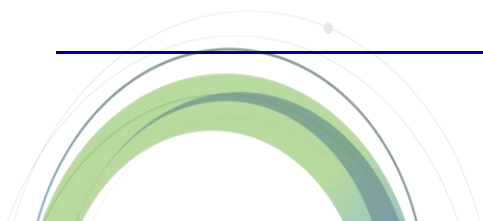




CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

OCTUBRE-DICIEMBRE 2014 INFORME TRIMESTRAL DEL CDEC-SING



1. INTRODUCCIÓN	3
2. MODIFICACIONES NORMATIVAS	4
2.1 CUERPO LEGAL	4
2.2 REGLAMENTACIÓN	4
2.2.1 DECRETO SUPREMO N° 130, DE 2012	4
2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115, DE 2012	4
2.2.3 DECRETO SUPREMO N° 113, DE 2014	4
2.2.4 DECRETO N° 71, DE 2014.	5
2.2.5 DECRETO N° 327, DE 1997	5
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
2.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL	6
2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DAP	6
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
4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	19
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
5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES	29
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	31
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	40
8. ANEXOS	42
ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	42
ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	45

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 octubre al 31 de diciembre 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 Octubre y Diciembre 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 Octubre y Diciembre de 2014 no se registraron modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Considerando lo anterior, la última modificación realizada corresponde a la Ley N° 20.776 que modifica y perfecciona la Ley que rige al Ministerio de Energía (D.L N° 2.224, de 1978 del Ministerio de Minería que crea la Comisión Nacional de Energía) publicada en el Diario Oficial el 22 de septiembre de 2014.

2.2 REGLAMENTACIÓN

Durante el período no se registran modificaciones a cuerpos reglamentarios vigentes ni la dictación de nuevos reglamentos. Considerando lo anterior se incluyen a continuación los últimos cuerpos reglamentarios dictados y las últimas gestiones realizadas por el CDEC-SING en cumplimiento de modificaciones relevantes a la normativa que lo rige.

2.2.1 DECRETO SUPREMO N° 130, DE 2012

En relación al Decreto Supremo N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de los Servicios Complementarios, 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 15 de diciembre de 2014 la CNE informa favorablemente los siguientes 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”.

2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115, DE 2012

Con fecha 07 de noviembre, se notifica la elección del nuevo Director de Planificación y Desarrollo, Sr. Juan Carlos Araneda.

2.2.3 DECRETO SUPREMO N° 113, DE 2014

Con fecha 07 de septiembre de 2014 se publica en el Diario Oficial, el Decreto Supremo N° 52, del Ministerio de Energía que modifica el Reglamento sobre Integración y Funcionamiento de la Comisión de Hombres Buenos establecida en los Artículos 63, 64 y 65 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006. Esta modificación normativa ajusta el citado reglamento a los cambios introducidos a la

LGSE por la Ley N° 20.271 en lo relativo a las Comisiones Tasadoras y el procedimiento para el registro de las personas habilitadas para integrarlas.

2.2.4 DECRETO N° 71, DE 2014.

Con fecha 06 de septiembre de 2014 se publica en el Diario Oficial, el Decreto N° 71, del Ministerio de Energía, el cual Aprueba el Reglamento de la Ley N° 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

2.2.5 DECRETO N° 327, DE 1997

Mediante Decreto N° 30, de 2014, del Ministerio de Energía, se modificó el Decreto N° 327, que fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de adecuar el mencionado reglamento a las modificaciones introducidas a la LGSE por la Ley N° 20.701 en relación a la tramitación de concesiones eléctricas.

2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Durante el cuarto trimestre de 2014 la CNE emitió la Res. Exta. N°586 del 17 de Noviembre de 2014, 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 Octubre y Diciembre de 2014, se informó a los Integrantes la propuesta definitiva del Reglamento Interno de CDEC-SING, respecto a la cual no se presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos. Con fecha 15 de Diciembre, se envió la modificación acordada del Reglamento Interno para el informe favorable de la CNE.

2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Durante el cuarto trimestre, se lleva a cabo la etapa final del Estudio de Transmisión Troncal para el período 2015-2018, por el Consorcio Mercados Interconectados. Fueron aprobados por el Comité Troncal los Informes finales de Avance N° 2 y 3 con la determinación de VI, AVI, COMA, la calificación de instalaciones troncales, la definición de Área de Influencia Común, y la formulación de Planes de Expansión. El Informe N° 4, final, emitido por el consultor el 23 de diciembre, recibió hasta el 31 de diciembre las observaciones a su versión preliminar.

El CDEC-SING publicó a fines de octubre la versión final del Informe de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SING.

Construcción de la Obra Troncal Nueva Línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas primer circuito: De acuerdo al Informe mensual de avance de Auditoría Técnica presentado en diciembre, la ejecución del proyecto, presenta alrededor de un 20% de avance, con el desarrollo de las ingenierías básica y detalle de las obras de la línea y en las subestaciones. En octubre se dio cumplimiento al primer hito del proyecto con la presentación de los Informes de los Estudios Eléctricos para las especificaciones de los equipos y los documentos de la contratación de los seguros para las obras.

Licitación de la Obra Troncal Nueva Subestación Crucero Encuentro: Se encuentra en desarrollo la venta de Bases de Licitación. En noviembre, junto con la respuesta a consultas de los participantes, la DP informó el lugar de seccionamiento de la línea existente 2x220 kV Encuentro Crucero y las características y capacidades de los equipos para seccionar. Durante diciembre se realizó la última ronda de consultas de los participantes.

Informe Anual Troncal IRA 2013 e IAT 2015: La Dirección de Peajes mediante carta CDEC-SING N° 1500/2014 de fecha 29 de diciembre, informó la publicación de la versión final de Informe IRA 2013 post Dictamen 05/2014 del Panel de Expertos. Dicho informe contiene la determinación de los pagos que deben realizarse por efecto de reliquidación. Se enviará a la CNE un documento con la modelación determinada para cumplir con las disposiciones del Artículo N° 104 de la Ley Eléctrica. Adicionalmente, mediante carta CDEC-SING 1515/2014 del 31 de diciembre de 2014, la DP informó la publicación del Informe Anual Troncal 2015 (IAT 2015), aplicando la modelación post Dictamen que fuera utilizada en la versión final del Informe IRA 2013.

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 Informe final de los Estudios realizados por los Consultores, fue recibido por la CNE el 11 de diciembre de 2014.

2.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

Con fecha 30 de diciembre fue ingresado a la Contraloría General una nueva versión del Reglamento de Transmisión Adicional.

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 31 de diciembre de 2014.

Tabla 1: Estado Procedimientos cuarto trimestre 2014.

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 SISTR 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.	Con Informe Favorable de la CNE. (08/08/2014).
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).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
7	DO	NT	Habilitación de Instalaciones Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (31/07/2014).
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (31/07/2014).
12	DO	NT	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG.	Con Informe Favorable de la CNE. (08/08/2014).
13	DO	DS 291	Comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING.	Con Informe Favorable de la CNE. (03/09/2014).
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. (13/10/2011).
19	DO	DS 291	Información de Consumos Específicos.	Con Informe Favorable de la CNE. (08/08/2014).
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (31/07/2014).
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.
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (31/07/2014).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (15/12/2014).
30	DO	DS 130	Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE. (15/12/2014).
31	DO	DS 130	Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE. (15/12/2014).
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE. (15/12/2014).
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.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.
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 62	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.
42	DP	DS 291	Valorización de Transferencias Económicas.	V.2 Con informe favorable de la CNE (13/06/2014). V.3 Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (15/12/2014).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
46	DAP	DS 291	Financiamiento del CDEC-SING.	Con informe desfavorable de la CNE (17/07/2014).
47	DAP	DS 291	Confección del Presupuesto del CDEC-SING.	Con informe desfavorable de la CNE (17/07/2014).

3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

3.1 COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del cuarto trimestre del año 2014 en la barra Crucero 220 kV, fue de 56,9 US\$/MWh lo que es un 60,5% inferior al promedio en el mismo periodo del año 2013 (91,4 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 145,2 US\$/MWh ocurrido el día sábado 29 de noviembre lo que es un 33,0% menor al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2013. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día viernes 21 de noviembre con 42,1 US\$/MWh, valor un 10,3% menor al que se obtuvo en el mismo periodo del año 2013. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 18,0 US\$/MWh, inferior en un 97,9% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2013, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 31,7% en los costos marginales diarios durante el periodo.

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

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2014	2013	Comparación 2014/2013
Promedio	56,9	91,4	-60,5%
Máximo	145,2	193,1	-33,0%
Mínimo	42,1	46,4	-10,3%
Desviación Estándar	18,0	35,7	-97,9%
Variación	31,7%	39,0%	-23,2%

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

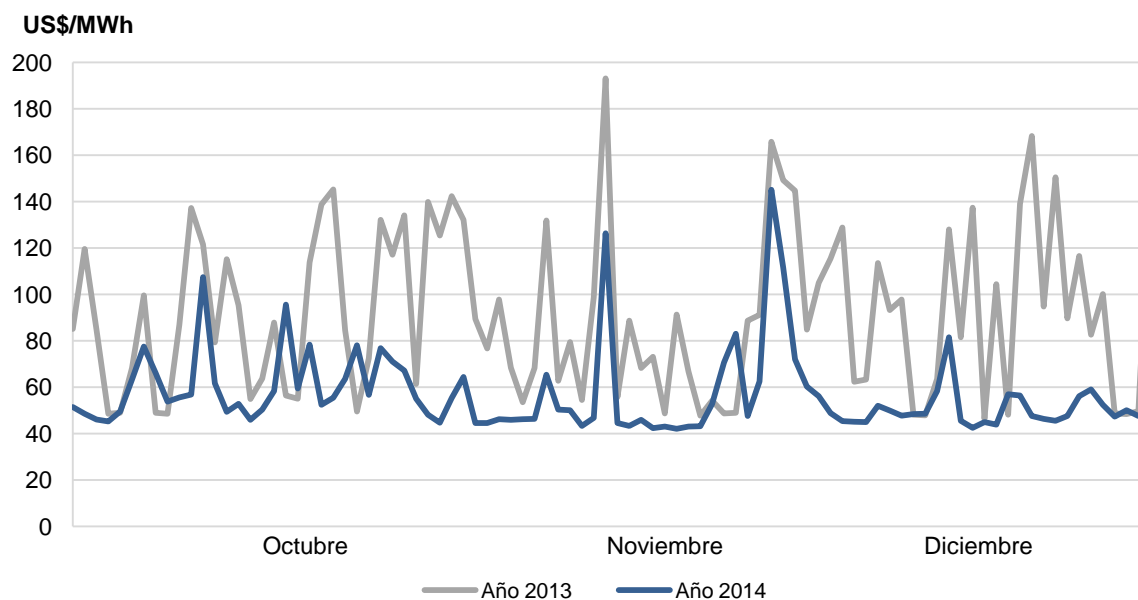


Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del cuarto 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
Oct	61,3	90,2	-47,2%
Nov	58,1	88,8	-52,9%
Dic	51,5	95,2	-84,7%

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

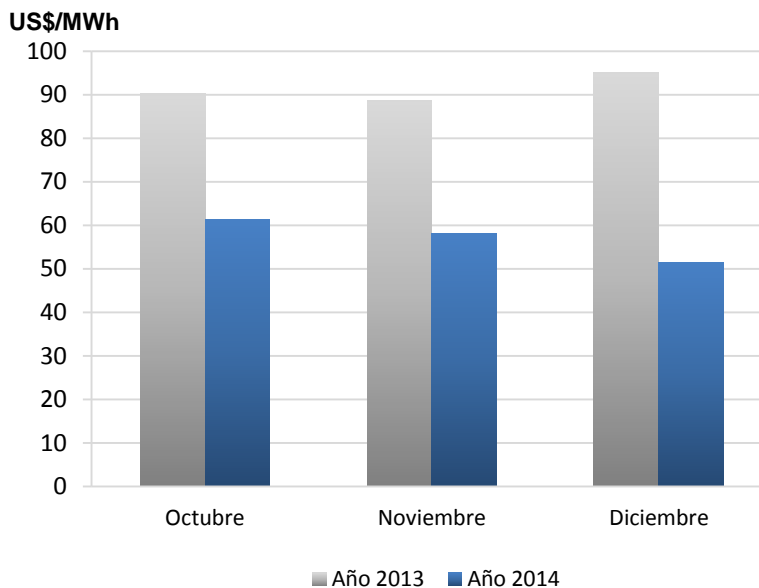


Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el cuarto trimestre del año 2014, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.607,6 GWh, lo que es 5,2% superior a la generación bruta del trimestre anterior (4.382,2 GWh), y a su vez representa un incremento del 3,8% con respecto al cuarto trimestre del año 2013 (4.438,6 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.

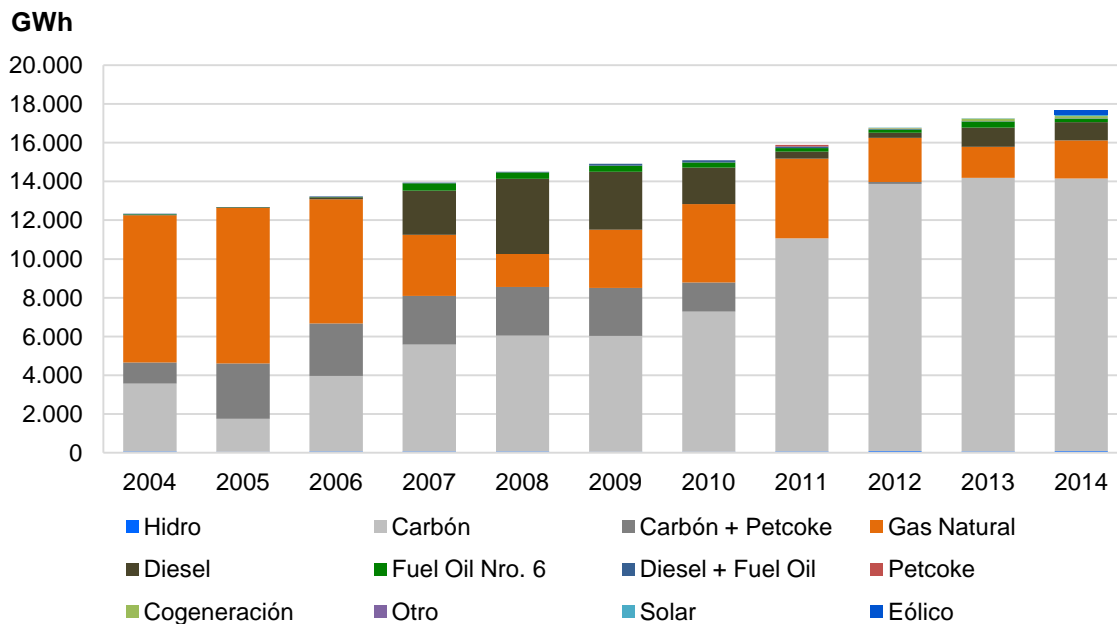


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2004-2014 [GWh].

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 diciembre 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%	79,6%
Diesel + Fuel Oil	0,6%	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	6,4%
Gas Natural	61,5%	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	11,1%
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%	0,7%
ERNC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%
GWh Anual	12.330	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.100	15.889	16.756	17.237	17.674

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 79,7% corresponde a generación con carbón, 10,2% con gas natural, 6,5% con combustibles derivados del petróleo, 0,4% con energía hidroeléctrica, 0,8% con fuentes de cogeneración y 2,5% con ERNC (solar+eólico).

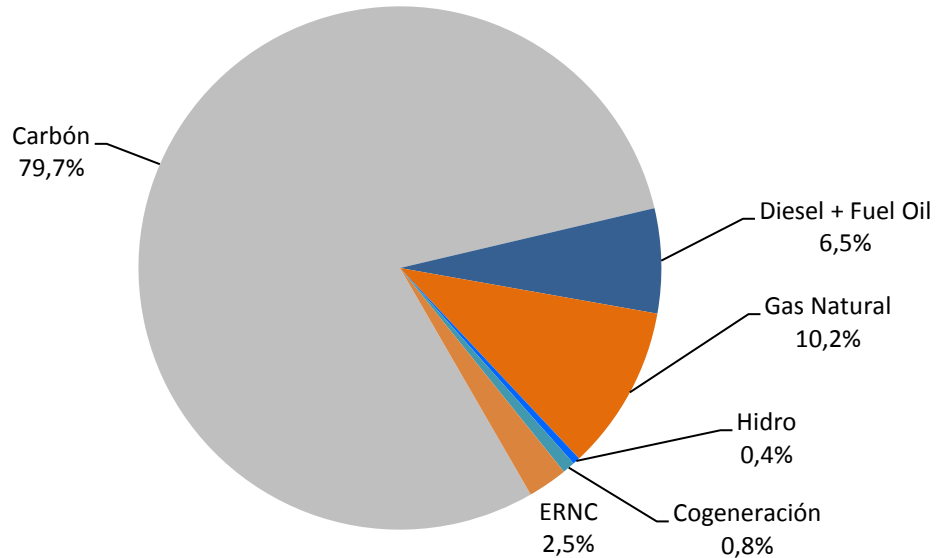


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del cuarto trimestre.

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

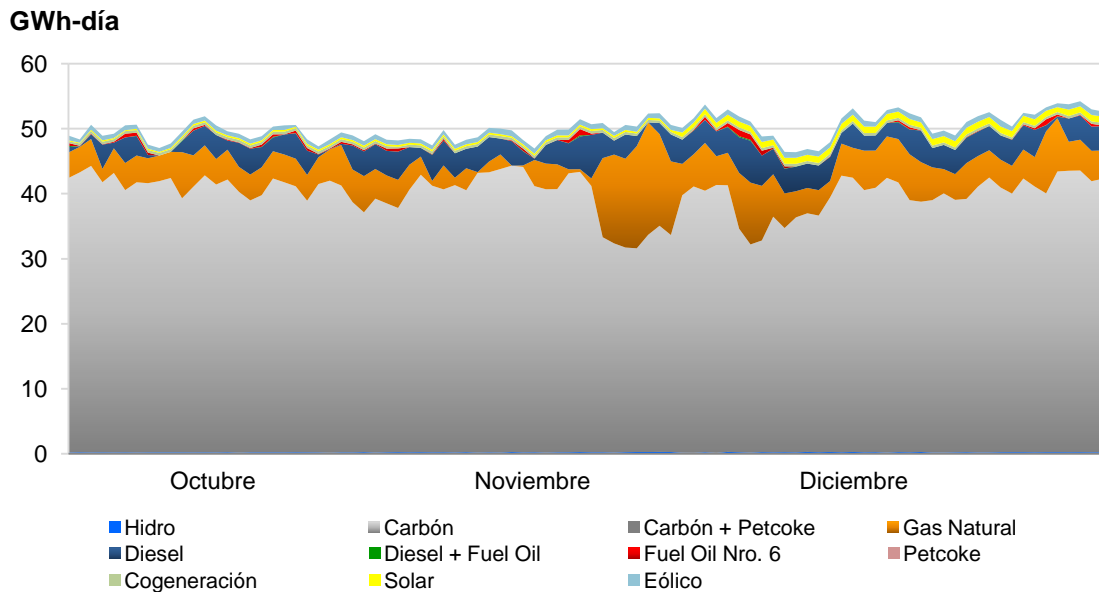


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del cuarto trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue diciembre con 1.580 GWh, que corresponde al 34,3% 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	Oct	Nov	Dic	Total
Carbón	1.263,66	1.171,42	1.235,21	3.670,29
Carbón + Petcoke	0,00	0,00	0,00	0
Cogeneración	12,03	11,84	11,88	35,75
Diesel	73,63	102,27	104,12	280,02
Diesel + Fuel Oil	0,62	0,79	0,43	1,84
Eólico	20,37	22,12	24,23	66,72
Fuel Oil Nro. 6	6,35	5,64	4,34	16,33
Gas Natural	134,49	172,53	162,77	469,79
Hidro	6,67	6,72	7,28	20,67
Otro	0,00	0,00	0,00	0
Petcoke	0,00	0,00	0,00	0
Solar	7,43	9,05	29,76	46,24
TOTAL	1.525,25	1.502,39	1.580,01	4.607,65

3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 10,2% durante el cuarto trimestre de 2014, variando entre un mínimo de 8,8% durante el mes de octubre y un máximo de 11,5% durante el mes de noviembre.

Tabla 6: Generación gas natural.

Generador	GWh	Participación
AES GENER	23,3	5%
GAS ATACAMA	28	6%
E-CL	418,7	89%
Total	469,8	100%

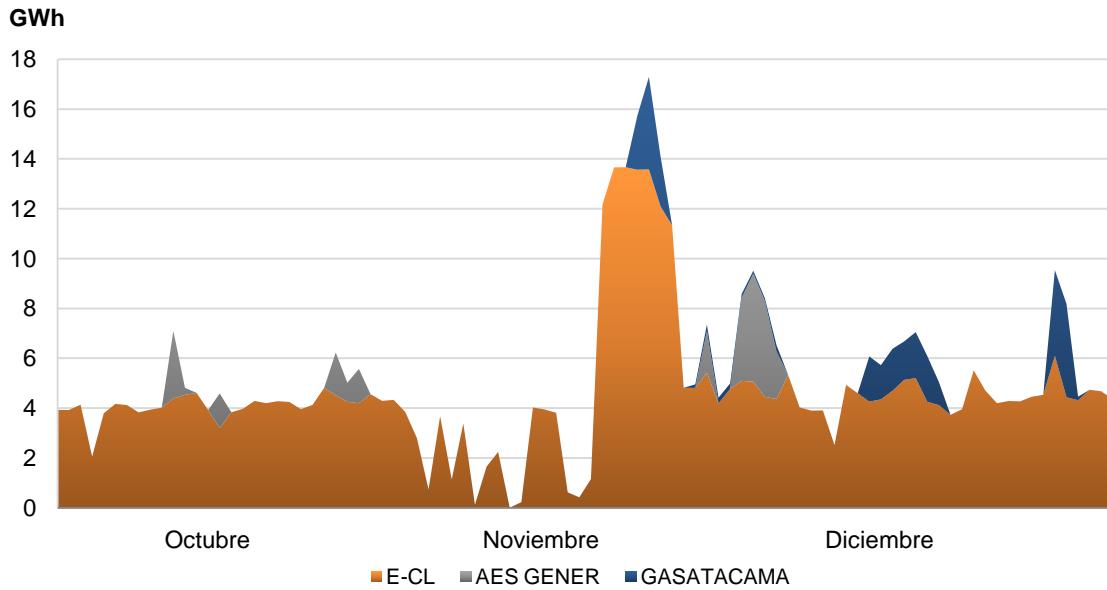


Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el cuarto trimestre del año 2014. La máxima generación fue de 2.361,9 MW durante la hora 23 del día viernes 26 de diciembre, y la mínima fue de 1.812,9 MW durante la hora 15 del día jueves 4 de diciembre.

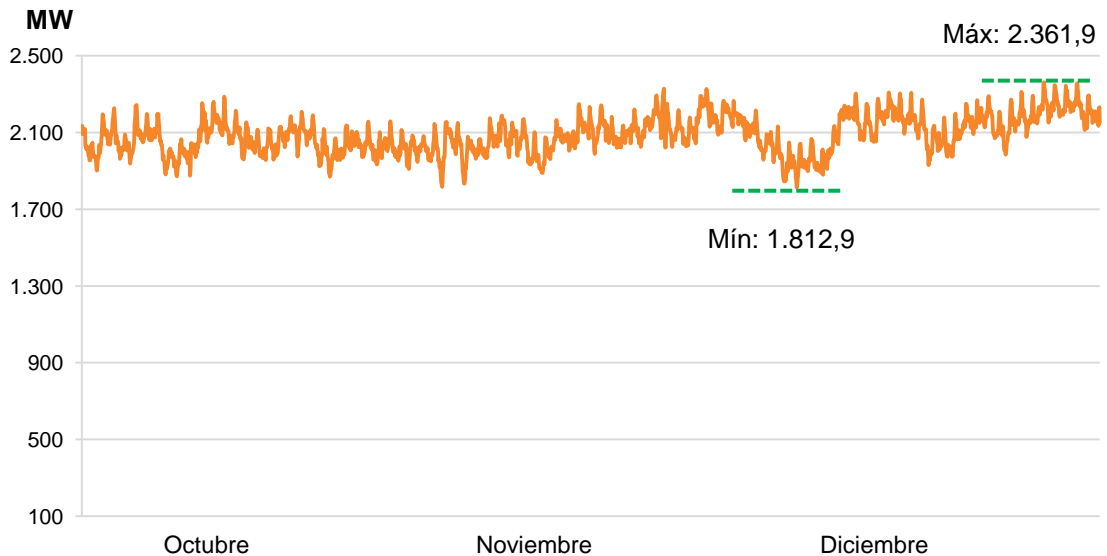


Figura 7: Potencia Bruta Media Horaria cuarto trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el cuarto trimestre, donde se observó un promedio de 2.088,7 MW en el periodo, con una desviación estándar de 96,8 MW.

Tabla 7: Resumen potencia media horaria cuarto trimestre 2014.

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	2.088,7
Desviación Estándar	96,8
Mínima	1.812,9
Máxima	2.361,9
Factor de Carga	88,4%
Coeficiente Variación	4,6%

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

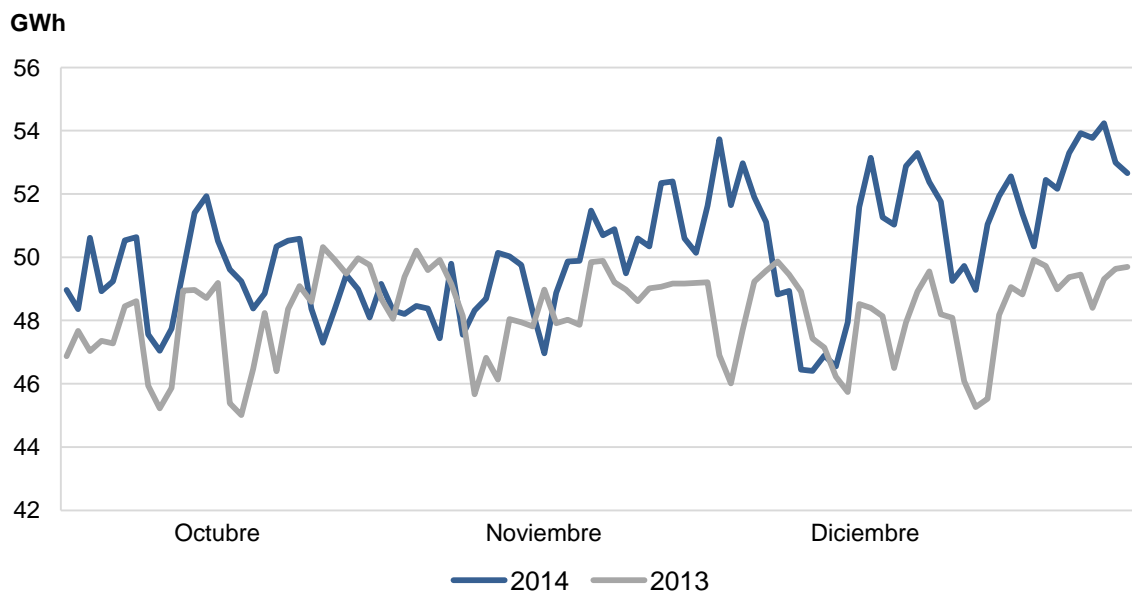


Figura 8: Energía bruta diaria cuarto trimestre 2014.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 50,1 GWh, lo que es un 3,9 % mayor al promedio del mismo periodo del año 2013. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo, es de 1,94 GWh, lo que indica una variación de 3,9 % con respecto a la media.

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

Energía Bruta Diaria	2014	2013
Promedio	50,12	48,25
Desviación Estándar	1,94	1,37
Coeficiente Variación	3,9%	2,8%
Máximo	54,24	50,32
Mínimo	46,40	45,01

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 octubre - diciembre de 2014 fueron de 4.111,4 GWh, de los cuales el 88,9% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,1% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

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

Empresa	Tipo Cliente	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	-	-	-	-
	Libre	274,9	278,6	306,4	859,9
ANDINA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	73,6	65,7	68,9	208,2
ANGAMOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	158,2	137,7	168,1	463,9
CELTA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	86,1	85,6	89,0	260,6
E-CL	Regulado	153,9	151,6	151,6	457,0
	Libre	445,2	442,2	442,2	1.329,6
ENERNUEVAS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
ENORCHILE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	43,3	42,8	38,5	124,6
EQUIPOS DE GENERACION	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
GASATACAMA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	21,2	42,8	21,8	85,8
HORNITOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	90,1	105,1	102,9	298,2
NORACID	Regulado	-	-	-	-
	Libre	0,6	0,6	0,7	1,9
ON GROUP	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,4	1,4	1,5	4,3
PAS2	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,2	1,5	1,2	4,0
PAS3	Regulado	-	-	-	-
	Libre	3,9	4,7	4,8	13,4
SPS LA HUAYCA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
GENERACIÓN SOLAR	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TECNET	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TOTAL	Regulado	153,9	151,6	151,6	457,0
	Libre	1.199,6	1.208,7	1.246,1	3.654,4

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

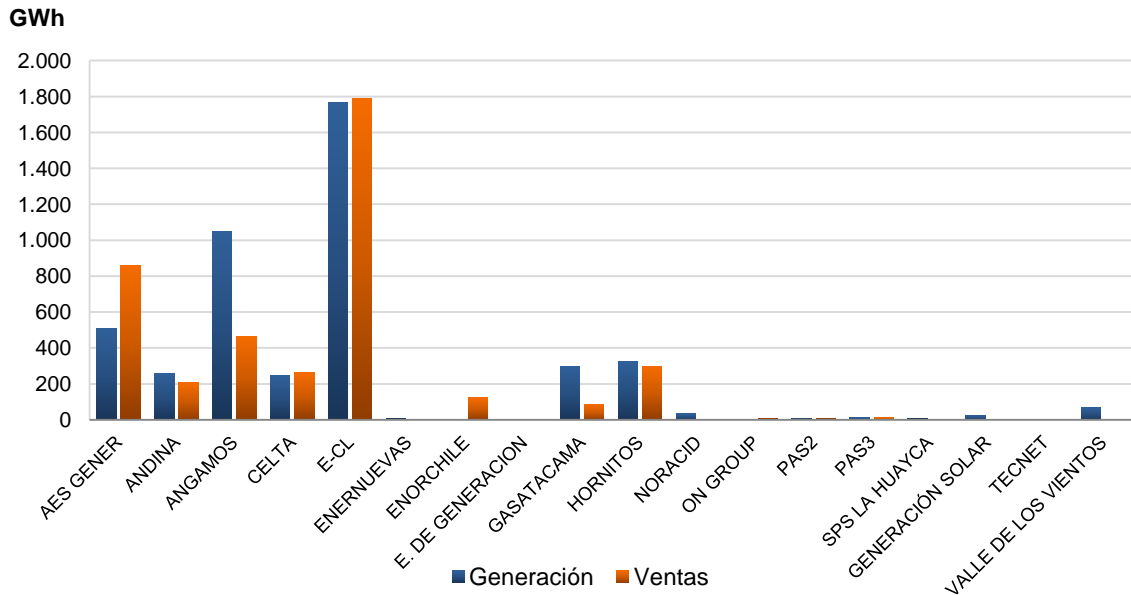


Figura 9: Generación y ventas por empresa cuarto trimestre 2014.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

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

Tabla 10: Mantenimiento Mayor Cuarto Trimestre 2014.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
GMAR3	27-oct	11-nov	15
M1AR1	24-nov	12-dic	19
NTO1	08-oct	29-oct	22
U12	19-nov	17-dic	29

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 Octubre – Diciembre 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]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	82,49	82,84	82,77
ANGAMOS	85,60	84,43	81,74
NORGENER	93,03	92,52	90,07
TOCOPILLA	83,88	82,99	82,70
TARAPACÁ	84,69	95,10	91,02
ANDINA	79,44	77,29	78,44
HORNITOS	79,44	81,67	85,37

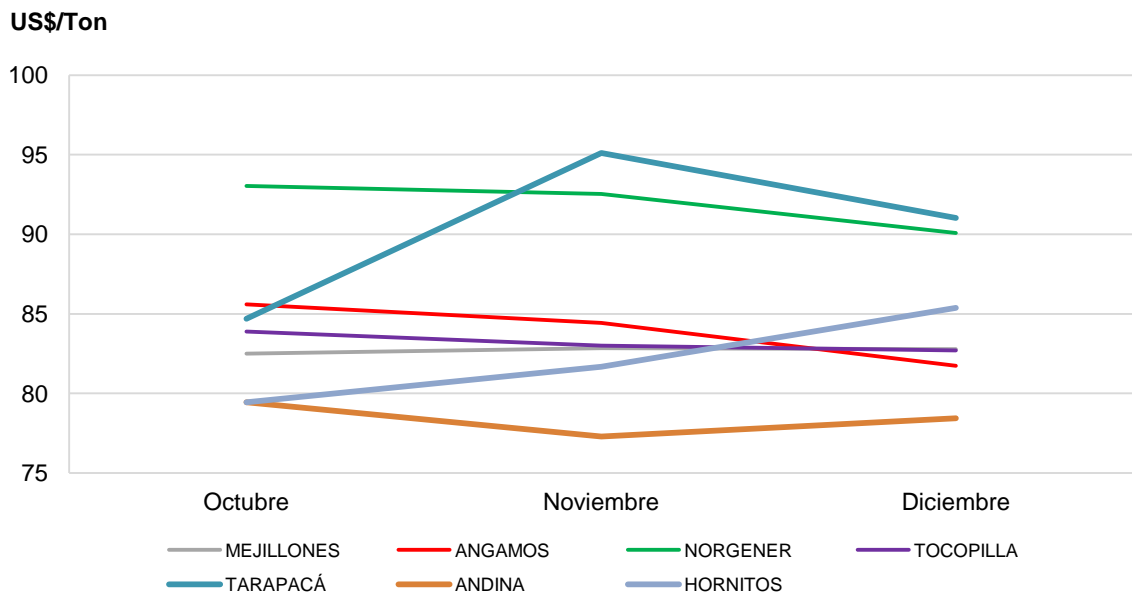


Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

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

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

Diesel [US\$/m ³]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	760,49	710,52	620,46
ATACAMA	779,74	731,80	632,30
TOCOPILLA	761,83	711,85	621,75
TARAPACÁ	749,21	696,79	600,66

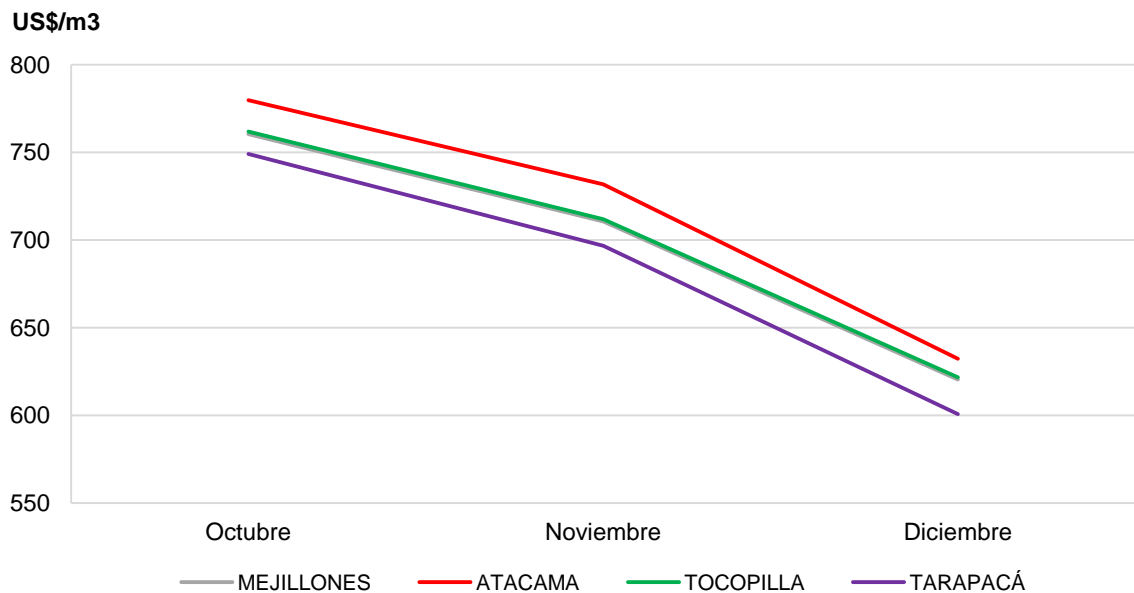


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

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]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	8,41	7,72	6,47
MEJILLONES (AES Gener)	19,51	18,27	16,35
ATACAMA	11,50	11,45	16,52
TOCOPILLA	8,41	7,72	6,47

US\$/MMBTU

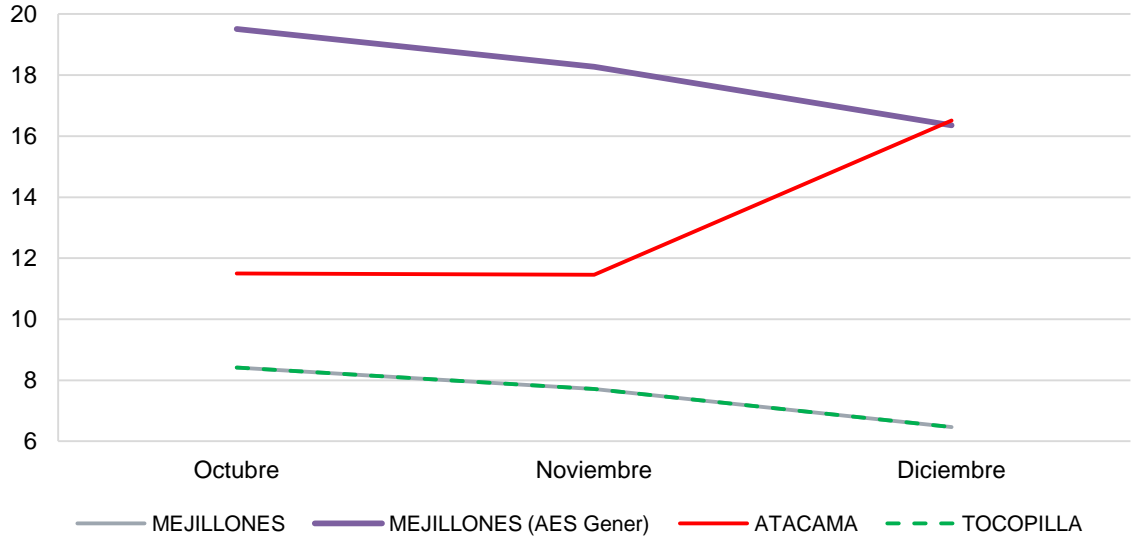


Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

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 6-74 de la NTSyCS.

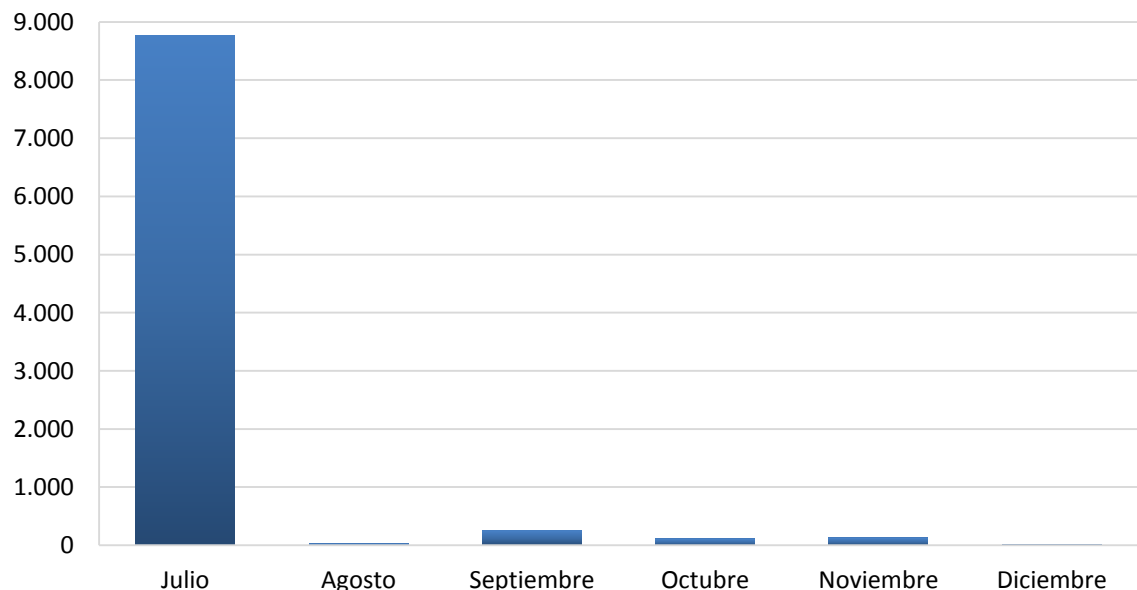


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] entre julio y diciembre.

Nota (1): Durante el mes de Julio se produce Black Out en el SING, debido a la interrupción de la Barra 220 kV en S/E Crucero, el cual totaliza 8.708,5 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 10 del Anexo Técnico N° 3: Informes de Falla de Coordinados de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

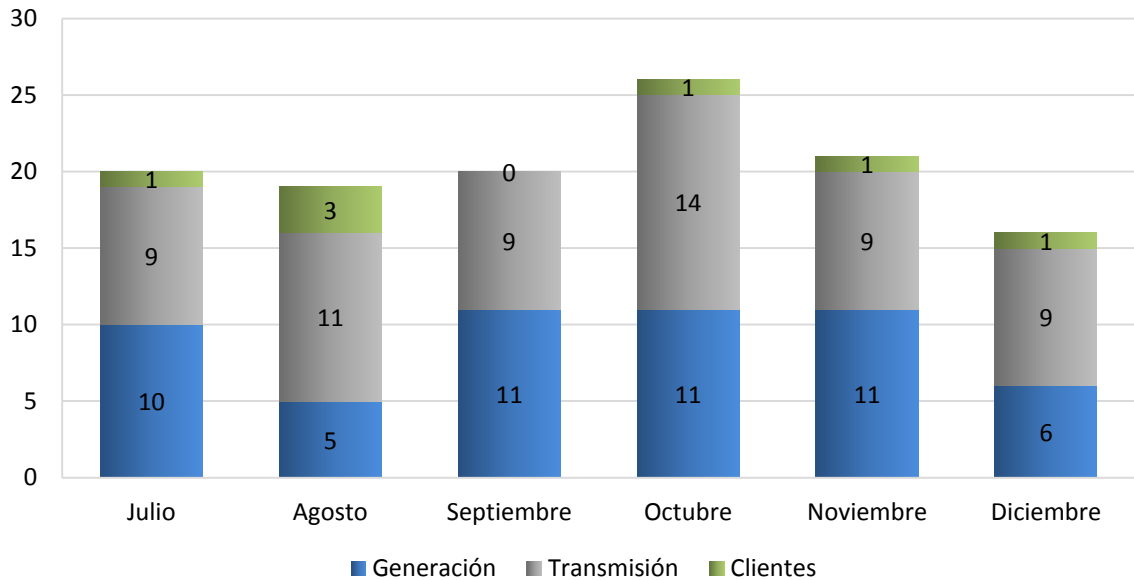


Figura 14: Número de Fallas registradas por tipo de instalación entre julio y diciembre.

Nota (1): Durante el mes de Agosto se registra 1 evento causado por sismo en la Zona Norte el cual no está incorporado en el listado.

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 5-24 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).

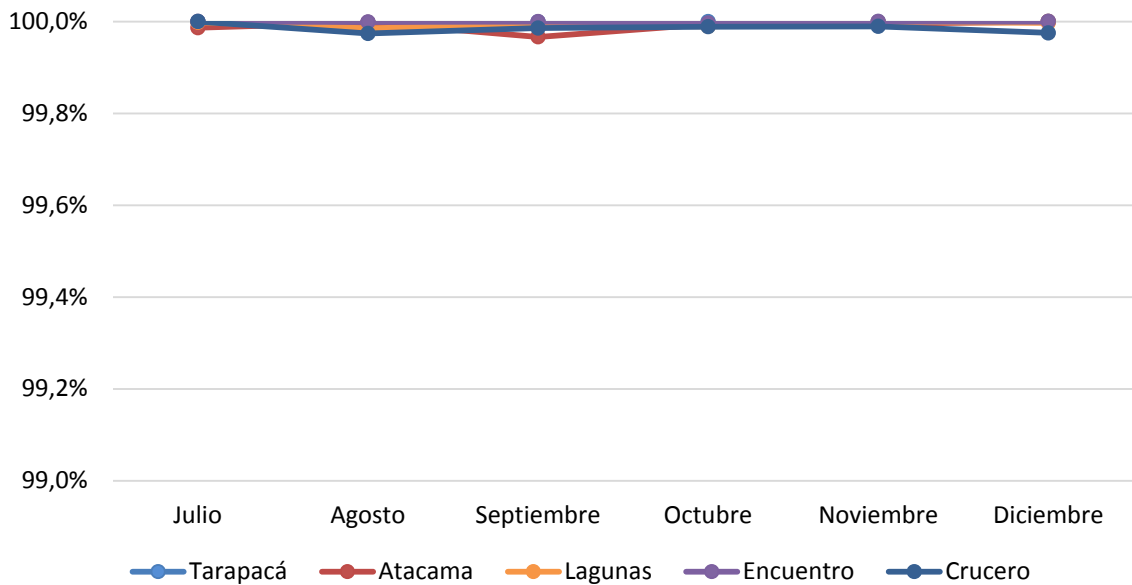


Figura 15: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal entre julio y diciembre.

Adicionalmente, el Artículo 5-64 de la NTSyCS indica que el valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-24, 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 5-30 de la NTSyCS.

Tabla 14: Desempeño mensual de control de frecuencia entre julio y diciembre.

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%
Julio	0,37%	2,71%	88,16%	9,13%	0,02%
Agosto	0,00%	2,40%	86,68%	10,92%	0,02%
Septiembre	0,00%	3,47%	85,85%	10,68%	0,00%
Octubre	0,00%	2,56%	85,89%	11,55%	0,01%
Noviembre	0,03%	3,33%	82,08%	14,56%	0,00%
Diciembre	0,00%	2,00%	88,94%	9,06%	0,01%
Julio-Diciembre	0,07%	2,74%	86,26%	10,98%	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 5-30 de la NTSyCS. Rango en el cual debe estar durante al menos 97% del periodo.

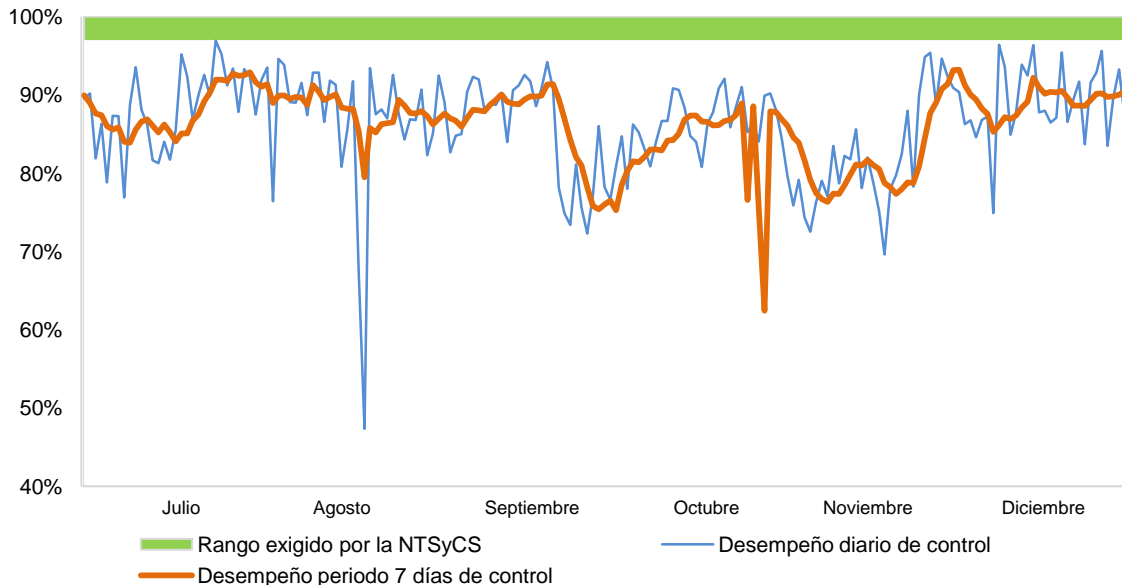


Figura 16: Desempeño del control de frecuencia según artículo 5-30 de la NTSyCS.

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 julio y diciembre.

Mes	Evento	Frecuencia Mínima	Desconexión Nominal	Desconexión Real	Desemp. Real / Nominal
	N°	[Hz]	[MW]	[MW]	[%]
Julio ⁽¹⁾	3613	48,92	45,33	51,95	114,60%
	3620	48,99	45,33	29,97	66,12%
	3621	48,94	45,33	34,50	76,11%
Agosto	3639	49,00	45,33	39,03	86,10%
	3642	48,79	185,38	130,03	70,14%
Septiembre	3651	48,80	185,38	98,58	53,18%
	3655	48,77	185,38	126,90	68,45%
	3659	48,91	45,33	32,20	71,03%
Octubre	3693	48,90	95,71	67,46	70,48%
Noviembre	3700	48,90	95,71	49,96	52,20%
	3704 ⁽²⁾	48,91	95,71	55,96	58,47%
Diciembre	3722	49,00	45,33	38,45	84,82%

Nota (1): Durante el mes de Julio se produce Black Out en el SING, el cual no está incorporado en el listado.

Nota (2): Para el Evento de Falla N°3704 se produce la operación parcial del segundo escalón del EDAC.

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 julio y diciembre.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a Reserva Programada
		[%]
Julio ⁽¹⁾	3613	72,92%
	3620	45,82%
	3621	75,52%
Agosto	3639	85,27%
	3642	67,28%
	3651	68,37%
Septiembre	3655	67,79%
	3659	49,91%
	Octubre	3693
Noviembre	3700	55,03%
	3704	49,74%
Diciembre	3722	64,05%

Nota (1): Durante el mes de Julio se produce Black Out en el SING, debido a la interrupción de la Barra 220 kV en S/E Crucero (Evento 3611). En dicho Evento no es posible evaluar la RP de las unidades.

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%

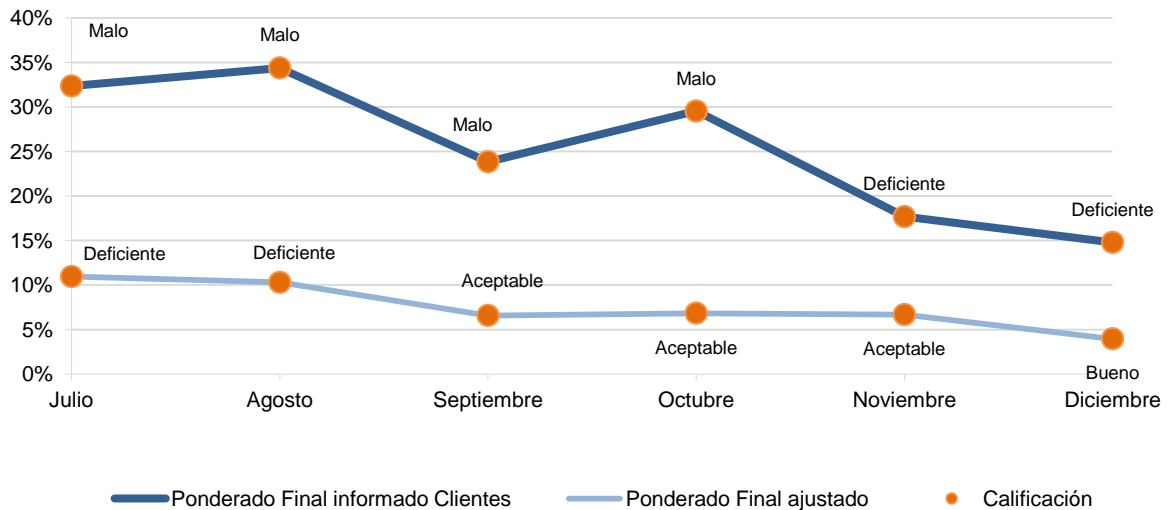


Figura 17: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.

5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES

A continuación se presenta la cantidad de interrupciones de suministro, a raíz de fallas en instalaciones de generación o transmisión, con desconexión de consumos ocurridas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta en el periodo de julio a diciembre.

Tabla 18: Interrupciones de suministro por ciudad entre julio y diciembre.

Mes	Arica	Iquique	Antofagasta
Julio	1	1	1
Agosto	0	1	0
Septiembre	2	0	3
Octubre	0	0	0
Noviembre	2	2	0
Diciembre	0	0	0

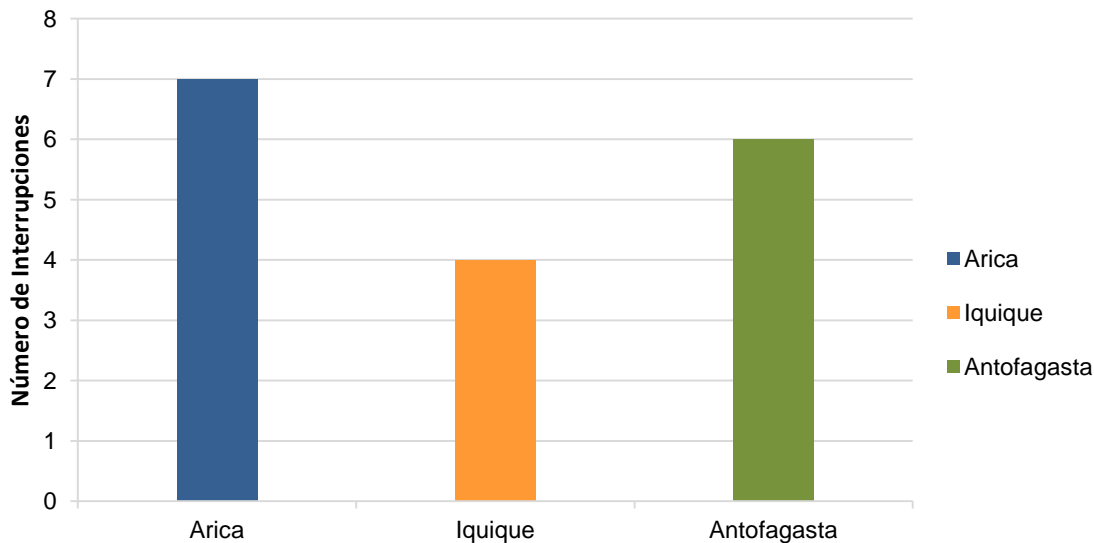


Figura 18: Total de interrupciones de suministro por ciudad entre julio y diciembre.

Además, a continuación se presentan las duraciones de las desconexiones, individualizadas por evento y considerando el mismo periodo de julio a diciembre. Para cada interrupción la duración se mide entre el inicio de la falla y la hora en que el Centro de Despacho y Control (CDC) de CDEC-SING autoriza la normalización.

Tabla 19: Duración de desconexiones por ciudad entre julio y diciembre.

Mes	Evento	Arica	Iquique	Antofagasta
	N°	[Horas]	[Horas]	[Horas]
Julio	3611	4,42	3,80	5,00
Agosto	3638	-	0,58	-
Septiembre	3651	0,28	-	0,28
	3655	0,12	-	0,12
	3668	-	-	0,82
Octubre	-	-	-	-
Noviembre	DMC_29/11/14 20:45	1,32	1,32	-
	DMC_29/11/14 22:04	1,63	1,63	-
Diciembre	-	-	-	-

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 enero de 2015 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según lo informado por E-CL en cartas E-CL N° 150/2013 y E-CL N° 131/2014. 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 AES Gener descritas en carta VPC/043/2014.
2. Unidades de Central Atacama sin disponibilidad de gas, según lo informado por GasAtacama en las cartas CDEC-SING-A N° 0075/2013 y CDEC-SING G/E N° 0010/2014.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2014 versión 6. Considerando los siguientes cambios:
 - Postergación del MM de unidad U12 por 3 días, según carta E-CL N° 108/2014.
 - Cancelación del MM de unidad CTM2 programado para noviembre y diciembre de 2014, según carta E-CL N° 092/2014.
 - Actualización del MM de las unidades CTTAR y TGTAR, según FAX – CDEC-SING N° 067/2014.
4. Previsión de demanda CDEC-SING, 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 12 de enero de 2015.

En el siguiente cuadro se presenta el Programa de Mantenimiento Mayor del año 2015 del SING, el cual corresponde a la versión 6, en vigencia desde el 01/09/2014.

Tabla 20: Programa de Mantenimiento Mayor del año 2015.

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	Antecedentes
AES GENER	NT01	26-07-2015	13-09-2015	50	CDEC-SING N° 38/2014
	NT02	06-04-2015	03-05-2015	28	CDEC-SING N° 38/2014
ANDINA	CTA1	24-03-2015	17-04-2015	25	CTA/2014/020
ANGAMOS	ANG1	11-05-2015	04-06-2015	25	CDEC-SING N° 17/2014
	ANG2	15-06-2015	09-07-2015	25	CDEC-SING N° 17/2014
CELTA	CTTAR	01-03-2015	30-03-2015	30	CDEC-SING N° 041/2014
E-CL	CTM1	07-06-2015	26-07-2015	50	E-CL N° 071/2014
	CTM2	05-01-2015	29-01-2015	25	E-CL N° 071/2014
	CTM3-TG	08-08-2015	12-08-2015	5	E-CL N°071/2014

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	Antecedentes
E-CL	CTM3-TV	08-08-2015	12-08-2015	5	E-CL N° 071/2014
	TG3	18-05-2015	21-06-2015	35	E-CL N° 071/2014
	U12	19-04-2015	18-05-2015	30	E-CL N° 071/2014
	U13	15-11-2015	14-12-2015	30	E-CL N° 071/2014
	U14	26-07-2015	08-09-2015	45	E-CL N° 071/2014
	U15	11-10-2015	09-11-2015	30	E-CL N° 071/2014
	U16-TG	26-01-2015	16-03-2015	50	E-CL N° 071/2014
	U16-TV	26-01-2015	16-03-2015	50	E-CL N° 071/2014
GASATACAMA	TG1A	04-05-2015	13-05-2015	10	CDEC-SING-A N° 0053/2014
	TG1B	06-04-2015	30-04-2015	25	CDEC-SING-A N° 0053/2014
	TV1C	13-04-2015	17-04-2015	5	CDEC-SING-A N° 0053/2014
HORNITOS	CTH1	21-09-2015	15-10-2015	25	CTH/2014/020

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

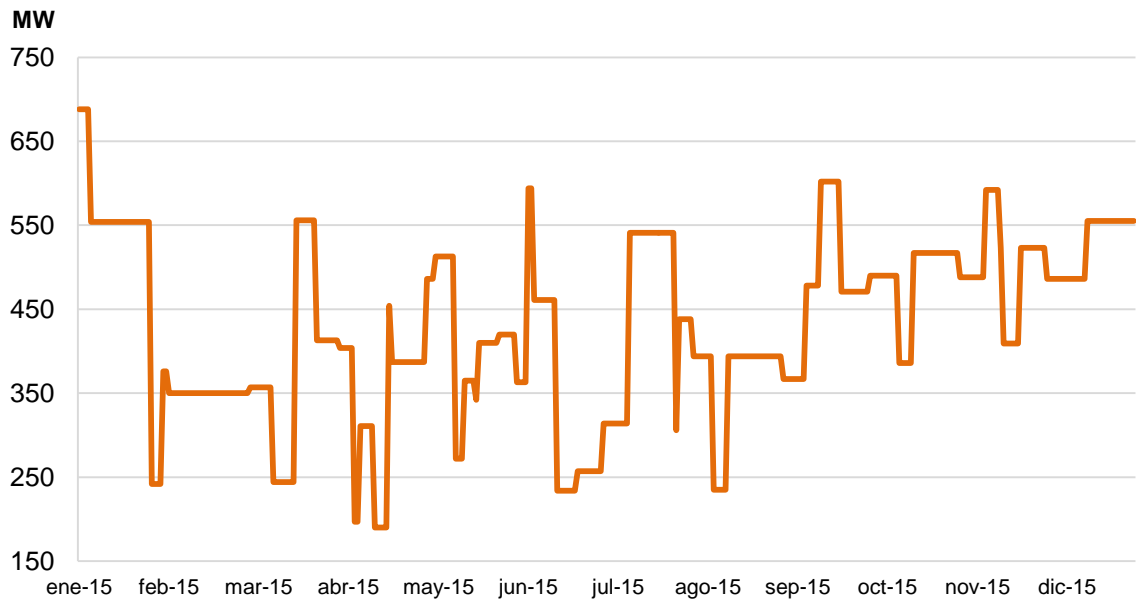


Figura 19: Reserva Esperada del SING hasta diciembre de 2015.

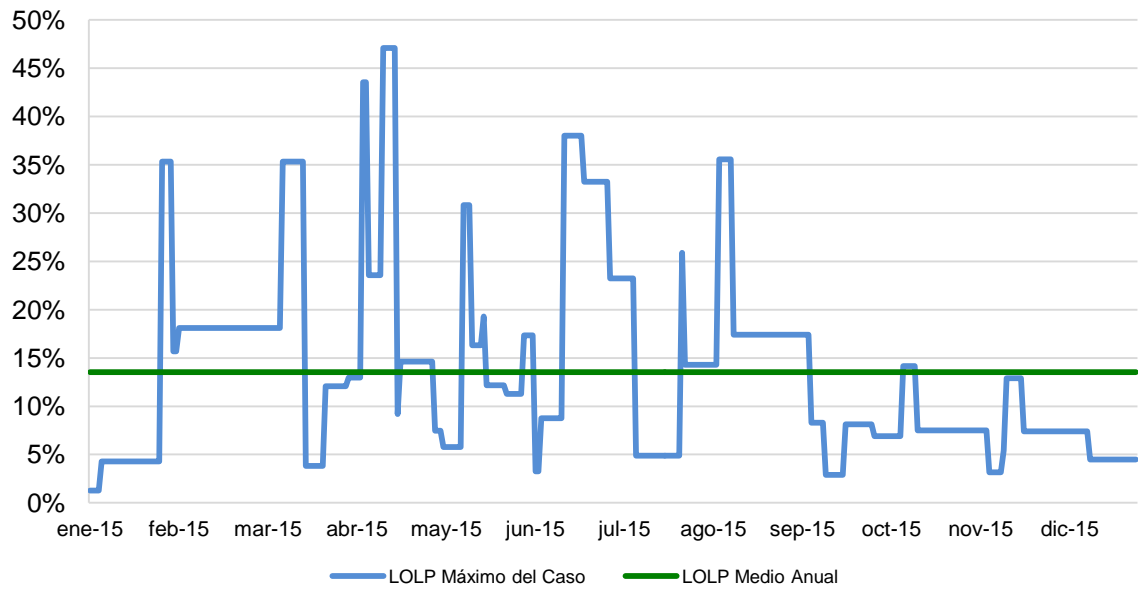


Figura 20: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 21: Operación real a diciembre de 2014 y Programa enero 2015 – diciembre 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	281,8	267,0	349,3	369,2	318,4	360,1	3.955,2
Total Gen. Bruta	338,1	336,0	291,0	284,7	384,8	374,7	281,8	267,0	349,3	369,2	318,4	360,1	3.955,2
Consumos Propios	36,4	34,7	30,0	28,2	38,2	37,6	28,9	28,1	34,2	36,9	34,4	36,8	404,4
Total Gen. Neta	301,7	301,3	261,0	256,6	346,7	337,1	252,9	238,9	315,2	332,2	284,0	323,2	3.550,8
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	105,1	80,7	101,1	28,9	79,5	93,8	93,3	107,5	97,1	76,1	80,7	100,3	1.044,1
Total Gen. Bruta	105,1	80,7	101,1	28,9	79,5	93,8	93,3	107,5	97,1	76,1	80,7	100,3	1.044,1
Consumos Propios	10,8	5,0	10,6	3,0	9,3	10,6	10,9	11,9	11,2	9,9	9,7	10,5	113,5
Total Gen. Neta	94,3	75,7	90,5	25,9	70,2	83,3	82,4	95,6	85,8	66,2	71,0	89,8	930,7
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	102,0	95,8	92,6	75,3	64,0	75,1	53,6	112,3	100,3	114,7	103,3	106,3	1.095,2
Total Gen. Bruta	102,0	95,8	92,6	75,3	64,0	75,1	53,6	112,3	100,3	114,7	103,3	106,3	1.095,2
Consumos Propios	11,2	7,1	11,0	9,4	8,7	8,5	6,3	11,4	10,6	11,6	11,1	11,9	118,8
Total Gen. Neta	90,7	88,7	81,6	65,9	55,3	66,6	47,4	100,9	89,6	103,1	92,2	94,5	976,4
E-CL													
C.H. Chapiquiña	4,6	4,4	4,5	3,8	4,0	3,6	3,5	3,4	3,9	3,8	3,8	4,3	47,6
C.D. Arica	1,2	0,4	0,9	1,5	1,1	1,5	1,0	0,7	0,9	0,9	0,8	0,4	11,4
C.D. y T.G. Iquique	0,4	0,2	0,6	1,1	0,7	1,3	0,9	0,7	1,0	0,9	0,9	0,4	9,1
C.T. Mejillones 3 (CC)	3,8		31,4	32,7		2,1	2,9	3,9	21,2	18,8	47,6	1,1	165,5
C.T. Mejillones 1	97,4	93,7	107,3	84,1	102,6	103,1	62,8	68,2	98,3	111,0	95,4	108,3	1.132,3
C.T. Mejillones 2	52,8	59,4	107,4	81,7	107,1	87,5	93,1	102,9	107,7	108,5	106,2	101,9	1.116,2
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	90,6	41,6	82,8	107,7	67,9	15,7	1.011,5
Unidad 14 - 15	141,3	65,5	130,8	149,4	87,4	133,4	172,5	173,2	162,9	167,0	149,6	174,1	1.707,0
Unidad 16 (CC)	115,9	131,4	102,2	120,6	146,8	138,2	117,9	143,6	92,2	107,5	106,6	137,2	1.460,0
T.Gas 1	0,3			0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,2	0,1	1,8
T.Gas 2	0,3			0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	1,5
T.Gas 3	1,6	1,6	1,5	1,0	1,5	0,5	1,4	0,2	0,4	0,2	0,6	0,3	11,0
SUTA	24,7	18,3	20,7	25,7	18,6	14,2	19,8	6,9	7,7	6,2	5,5	4,3	172,8
Parque Solar el Águila	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	4,4
Total Gen. Bruta	546,4	472,6	607,3	613,2	576,4	576,7	566,9	545,9	579,8	632,8	585,5	548,7	6.852,2
Consumos Propios	34,1	29,3	58,7	75,5	36,7	38,0	35,4	34,2	37,9	42,0	37,9	35,1	494,9
Total Gen. Neta	512,3	443,4	548,5	537,6	539,6	538,7	531,5	511,7	541,9	590,8	547,6	513,6	6.357,3
CELTA													
C.T. Tarapacá	67,9	85,3	101,6	29,4	68,2	69,6	90,6	65,1	89,3	89,9	74,9	78,8	910,6
TGTAR	0,7	0,4	0,3	0,7	0,5	0,6	0,7	0,2	0,3	0,5	0,4	0,3	5,5
Total Gen. Bruta	68,5	85,7	101,9	30,1	68,7	70,2	91,3	65,3	89,7	90,4	75,3	79,1	916,1
Consumos Propios	6,3	6,7	7,8	2,4	6,1	5,7	7,2	5,1	7,2	7,9	6,7	6,5	75,6
Total Gen. Neta	62,2	79,0	94,1	27,7	62,6	64,5	84,1	60,2	82,5	82,5	68,6	72,5	840,5

	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	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	8,0
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,7	0,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	7,9
Mini Hidro Santa Rosa											0,1	0,3	0,4
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	0,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	16,2
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	0,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	16,2
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	25,0	4,2	26,8	11,9				4,4	3,0	9,8	6,0	8,6	99,7
Atacama TG1B	19,9		5,1				13,2	2,8		24,6	21,9	48,1	135,7
Atacama TV1C	22,6	2,3	17,0				6,8	3,3		16,8	12,1	31,1	111,9
Atacama TG2A	19,6	25,2	9,9	32,8	21,9	1,3	10,4	16,7	22,2	6,1	9,8	14,1	190,1
Atacama TG2B	2,9	9,4		40,7	22,1	12,5	16,0	19,1	9,2	8,3	34,1	8,5	182,7
Atacama TV2C	10,8	19,2	5,5	40,4	22,4	6,6	13,4	17,2	12,0	4,2	23,3	10,4	185,4
Total Gen. Bruta	100,7	60,4	64,3	125,8	66,5	20,3	59,8	63,5	46,4	69,9	107,4	120,8	905,6
Consumos Propios	4,0	3,2	3,5	4,4	3,2	1,8	3,1	3,1	2,3	3,2	4,0	4,4	40,2
Total Gen. Neta	96,7	57,2	60,8	121,4	63,2	18,5	56,7	60,4	44,1	66,6	103,4	116,4	865,5
AES GENER													
Central Salta							4,5						4,5
Nueva Tocopilla 1						95,9	95,9	100,3	97,1	26,8	81,0	96,5	593,3
Nueva Tocopilla 2						94,0	96,9	101,0	30,7	92,9	94,1	93,1	602,8
CTM3 (Norgener)						32,3	75,9	63,3	16,6	8,2	9,3	5,7	211,5
Total Gen. Bruta						222,2	273,1	264,7	144,4	127,9	184,4	195,4	1.412,0
Consumos Propios						15,7	16,9	17,7	10,2	8,5	12,9	14,1	96,2
Total Gen. Neta						206,4	256,2	246,9	134,2	119,4	171,4	181,3	1.315,9
CAVANCHA													
C.H. Cavancha	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	16,9
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	16,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	16,9
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	1,2	1,3	0,4	1,4	1,3	1,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	7,7
Total Gen. Bruta	1,2	1,3	0,4	1,4	1,3	1,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	7,7
Consumos Propios	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1			0,1	0,1	0,0	0,6
Total Gen. Neta	1,2	1,3	0,4	1,4	1,2	1,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0
ENORCHILE													
Estandartes	0,9	0,4	0,8	0,9	0,8	1,0	0,8	0,7	0,8	0,9	0,7	0,3	9,1
C.D. M.Blancos	1,3	0,5	0,9	1,8	1,4	1,0	2,0	1,0	0,8	0,6	0,8	0,4	12,6
Total Gen. Bruta	2,3	0,9	1,7	2,7	2,2	1,9	2,8	1,6	1,6	1,6	1,5	0,7	21,7
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,8
Total Gen. Neta	2,2	0,9	1,7	2,6	2,1	1,9	2,7	1,6	1,6	1,5	1,4	0,7	20,8
NORACID													
PAM	2,3	4,1	10,3	11,6	12,1	10,2	11,6	12,2	12,0	12,0	11,8	11,9	122,2
Total Gen. Bruta	2,3	4,1	10,3	11,6	12,1	10,2	11,6	12,2	12,0	12,0	11,8	11,9	122,2
Consumos Propios	0,6	1,9	0,1	4,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2
Total Gen. Neta	2,3	4,1	10,3	11,6	12,1	10,2	11,6	12,2	12,0	12,0	11,8	11,9	122,2
SPS LA HUAYCA													
Huayca1	0,2	0,2	0,0		0,8	1,2	1,4	1,5	1,3	1,6	1,6	1,6	11,2
Total Gen. Bruta	0,2	0,2	0,0		0,8	1,2	1,4	1,5	1,3	1,6	1,6	1,6	11,2
Consumos Propios							0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta	0,2	0,2	0,0		0,8	1,2	1,4	1,4	1,3	1,5	1,6	1,6	11,2

	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	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,8
Total Gen. Bruta	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,8
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos	11,4	15,7	14,6	14,4	17,5	18,0	18,6	18,7	19,7	20,4	22,1	24,2	215,3
Total Gen. Bruta	11,4	15,7	14,6	14,4	17,5	18,0	18,6	18,7	19,7	20,4	22,1	24,2	215,3
Consumos Propios	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6
Total Gen. Neta	11,3	15,6	14,6	14,4	17,5	18,0	18,5	18,7	19,7	20,3	22,1	24,2	214,7
LOS PUQUIOS													
Los Puquios		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,8
Total Gen. Bruta		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,8
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2			0,5	1,3	1,5	1,4	1,5	1,7	1,7	1,2	2,0	2,1	15,0
Total Gen. Bruta			0,5	1,3	1,5	1,4	1,5	1,7	1,7	1,2	2,0	2,1	15,0
Consumos Propios			0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta			0,5	1,3	1,4	1,4	1,5	1,7	1,7	1,2	2,0	2,1	14,8
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3			0,2	2,2	3,1	3,0	3,1	3,4	3,8	3,8	4,7	4,8	32,3
Total Gen. Bruta			0,2	2,2	3,1	3,0	3,1	3,4	3,8	3,8	4,7	4,8	32,3
Consumos Propios			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total Gen. Neta			0,2	2,2	3,1	3,0	3,1	3,4	3,8	3,8	4,6	4,8	32,1
TECNET													
Tecnet_1_6								0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,6
Total Gen. Bruta								0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,6
Consumos Propios								0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta								0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,6
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV											3,5	20,4	24,0
Total Gen. Bruta											3,5	20,4	24,0
Consumos Propios												0,1	0,1
Total Gen. Neta											3,5	20,4	23,9
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.443,4	1.352,0	1.494,2	1.446,3	1.500,2	1.473,3	1.462,8	1.468,7	1.450,6	1.525,2	1.505,9	1.580,0	17.702,7
Consumos Propios	116,6	100,7	136,8	144,2	118,1	118,2	109,0	111,6	113,9	120,4	116,9	119,6	1.425,9
Generación Neta	1.327,4	1.253,1	1.357,5	1.306,1	1.382,2	1.355,1	1.353,9	1.357,1	1.336,8	1.404,9	1.389,0	1.460,5	16.283,5
Pérdidas	43,0	43,4	25,0	57,8	46,2	43,3	45,8	46,5	43,9	46,4	46,0	62,8	550,2
RETIROS SING	1.283,8	1.207,9	1.332,4	1.298,2	1.335,9	1.311,7	1.308,0	1.310,6	1.292,9	1.358,5	1.343,0	1.397,7	15.780,6
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	93,2	98,5	73,4	100,0	86,5	74,7	85,8	61,2	62,3	61,3	55,1	51,5	75,3

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	391,0	353,4	390,9	378,7	258,8	252,1	334,1	390,5	378,3	391,3	378,7	378,3	4.276,1
Total Gen. Bruta	391,0	353,4	390,9	378,7	258,8	252,1	334,1	390,5	378,3	391,3	378,7	378,3	4.276,1
Consumos Propios	21,1	19,0	21,1	20,4	6,8	17,6	21,1	21,1	20,4	21,1	20,4	20,3	230,4
Total Gen. Neta	370,0	334,4	369,9	358,3	252,0	234,4	313,1	369,4	357,9	370,3	358,3	358,0	4.046,0
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	116,8	105,5	86,7	49,0	116,8	113,0	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	113,0	1.277,2
Total Gen. Bruta	116,8	105,5	86,7	49,0	116,8	113,0	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	113,0	1.277,2
Consumos Propios	12,1	10,9	8,9	5,1	12,1	11,7	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	11,7	132,2
Total Gen. Neta	104,8	94,6	77,7	43,9	104,8	101,4	104,8	104,8	101,4	104,8	101,4	101,4	1.145,8
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	117,6	75,8	60,7	113,8	113,8	1.285,9
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	117,6	75,8	60,7	113,8	113,8	1.285,9
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	7,8	6,2	11,7	11,7	132,2
Total Gen. Neta	105,5	95,3	105,5	102,1	105,5	102,1	105,5	105,5	68,1	54,5	102,1	102,1	1.153,8
E-CL													
C.H. Chapiquiña	3,8	3,4	3,8	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,1	4,3	3,7	3,7	47,5
C.D. Arica													
C.D. y T.G. Iquique													
C.T. Mejillones 3 (CC)	200,0	151,9											351,9
C.T. Mejillones 1	110,9	100,1	110,9	107,3	110,9	21,5	17,9	110,9	107,3	110,6	107,3	107,3	1.122,9
C.T. Mejillones 2	22,2	103,5	114,6	110,9	114,6	110,6	114,6	114,6	110,9	114,6	110,6	110,9	1.252,6
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	115,3	87,9	118,9	92,2	84,4	115,2	119,0	119,0	115,2	119,0	84,2	88,1	1.258,4
Unidad 14 - 15	177,1	159,9	177,1	171,2	177,1	171,4	159,5	86,3	147,6	118,4	145,7	171,4	1.862,7
Unidad 16 (CC)	127,9		108,5	226,4	235,0	212,5	225,5	253,7	222,8	238,0	234,0	224,9	2.309,2
T.Gas 1													
T.Gas 2													
T.Gas 3													
SUTA					0,1								0,1
Parque Solar el Águila													
Total Gen. Bruta	757,1	606,8	633,7	711,6	726,2	635,3	640,8	688,8	707,8	704,9	685,5	706,2	8.204,7
Consumos Propios	33,8	33,6	39,7	39,4	39,9	34,7	34,3	36,3	39,5	38,2	37,0	39,1	445,5
Total Gen. Neta	723,3	573,1	593,9	672,2	686,2	600,7	606,4	652,5	668,4	666,7	648,5	667,1	7.759,0
CELTA													
C.T. Tarapacá	104,2	94,1	26,9	77,3	104,2	100,6	104,2	104,2	100,8	103,9	80,4	100,8	1.101,6
TGTAR													
Total Gen. Bruta	104,2	94,1	26,9	77,3	104,2	100,6	104,2	104,2	100,8	103,9	80,4	100,8	1.101,6
Consumos Propios	7,1	6,4	1,8	5,2	7,1	6,8	7,1	7,1	6,8	7,0	5,4	6,8	74,6
Total Gen. Neta	97,1	87,7	25,1	72,0	97,1	93,8	97,1	97,1	94,0	96,9	75,0	94,0	1.026,9

	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													
Mini Hidro Santa Rosa													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A			6,2	1,2		9,9	3,6	0,2	0,1				21,2
Atacama TG1B			7,7		1,0	14,0	2,6	0,4	0,1		0,2		26,0
Atacama TV1C			13,8	1,2	1,0	23,7	6,1	0,5	0,2		0,2	0,1	46,8
Atacama TG2A	9,3	25,9	70,7	67,4	57,4	69,5	56,0	67,9	51,6	45,4	37,7	31,6	590,4
Atacama TG2B			6,8	5,6	0,1	13,4	6,8	0,4	0,2				33,3
Atacama TV2C	9,2	25,7	76,9	72,4	57,0	82,4	62,4	67,7	51,3	45,0	37,4	31,3	618,7
Total Gen. Bruta	18,6	51,6	182,1	147,8	116,7	212,8	137,5	137,2	103,5	90,5	75,6	63,0	1.336,9
Consumos Propios	0,4	1,2	3,6	2,9	2,3	3,9	2,6	3,0	2,0	1,9	1,7	1,3	26,8
Total Gen. Neta	18,2	50,5	178,5	144,9	114,3	209,0	134,9	134,2	101,4	88,6	73,9	61,7	1.310,1
AES GENER													
Central Salta													
Nueva Tocopilla 1	100,4	90,7	100,4	97,2	100,4	97,2	81,0		55,1	100,4	97,2	97,2	1.017,2
Nueva Tocopilla 2	100,4	90,7	100,4	16,2	90,7	97,2	100,4	100,4	97,0	100,4	97,1	97,1	1.088,0
CTM3 (Norgener)													
Total Gen. Bruta	200,9	181,4	200,9	113,4	191,2	194,4	181,4	100,4	152,1	200,9	194,3	194,3	2.105,6
Consumos Propios	13,4	12,1	13,4	7,5	12,8	13,0	12,1	6,8	10,2	13,4	13,0	13,0	140,7
Total Gen. Neta	187,5	169,3	187,5	105,9	178,4	181,4	169,3	93,6	141,9	187,5	181,3	181,3	1.964,9
CAVANCHA													
C.H. Cavancha	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	18,1
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	18,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	18,1
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal				0,0									0,0
Total Gen. Bruta				0,0									0,0
Consumos Propios				0,0									0,0
Total Gen. Neta				0,0									0,0
ENORCHILE													
Estandartes													
C.D. M.Blanco	20,7	18,7	20,7	20,1	20,8	20,1	20,8	20,8	20,1	20,8	20,1	20,1	243,8
Total Gen. Bruta	20,7	18,7	20,7	20,1	20,8	20,1	20,8	20,8	20,1	20,8	20,1	20,1	243,8
Consumos Propios	5,3	4,8	5,3	5,2	5,3	5,2	5,3	5,3	5,2	5,3	5,2	5,2	62,6
Total Gen. Neta	15,4	13,9	15,4	14,9	15,4	14,9	15,4	15,4	14,9	15,4	14,9	14,9	180,8
NORACID													
PAM	12,7	11,5	12,7	12,3	12,8	12,4	12,7	12,7	12,3	12,8	12,3	12,4	149,6
Total Gen. Bruta	12,7	11,5	12,7	12,3	12,8	12,4	12,7	12,7	12,3	12,8	12,3	12,4	149,6
Consumos Propios	4,3	3,9	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3	4,2	4,3	4,2	4,2	50,7
Total Gen. Neta	8,4	7,6	8,4	8,1	8,4	8,2	8,4	8,4	8,1	8,4	8,1	8,2	98,7
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	21,2	17,5	25,0	19,2	19,0	23,1	21,6	22,2	19,8	21,8	19,9	20,9	251,2
Total Gen. Bruta	21,2	17,5	25,0	19,2	19,0	23,1	21,6	22,2	19,8	21,8	19,9	20,9	251,2
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	21,2	17,5	25,0	19,2	19,0	23,1	21,6	22,2	19,8	21,8	19,9	20,9	251,2
LOS PUQUIOS													
Los Puquios													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2	1,3	1,0	1,7	1,2	0,8	1,9	1,2	1,1	1,5	1,3	1,2	1,3	15,5
Total Gen. Bruta	1,3	1,0	1,7	1,2	0,8	1,9	1,2	1,1	1,5	1,3	1,2	1,3	15,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,3	1,0	1,7	1,2	0,8	1,9	1,2	1,1	1,5	1,3	1,2	1,3	15,5
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3	2,6	1,8	2,8	2,0	1,9	2,9	2,2	2,0	2,7	2,4	2,2	2,4	27,9
Total Gen. Bruta	2,6	1,8	2,8	2,0	1,9	2,9	2,2	2,0	2,7	2,4	2,2	2,4	27,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,6	1,8	2,8	2,0	1,9	2,9	2,2	2,0	2,7	2,4	2,2	2,4	27,9
TECNET													
Tecnet_1_6													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.766,2	1.550,9	1.703,1	1.647,8	1.688,2	1.684,0	1.692,5	1.715,8	1.689,4	1.729,7	1.698,4	1.727,9	20.293,9
Consumos Propios	109,5	102,8	110,3	101,4	102,7	108,6	110,9	108,0	107,7	109,6	110,1	113,3	1.294,9
Generación Neta	1.656,7	1.448,0	1.592,8	1.546,4	1.585,6	1.575,4	1.581,5	1.607,8	1.581,7	1.620,1	1.588,2	1.614,6	18.998,8
Pérdidas	55,0	53,4	54,1	50,5	48,5	47,9	48,4	51,4	51,3	51,6	53,4	54,0	619,5
RETIROS SING													
	1.601,7	1.394,7	1.538,7	1.495,9	1.537,1	1.527,5	1.533,1	1.556,4	1.530,4	1.568,5	1.534,9	1.560,6	18.379,5
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	64,2	80,0	90,5	87,8	86,5	90,1	89,2	89,2	88,6	84,2	82,9	84,7	84,8

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.

7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

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

En la tabla 22 se presentan los proyectos de generación en construcción según lo comunicado por la Comisión Nacional de Energía mediante la resolución Exenta N° 669 del 16 de diciembre de 2014.

Tabla 22: Proyectos de Generación en Construcción al 31 de diciembre de 2014.

Proyecto	Fecha Ingreso Estimada de Operación	Potencia Neta MW	Tipo Tecnología
Ampliación de Planta FV La Huayca (Etapa II)	dic-14	21	Solar FV
Planta Solar Jama	ene-15	30	Solar FV
Planta Solar Pular	ene-15	30	Solar FV
Planta Solar Paruma	ene-15	17	Solar FV
Planta Solar Lascar	may-15	24	Solar FV
Planta Solar Salín	may-15	30	Solar FV
Andes Solar	jun-15	21	Solar FV
Parque Eólico Quillagua I	jul-15	23	Solar FV
Uribe Solar	jul-15	50	Solar FV
Arica Solar I	sep-15	40	Solar FV
Parque Eólico Quillagua II	abr-16	27	Solar FV
Cochrane (Unidad 1)	may-16	236	Termoeléctrica
Laberinto	may-16	146	Solar FV
Kelar	oct-16	517	Ciclo Combinado
Cochrane (Unidad 2)	oct-16	236	Termoeléctrica
Planta de Concentración Solar Cerro Dominador	dic-16	110	Solar Térmica
Parque Eólico Quillagua III	feb-17	50	Solar FV

En las tablas 23 y 24 se presentan los principales proyectos de transmisión y consumo que se encuentran en construcción según lo informado a CDEC-SING.

Tabla 23: Proyectos de Transmisión en Construcción al 31 de diciembre de 2014.

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio ⁽¹⁾
Ampliación S/E Salar 220 kV	1° Semestre 2015
Ampliación S/E Calama	1° Semestre 2015
Tap Off Quiani	1° Semestre 2015
Ampliación S/E Cerro Dragón y Alto Hospicio	1° Semestre 2015
Interconexión Quillagua	1° Semestre 2015
Tap Off Angamos - Laberinto	1° Semestre 2015
Línea 220 kV Cochran - Encuentro	1° Semestre 2015
Tap Off Uribe	1° Semestre 2015
Ampliación S/E La Portada	1° Semestre 2015
Ampliación Sistema de Transmisión de MEL	abr-16
Ampliación S/E Lagunas	-
S/E Miraje	-
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	-

Tabla 24: Proyectos de Consumo en Construcción al 31 de diciembre de 2014.

Proyectos de Consumo	Puesta en Servicio ⁽¹⁾	Demanda Media MVA
Minera Pampa Camarones	1° Semestre 2015	6
Antucoya Fase II	1° Semestre 2015	82
OGP1 Minera Escondida Etapa 1	1° Semestre 2015	15
OGP1 Minera Escondida Etapa Final	1° Semestre 2015	65
3 S/E Tap Off Línea Muelle - Guayaques	1° Semestre 2015	-
EWS Minera Escondida	jul-16	165
Reemplazo de Transformadores 5 y 6 S/E 10	-	-

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 25, 26 y 27 se presentan los eventos de falla ocurridos durante la operación del sistema en el cuarto trimestre de 2014, y que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 10 del Anexo Técnico N° 3: Informes de Falla de Coordinados de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Tabla 25: Eventos de Falla asociados a unidades generadoras.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3669	01-oct	8:50	Desenganche de la Unidad PAM.	Falla en quemadores de azufre de planta Noracid.	50,00	no	17,40	sin pérdida
3677	06-oct	19:21	Desenganche de la Unidad CTA.	Falsa señal de alta temperatura en la turbina de alta presión.	49,11	no	156,00	sin pérdida
3678	07-oct	17:53	Desenganche de la Unidad NTO2.	Pérdida de alimentación del VTI debido a la mala aislación del cable de la función de protección 87B.	49,21	no	135,00	sin pérdida
3683	13-oct	9:46	Desenganche de la Unidad TGTAR.	Alta temperatura de escape diferencial.	50,00	no	19,00	sin pérdida
3687	25-oct	14:53	Desenganche de la Unidad NTO2.	Falla de comunicación en el VTI.	49,41	no	135,00	sin pérdida
3688	25-oct	19:20	Desenganche de la Unidad CTA.	Alta presión en hogar causado por tubo de caldera roto.	49,21	no	156,00	sin pérdida
3689	27-oct	10:33	Desenganche de la Unidad NTO2.	Falla en switch de comunicación de la unidad 1 que se mantenía unida vía fibra óptica con switch de la unidad.	49,25	no	134,00	sin pérdida
3690	29-oct	6:59	Desenganche de la Unidad U15.	Bajo flujo de aire de combustión.	49,69	no	68,00	sin pérdida
3691	29-oct	12:23	Desenganche de la Unidad U15.	Bajo flujo de aire de combustión.	49,69	no	69,00	sin pérdida
3693	30-oct	8:38	Desenganche de la Unidad ANG2.	Falla en el sensor de descanso de empuje de la Unidad.	48,90	2	263,00	78,86
3694	30-oct	16:57	Desenganche de la Componente TV1C.	Cierre no hermético de válvula de acoplamiento de caldera 1A produce disparo de la turbina por gradiente negativo de temperatura.	49,72	no	65,00	sin pérdida
3698	12-nov	16:14	Desenganche de la Unidad U14.	Bajo flujo de aire de combustión.	49,64	no	73,00	sin pérdida
3699	14-nov	12:43	Desenganche de la Unidad CTM.	Pérdida de molino produce descontrol de los parámetros de caldera.	49,58	no	87,00	sin pérdida
3700	15-nov	19:06	Desenganche de la Unidad ANG1.	Falla en motor de bomba de aceite de control hidráulico de turbina y caldera.	48,90	2	157,00	49,97
3701	15-nov	21:43	Desenganche de la Componente CTM3-TV.	Pérdida de excitación de la Unidad.	49,74	no	52,00	sin pérdida
3702	16-nov	8:03	Desenganche de la Unidad CTM3.	Falla en válvula de control de cambio de modo de combustión de premix a difusión.	49,55	no	129,00	sin pérdida
3704	18-nov	11:22	Desenganche de la Unidad ANG1.	Error operacional por aplicación incorrecta del procedimiento de bloqueo por bajo nivel de aceite.	48,91	1	150,00	55,96
3709	23-nov	0:50	Desenganche de la Unidad CTM3.	Falla en válvula de control de cambio de modo de combustión de premix a difusión.	50,70	no	128,00	sin pérdida
3712	29-nov	18:16	Desenganche de la Unidad CTTAR.	Bajo nivel de la Cántara N° 2 por acumulación de medusas.	49,68	no	60,00	sin pérdida
3713	29-nov	18:40	Desenganche de la Unidad CTM2.	Alta presión del hogar por problemas en un soplador de hollín.	49,07	no	152,00	sin pérdida
3714	29-nov	19:18	Desenganche de la Unidad TG3.	Alta temperatura en diferencial de gases de escape.	49,70	no	25,00	sin pérdida
3715	30-nov	9:01	Desenganche de la Unidad CTM2.	Trip de caldera por falla en encendedores.	50,00	no	20,00	sin pérdida
3716	01-dic	10:44	Desenganche de la Unidad U14.	Bajo vacío del condensador principal, debido a descontrol en la válvula de vapor auxiliar que alimenta a eyectores.	49,56	no	120,00	sin pérdida
3722	14-dic	19:07	Desenganche de la Unidad CTA.	Bajo nivel domo por trip bomba agua alimentación 11LAC 20 causado por cable de control dañado.	49,00	1	157,00	38,45
3723	15-dic	16:19	Desenganche de la Unidad U13.	Alto diferencial del filtro de mangas.	49,67	no	55,00	sin pérdida

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3725	19-dic	0:29	Regresión de Carga de la Unidad NTO2 y posterior desconexión.	Pérdida de vacío en el condensador provoca la regresión de carga y luego alto nivel del domo provoca el desenganche de la unidad.	49,66	no	75,00	sin pérdida
3726	19-dic	6:08	Desenganche de la Unidad NTO2.	Falla en el proceso de partida por pérdida de vacío en el condensador.	50,00	no	15,00	sin pérdida
3730	25-dic	12:28	Desenganche de la Unidad Eólica Valle de los Vientos.	Error operacional al ingresar set point.	49,72	no	45,00	sin pérdida

Tabla 26: Eventos de Falla asociados a instalaciones de transmisión.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3670	01-oct	11:55	Interrupción de la Línea 13.8 kV PAS3 - Pozo Almonte.	Operación de la protección de sobrecorriente (50) debido al paso de nubosidad.	50,00	sin pérdida
3671	01-oct	16:09	Interrupción de la Línea 13.8 kV PAS3 - Pozo Almonte.	Operación de la protección de sobrecorriente (50) debido al paso de nubosidad.	50,00	sin pérdida
3672	01-oct	19:17	Interrupción de la Línea 110 kV Chacaya - Muelle.	Ave electrocutada en estructura N°185 de la línea.	50,00	25,00
3673	02-oct	12:04	Interrupción de la Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte circuito N° 1.	Se desconoce.	50,00	sin pérdida
3674	02-oct	15:50	Interrupción ATR1 110/66/13.8 kV S/E Pozo Almonte.	Se desconoce.	50,00	8,10
3675	04-oct	9:04	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Ave electrocutada en estructura N°479 de la línea.	50,00	2,68
3676	05-oct	17:00	Interrupción de la Línea 13.8 kV PAS3 - Pozo Almonte.	Operación de la protección de sobrecorriente (50) debido al paso de nubosidad.	50,00	sin pérdida
3679	09-oct	8:58	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Falla de aislación en 23 kV aguas abajo de S/E Tap Off Vitor.	50,00	2,42
3681	10-oct	19:38	Interrupción de la Línea 110 kV Muelle - Guayaques.	Ave electrocutada en estructura N°263 de la línea.	50,00	16,30
3682	10-oct	22:50	Interrupción de la Línea 110 kV C.D. Tamaya - A.	Conductor cortado entre por fatiga de estructura N°697.	50,36	71,25
3684	16-oct	21:00	Interrupción del Transformador Tap Off Palestina 220/66 kV.	Falsa detección de la protección 87T debido al punto de polaridad de los TT/CC del lado secundario del transformador.	50,00	2,50
3685	17-oct	11:21	Interrupción de la línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. circuitos N°1 y N°2.	Se desconoce.	50,00	0,01
3686	22-oct	15:10	Interrupción de la Línea 66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas.	Se desconoce.	50,00	1,90
3692	29-oct	14:49	Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. Circuito N°2.	Señal errónea del sistema carrier.	50,00	sin pérdida
3695	06-nov	5:31	Interrupción de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1.	Flashover en estructura N°436 de la línea.	50,00	8,00
3696	09-nov	8:38	Interrupción de S/E Pozo Almonte (estando abierto 52J7 de S/E Pozo Almonte).	Variación de tensión por apertura manual de la Línea 220 kV Lagunas - Pozo Almonte en S/E Lagunas por trabajos programados.	50,00	38,72
3697	11-nov	14:56	Interrupción de interruptores 52J4 y 52J2 de S/E Atacama, desconectando CC1 (TG1B+0.5TV1C)	Se desconoce.	49,21	sin pérdida
3705	18-nov	16:35	Interrupción de la Línea 66 kV Tap Off Llanos-Aguas Blancas.	Se desconoce.	50,00	1,90
3706	19-nov	11:23	Interrupción de la Línea 110 kV Mejillones-O'Higgins.	Señal errónea del sistema carrier en S/E O'Higgins.	50,00	sin pérdida
3707	20-nov	20:20	Interrupción de la Línea 110 kV Muelle-Guayaques.	Ave electrocutada en estructura N°182 de la línea.	50,00	19,23
3708	22-nov	16:16	Interrupción de la Línea 110 kV Mejillones-Antofagasta.	Presumible ave electrocutada.	50,00	9,60
3710	25-nov	10:24	Interrupción de la Línea 110 kV Pozo Almonte-Cerro Colorado.	Flashover por lavado de aislación.	50,00	28,00
3711	27-nov	16:24	Interrupción del Transformador OGP1 220/33 kV N°3.	Sobretensión durante pruebas de operación en cambiador de derivaciones.	50,00	sin pérdida
3717	03-dic	9:30	Interrupción de la Línea 66 kV Pozo Almonte - La Cascada HMC (Sagasca).	Ave electrocutada en estructura N°43 de la línea.	50,00	3,65
3718	04-dic	13:44	Línea 66 kV Iquique-Pozo Almonte. Circuito N°1.	Se desconoce.	50,00	sin pérdida
3719	11-dic	8:06	Línea 66 kV Iquique-Pozo Almonte. Circuito N°2.	Ave electrocutada en estructura N°49 de la línea.	50,00	sin pérdida
3720	13-dic	18:27	Línea 66 kV Iquique-Pozo Almonte. Circuito N°1.	Elemento extraño en aislador de la estructura N°61 de la línea.	50,00	sin pérdida
3721	14-dic	1:32	Interrupción del Transformador Alto Norte 115/13,2 kV N°1.	Roedor provoca cortocircuito en barra asociada al Transformador Alto Norte 115/13,2 kV N°1.	50,00	29,00
3724	15-dic	15:25	Interrupción de los Transformadores Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°1 y Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°3.	Falla en cargador N°2 provoca pérdida de alimentación de corriente continua en barra de 11 kV.	50,00	sin pérdida
3727	19-dic	10:45	Interrupción del Paño J1 S/E Escondida. Línea 220 kV Domeyko-Escondida.	Interrupción de Paño J1 en S/E Escondida correspondiente a la Línea 220 kV Domeyko - Escondida por recepción de TDD al realizar maniobras de transferencias en el paño J5 en S/E Domeyko.	50,00	sin pérdida

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3728	20-dic	16:07	Interrupción del Transformador Booster 69/4.16 kV N°1.	Se desconoce.	50,00	sin pérdida
3729	22-dic	12:39	Interrupción del Transformador Pozo Almonte 110/66/13.8 kV N°1.	Operación errónea de la protección diferencial (87T) del transformador.	50,00	9,30

Nota (1): El evento 3670 además considera una desconexión de generación de 15,8 MW.

Nota (2): El evento 3671 además considera una desconexión de generación de 14,1 MW.

Nota (3): El evento 3676 además considera una desconexión de generación de 7,6 MW.

Nota (4): El evento 3697 además considera una desconexión de generación de 152,0 MW.

Tabla 27: Eventos de Falla asociados a instalaciones de clientes.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3680	10-oct	18:50	Rechazo de carga de Minera El Abra.	Falla en mufa de interruptor de 23 kV de S/E El Abra.	50,76	92,00
3703	17-nov	8:26	Rechazo de carga de Minera Collahuasi.	Caída de rayo en líneas de 23 kV por tormenta eléctrica en la zona.	50,47	110,00

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 cuarto trimestre de 2014.

Tabla 8: Desconexiones Manuales de Carga.

Fecha	Hora Inicio	Hora Fin	Causa	Subestación Afectada	Demanda Base [MW]	DMC [%]	Desconexión Clientes Libres [MW]	Desconexión Clientes Regulados [MW]
29-nov	20:20	20:45	Déficit de potencia.	SING	2.142	5	107,1	0
29-nov	20:45	22:04	Déficit de potencia.	SING	2.468	10	216,8	13,8
29-nov	22:04	23:42	Déficit de potencia.	SING	2.035	5	101,8	0