608	28-jun	9:03	Interrupción Línea 69 kV Neurara - Monturaqui	Corte de conductor en fase C de la línea.	50,00	12,00
3609	29-jun	21:13	Interrupción Línea 110 kV Chacaya - Muelle	Ave electrocutada en estructura N°239 de la línea.	50,00	7,00

Nota (1): Además se considera una desconexión de generación de 2,6 MW para el evento N° 3576.

Tabla 25: Eventos de Falla asociados a instalaciones de clientes.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3533	02-abr	16:01	Rechazo de carga de Minera Collahuasi	Caída de rayo en alimentador de 23 KV.	50,68	70,00
3540	05-abr	5:28	Rechazo de carga de Minera Collahuasi	Corte de línea de 23 kV al interior planta.	50,74	82,00
3579	24-may	7:37	Rechazo de carga de Minera Collahuasi	Falla interna en líneas distribución por mal tiempo en la zona.	50,00	110,00
3581	24-may	11:45	Rechazo de carga de Minera Collahuasi	Falla de procesos por mal tiempo y tormenta eléctrica en la zona.	50,26	65,00
3583	24-may	18:49	Rechazo de carga de Minera Gaby	Falla de procesos por mal tiempo y tormenta eléctrica en la zona.	50,47	47,00
3607	24-jun	14:08	Rechazo de carga de Minera El Tesoro	Desprendimiento de puente en línea 3, provoca un Flash-Over en 23 kV interior mina.	50,56	72,00

Tabla 26: Eventos de Falla causados por el sismo.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3531	01-abr	20:47	Desconexión consumos Eliqsa y Emelari.	Sismo de 8.2° Richter en Zona Norte del SING	51,23	342,20	538,29
3536	01-abr	23:43	Interrupción Línea 220 kV Lagunas - Pozo Almonte.	Sismo de 7.6° Richter en Zona Norte del SING	50,65	0,00	76,30

ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA

En la tabla siguiente se presentan las Desconexiones Manuales de Carga (DMC) realizadas durante la operación del sistema en el segundo trimestre de 2014.

Tabla 27: Desconexiones Manuales de Carga.

Fecha	Hora Inicio	Hora Fin	Causa	Subestación Afectada	Demanda Base [MW]	DMC [%]	Desconexión Clientes Libres [MW]	Desconexión Clientes Regulados [MW]
01-abr	21:06	23:18	Sismo de gran magnitud en la Zona Norte (Arica e Iquique).	SING (afecta a todo el sistema).	1.560	15	138	99,6
01-abr	23:18	23:49	Sismo de gran magnitud en la Zona Norte (Arica e Iquique).	SING (afecta a todo el sistema).	1.560	10	81	0
01-abr	23:49	23:59	Sismo de gran magnitud en la Zona Norte (Arica e Iquique).	SING (afecta a todo el sistema).	1.560	5	18	0
27-abr	18:27	18:47	Déficit de potencia por falla de la unidad U16.	SING (afecta a todo el sistema).	1.956	5	148,5	0