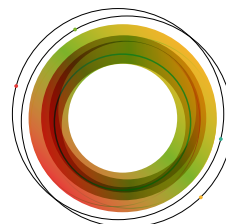


2014

ANUARIO Y ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN



CDEC | SING

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE



CONTENIDO



Arica

01. Carta del Presidente del Directorio.	2	07. Calidad	22
02. Carta del Director Ejecutivo.	4	08. Las Direcciones del CDEC-SING y su Gestión 2014	24
03. ¿Quiénes somos?	6	Dirección de Operación	26
Empresas Coordinadas e Integrantes del CDEC-SING	8	Dirección de Peajes	28
Directorio 2014 - 2017	9	Dirección de Administración y Presupuesto	30
Organigrama CDEC-SING	9	Unidad de Integridad del Sistema 2014	32
Directorio 2014	10	Área Gestión Técnica y Regulatoria	32
04. Misión, Visión y Valores	12	09. Instalaciones y Clientes del SING	33
05. Entorno 2014	14	Diagrama Unilineal de Instalaciones del SING	38
06. Nuestra Relación con el Entorno	16	10. Estadísticas de Operación	40

01

CARTA DEL PRESIDENTE

El 8 de mayo de 2014, se constituyó el primer Directorio autónomo de CDEC-SING, conformado por profesionales independientes de las compañías eléctricas y de los clientes libres que integran este organismo, lográndose con esta medida, condiciones de gobernanza más apropiadas para dirigir a la organización hacia el cumplimiento de sus objetivos fundamentales establecidos en la normativa eléctrica, los que apuntan al abastecimiento seguro y económico de energía para nuestro país.

A nombre de este nuevo Directorio, tengo el agrado de presentar a ustedes el presente Anuario y las Estadísticas de Operación de CDEC-SING correspondientes al año 2014 –año especial por cuanto correspondió al aniversario número 15 de este organismo—. En sus páginas encontrarán datos relevantes e información correspondiente al último decenio, además de una síntesis de las principales actividades realizadas durante el 2014.

Quisiera aprovechar estas líneas para referirme a los principales focos de la gestión del Directorio durante este año.

Junto con los desafíos naturales de la instalación a nivel organizacional del nuevo Directorio, este período fue especialmente dinámico, y estuvo marcado por la Agenda de Energía planteada por el Ministerio de Energía, en cuyas distintas instancias y agendas de trabajo han sido llamados a colaborar los distintos directores. En este contexto, el Directorio ha ido estableciendo un sello que buscará consolidar en el tiempo, basado en ejes transversales a los pilares establecidos por la regulación: seguridad, operación económica y acceso abierto. Dichos ejes incluyen todas aquellas acciones que tiendan a (i) la excelencia en la gestión trabajando en la senda de mejorar las prácticas y procesos, y (ii) a la mayor transparencia y disponibilidad de información de acuerdo a la normativa.

En este contexto deben entenderse las modificaciones introducidas por el Directorio en la nueva versión del Reglamento Interno, informado favorablemente por la Comisión Nacional de Energía, y cuyos principales énfasis son: potenciar el sistema de información pública que posee CDEC-SING, y mejorar las prácticas y procesos de obtención y verificación de información relevante para los fines y objetivos del SING.

En el ámbito organizacional, se debe destacar la puesta en marcha de la nueva Dirección de Planificación y Desarrollo a partir de enero de 2015, la que de acuerdo a la visión del Directorio, resulta clave para abordar los grandes desafíos de corto y largo plazo en transmisión, incluyendo interconexiones nacionales-regionales y conexión de nuevos proyectos.



Respecto de las funciones fundamentales del CDEC, hemos puesto un énfasis especial en la seguridad de servicio. En este sentido, entre otras iniciativas, a raíz del apagón del 2 de julio de 2014, el Directorio diseñó una estrategia que incluyó un diagnóstico exhaustivo del estado de las protecciones eléctricas de la infraestructura crítica y reuniones con sus propietarios, lo que derivó en un plan para aumentar la seguridad del sistema, en particular para que el anillo Crucero-Tocopilla-Chuquicamata. También ha existido permanente preocupación por la economía en la operación. Al respecto, el Directorio ha dado lineamientos claros para requerir más información sobre costos de combustibles declarados, auditar los mínimos técnicos de ciertas plantas, revisar programación de mantenimientos, anticipar y apoyar soluciones para congestiones en transmisión, entre otros aspectos que aporten a minimizar los costos operativos del sistema.



Por otra parte, durante el período recién pasado tuvo lugar un proceso público de análisis que llevó a la autoridad a una de las definiciones más relevantes en el sector eléctrico en el último tiempo: la interconexión SING-SIC. En este ámbito, el Directorio fue invitado por la CNE a comentar el alcance de los estudios para evaluar alternativas para dicho proyecto y participar en su seguimiento, proceso que culminó exitosamente de la mano de empresas consultoras de prestigio internacional.



A partir de la mencionada interconexión, se ha impulsado una importante discusión respecto del modelo de operación interconectada que tendrá el país, debate en donde la institución ha estado presente de manera activa y propositiva. Ello ha ido de la mano del activo y necesario proceso de aproximación entre los CDEC SING y SIC, con el objeto de avanzar hacia una convergencia de procedimientos y buenas prácticas entre ambos organismos.

Finalmente creo necesario destacar el incremento presupuestario aprobado por la Comisión Nacional de Energía para el año 2015, que incluye un aumento de 33% y que muestra la determinación de hacerse cargo de los desafíos que se avecinan para el CDEC SING y que a nivel de Directorio incluyen también la implementación de un código de gobierno corporativo y un código de ética para toda la organización.

Espero que este reporte sea una contribución en materia de información para todos los agentes que participan en el SING así como para quienes observan o analizan su desarrollo.

Rodrigo Quinteros

Presidente del Directorio

02

CARTA DEL DIRECTOR EJECUTIVO



Mediante el presente reporte, tenemos el agrado de presentar a ustedes el Anuario y Estadísticas de Operación del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) que comprende el decenio 2005 – 2014. Como es característico en el SING, la base de generación estuvo dominada por la producción en base a carbón y gas natural, con un 79,6% y 11,1%, respectivamente, mientras que la producción en base a diesel-fuel alcanzó un 6,4%. En particular, se destaca la presencia de los primeros proyectos en base a energía renovable no convencional, alcanzando un 1,7% de la producción total.

Durante el año 2014 se debió enfrentar 2 emergencias en la operación de sistema eléctrico. La primera tuvo lugar el 1 de abril, producto del terremoto grado 8,2 en la escala de Richter que azotó el extremo norte del país, y la segunda tuvo lugar el 2 de julio, producto de una falla en la subestación Crucero. En ambos eventos se puso a prueba la capacidad de reacción y protocolos de emergencia, para informar a la población, empresas y autoridades; al mismo tiempo que se sacaron importantes lecciones que incidirán en optimizar y robustecer las instalaciones del sistema de transmisión. En este contexto, durante el año 2014 finalizó la Auditoría “Anillo Tocopilla-Chuquicamata-Crucero”, y se dio inicio a la Auditoría “Planes y Programas de Mantenimientos y Protocolos de Pruebas de subestación Crucero”.

Adicionalmente, durante el año 2014 se trabajó en torno a la subestación Crucero, en 2 ejes: la normalización de los sistemas de protección; y la identificación y recomendación del traslado de circuitos a una nueva subestación troncal, lo que permitirá reconfigurar las líneas de transmisión que van hacia –o parten desde- Crucero.

El año 2014 estuvo marcado por una fuerte caída en el precio de los distintos combustibles utilizados para generación en el SING. En particular, el precio internacional del diesel (BRENT) cuyo valor a diciembre de 2014 cayó un 43,7% con respecto al mismo mes del año 2013, lo cual –además- se vio acompañado por una reducción en el precio del carbón y gas natural. Sin perjuicio de lo anterior, y con el propósito de avanzar hacia una operación más económica, la previsión de demanda de corto plazo tuvo una importante mejora, alcanzando al cierre de 2014 una desviación promedio de 7,4%, inferior al 9,7 % obtenido durante el año anterior.



Con todo, el costo marginal promedio, referido a la subestación Crucero, se situó en 75,6 USD/MWh, lo cual representa una reducción de 6,0%, respecto al año anterior, mientras que el costo medio de operación –promedio anual– cerró en 55,9 USD/MWh, lo cual representa una reducción de 0,7% respecto al año anterior.

El Sistema Centralizado de Medidas ya cuenta con más de 200 equipos integrados al sistema que determina las transferencias de energía y peajes de subtransmisión, lo cual cubre más del 95% de los montos físicos que participan de los balances respectivos.

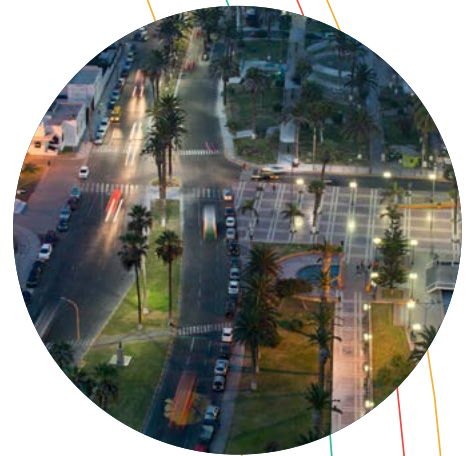
Durante el año 2014 se avanzó en las pruebas de la operación interconectada entre el SING y el SADI (Sistema Argentino). De este modo se pudo avanzar en la factibilidad técnica de una operación conjunta entre ambos sistemas, y se dio respuesta a la consulta planteada por la autoridad durante el año 2014.

En otro ámbito, un hito relevante en la gestión del año 2014, lo constituyen el Convenio de Cooperación suscrito con la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio de Energía, para abordar los desafíos que en materia de operación enfrenta el CDEC-SING ante la integración sostenida de ERNC e interconexiones que se proyectan en el SING; y el Convenio de Cooperación suscrito con la Universidad de Chile, con miras a colaborar en el desarrollo de investigaciones en temas de interés para ambas instituciones.

El año 2014, CDEC-SING celebró su XV aniversario como organismo autónomo, el cual bajo el lema “Energía sin Fronteras” permitió compartir con la industria el camino recorrido por nuestra organización y analizar los principales desafíos que se proyectan para el SING durante los próximos años : una mayor inserción de ERNC y la interconexión con los sistemas SADI y SIC.

Los invitamos a revisar, la información sobre lo realizado por cada una de las Direcciones del CDEC-SING y los resultados del año 2014 y el importante proceso de cambios y mejoras continuas en las que estamos comprometidos, para cumplir en plenitud la función estratégica que nuestra organización tiene para el sector eléctrico y para Chile.

Daniel Salazar Jaque
Director Ejecutivo CDEC-SING



03

QUIÉNES SOMOS

- Seguridad.
- Operación Económica.
- Acceso Abierto.
- Eficiencia de los procesos en armonía y compromiso con el entorno.



El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) es el organismo encargado de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas del Norte Grande del país, preservando su seguridad, garantizando la operación económica y el acceso abierto con calidad de servicio.

El CDEC-SING es considerado un organismo estratégico por el Estado de Chile, debido al carácter público de su función y a la relación que existe entre el abastecimiento eléctrico, la seguridad de la población, y el normal funcionamiento de la industria y economía del país.

El CDEC-SING está conformado por un Directorio y las Direcciones Técnicas de Operación, Peaje, Planificación y Desarrollo y Administración y Presupuesto.

Componen el equipo de la organización profesionales de alto nivel que orientan su labor a la eficiencia de los procesos en armonía y compromiso con su entorno. Integran el CDEC-SING 53 empresas que operan en los segmentos de generación, transmisión y consumo en el norte grande del país.

Las instalaciones eléctricas de generación, transmisión y consumo, que interconectadas entre sí conforman el SING, abarcan el territorio comprendido entre las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, equivalente al 24,5% del territorio continental del país.



EMPRESAS COORDINADAS E INTEGRANTES DEL CDEC-SING

al 31 de Diciembre de 2014

SEGMENTO A		Empresas de Generación con capacidad menor a 200 MW
N°	Nombre Empresa	Capacidad [MW]
1	Cavancha S.A.	2,8
2	Central Termoeléctrica Andina S.A.	168,8
3	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	181,8
4	Enaex S.A. ⁽¹⁾	2,7
5	Enorchile S.A.	41,1
6	Equipos de Generación S.A.	6,8
7	Generación Solar SPA ⁽²⁾	-
8	Inversiones Hornitos S.A.	170,1
9	Noracid S.A.	17,5
10	On Group S.A.	2,0
11	Parque Eólico Quillagua SPA ⁽³⁾	-
12	Parque Solar Los Puquios SPA ⁽²⁾	-
13	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,5
14	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,0
15	SPS La Huayca S.A.	1,4
16	Tecnet S.A.	3,0
17	Valle de los Vientos S.A.	90,0

SEGMENTO B		Empresas de Generación con capacidad mayor a 200 MW
N°	Nombre Empresa	Capacidad [MW]
1	AES Gener S.A. ⁽⁴⁾	920,1
2	E-CL S.A. ⁽¹⁾	1.764,6
3	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	545,0
4	Gasatacama Chile S.A.	780,6

SEGMENTO C		Empresas de Transmisión Troncal
N°	Nombre Empresa	km de Línea
1	Edelnor Transmisión S.A.	-
2	Transec S.A. ⁽¹⁾	557,1

SEGMENTO D		Empresas de Subtransmisión
N°	Nombre Empresa	km de Línea
1	Codelco Chile ⁽¹⁾	-
2	E-CL S.A. ⁽¹⁾	268,4
3	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	74,6
4	Transec S.A. ⁽¹⁾	361,3

SEGMENTO E		Clientes Libres
N°	Nombre Empresa	Potencia Conectada [MVA]
1	Aguas de Antofagasta S.A.	14,0
2	Algorta S.A.	8,0
3	Atacama Minerals Chile S.C.M.	15,0
4	Codelco Chile ⁽¹⁾	1.678,9
5	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	92,0
6	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.	500,0
7	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	50,0
8	Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas	133,2
9	Compañía Minera Zaldivar S.A.	134,0
10	Enaex S.A. ⁽¹⁾	12,5
11	Grace S.A.	25,0
12	Haldeman Mining Company S.A.	19,3
13	Minera Antucoya	212,5
14	Minera El Tesoro	52,0
15	Minera Escondida Ltda.	2.188,3
16	Minera Esperanza	370,0
17	Minera Meridian Ltda.	20,0
18	Minera Michilla S.A.	31,2
19	Minera Spence S.A.	180,0
20	Moly-Cop Chile S.A.	30,0
21	Sierra Gorda SMC	405,0
22	Sociedad Anglo American Norte S.A.	50,0
23	Sociedad Contractual Minera El Abra	187,5
24	Sociedad GNL Mejillones S.A.	16,0
25	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	210,0
26	Xstrata Copper - Altonorte	104,0

(1) Empresas pertenecientes a dos o más Segmentos

(2) Empresa se interconectó al SING, pero sus instalaciones siguen en pruebas al 31 de diciembre de 2014.

(3) Empresa solicitó integrar voluntariamente CDC según Artículo 17 del DS 291/2007.

(4) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener

DIRECTORIO 2014 - 2017

Segmento A

Representantes de Generadores superior a 200 MW

Rodrigo Quinteros F. (Titular)
Jaime de los Hoyos S. (suplente)

Segmento B

Representantes de Generadores menor a 200 MW

Pablo Benario T. (Titular)
Alfonso Bahamondes M. (Suplente)

Segmento C

Representantes de Transmisión Troncal

Francisco Aguirre Leo (Titular)
Carlos Silva Montes (Suplente)

Segmento D

Representatantes de SubTransmisión

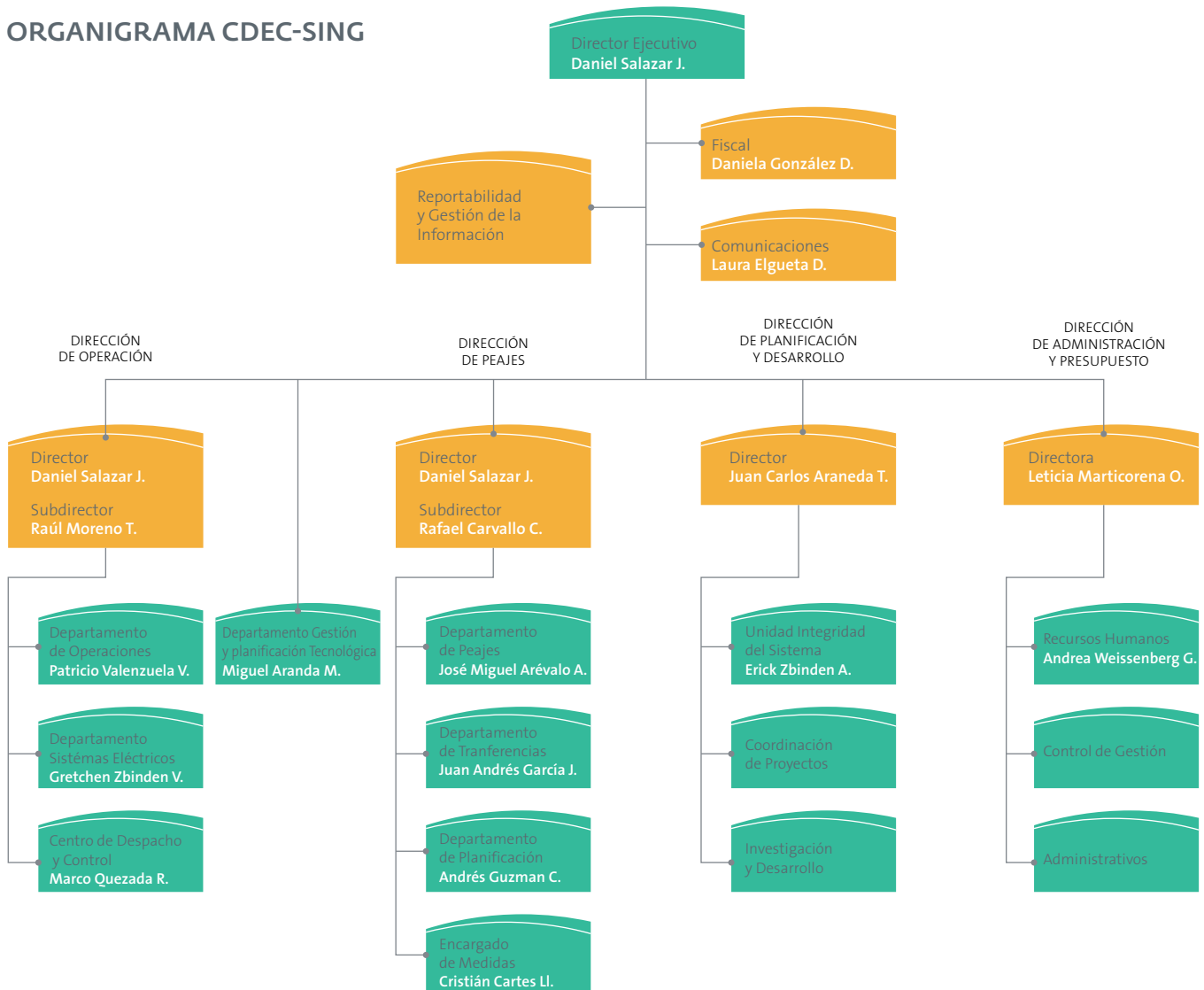
Pilar Bravo R. (Titular)
Waleska Moyano E. (Suplente)

Segmento E

Representantes de Clientes Libres

Eduardo Escalona V. (Titular)
Rodrigo Tabja R. (Suplente)

ORGANIGRAMA CDEC-SING



DIRECTORIO 2014

En Asamblea Eleccionaria realizada el 23 de abril del año 2014, fueron elegidos los integrantes del nuevo Directorio CDEC-SING, por el período correspondiente a los años 2014 – 2017.

Se trata del primer Directorio de carácter autónomo a las empresas que conforman el SING.

Su elección fue realizada de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 291, modificado por el Decreto Supremo N° 115 del Ministerio de Energía, que señala que "para los efectos de la composición y representación en el Directorio, los integrantes propietarios de instalaciones de generación, transmisión troncal, subtransmisión, y barras de Clientes Libres, respectivamente, deberán elegir de común acuerdo al miembro que los representará en el Directorio de una terna de candidatos seleccionados y propuestos para el respectivo segmento por una empresa especializada contratada al efecto" (Artículo 23).

Los cinco Directores Titulares: Pablo Benario Troncoso, Rodrigo Quinteros Fernández, Francisco Aguirre Leo, Pilar Bravo Rivera y Eduardo Escalona,

acordaron por unanimidad que la Presidencia del organismo fuese asumida, por un año, por el ingeniero Rodrigo Quinteros Fernández como titular y a la abogada Pilar Bravo Rivera como suplente.

Los cinco Directores Titulares, son acompañados en calidad de suplentes, por los ingenieros: Alfonso Bahamondes, Jaime de los Hoyos, Carlos Silva, Waleska Moyano, y Rodrigo Tabja.

Es función del Directorio, entre otros temas: mantener el cumplimiento de las funciones que la Ley, la reglamentación vigente y el Reglamento Interno disponen, como: velar por la operación segura y económica del sistema eléctrico, estableciendo los criterios generales para el cumplimiento de dicho objetivo; mantener debidamente actualizado el sistema de información del CDEC; aprobar el presupuesto anual del CDEC elaborado por la DAP y ponerlo en conocimiento de los Integrantes y velar por que el mismo permita cumplir con los objetivos y funciones establecidas para el CDEC por la normativa vigente.

Principales ejes de Gestión Directorio 2014

Considerando la normalizada condición de abastecimiento y los estabilizados niveles de costo de suministro existente hoy en el Sistema Interconectado del Norte Grande, el Directorio comenzó su labor –entre otras materias–



Segmento A

Segmento B

Segmento D

ocupándose de avanzar en los mandatos de seguridad, operación económica y acceso abierto. Bajo estos ejes están las acciones que tienden a la excelencia en la gestión, mejora de prácticas y procesos, mayor transparencia y disponibilidad de información.

En este contexto deben entenderse las modificaciones introducidas por el Directorio en la nueva versión del Reglamento Interno, cuyos principales énfasis son: potenciar el sistema de información pública que posee CDEC-SING, y mejorar las prácticas y procesos de obtención y verificación de información relevante para los fines y objetivos de la organización.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 78 del Reglamento Interno del CDEC-SING, el Directorio constituyó los Comités de Directorio que sean necesarios para la administración y cumplimiento de sus funciones. Los Comités vigentes y establecidos para el año 2014 son los siguientes:

- Comité de Presupuestos y Auditorías
- Comité de Reglamento Interno y Gobierno Corporativo
- Comité de Operación Económica del Sistema
- Comité de Seguridad de las Instalaciones del Sistema
- Comité de Acceso Abierto e Interconexiones



- Mayor transparencia y disponibilidad de información.
- Mejores prácticas y procesos de obtención y verificación de información relevante.
- Primer Directorio Autónomo, conformado por profesionales independientes de las empresas coordinadas al SING.



Segmento C

Segmento E

04

MISIÓN, VISIÓN Y VALORES DEL CDEC-SING

NUESTRA MISIÓN

“Realizar con excelencia la coordinación de la operación del SING y liderar su desarrollo, contribuyendo a preservar la Seguridad y la Eficiencia, garantizando la Accesibilidad al Sistema”

NUESTROS VALORES

Responsabilidad

Lealtad



NUESTRA VISIÓN

“Ser un referente técnico del sector eléctrico chileno, ofreciendo los servicios de coordinación de la operación y desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, siendo confiables y eficientes para nuestros clientes; contando con un equipo poli-funcional que orienta su trabajo a la excelencia, que ejecuta los procesos con alta calidad y utiliza en forma óptima la tecnología y las herramientas de punta”

Valle de la Luna

Confianza

Proactividad

Profesionalismo

05

ENTORNO
2014





El año 2014, no es un año más para el sector eléctrico nacional en general, ni para los organismos coordinadores de los sistemas eléctricos, en particular.

La Agenda de Energía presentada por el Ejecutivo durante el mes de mayo y la puesta en vigencia de la nueva gobernanza que rige a los CDEC, dan cuenta de ello y han marcado fuertemente el quehacer de todos los actores.

Tal como lo señaló la autoridad, y ha sido reconocido por la industria, es la Agenda de Energía la principal carta de navegación a seguir a la hora de consolidar lo alcanzado, avanzar en las decisiones de futuro para construir la matriz energética que Chile necesita.

El país ha llegado a ciertos consensos en la materia y ello está enunciado y contenido en los ejes centrales de la Agenda de Energía, muchos de los cuales tienen y tendrán una directa relación con el rol y quehacer de los organismos coordinadores de los sistemas.

La reducción de precios de la energía con mayor competencia, eficiencia y diversidad; la incorporación de diferentes tipos de recursos; el desarrollo y la planificación de la conectividad; por mencionar algunos, dicen directa relación con la misión de CDEC-SING de realizar la coordinación de la operación, preservar la seguridad y eficiencia y garantizar la accesibilidad.

El paso hacia la unificación de los sistemas eléctricos nacionales, SING y SIC, la exportación de suministro a países vecinos, sitúa a este organismo en un escenario de desafío nacional e internacional.

Se señaló con fuerza con ocasión del Aniversario XV: el CDEC-SING es la puerta de entrada al mercado eléctrico chileno, si se considera su realidad geográfica, que lo hace vecino del sistema eléctrico de Perú por el Norte (SINAC) y del sistema eléctrico de Argentina por el Este (SADI). Y, a nivel nacional, es el brazo norte del país.

CDEC-SING ha trabajado en línea y coherencia con estos desafíos desarrollándose como una organización de vanguardia en la operación, que aporta y da valor al desarrollo del norte grande, y al sector eléctrico nacional.



06

NUESTRA
RELACIÓN
CON EL
ENTORNO



ENERGÍA SIN FRONTERAS

Conectando Chile con la Región

15 AÑOS CREANDO VALOR PARA
EL NORTE GRANDE Y PARA CHILE



En coherencia con su estrategia de mejoramiento continuo y en sintonía con las exigencias de la industria y el país, CDEC-SING promueve una relación con su entorno en general y en particular, con los grupos de interés que se vinculan con su labor.

El rol de organismo estratégico del Estado, debido a la función pública que desarrolla, exige y alienta a promover un acercamiento de las tareas que desarrolla la organización, propiciar y fortalecer el diálogo y canalizar los temas de interés en el ámbito del desarrollo de los mercados y la ciudadanía.

Hay un camino recorrido, y dan cuenta de él, algunas de las actividades que se destacan a continuación, en especial, lo realizado en el marco del XV Aniversario.





¡ CUMPLIMOS 15 AÑOS !

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) de Chile, celebró en agosto de 2014 su Aniversario XV.

Recordó así el año 1999 momento en que se puso en funcionamiento para el SING, el primer Centro de Despacho Económico de Carga, como organización autónoma.

El XV Aniversario no fue un hito más. Por el contrario, fue considerado por la organización como una oportunidad para mirar sus 15 años de historia de cara a los próximos 15 años, compartiendo así su visión de futuro en materia de conectividad y desarrollo, contemplando la incorporación de las energías renovables no convencionales al sistema y la interconexión nacional e internacional.

El Aniversario XV se conmemoró con la realización de dos importantes eventos de aniversario.

El 26 de agosto en Santiago se llevó a cabo el panel "Energía sin Fronteras. Conectando Chile con la Región".

El encuentro contó con la participación e intervención central del ex Presidente de la República, Eduardo Frei Ruiz Tagle. Y, a través de un panel compuesto por los máximos ejecutivos de los organismos de operación de Perú, Ecuador, Colombia y Argentina, se intercambiaron los procesos, avances técnicos y desafíos de cada país en materia de interconexión, así como las expectativas locales que genera un mercado eléctrico integrado.

Más de cien invitados acompañaron este importante evento de Santiago. El Ministro de Energía, Máximo Pacheco, ante la imposibilidad de estar presente en la ocasión por encontrarse fuera de la ciudad, envió un saludo en donde destacó y felicitó la iniciativa de CDEC-SING de convocar a los organismos de la Región, recordando las palabras de S.E. la Presidenta de la República, quien señaló que "America Latina requiere de soluciones colectivas para enfrentar los desafíos y el futuro de la región".





El 4 de septiembre se llevó a cabo en la ciudad de Antofagasta el encuentro “Energía Sin Fronteras: Ampliando Límites en Energía”. Este evento de corte regional, contó con la participación e intervención central del Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Andrés Romero. Y, a través de un panel compuesto por el Senador de la XV Región, Jaime Orpis, el Alcalde de Mejillones, Marcelino Carvajal, el Presidente del Consejo Minero, Joaquín Villarino, el Vicepresidente Ejecutivo de la Asociación de Generadores, René Muga y el Director Ejecutivo de ACERA, Carlos Finat, cerca de cien invitados tuvieron la oportunidad de conocer, desde distintas perspectivas, sobre el impacto que implica la integración de las ERNC a la matriz del norte grande.

El Aniversario XV de CDEC-SING fue encabezado por el Directorio de la organización y la plana ejecutiva de las Direcciones Técnicas. El Presidente del Directorio, Rodrigo Quinteros, agradeció la asistencia a estos encuentros de celebración, y destacó que la apuesta hecha por la organización, en el marco de su XV Aniversario, fue “ampliar la mirada y las fronteras, que la discusión diaria y local impone, para mover los límites e imaginar el desafío energético desde una óptica de innovación, colaboración y creatividad” con el horizonte de “Energía Sin Fronteras”.





CDEC-SING FIRMA CONVENIO DE COOPERACIÓN CON UNIVERSIDAD DE CHILE

Con el objetivo de colaborar en el desarrollo de investigaciones en temas de interés para ambas instituciones, durante octubre de 2014 CDEC-SING firmó un Convenio de Cooperación con la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, de la Universidad de Chile, formalizando de esta manera una larga relación de iniciativas en conjunto, entre las que destacan memorias y tesis de investigación relacionadas con energía.

Al momento de la firma, el Decano de dicha Facultad, Patricio Aceituno, destacó que "(...) este convenio es un reconocimiento que nos hace CDEC-SING como una de las Universidades de prestigio, la cual forma y formará ingenieros eléctricos de excelencia".

JORNADAS TÉCNICAS CDEC-SING 2014

Por tercer año consecutivo durante el año 2014 se realizó un nuevo ciclo de las "Jornadas Técnicas CDEC-SING" en la ciudad de Antofagasta, reuniendo a más de 300 personas y analizando más de 20 temas del sector, del sistema del norte grande y de CDEC-SING.

Los contenidos y la organización de los encuentros han sido altamente valorados por los asistentes, quienes reconocieron que se ha construido una sólida instancia de diálogo entre las empresas coordinadas y CDEC-SING.



En año 2014, las Jornadas Técnicas contaron con la presencia de diversos expositores invitados, entre los que se destaca la participación de los organismos reguladores y fiscalizadores: Comisión Nacional de Energía y Superintendencia de Electricidad y Combustibles, respectivamente. También, en el marco de la inauguración de las jornadas, se contó con la presencia del Seremi de Energía, Sr. Arturo Molina y otras autoridades regionales.

CDEC-SING, GIZ Y MINISTERIO DE ENERGÍA FIRMAN ACUERDO DE COOPERACIÓN

Con el propósito de impulsar un trabajo conjunto, CDEC-SING, GIZ y el Ministerio de Energía a través de su proyecto "Fomento de energía solar en Chile", firmaron en diciembre 2014 un convenio que llevará a cabo diversas iniciativas para abordar los desafíos que, en materia de operación, enfrenta el CDEC-SING ante la integración sostenida de ERNC.





AGENDA BILATERAL

Durante el año 2014 el CDEC-SING participó en diversas iniciativas de intercambio y cooperación con otros operadores y organismos internacionales, que le han permitido conocer la visión, estado actual y formas de abordar los desafíos que enfrenta hoy la industria eléctrica a nivel mundial.

Dentro de las iniciativas que le permitieron conocer de fuente directa el estado del arte y discutir, soluciones y preocupaciones relativas a la operación de los sistemas eléctricos se destaca la participación en reunión CIER donde se trabajó en el proyecto de Referenciamiento CIER 18 y se compartieron conocimiento y experiencias

En el segundo semestre de 2014 CDEC-SING participó en la "Conference on Integrating Variable Renewable Energy Into Power Grids", organizada por el Banco Mundial en Copenhagen, Dinamarca, donde se abordaron las distintas realidades y desafíos de diversos países y en donde se tuvo la oportunidad de visitar el operador Energinet de ese país.

Junto con esta actividad, y en el contexto del Convenio de Cooperación con GIZ y el Ministerio de Energía, se organizó una visita al TSO 50 Hz y GridLab de Alemania, cuyo objetivo fue conocer experiencia y buscar alternativas de cooperación mutua.

En noviembre de 2014 CDEC-SING participó en un mesa redonda denominada "20% Non Conventional Renewable Energy: Sharing the California Experience". En dicha oportunidad, se compartieron experiencias, conocimientos y prácticas establecidas en USA, particularmente en California, en relación con la integración de ERNC.

Junto al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), durante 2014 se realizaron varias instancias de intercambio técnico en miras a la operación interconectada. Igualmente, junto al COES de Perú, se analizaron las conclusiones del estudio realizado en el marco de SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) sobre la factibilidad y beneficios de una operación conjunta.

Todas estas iniciativas han permitido al CDEC-SING obtener conocimiento de operadores de clase mundial, generando vínculos que permitan buscar oportunidades de mejora y continuar el camino trazado.

El acuerdo fue firmado por la Subsecretaria de Energía, Sra. Jimena Jara, el Sr. Rainer Schroer, Director del Programa de Energía de GIZ Chile, y el Sr. Daniel Salazar, Director Ejecutivo de CDEC-SING.

El alcance del acuerdo de cooperación cuenta con áreas prioritarias:

Fase 1: Sistemas de pronóstico y gestión de fuentes de energías renovables variables.

Fase 2: Interconexión con otros sistemas interconectados, a nivel nacional y/o internacional, con el fin de aumentar la flexibilidad del sistema.

Fase 3: Nuevas tecnologías y otros temas relacionados, con el fin de lograr una mayor participación de energías renovables.

NUESTROS NIÑOS EN EL CDEC-SING

Como en otros años, julio fue el mes en que CDEC-SING se vistió de fiesta para recibir a los hijos de todos sus trabajadores.

Niñas y niños de entre 4 y 15 años, fueron invitados a experimentar y explorar junto a sus padres y todo el personal de CDEC-SING. Así, ese día en torno a un agitado y entretenido programa nuestras oficinas se llenaron de color, alegría y entusiasmo.

07

CALIDAD





El año 2014 nuestro Sistema de Gestión de Calidad bajo la Norma ISO 9001:2008 obtuvo la recertificación.

Tres son los procesos CDEC-SING que cuentan con certificación ISO: “Balance de Energía”; “Coordinación de Proyectos” y “Servicio de coordinación de trabajos de las empresas coordinadas al SING”.

La senda de certificación de nuestros procesos, iniciada hace unos años atrás y sometida a recertificación durante el año 2014, da cuenta del compromiso de CDEC-SING de abordar con excelencia su misión bajo los más altos estándares internacionales.

POLÍTICA DE CALIDAD CDEC-SING

Las Direcciones del CDEC-SING, se comprometen a entregar servicios de calidad en la coordinación de la operación y apoyar el desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, con un nivel de profesionalismo y responsabilidad que posicione a la organización en un nivel de excelencia.

Los servicios son entregados con estricto apego al marco normativo vigente, e incorporan el conocimiento desarrollado así como las mejores prácticas de la industria, las que son aplicadas a través de su Sistema de Gestión de Calidad que la organización define como su herramienta base.

En lo que respecta a la calidad de sus procesos y servicios, las Direcciones del CDEC-SING se han planteado los siguientes objetivos globales:

1) Velar por la seguridad de servicio y eficiencia en la operación del SING, y mantener una atención permanente por mejorar de manera continua la calidad de sus procesos y servicios.


- 2) Realizar con excelencia las transferencias económicas entre las empresas eléctricas del SING.
- 3) Realizar la integración al SING de nuevas instalaciones, velando que se cumplan los niveles de seguridad y calidad de servicios establecidos en la normativa vigente.
- 4) Realizar sus funciones en todo momento con personal competente, responsable, motivado y orientado a sus clientes.
- 5) Entregar los servicios comprendidos en el alcance del Sistema de Gestión de Calidad, en forma oportuna, con el nivel de confianza y con la calidad requerida por parte de sus clientes.
- 6) Desarrollar y mantener una comunicación permanente y de calidad con sus clientes y mandantes.

Para cumplir con estos objetivos, los Directores del CDEC-SING, se comprometen a proporcionar los recursos necesarios para asegurar la continuidad en el tiempo de la calidad, profesionalismo y eficiencia de los servicios otorgados.

08

LAS
DIRECCIONES
DEL CDEC-SING
Y SU GESTIÓN
2014

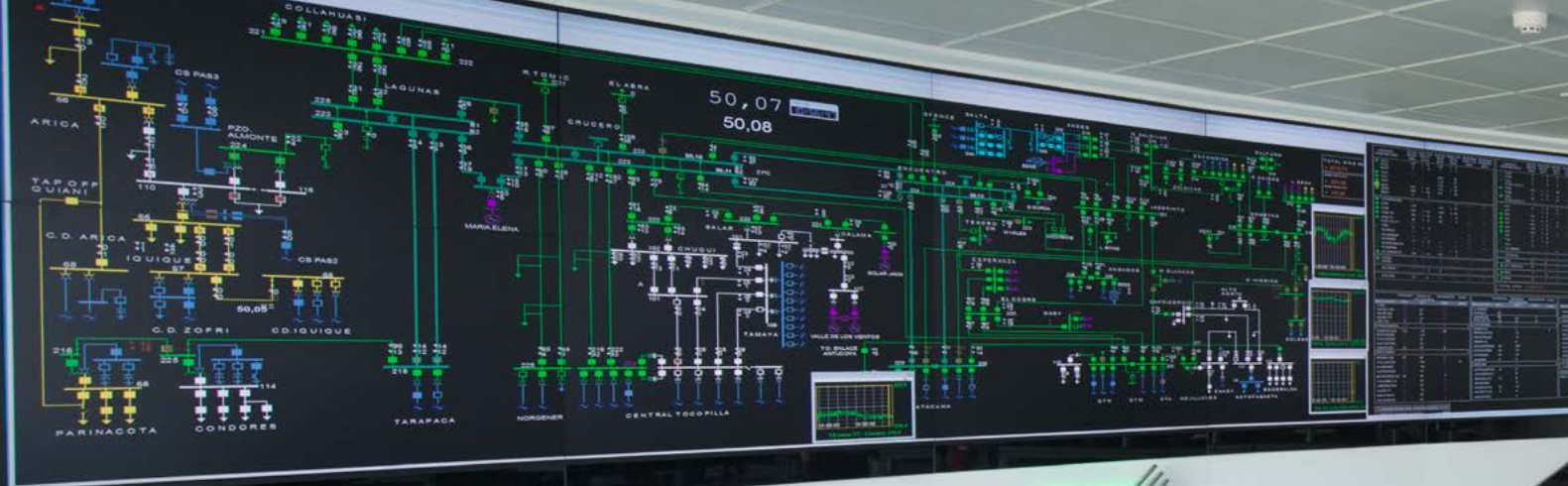




CDEC-SING llevó adelante sus tareas 2014, con las tres Direcciones técnicas vigentes hasta entonces: la de Operación (DO), la de Peajes (DP) y la de Administración y Presupuesto (DAP); todas ellas coordinadas por el Director Ejecutivo.

A partir de enero 2015, se dio inicio formal a la nueva Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD). Esta nueva Dirección es liderada por Juan Carlos Araneda Tapia, quién resultó elegido por el Directorio en forma unánime, según lo establecido en el Decreto Supremo N° 291.





Sala de Control, CDEC-SING

DIRECCIÓN DE OPERACIÓN (DO)

Tiene el objetivo coordinar con seguridad y eficiencia económica la operación de las instalaciones que componen el Sistema Interconectado del Norte Grande. Cuenta en su estructura con tres departamentos: el Centro de Despacho y Control (CDC), el Departamento de Operaciones y el Departamento de Sistemas Eléctricos. Además, de la Unidad de Tecnologías de la Información y Comunicación, que presta soporte transversal a toda la organización.

GESTIÓN 2014

En cuanto a la operación 2014, el trabajo de esta dirección tuvo al menos tres hitos relevantes de destacar. Las pruebas de interconexión con el sistema eléctrico argentino; la implementación de la fase inicial de la integración de ERNC; y, el manejo y gestiones realizadas a partir de dos grandes eventos que impactaron al sistema durante el año: el terremoto de magnitud 8,2 escala Richter ocurrido en el norte del país el 1 de abril y el apagón sucedido el 2 de julio.

El terremoto ocurrido la noche del martes 1 de abril de 2014, originó una restricción cercana al 30% del consumo del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Ello se produjo debido a la indisponibilidad ocurrida en materia de generación, debido a los efectos de la evacuación preventiva decretada en la zona costera de todo país. Si bien el sistema no tuvo daños significativos en la infraestructura de sus instalaciones de generación y transmisión, si los tuvo en redes de distribución, lo que provocó restricciones parciales a clientes regulados y libres de las zonas más afectadas (Región de Tarapacá).





El 2 de julio a las 11:45 horas, una falla en la subestación Crucero provocó una masiva interrupción de suministro eléctrico en el sistema, afectando a cerca del 90% de la demanda.

Ambas situaciones destacadas significaron importantes desafíos a los equipos de la DO y determinaron acciones y gestiones de mejora en cuanto a la operación del sistema.

En ese marco deben entenderse las acciones emprendidas durante 2014, post el apagón del 2 de julio, donde la DO instruyó una Auditoría Técnica a los Planes de Mantenimiento y Protocolos de Pruebas de Control y Protecciones de la S/E Crucero, además del desarrollo de pruebas a los sistemas de protecciones de diversas instalaciones del SING. Estas acciones, que se llevaron adelante con el apoyo de expertos técnicos, dieron como resultado cambios de ajustes en los sistemas de protecciones y el reemplazo de otros equipos fortaleciendo con ello la seguridad del sistema.

En materia de interconexión, durante 2014 se dio un gran paso, pues se avanzó en los estudios y la materialización de pruebas efectivas de operación sincronizada entre el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y el SING, las que contemplaron el traspaso de energía entre ambos sistemas.

- Auditorias Técnicas promueven ajustes y reemplazos para mayor seguridad.
- Exitosa fase inicial de incorporación de ERNC.
- Importante paso en interconexión con sistema argentino.

De esta manera, desde el aspecto técnico, se dio inicio a las primeras pruebas de interconexión eléctrica del país.

También el año 2014 la DO lideró el proceso de evaluación de desempeño de los proyectos ERNC en operación, permitiendo con ello sortear exitosamente la fase inicial de la incorporación de este tipo de energía al SING.

Durante el 2014 entraron en operación comercial la Central Eólica Valle de los Vientos (90 MW), Centrales Fotovoltaicas Pozo Almonte Solar 2 y 3 (23,5 MW). Además, se interconectaron en pruebas la Central Fotovoltaica María Elena (68 MW) y la ampliación de la Central La Huayca (7,7 MW).



DIRECCIÓN DE PEAJES (DP)

Tiene como objetivo administrar las transferencias económicas y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y adicional del Sistema Interconectado del Norte Grande.

Su estructura cuenta con tres Departamentos: Departamento de Transferencias, Departamento de Peajes, y Departamento de Planificación.

GESTION 2014

La Dirección de Peajes trabajó fuertemente durante el año 2014 en materias relacionadas con el desarrollo del sistema de transmisión y modernización en los procesos de transferencias económicas.

Respecto del desarrollo del sistema de transmisión, se destacan los aportes de la DP en los ámbitos de expansión del sistema troncal, el Estudio de Transmisión Troncal (ETT) y en el abastecimiento seguro de las ciudades del SING.

En materia de expansión, la DP realizó los estudios de necesidades de expansión del sistema de transmisión del SING, recomendando a la CNE la realización de diversas obras, destacándose entre

- Análisis y alternativas de seguridad para suministro de las ciudades del SING.
- Recomendación de obras para un mejor estándar de seguridad al SING.
- Modernización en los procesos de transferencias económicas.

ellas el proyecto “Reubicación de paños S/E Crucero en S/E Nueva Crucero Encuentro”, que entregará un mejor estándar de seguridad al SING. Asimismo, dio inicio a la licitación internacional de una obra nueva troncal, denominada Nueva Subestación Crucero-Encuentro.

En el Estudio de Transmisión Troncal, durante 2014, la DP tuvo una participación activa en el Comité de Licitación, Adjudicación y Supervisión del ETT, además de analizar y proponer mejoras a cada uno de los informes emitidos por el Consultor que realizó dicho estudio, siempre con el objetivo de mejorar la seguridad y la operación económica del SING.

En el ámbito del desarrollo en transmisión, la DP elaboró el estudio “Abastecimiento Seguro de Ciudades del SING”, el cual



Sub Estación

analiza la seguridad de suministro de las principales ciudades y localidades del SING, y se propone alternativas para su desarrollo de largo plazo, bajo diferentes supuestos de oferta y demanda.

Respecto de la modernización en los procesos de transferencias económicas, se dio continuidad al Proyecto Sistema Centralizado de Medidas, iniciado durante 2013, y que tiene como objetivo definir e implementar un sistema de lectura remota de medidas de energía que permita asegurar la oportunidad y calidad de las medidas que participan en los procesos que desarrolla el CDEC-SING.

En este mismo ámbito, se elaboró y entregó a la CNE para su Informe Favorable el Procedimiento DP "Valorización

de Transferencias Económicas", el cual moderniza distintos tratamientos económicos relacionados con la operación del SING, y cuya aplicación de régimen dejará atrás la aplicación de la Resolución Ministerial N° 39 de 2000, estableciendo el Sistema Centralizado de Medidas, antes mencionado, como medio oficial de recepción de información de medidas de energía para transferencias económicas.





DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO (DAP)

La Dirección de Administración y Presupuesto, es la encargada de elaborar, coordinar, ejecutar y administrar el Presupuesto anual del CDEC, además –entre otras cosas- de gestionar el régimen de contrataciones, adquisiciones y compras y dar soporte técnico a las otras Direcciones y al Directorio del CDEC. Entre sus funciones también está la Gestión de Recursos Humanos y la Gestión Estratégica.

GESTION 2014

Durante el año 2014 la DAP trabajó fuertemente en el área de Gestión de Personas, en la revisión y rediseño de la estructura organizacional, de manera de velar por la adecuada instalación del nuevo Directorio y de la nueva Dirección de Planificación y Desarrollo, y establecer las dinámicas internas que permitieran la debida coordinación de funciones y procesos.

El 2014 el CDEC-SING lo constituía un número de 71 personas. Existe para ellos una política permanente de capacitación y desarrollo, la que permitió materializar durante el 2014 la presencia de 84,8% de la dotación en distintos cursos y áreas de capacitación.

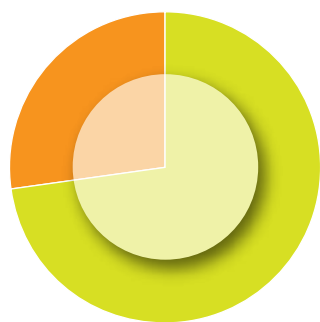
- 93,9% cumplimiento global de Estrategia CDEC-SING 2014.
- 84,8% de trabajadores de CDEC-SING asistieron al menos a un curso de capacitación durante 2014.
- 99,1% alcanzó la ejecución presupuestaria en 2014.

En Gestión Estratégica el énfasis del año estuvo en la mejora, seguimiento y control de la estrategia institucional, materializada en un Mapa Estratégico levantado en distintas instancias de participación interna, alcanzando un cumplimiento global de 93,9% del mismo durante la gestión 2014.

Para apoyar el proceso de crecimiento organizacional, se implementó un programa de acompañamiento estratégico que buscó fortalecer y desarrollar los equipos naturales de trabajo. En materia de Gestión de Recursos, durante el año 2014 la ejecución presupuestaria alcanzó el 99,1%, y se mejoró considerablemente el plazo del pago de financiamiento de parte de los Integrantes, bajando de 45 a 27 días –promedio- para pago de las facturas.

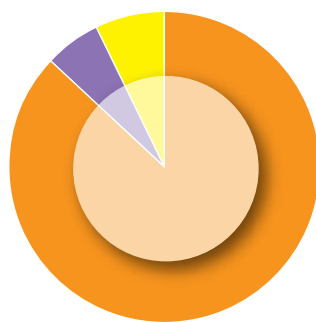


DOTACIÓN CDEC SING POR GÉNERO



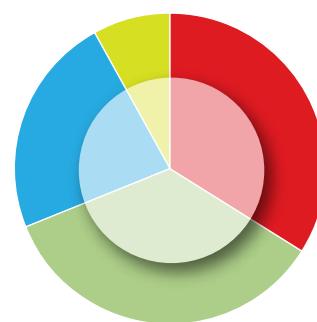
● MASCULINO 73%
● FEMENINO 27%

DOTACIÓN CDEC SING POR PROFESIÓN



● PROFESIONALES DE INGENIERÍA 87%
● OTROS PROFESIONALES 6%
● TÉCNICOS Y OTROS 7%

DOTACIÓN CDEC SING POR EDAD



● HASTA 30 AÑOS 34%
● ENTRE 31 Y 40 AÑOS 35%
● ENTRE 41 Y 50 AÑOS 23%
● MAYOR A 50 AÑOS 8%



UNIDAD DE INTEGRIDAD DEL SISTEMA 2014

El grupo de trabajo constituido 2013 con el objetivo de apoyar el resguardo e integridad del sistema y su expansión en condiciones seguras, tuvo entre sus principales tareas durante el año 2014 concluir la puesta en marcha del Proyecto WAM, liderar la Auditoría Técnica a los planes de mantenimiento y pruebas en Sistemas de Control y Protecciones, y concluir el primer diagnóstico global del estado del equipamiento primario del sistema de transmisión, mediante el Estudio de Integridad de Instalaciones del SING.

El Proyecto WAM cumplió su fase evaluativa, destacando positivamente su capacidad de monitorear el comportamiento y respuesta dinámica del SING, especialmente frente a las dos contingencias claves que vivió el sistema en 2014, el terremoto del 1º de abril y, el apagón del 2 de julio. Se destaca que aún estando en una fase preliminar de piloto WAM se mantuvo operativo en todo momento permitiendo obtener información relevante en medio de las emergencias indicadas.

Por otro lado, el Estudio de Integridad nos entregó un diagnóstico del equipamiento primario del sistema de transmisión en 220 kV para instalaciones existentes, y cómo estas se encuentran frente a escenarios futuros de desarrollo del SING, apoyando las conclusiones del Estudio de Expansión del Sistema de Transmisión del SING, y adelantando aquellos puntos vulnerables de cara a la futura interconexión con el sistema central.

ÁREA GESTIÓN TÉCNICA Y REGULATORIA

Gestión 2014

El Área de Gestión Técnica y Regulatoria (AGTR) estuvo abocada durante el año 2014 a la gestión de los Procedimientos de las Direcciones del CDEC-SING, al seguimiento y control del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, al desarrollo de los reportes de operación del sistema, y particularmente, a gestionar el proceso de conexión de los nuevos proyectos del sistema.

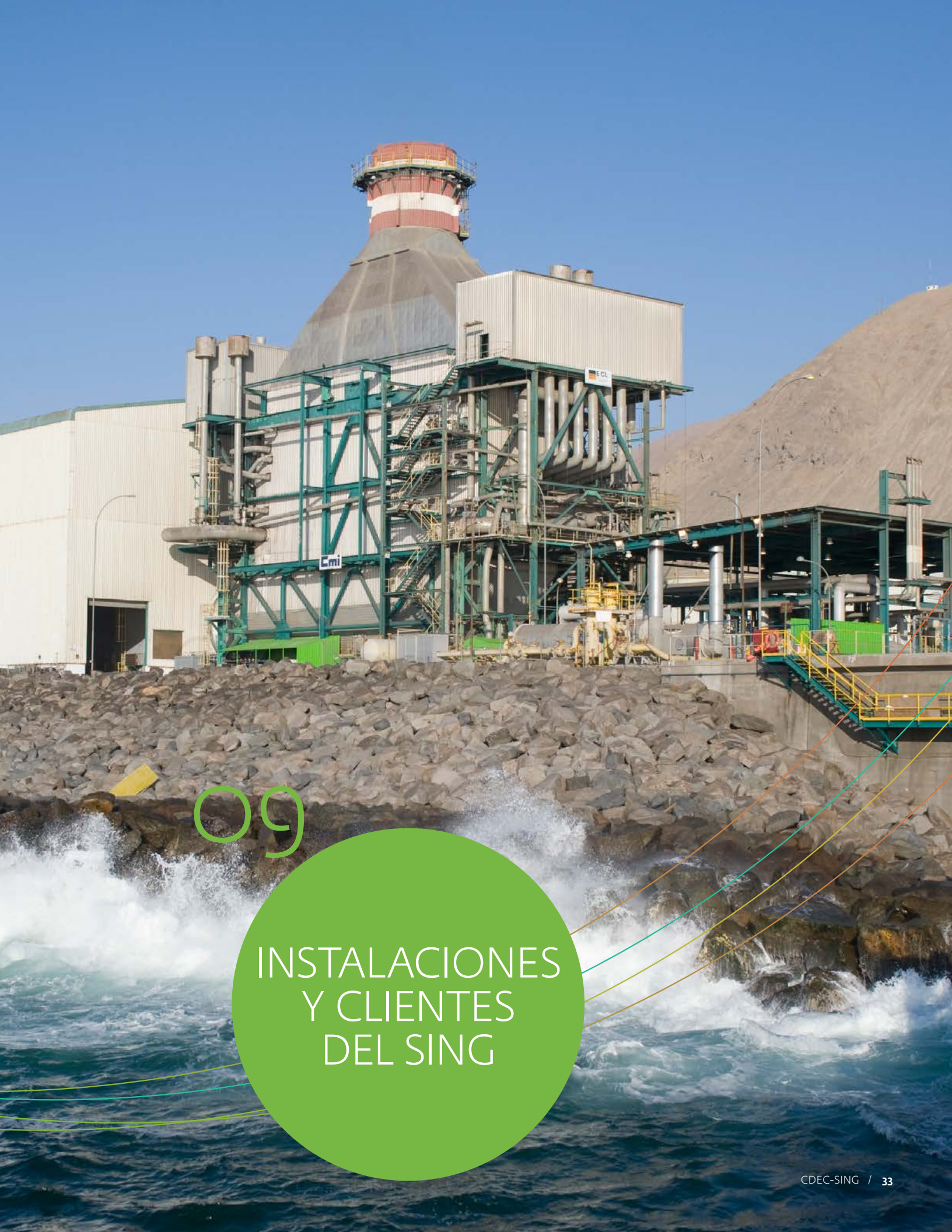
Los proyectos que entraron en operación al SING durante el año 2014, son los siguientes:

PROYECTOS EN OPERACIÓN DESDE 2014

Proyecto	Empresa	Tipo	Fecha
Central Eólica Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Gx	Marzo 2014
Línea 110 kV Valle de los Vientos – Calama	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Tx	Marzo 2014
Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Gx	Marzo 2014
S/E Sierra Gorda ⁽¹⁾	Sierra Gorda SCM	Cx	Abril 2014
Línea 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, Circuito N°2	Transmisora Mejillones	Tx	Abril 2014
Minera Antucoya Fase I	Minera Antucoya	Cx	Mayo 2014
Línea 110 kV Tap Off Enlace Antucoya - Antucoya	Minera Antucoya	Tx	Mayo 2014
Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Gx	Junio 2014
S/E Bombeo Sierra Gorda N°1 y N°2	Transmisora Baquedano	Tx-Cx	Agosto 2014
Línea 220 kV Angamos - S/E Bombeo Sierra Gorda N°1	Transmisora Baquedano	Tx	Agosto 2014
Línea 110 kV S/E Bombeo Sierra Gorda N°1 - S/E Bombeo Sierra Gorda N°2.	Transmisora Baquedano	Tx	Agosto 2014
PMG La Portada	TECNET S.A.	Gx	Agosto 2014
S/E Sierra Gorda	Sierra Gorda SCM	Cx	Octubre 2014
Línea 220 kV Encuentro – Sierra Gorda, Circuito N°1	Transmisora Mejillones	Tx	Octubre 2014

(1) Operación comercial en forma parcial.

Gx: generación - Tx: transmisión - Cx: consumo.



09

INSTALACIONES
Y CLIENTES
DEL SING

UNIDADES GENERADORAS A DICIEMBRE DEL 2014

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]	Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio	
Celta	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR ⁽¹⁾	1	23,8	Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1999	
		CTTAR	1	158,0	Tarapacá 220 kV	Vapor-Carbón	1999	
E-CL	Chapiquiña	CHAP	2	10,2	Arica 66 kV	Hidroeléctrica	1967	
		Diesel Arica	M1AR	3	3,0	Arica 66 kV	Motor Diesel	1953
	M2AR		2	2,9	Arica 66 kV	Motor Diesel	1964	
	GMAR		4	8,4	Arica 66 kV	Motor Diesel	1973	
	Diesel Iquique	SUIQ	3	4,2	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1957	
		MIQ	2	2,9	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1963	
		MAIQ	1	5,9	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1972	
		TGIQ	1	23,8	Iquique 66 kV	Turbogas Diesel	1978	
		MSIQ	1	6,2	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985	
	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	1	165,9	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995	
		CTM2	1	175,0	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1998	
		CTM3	2	250,8	Chacaya 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000	
	Diesel Enaex ⁽⁴⁾	DEUTZ	3	2,0	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996	
		CUMMINS	1	0,7	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996	
	Termoeléctrica Tocopilla ⁽⁵⁾	U10	1	37,5	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1960	
		U11	1	37,5	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1960	
		U12	1	85,3	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983	
		U13	1	85,5	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985	
		U14	1	136,4	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987	
		U15	1	132,4	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987	
		U16	2	400,0	Central Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001	
		TG1	1	24,7	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975	
		TG2	1	24,9	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975	
		TG3 ⁽³⁾	1	37,5	Central Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993	
		Diesel Tamaya ⁽⁵⁾	SUTA	10	103,7	Central Tamaya 110 kV	Motor FO 6	2009
	AES Gener ⁽⁷⁾⁽⁸⁾	Termoeléctrica Norgener	NT01	1	136,3	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995
			NT02	1	141,0	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997
Gasatamarca Chile	Atacama	CC1	3	395,9	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999	
		CC2	3	384,7	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999	
Enorchile	Zofri	ZOFRI 1-6	2	0,9	Iquique 13,8 kV	Motor Diesel	2007	
		ZOFRI 2-5	4	5,2	Iquique 13,8 kV	Motor Diesel	2007	
	Diesel Estandartes	ZOFRI 7-12	6	4,8	Iquique 13,8 kV	Motor Diesel	2009	
		ZOFRI 13	1	1,6	Iquique 13,8 kV	Motor Diesel	2013	
	Diesel Mantos Blancos ⁽²⁾	MIMB	10	28,6	Mantos Blancos 23 kV	Motor FO 6	1995	
Equipos de Generación	Diesel Inacal	INACAL	4	6,8	La Negra 23 kV	Motor FO 6	2009	
Termoeléctrica Andina	Termoeléctrica Andina	CTA	1	168,8	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
Inversiones Hornitos	Termoeléctrica Hornitos	CTH	1	170,1	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
Eléctrica Angamos	Termoeléctrica Angamos	ANG1	1	272,4	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
		ANG2	1	272,6	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
Noracid ⁽⁶⁾	Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones	PAM	1	17,5	Mejillones 110 kV	Cogeneración	2012	
Ingenova	Diesel Aguas Blancas	AGB	1	2,0	Aguas Blancas 13,2 kV	Motor Diesel	2013	
Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2	PAS2	1	7,5	Central Solar PAS2	Solar	2014	
Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3	PAS3	1	16,0	Central Solar PAS3	Solar	2014	
TECNET	Diesel La Portada	TECNET_1_6	3	3,0	La Portada 23 kV	Motor Diesel	2014	
Valle de los Vientos	Eólica Valle de los Vientos	CE V VIENTOS	1	90,0	Valle de los Vientos	Eólico	2014	

TOTAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

4.074,8

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]	Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio
Cavanha	Cavanha	CAVA	1	2,8	Cerro Dragón 13,8 kV	Hidroeléctrica	2010
Energuevas	Minihidro Alto Hospicio	MHAH	1	1,1	Alto Hospicio 13,8 kV	Hidroeléctrica	2010
Energuevas	Minihidro El Toro N° 2	MHT2	1	1,1	Alto Hospicio 13,8 kV	Hidroeléctrica	2010
SPS La Huayca	La Huayca	HUAYCA1	1	1,4	Tamarugal 23 kV	Solar	2012

TOTAL PMGD AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

6,4

TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

4.081,118

Notas:

- (1) Durante el periodo enero - noviembre 1999 la Unidad TGTAR perteneció a Endesa. A partir del 12 de Mayo de 1999 se traslada al SIC y se reintegra al SING el 29 de noviembre de 1999, como propiedad de Celta.
- (2) La Central Diesel Mantos Blancos es representada en el CDEC-SING por ENORCHILE.
- (3) La Unidad TG3 queda disponible para operar con gas natural a partir de septiembre de 2000.
- (4) La Central Diesel Enaex es representada en el CDEC-SING por Gasatamarca hasta Mayo 2007. A partir de Junio 2007 es representada por E-CL.
- (5) Unidades de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011.
- (6) Planta de Cogeneración, potencia corresponde a los excedentes máximos a inyectar al sistema.
- (7) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.
- (8) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

LINEAS DE TRANSMISIÓN DEL SING

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión [kV]	N° Circuitos	Longitud Aprox. [km]	Capacidad ⁽⁷⁾ [MVA]	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio	
AES GENER	Andes - Tap Off Oeste	220	1	38	277	Adicional	1998	
	Andes - Nueva Zaldívar	220	2	63,3x2	363,9x2	Adicional	1999	
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70	272,07	Adicional	1999	
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,2	308,65	Adicional	1994	
ANGAMOS	Central Salta - Andes	345	1	408	777	Adicional	1999	
	Angamos - Laberinto	220	2	142x2	700x2	Adicional	2010	
CODELCO	Chuquicamata - 10	100	1	6,5	111,06	Adicional	1988	
	Chuquicamata - 10A	100	1	7,5	111,06	Adicional	1988	
	Chuquicamata - A	100	2	0,8x2	198,15x2	Adicional	1988	
	Chuquicamata - Chamy	100	1	12	111,06	Adicional	1990	
	Chuquicamata - K1	100	1	5,9	111,06	Adicional	1988	
	Chuquicamata - KM6	100	1	11	111,06	Adicional	1988	
	K1 - 10	100	1	1,3	111,06	Adicional	1985	
	KM6 - 10A	100	1	5,5	111,06	Adicional	1988	
	KM6 - Sopladores	100	1	2,0	447,5	Adicional	1993	
	Salar - km6	100	2	2,2x2	111,06x2	Adicional	2005	
	Encuentro - MMH	220	1	74	273,98	Adicional	2013	
	10A - 10	100	1	0	198,15	Adicional	N/I	
	E-CL	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84	48,01	Adicional	1967
Central Diesel Arica - Arica ⁽⁵⁾		66	1	6,8	41,15	Subtransmisión / Adicional	1964	
Central Diesel Iquique - Iquique		66	1	1,6	48,01	Adicional	1970	
Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°1		66	1	44	41,15	Adicional	1964	
Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2		66	1	40	56,01	Adicional	1987	
Pozo Almonte - Tamarugal		66	1	21	41,15	Subtransmisión	1968	
Tap Off Llanos - Aguas Blancas		66	1	28,2	N/I	Adicional	N/I	
Arica - Pozo Almonte		110	1	216	68,59	Subtransmisión	1987	
Capricornio - Alto Norte		110	1	44	137,18	Adicional	2000	
Capricornio - Antofagasta		110	1	28	137,18	Adicional	2000	
Capricornio - Sierra Miranda		110	1	25	121,94	Adicional	2007	
Chacaya - GNL Mejillones		110	1	11	122	Adicional	2010	
Mejillones - Enaex		110	1	1,4	182,9	Adicional	N/I	
Mejillones - Antofagasta		110	1	63	121,94	Adicional	1987	
Central Diesel Tamaya - A		110	1	127	144,8	Adicional	2009	
Central Diesel Tamaya - Salar		110	1	138	144,8	Adicional	2009	
Central Tocopilla - A. Circuito N°1		110	1	143	79,35	Adicional	1910	
Central Tocopilla - A. Circuito N°2		110	1	141	93,36	Adicional	1910	
Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya N°3		110	1	14	93,36	Adicional	2009	
Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya N°4		110	1	14	79,35	Adicional	2009	
Chacaya - El Cobre		220	2	144x2	350,57x2	Adicional	2011	
Laberinto - El Cobre		220	1	2,7	360,86	Adicional	2012	
Chacaya - Crucero		220	1	153	327,7	Adicional	1987	
Chacaya - Mantos Blancos		220	1	66	377,24	Adicional	1996	
Chacaya - Mejillones		220	1	1,4	377,24	Adicional	1987	
Lagunas - Pozo Almonte		220	1	70	327,7	Adicional	1987	
El Cobre - Gaby		220	1	57	327,7	Adicional	2010	
Central Tocopilla - Crucero		220	2	71,4x2	419x2	Adicional	1986	
Crucero - Chuquicamata		220	1	70	442,02	Adicional	1986	
Crucero - El Abra		220	1	101	457,26	Adicional	1995	
Crucero - Radomiro Tomic		220	1	82	457,26	Adicional	1996	
Crucero - Salar ⁽¹⁾		220	1	75	442,0	Adicional	2005	
Salar - Chuquicamata ⁽²⁾		220	1	13	442,0	Adicional	2005	
Tap Off El Loa - El Loa		220	1	8,4	327,7	Adicional	2000	
Tap Off Desalant - Desalant		110	1	1,9	33,91	Adicional	2003	
KM6 - ACL		100	1	6,1	N/I	Adicional	N/I	
Tap Off Vitor - Tap Off Vitor N°2 móvil		110	1	0,1	34,58	Subtransmisión	2014	
EMELARI		Parinacota - Quiani ⁽⁴⁾	66	1	7,1	25,33	Subtransmisión	2002
		Tap Off Quiani - Quiani	66	1	0,5	39,18	Subtransmisión	2002
GRACE		Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27	70,69	Adicional	2006
HALDEMAN	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	55	12	Adicional	1971	
MINERA CERRO COLORADO	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61	164,04	Adicional	1993	
MINERA COLLAHUASI	Encuentro - Collahuasi. Circuito N°1	220	1	201	170,71	Adicional	2004	
	Encuentro - Collahuasi. Circuito N°2	220	1	201	170,71	Adicional	2012	
	Lagunas - Collahuasi	220	2	118x2	109x2	Adicional	1998	
MINERA EL TESORO	Encuentro - El Tesoro	220	1	90	327,7	Adicional	2000	
MINERA ESCONDIDA	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	245,8x2	Adicional	1999	
	Crucero - Laberinto. Circuito N°1	220	1	133	293	Adicional	2010	
	Domeyko - Escondida	220	1	7,0	245,8	Adicional	1999	
	Domeyko - Laguna Seca	220	1	13	245,8	Adicional	2001	
	Domeyko - Planta Óxidos	220	1	1,0	245,8	Adicional	1998	
	Domeyko - Sulfuros	220	1	1,0	293	Adicional	2005	
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	220	1	95	293	Adicional	2010	
	Mejillones - O'Higgins	220	1	74	260,64	Adicional	2006	
	Nueva Zaldívar - Escondida	220	1	14	293	Adicional	2010	
	Nueva Zaldívar - Sulfuros	220	1	13	293	Adicional	2006	
	O'Higgins - Coloso	220	1	32	245,78	Adicional	1993	
	O'Higgins - Domeyko	220	1	128	245,78	Adicional	1993	
	Zaldívar - Escondida ⁽³⁾	220	1	14	293	Adicional	1996	

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión [kV]	N° Circuitos	Longitud Aprox. [km]	Capacidad (7) [MVA]	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
MINERA ESCONDIDA	Escondida - Monturaqui	69	1	80	54,98	Adicional	2008
	Laguna Seca - Tap Off 418	69	1	13	19,12	Adicional	2002
	Escondida - 940	69	1	30	50,55	Adicional	2002
	Escondida - Escondida Norte	69	1	13	94,41	Adicional	2004
	Escondida - Neurara	69	1	65	54,98	Adicional	2008
	Laguna Seca - 640	69	1	12	70,51	Adicional	2002
	Lixiviación - Booster	69	2	2,5x2	64,54x2	Adicional	2013
	Lixiviación - Sulfuros	69	2	14x2	77,08x2	Adicional	2006
	Neurara - Monturaqui	69	1	15	54,98	Adicional	2008
MINERA ESPERANZA	Chacaya - Muelle	110	1	55	97,55	Adicional	2010
	Muelle - Guayaques	110	1	50	93,36	Adicional	2010
	El Cobre - Esperanza	220	2	81,3x2	179x2	Adicional	2010
	El Tesoro - Esperanza	220	1	13	293,41	Adicional	2010
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas - Fortuna	220	1	6,3	187,93	Adicional	2012
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina - El Peñón	66	1	66	36,01	Adicional	1999
MINERA MICHILLA	Mejillones - El Lince	110	1	74	28,58	Adicional	1991
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18	197,38	Adicional	2002
MINERA RAYROCK	Tap Off Pampa - Iván Zar	69	1	17	8,01	Adicional	1994
MINERA SPENCE	Encuentro - Spence	220	1	67	318,18	Adicional	2005
MINERA ZALDIVAR	Crucero - Laberinto. Circuito N°2	220	1	133	377,24	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldivar. Circuito N°2	220	1	73	377,24	Adicional	1994
MOLY-COP	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	327,7	Adicional	2004
	Tap Off Oeste - Minsal	110	1	33	41,15	Adicional	1997
NORGENER	Laberinto - Lomas Bayas	220	1	10	272,07	Adicional	1997
	Tap Off Oeste - Laberinto	220	1	85	272,07	Adicional	1998
	Norgener - Crucero	220	2	72x2	426,78x2	Adicional	1997
SIERRA GORDA SCM	Tap Off Pampa Lina - Sierra Gorda	220	1	14	115,08	Adicional	2012
	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	386x2	Troncal	1999
TRANSELEC NORTE	Atacama - Esmeralda	220	1	69	197,4	Subtransmisión	2001
	Crucero - Encuentro	220	2	1x2	384,86x2	Troncal	1999
	Crucero - Lagunas 1 (6)	220	1	174	182,9	Troncal	1987
	Crucero - Lagunas 2 (7)	220	1	173	182,9	Troncal	1998
	Cóndores - Parinacota	220	1	222	197,38	Subtransmisión	2001
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70	197,38	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	254x2	Troncal	1996
	Cóndores - Cerro Dragón	110	1	4,9	104,41	Subtransmisión	2001
TRANSEMEL	Cóndores - Pacífico	110	1	11	104,4	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Palafitos	110	1	8,6	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Centro	110	1	0,6	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - La Portada	110	1	17	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	6,7	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Uribe	110	1	16	104,41	Adicional	2001
	Salar - Calama	100	1	17	150,17	Subtransmisión	2011
	Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio	110	1	0,1	104,41	Subtransmisión	2001
	Parinacota - Chinchorro	66	1	3,5	62,64	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	2,4	61,84	Subtransmisión	2003
	XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Antofagasta - Tap Off La Negra	110	1	19	121,94	Adicional
Tap Off La Negra - Alto Norte		110	1	4,8	121,94	Adicional	1993
SQM	Tap Off Nueva Victoria - Llamara	66	1	22,9	42,41	Adicional	2006
	Tap Off Nueva Victoria - Sur Viejo	66	1	16,4	42,41	Adicional	2006
TRANSMISORA BAQUEDANO	Est. Bombeo SG 1 - Est. Bombeo SG 2 (10)	110	1	42,7	63,7118	Adicional	2014
	Angamos - Est. de Bombeo SG N°1 (11)	110	1	10,96	86,6891	Adicional	2014
MINERA ANTUCOYA	Tap Off Enlace Antucoya - Antucoya	110	1	14,0	86,689	Adicional	2014
VALLE DE LOS VIENTOS	Valle de los vientos - Calama N°1	110	1	13,6	137,941	Adicional	2014
TRANSMISORA MEJILLONES	Encuentro - Sierra Gorda (12)	220	1	77,8	225,201	Adicional	2014
Total Líneas 66 kV		66		398	597		
Total Líneas 69 kV		69		261	683		
Total Líneas 100 kV		100		80	2.192		
Total Líneas 110 kV		110		1.427	3.545		
Total Líneas 220 kV		220		5.316	21.274		
Total Líneas 345 kV		345		408	777		
TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 (9)				7.890	29.068		

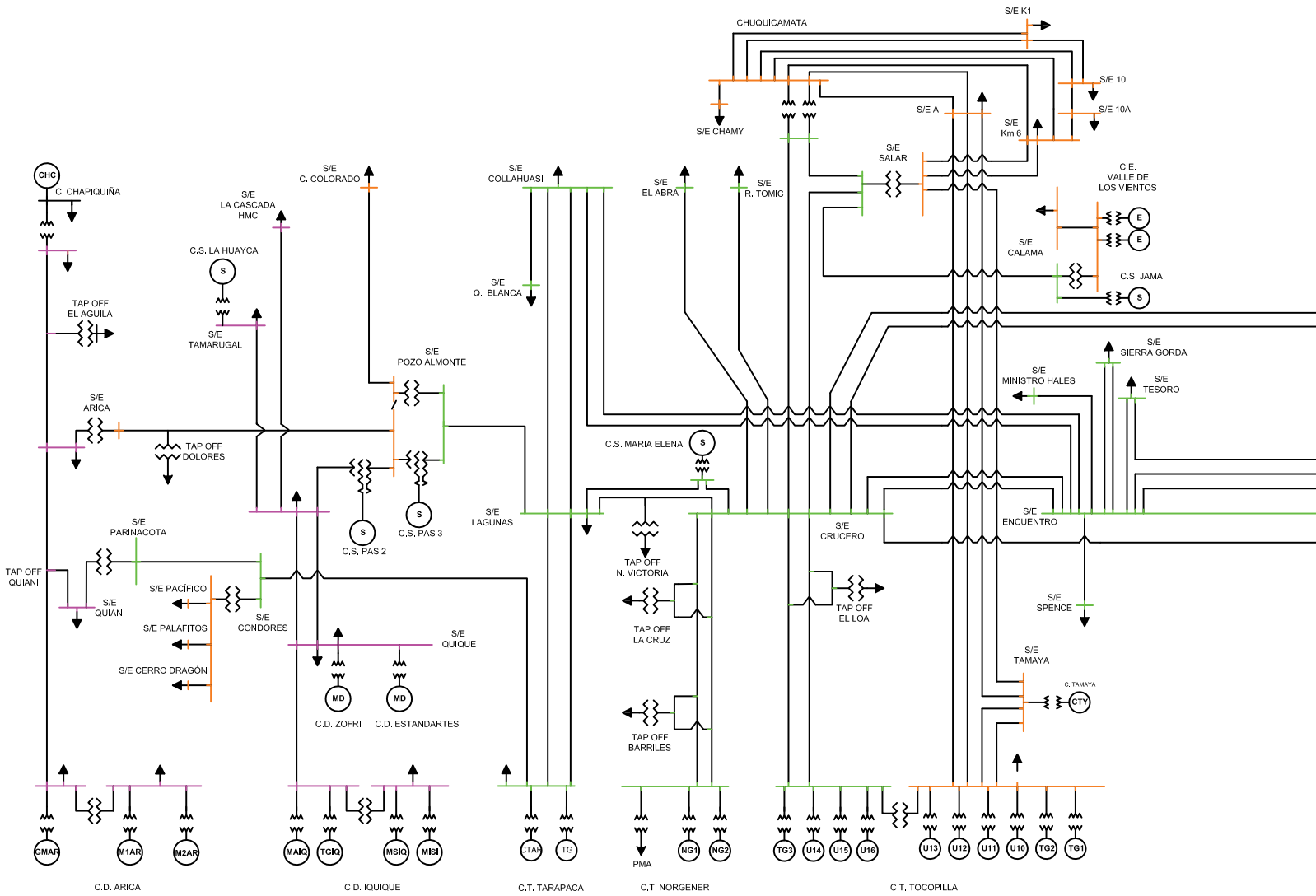
Notas:

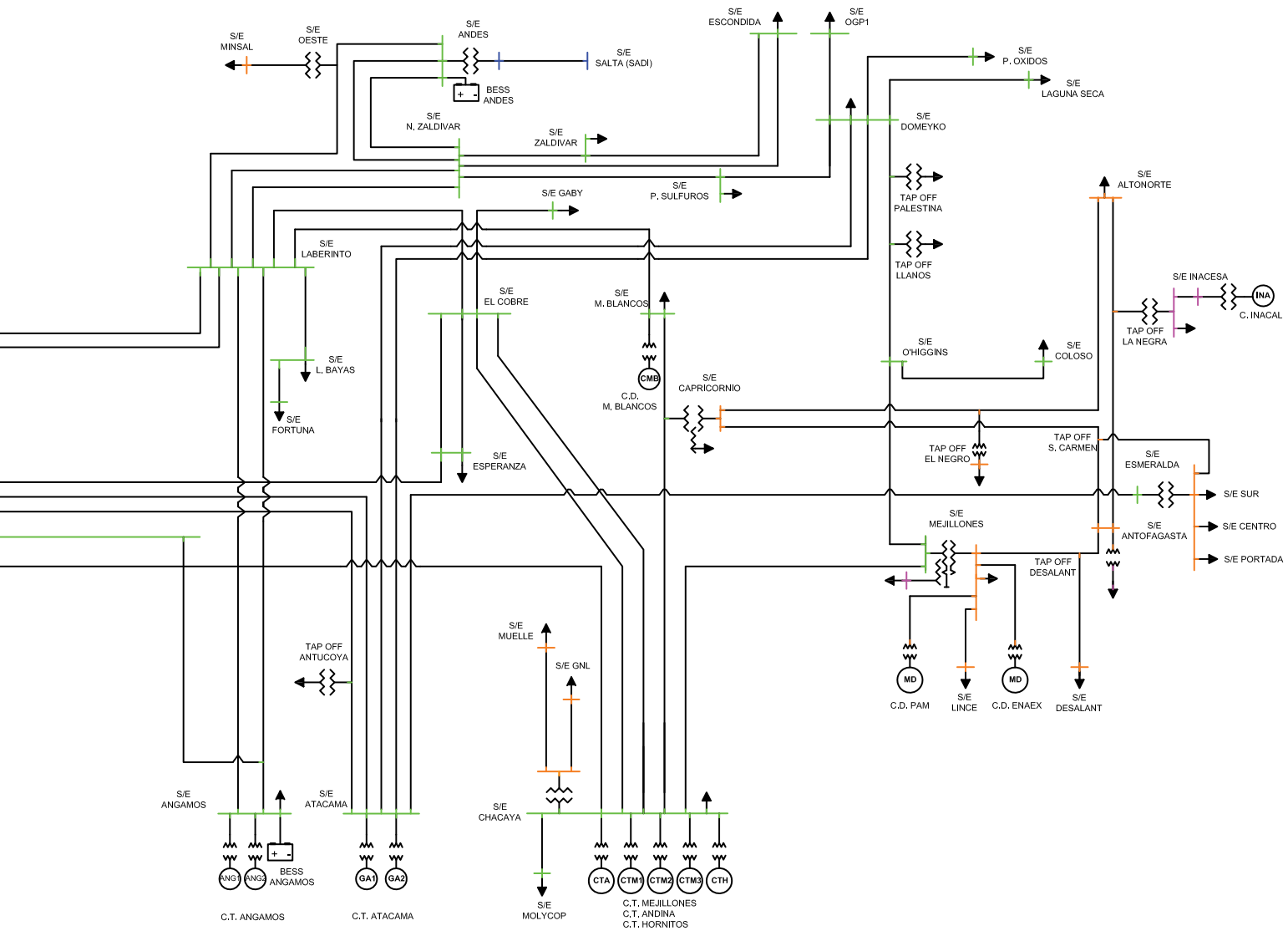
- (1) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación: Tramo Crucero-Torre 340 de propiedad de E-CL, Tramo Torre 340-Salar de propiedad de Codelco.
- (2) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación: Tramo Salar-Torre 340 de propiedad de Codelco, Tramo Torre 340-Chuquicamata de propiedad de E-CL.
- (3) La línea es de propiedad compartida entre Minera Escondida y Minera Zaldivar.
- (4) La línea es de propiedad compartida entre EMELARI y TRANSEMEL.
- (5) Tramo Arica - Tap Arica es de Subtransmisión; tramo Tap Arica - Central Diesel Arica es Adicional.
- (6) Línea propiedad de Transelec S.A., compuesta de dos tramos: Crucero - Nueva Victoria y Nueva Victoria - Lagunas.
- (7) Línea propiedad de Transelec S.A., compuesta de dos tramos: Crucero - María Elena PV y María Elena PV - Lagunas.
- (8) Capacidades de líneas informadas corresponden a la capacidad térmica del conductor.
- (9) Longitudes totales del SING por circuito.
- (10) Línea propiedad de Transmisora Baquedano, compuesta por dos tramos: Patio mufas Est. Bombeo SG 1 - Est. Bombeo SG 1 y Est. Bombeo SG 1 - Est. Bombeo SG 2.
- (11) Línea propiedad de Transmisora Baquedano, compuesta por tres tramos: Angamos - Patio mufas Angamos, Patio mufas Angamos - Patio mufas Est. de Bombeo SG 1 y Patio mufas Est. de Bombeo SG 1 - Est. de Bombeo SG 1.
- (12) Línea propiedad de Transmisora Mejillones, compuesta por dos tramos: Encuentro - Patio de mufas Encuentro y Patio de mufas Encuentro - Sierra Gorda.

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2014

Cliente	Categoría	Potencia Conectada [MVA]	Demanda Máxima [MW]	Consumo Anual [GWh]	Suministrador	Barra de Suministro	Tipo
ACF Minera	Minería	2,61	2,90	19,3	CELTA	Lagunas 220 kV	Libre
Algorta Norte	Minería	8,00	5,40	23,5	E-CL, NORACID	Chacaya 110 kV	Libre
Alto Norte	Industrial	104,00	43,17	318,3	E-CL	Alto Norte 110 kV	Libre
Antucoya	Minería	212,50	3,49	4,5	E-CL	Chacaya 110 kV, Tap Off Enlace 220 kV	Libre
Atacama Agua y Tecnología	Industrial	14,00	10,42	84,0	E-CL	Desalant 110 kV	Libre
Atacama Minerals	Minería	15,00	2,52	16,6	ON GROUP	Aguas Blancas 13 kV	Libre
Camíña	Distribuidora	0,00	0,17	0,6	E-CL	Dolores 110 kV	Regulado
Cerro Colorado	Minería	92,00	40,92	262,8	E-CL	Pozo Almonte 220 kV	Libre
Cerro Dominador	Minería	13,52	3,89	12,5	E-CL	Calama 110 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Clientes Chapiquiña	-	0,37	0,62	1,8	E-CL	Chapiquiña 66 kV	Libre
Clientes menores	-	0,04	0,08	0,6	E-CL	Arica 110 kV	Libre
Codelco	Minería	1.678,86	481,06	3.444,2	ANDINA, E-CL, AES GENER	Chuquicamata 220 kV, Crucero 220 kV, El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV, Salar 110 kV,	Libre
Collahuasi	Minería	500,00	188,05	1.340,7	CELTA, ENORCHILE, GASATACAMA, POZO ALMONTE 2, POZO ALMONTE 3	Collahuasi 220 kV	Libre
Cosayach	Minería	37,80	4,72	32,5	ENORCHILE	Dolores 110 kV, Pozo Almonte 23 kV, Tamarugal 66 kV	Libre
Ecometales	Minería	-	1,27	8,1	AES GENER	KM6 100 kV	Libre
El Abra	Minería	187,50	108,27	845,4	E-CL	Crucero 220 kV	Libre
El Tesoro	Minería	52,00	51,08	268,2	HORNITOS, NORACID	El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Elecda	Distribuidora	0,00	200,58	991,1	E-CL	Antofagasta 110 kV, C. Atacama 220 kV, Calama 110 kV, El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV, La Negra 23 kV, Mantos Blancos 220 kV, Mejillones 110 kV, Mejillones 23 kV, Tocopilla 5 kV, Uribe 110 kV	Regulado
Eliqsa	Distribuidora	0,00	19,46	845,9	E-CL	Alto Hospicio 110 kV, CD Iquique 13.8 kV, Cerro Dragón 110 kV, Dolores 110 kV, Iquique 13.8 kV, Lagunas 220 kV, Pozo Almonte 23 kV, Tamarugal 66 kV, Tarapacá 220 kV	Regulado
Emelari	Distribuidora	0,00	2,89	1,2	E-CL	Arica 110 kV, Arica 13.8 kV, CD Arica 13.8 kV, Tap Off Quiani 66 kV	Regulado
Enaex	Industrial	12,50	6,62	38,6	E-CL	Mejillones 110 kV	Libre
GNL Mejillones	Industrial	16,00	5,45	15,7	E-CL	Chacaya 110 kV, Mejillones 23 kV	Libre
Grace	Minería	25,00	11,96	75,5	AES GENER	Barriles 220 kV	Libre
Haldeman	Minería	19,30	6,58	40,2	E-CL	Pozo Almonte 66 kV	Libre
Inacesa	Industrial	18,95	8,73	47,7	ENORCHILE	Inacesa 23 kV	Libre
Lomas Bayas	Minería	133,20	39,85	293,5	E-CL	Laberinto 220 kV	Libre
Mall Antofagasta	Industrial	5,66	5,36	25,3	E-CL	Antofagasta 110 kV	Libre
Mamiña	Minería	0,00	0,19	0,8	E-CL	Pozo Almonte 220 kV	Libre
Mantos Blancos	Minería	50,00	30,99	217,8	ENORCHILE	Mantos Blancos 23 kV	Libre
Megapuerto	Industrial	0,78	1,98	5,2	E-CL	Mejillones 23 kV	Libre
Michilla	Minería	31,20	21,14	146,3	E-CL	Mejillones 110 kV	Libre
Minera Escondida	Minería	2.188,30	702,12	2.921,7	AES GENER, ANGAMOS	C. Atacama 220 kV, Mejillones 220 kV, Zaldívar 220 kV	Libre
Minera Esperanza	Minería	370,00	127,98	884,2	HORNITOS	Chacaya 110 kV, El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Minera Meridian	Minería	20,00	34,90	115,7	GASATACAMA	C. Atacama 220 kV, Mejillones 220 kV, Zaldívar 220 kV	Libre
Minera Sierra Gorda	Minería	405,00	140,59	266,9	AES GENER	Angamos 220 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Minera Zaldívar	Minería	134,00	70,27	463,9	E-CL	Zaldívar 220 kV	Libre
Molycop	Industrial	30,00	16,10	61,5	E-CL	Chacaya 220 kV	Libre
Molynor	Industrial	1,50	3,04	20,3	E-CL	Mejillones 23 kV	Libre
Noracid	Industrial	0,00	6,87	2,7	NORACID	Mejillones 110 kV	Libre
Otros Clientes	Varios	0,00	4,05	22,6	CELTA	Tarapacá 220 kV	Libre
Pampa Camarones	Minería	-	2,14	5,3	E-CL	Arica 110 kV	Libre
Polpaico	Industrial	3,83	2,27	9,8	E-CL	Mejillones 23 kV	Libre
Puerto Mejillones	Industrial	4,00	6,67	5,0	E-CL	Mejillones 110 kV	Libre
Quebrada Blanca	Industrial	50,00	15,83	74,6	AES GENER	Collahuasi 220 kV	Libre
Quiborax	Minería	1,70	2,93	18,9	E-CL	El Águila 66 kV	Libre
Sabo	Minería	7,00	1,00	16,6	ENORCHILE, GASATACAMA	Antofagasta 110 kV, Centro 110 kV	Libre
Spence	Minería	180,00	80,05	550,0	ANGAMOS	Encuentro 220 kV	Libre
SQM	Minería	210,00	78,56	548,1	AES GENER, E-CL	El Loa 220 kV, El Negro 110 kV, La Cruz 220 kV, Nva. Victoria 220 kV, Oeste 220 kV	Libre

DIAGRAMA UNILINEAL DE INSTALACIONES DEL SING





10

ESTADÍSTICAS
DE
OPERACIÓN



I. SING: Capacidad Instalada de Generación

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA PERIODO 2005-2014

EN UNIDADES FISICAS [MW]

Empresa \ Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Celta	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
E-CL	719	719	722	705	693	691	1.796	1.796	1.767	1.767
Electroandina	992	992	992	1.000	1.105	1.105				
AES Gener ^{(4) (5)}	643	643	643	643	643	643	643	643	643	277
Gasatacama	783	783	781	781	781	781	781	781	781	781
Norgener ⁽⁴⁾	277	277	283	283	277	277	277	277	277	
Enorchile					11	11	11	11	41	41
Equipos de Generación ⁽³⁾					7	7	7	7	7	7
Cavanca ⁽¹⁾						3	3	3	3	3
Enernuevas ⁽²⁾						2	2	2	2	2
Termoeléctrica Andina							169	169	169	169
Inversiones Hornitos							170	170	170	170
Eléctrica Angamos							545	545	545	545
Noracid								18	18	18
SPS La Huayca								1	1	1
On Group									2	2
Pozo Almonte Solar 2										8
Pozo Almonte Solar 3										16
Tecnet										3
Valle de los Vientos										90
TOTAL	3.596	3.596	3.602	3.593	3.699	3.701	4.585	4.604	4.607	4.081

EN PORCENTAJES [%]

Empresa \ Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Celta	5,1%	5,1%	5,0%	5,1%	4,9%	4,9%	4,0%	3,9%	3,9%	4,5%
E-CL	20,0%	20,0%	20,0%	19,6%	18,7%	18,7%	39,2%	39,0%	38,4%	43,3%
Electroandina	27,6%	27,6%	27,5%	27,8%	29,9%	29,9%				
AES Gener ^{(4) (5)}	17,9%	17,9%	17,8%	17,9%	17,4%	17,4%	14,0%	14,0%	14,0%	6,8%
Gasatacama	21,8%	21,8%	21,7%	21,7%	21,1%	21,1%	17,0%	17,0%	16,9%	19,1%
Norgener ⁽⁴⁾	7,7%	7,7%	7,9%	7,9%	7,5%	7,5%	6,0%	6,0%	6,0%	
Enorchile					0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,9%	1,0%
Equipos de Generación ⁽³⁾					0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
Cavanca ⁽¹⁾						0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Enernuevas ⁽²⁾						0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Termoeléctrica Andina							3,7%	3,7%	3,7%	4,1%
Inversiones Hornitos							3,7%	3,7%	3,7%	4,2%
Eléctrica Angamos							11,9%	11,8%	11,8%	13,4%
Noracid								0,4%	0,4%	0,4%
SPS La Huayca								0,0%	0,0%	0,0%
On Group									0,0%	0,0%
Pozo Almonte Solar 2										0,2%
Pozo Almonte Solar 3										0,4%
Tecnet										0,1%
Valle de los Vientos										2,2%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(1) Central Cavanca desde el 3 de Noviembre 2010 corresponde a PMGD. Antes de esa fecha estaba representada en el CDEC-SING por E-CL.

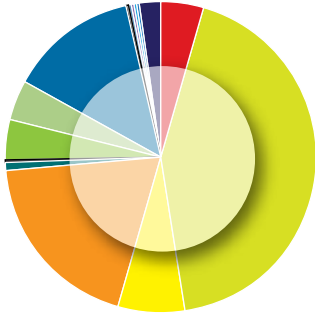
(2) Unidades de empresas Enernuevas y SPS La Huayca corresponden a PMGD.

(3) Ex Inacal.

(4) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.

(5) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA



CELTA	4,5%	CAVANCHA	0,1%
E-CL ⁽¹⁾	43,3%	ENERNUEVAS ⁽⁴⁾	0,1%
AES GENER ^{(2) (7)}	6,8%	NORACID	0,4%
GASATACAMA CHILE	19,1%	SPS LA HUAYCA ⁽⁵⁾	0,0%
ENORCHILE	1,0%	ON GROUP ⁽⁶⁾	0,0%
EQUIPOS DE GENERACIÓN ⁽³⁾	0,2%	POZO ALMONTE SOLAR 2	0,2%
TERMOELÉCTRICA ANDINA	4,1%	POZO ALMONTE SOLAR 3	0,4%
INVERSIONES HORNITOS	4,2%	TECNET	0,1%
ELÉCTRICA ANGAMOS	13,4%	VALLE DE LOS VIENTOS	2,2%

(1) Los activos de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011.

(2) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.

(3) Ex INACAL.

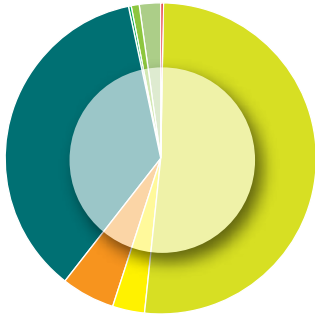
(4) Con 2,2 MW de capacidad instalada, la participación de Enernuevas equivale al 0,05% del SING.

(5) Con 1,35 MW de capacidad instalada, la participación de SPS La Huayca equivale al 0,03% del SING.

(6) Con 2,0 MW de capacidad instalada, la participación de On Group equivale al 0,05% del SING.

(7) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

CAPACIDAD INSTALADA POR COMBUSTIBLE



HIDROELÉCTRICA	0,37%
CARBÓN	51,45%
DIESEL	3,40%
FUEL OIL	5,54%
GAS NATURAL ⁽¹⁾	35,99%
COGENERACIÓN	0,43%
SOLAR	0,61%
EÓLICO	2,21%

(1) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.



CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE PERIODO 2005-2014

EN UNIDADES FISICAS [MW]

Combustible	Empresa	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Hidro	E-CL	13	13	13	13	10	10	10	10	10	10
	Cavancha ⁽²⁾					3	3	3	3	3	3
	Enernuevas						2	2	2	2	2
Subtotal		13	13	13	13	13	15	15	15	15	15
Carbón	Celta	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0
	E-CL	340,9	340,9	340,9	340,9	340,9	340,9	340,9	780,5	780,5	780,5
	Electroandina	429,4	429,4	429,4	437,5	439,6	439,6	439,6			
	Norgener ⁽⁵⁾	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	
	Andina							168,8	168,8	168,8	168,8
	Hornitos							170,1	170,1	170,1	170,1
	Angamos							545,0	545,0	545,0	545,0
	AES Gener ⁽⁵⁾										277,3
Subtotal		1.206	1.206	1.206	1.214	1.216	1.216	2.100	2.100	2.100	2.100
Diesel	Celta	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	E-CL	62	62	65	48	48	48	48	98	98	98
	Electroandina	50	50	50	50	50	50	50			
	Endesa										
	Gasatacama	3	3								
	Enorchile			6	6	11	11	11	11	12	12
	On Group									2	2
	Tecnet										3
Subtotal		138	138	144	127	132	132	132	132	135,715	138,715
Fuel Oil	E-CL ⁽¹⁾	53	53	53	53	41	41	41	219	191	191
	Electroandina	75	75	75	75	179	179	179			
	Equipos de Generación ⁽³⁾					7	7	7	7	7	7
	Enorchile ⁽⁴⁾									29	29
Subtotal		128	128	128	128	226	226	226	226	226	226
Gas Natural	E-CL	251	251	251	251	251	251	251	688	688	688
	AES Gener ⁽⁶⁾	643	643	643	643	643	643	643	643	643	
	Gasatacama	781	781	781	781	781	781	781	781	781	781
	Electroandina	438	438	438	438	438	438	438			
Subtotal		2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	1.469
Cogeneración	Noracid								18	18	18
Subtotal									18	18	18
Solar	SPS La Huayca								1	1	1
	Pozo Almonte Solar 2										8
	Pozo Almonte Solar 3										16
Subtotal									1	1	25
Eólico	Valle de los Vientos										90
Subtotal											90
TOTAL		3.596	3.596	3.602	3.593	3.699	3.701	4.585	4.604	4.607	4.081

(1) Las unidades generadoras de E-CL que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.

(2) La Central Cavancha desde el 3 de Noviembre de 2010 corresponde a PMGD.

(3) Ex Inacal.

(4) Las unidades generadoras de Enorchile que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.

(5) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.

(6) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

II. SING: Generación de Energía

GENERACIÓN POR EMPRESA Y UNIDAD [GWh]

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
E-CL													
CHAPIQUÍÑA	4,64	4,36	4,54	3,79	3,98	3,60	3,54	3,38	3,94	3,78	3,81	4,26	47,62
CD ARICA	1,24	0,45	0,95	1,51	1,14	1,47	1,02	0,71	0,88	0,88	0,76	0,42	11,43
CD IQUIQUE	0,40	0,16	0,64	1,12	0,74	1,33	0,87	0,66	1,01	0,89	0,93	0,39	9,13
CD MANTOS BLANCOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CTM3	3,79	0,00	31,40	32,72	0,00	2,09	19,45	3,95	20,68	18,79	47,63	1,07	181,56
CTM2	52,82	59,36	107,41	81,72	107,11	87,49	93,05	102,93	107,71	108,45	106,19	101,94	1.116,18
CTM1	97,38	93,68	107,27	84,09	102,64	103,13	62,80	68,23	98,32	110,99	95,45	108,27	1.132,25
DEUTZ	0,02	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06
CUMMINS	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
U10 - U11 ⁽¹⁾	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
U12 - U13 ⁽¹⁾	101,47	97,49	99,38	110,51	105,84	90,56	90,64	41,56	82,76	107,73	67,88	15,73	1.011,55
U14 - U15 ⁽¹⁾	141,33	65,45	130,82	149,38	87,35	133,44	172,49	173,17	162,85	167,04	149,58	174,10	1.707,00
U16 ⁽¹⁾	115,92	131,39	102,24	120,59	146,79	138,17	117,89	143,63	92,17	107,46	106,55	137,23	1.460,04
TG1 ⁽¹⁾	0,30	0,00	0,00	0,31	0,14	0,13	0,12	0,10	0,27	0,02	0,23	0,13	1,76
TG2 ⁽¹⁾	0,30	0,00	0,00	0,33	0,14	0,15	0,07	0,10	0,22	0,00	0,05	0,09	1,45
TG3 ⁽¹⁾	1,64	1,64	1,51	1,00	1,52	0,54	1,38	0,21	0,39	0,22	0,58	0,32	10,96
Solar El Águila ⁽²⁾	0,40	0,37	0,38	0,33	0,31	0,35	0,34	0,35	0,35	0,40	0,38	0,42	4,38
SUTA ⁽¹⁾	24,70	18,28	20,69	25,73	18,64	14,22	19,83	6,93	7,74	6,19	5,55	4,32	172,82

Total Gen. Bruta	546,37	472,62	607,25	613,15	576,36	576,70	583,50	545,91	579,29	632,83	585,55	548,70	6.868,23
Consumos Propios	34,08	29,26	58,74	75,50	36,72	37,98	35,44	34,18	37,93	41,99	37,93	35,10	494,85
Total Gen. Neta	512,29	443,36	548,51	537,65	539,64	538,72	548,06	511,73	541,36	590,84	547,62	513,60	6.373,38

CELTA													
CTTAR	67,85	85,31	101,59	29,41	68,21	69,64	90,62	65,12	89,32	89,86	74,90	78,81	910,65
TGTAR	0,66	0,39	0,29	0,66	0,52	0,57	0,69	0,18	0,34	0,52	0,37	0,28	5,47

Total Gen. Bruta	68,51	85,69	101,88	30,07	68,73	70,21	91,31	65,30	89,66	90,39	75,27	79,08	916,12
Consumos Propios	6,27	6,72	7,79	2,40	6,09	5,73	7,21	5,06	7,19	7,94	6,71	6,55	75,66
Total Gen. Neta	62,24	78,97	94,09	27,67	62,64	64,48	84,10	60,24	82,47	82,45	68,56	72,53	840,46

NORGENER ⁽⁴⁾													
NT01	71,85	84,41	99,91	97,06	98,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	452,04
NT02	90,25	86,35	98,70	80,36	99,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	455,27
CTM3 (Norgener)	0,00	24,79	6,23	75,19	20,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	126,24
Total Gen. Bruta	162,10	195,55	204,84	252,62	218,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.033,56
Consumos Propios	13,00	12,70	14,90	17,10	15,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73,20
Total Gen. Neta	149,10	182,85	189,94	235,52	202,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	960,36

GASATACAMA													
TG1A	25,01	4,24	26,79	11,90	0	0	0	4,44	3,01	9,75	6,02	8,57	99,73
TG1B	19,91	0,00	5,12	0,00	0,00	0,00	13,18	2,84	0,00	24,64	21,91	48,13	135,72
TV1C	22,55	2,27	16,98	0,00	0,00	0,00	6,78	3,30	0,00	16,82	12,12	31,10	111,92
TG2A	19,58	25,17	9,93	32,84	21,93	1,27	10,37	16,70	22,26	6,12	9,84	14,12	190,12
TG2B	2,87	9,44	0,00	40,71	22,08	12,45	16,03	19,06	9,20	8,31	34,14	8,48	182,77
TV2C	10,76	19,24	5,47	40,36	22,44	6,60	13,39	17,17	11,93	4,24	23,35	10,40	185,36
Total Gen. Bruta	100,68	60,37	64,28	125,81	66,45	20,32	59,75	63,50	46,40	69,88	107,38	120,79	905,62
Consumos Propios	3,98	3,18	3,49	4,40	3,22	1,83	3,08	3,06	2,33	3,25	3,96	4,37	40,15
Total Gen. Neta	96,70	57,19	60,79	121,41	63,23	18,49	56,67	60,44	44,07	66,63	103,42	116,42	865,47

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
AES GENER ⁽⁴⁾													
Central Salta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,54
NT01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,86	95,85	100,28	97,07	26,75	80,95	96,49	593,25
NT02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,04	96,88	101,04	30,74	92,88	94,07	93,14	602,79
CTM3 (AES GENER)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,27	59,32	63,34	17,13	8,25	9,35	5,74	195,39
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	222,17	256,59	264,66	144,94	127,87	184,37	195,37	1.395,97
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,72	16,94	17,73	10,25	8,50	12,92	14,10	96,16
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	206,45	239,65	246,93	134,69	119,37	171,45	181,27	1.299,81

CAVANCHA													
CAVA	1,54	1,39	1,56	0,80	1,49	1,37	1,45	1,47	1,39	1,50	1,46	1,51	16,94
Total Gen. Bruta	1,54	1,39	1,56	0,80	1,49	1,37	1,45	1,47	1,39	1,50	1,46	1,51	16,94
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	1,54	1,39	1,56	0,80	1,49	1,37	1,45	1,47	1,39	1,50	1,46	1,51	16,94

ENORCHILE													
ZOFRI_1-6	0,06	0,03	0,05	0,05	0,05	0,03	0,05	0,04	0,06	0,06	0,05	0,03	0,57
ZOFRI_2-5	0,31	0,17	0,30	0,32	0,33	0,39	0,24	0,25	0,33	0,37	0,26	0,12	3,38
ZOFRI_7-12	0,41	0,13	0,34	0,41	0,31	0,46	0,41	0,27	0,32	0,37	0,30	0,14	3,86
ZOFRI_13	0,15	0,05	0,12	0,11	0,14	0,10	0,11	0,09	0,11	0,14	0,10	0,03	1,25
MIMB	1,35	0,54	0,93	1,83	1,37	0,95	2,00	0,97	0,82	0,62	0,79	0,43	12,59
Total Gen. Bruta	2,29	0,91	1,74	2,72	2,20	1,94	2,80	1,62	1,63	1,56	1,50	0,75	21,67
Consumos Propios	0,08	0,05	0,07	0,10	0,08	0,06	0,10	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,82
Total Gen. Neta	2,21	0,86	1,67	2,62	2,12	1,88	2,70	1,56	1,57	1,51	1,44	0,70	20,85

EQUIPOS DE GENERACIÓN ⁽⁴⁾													
INACAL1 - 4	1,24	1,34	0,39	1,43	1,30	1,16	0,54	0,01	0,00	0,16	0,10	0,02	7,68
Total Gen. Bruta	1,24	1,34	0,39	1,43	1,30	1,16	0,54	0,01	0,00	0,16	0,10	0,02	7,68
Consumos Propios	0,06	0,06	0,02	0,07	0,06	0,06	0,07	0,00	0,00	0,15	0,09	0,00	0,64
Total Gen. Neta	1,18	1,28	0,37	1,36	1,24	1,10	0,47	0,01	0,00	0,01	0,01	0,02	7,04

ANDINA													
CTA1	105,11	80,69	101,14	28,93	79,50	93,83	93,27	107,54	97,06	76,07	80,70	100,32	1.044,14
Total Gen. Bruta	105,11	80,69	101,14	28,93	79,50	93,83	93,27	107,54	97,06	76,07	80,70	100,32	1.044,14
Consumos Propios	10,82	4,98	10,64	3,02	9,32	10,57	10,87	11,94	11,24	9,90	9,67	10,50	113,47
Total Gen. Neta	94,29	75,71	90,50	25,91	70,18	83,26	82,40	95,60	85,82	66,17	71,03	89,82	930,67

ANGAMOS													
ANG1	163,61	163,42	101,12	97,94	191,28	184,83	177,14	179,12	182,14	177,00	144,35	170,39	1.932,35
ANG2	174,46	172,61	189,89	186,80	193,53	189,92	104,64	87,89	167,19	192,18	174,06	189,69	2.022,85
Total Gen. Bruta	338,07	336,02	291,01	284,74	384,82	374,75	281,78	267,01	349,33	369,18	318,41	360,08	3.955,20
Consumos Propios	36,39	34,72	29,98	28,17	38,16	37,64	28,90	28,09	34,16	36,94	34,36	36,84	404,35
Total Gen. Neta	301,68	301,30	261,03	256,57	346,66	337,11	252,88	238,92	315,17	332,24	284,05	323,24	3.550,85

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ENERNUEVAS													
MHAH - MHT2	1,51	1,33	1,46	0,62	1,40	1,41	1,42	1,39	1,34	1,39	1,45	1,51	16,23
Total Gen. Bruta	1,51	1,33	1,46	0,62	1,40	1,41	1,42	1,39	1,34	1,39	1,45	1,51	16,23
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	1,51	1,33	1,46	0,62	1,40	1,41	1,42	1,39	1,34	1,39	1,45	1,51	16,23

HORNITOS													
CTH1	101,98	95,79	92,61	75,29	64,02	75,07	53,64	112,27	100,26	114,70	103,29	106,33	1.095,25
Total Gen. Bruta	101,98	95,79	92,61	75,29	64,02	75,07	53,64	112,27	100,26	114,70	103,29	106,33	1.095,25
Consumos Propios	11,25	7,12	11,01	9,37	8,73	8,51	6,27	11,39	10,65	11,57	11,10	11,86	118,83
Total Gen. Neta	90,73	88,67	81,60	65,92	55,29	66,56	47,37	100,88	89,61	103,13	92,19	94,47	976,42

NORACID													
PAM	2,31	4,13	10,30	11,60	12,05	10,22	11,57	12,24	12,04	12,03	11,84	11,88	122,23
Total Gen. Bruta	2,31	4,13	10,30	11,60	12,05	10,22	11,57	12,24	12,04	12,03	11,84	11,88	122,23
Consumos Propios	0,60	1,85	0,12	4,00	0,04	3,52	0,00	0,03	0,00	0,04	0,00	0,01	10,21
Total Gen. Neta	1,71	2,28	10,18	7,60	12,01	6,70	11,57	12,21	12,04	11,99	11,84	11,87	112,02

SPS LA HUAYCA													
HUAYCA1	0,16	0,19	0,04	0,00	0,77	1,18	1,39	1,45	1,35	1,55	1,57	1,56	11,21
Total Gen. Bruta	0,16	0,19	0,04	0,00	0,77	1,18	1,39	1,45	1,35	1,55	1,57	1,56	11,21
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,06
Total Gen. Neta	0,16	0,19	0,04	0,00	0,77	1,18	1,38	1,44	1,34	1,54	1,56	1,55	11,15

ONGROUP													
AGB	0,17	0,10	0,12	0,27	0,17	0,17	0,26	0,13	0,13	0,12	0,12	0,04	1,80
Total Gen. Bruta	0,17	0,10	0,12	0,27	0,17	0,17	0,26	0,13	0,13	0,12	0,12	0,04	1,80
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,17	0,10	0,12	0,27	0,17	0,17	0,26	0,13	0,13	0,12	0,12	0,04	1,80

VALLE DE LOS VIENTOS													
VALLE DE LOS VIENTOS	11,37	15,66	14,64	14,42	17,53	18,01	18,56	18,74	19,70	20,37	22,12	24,23	215,34
Total Gen. Bruta	11,37	15,66	14,64	14,42	17,53	18,01	18,56	18,74	19,70	20,37	22,12	24,23	215,34
Consumos Propios	0,04	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,06	0,07	0,07	0,63
Total Gen. Neta	11,33	15,60	14,58	14,36	17,49	17,97	18,52	18,69	19,66	20,31	22,05	24,16	214,71

LOS PUQUIOS													
LOS PUQUIOS	0,00	0,22	0,22	0,32	0,34	0,34	0,35	0,38	0,40	0,43	0,40	0,39	3,79
Total Gen. Bruta	0,00	0,22	0,22	0,32	0,34	0,34	0,35	0,38	0,40	0,43	0,40	0,39	3,79
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,00	0,22	0,22	0,32	0,34	0,34	0,35	0,38	0,40	0,43	0,40	0,39	3,79

POZO ALMONTE SOLAR 2													
POZO ALMONTE SOLAR 2	0,00	0,00	0,52	1,32	1,48	1,40	1,47	1,69	1,74	1,20	2,03	2,10	14,96
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,52	1,32	1,48	1,40	1,47	1,69	1,74	1,20	2,03	2,10	14,96
Consumos Propios	0,00	0,00	0,01	0,01	0,12	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,21
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,51	1,31	1,36	1,39	1,46	1,68	1,73	1,19	2,02	2,09	14,75

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
POZO ALMONTE SOLAR 3													
POZO ALMONTE SOLAR 3	0,00	0,00	0,23	2,18	3,14	3,02	3,15	3,37	3,83	3,85	4,66	4,85	32,28
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,23	2,18	3,14	3,02	3,15	3,37	3,83	3,85	4,66	4,85	32,28
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,17
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,23	2,17	3,12	3,00	3,13	3,35	3,81	3,83	4,64	4,83	32,11

TECNET

TECNET	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,14	0,16	0,16	0,07	0,57
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,14	0,16	0,16	0,07	0,57
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,14	0,16	0,16	0,07	0,57

GENERACIÓN SOLAR

MARÍA ELENA FV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	20,44	23,95
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	20,44	23,95
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	20,36	23,87

TOTAL SING

Generación Bruta	1.443,39	1.327,22	1.494,23	1.446,30	1.500,19	1.473,26	1.462,81	1.468,73	1.450,63	1.525,25	1.502,39	1.580,01	17.674,41
Consumos Propios	116,57	100,70	136,83	144,21	118,10	121,69	108,96	111,63	113,89	120,43	116,91	119,57	1.429,49
Generación Neta	1.326,82	1.226,52	1.357,40	1.302,09	1.382,09	1.351,57	1.353,85	1.357,10	1.336,74	1.404,82	1.385,48	1.460,44	16.244,92
Pérdidas de Transmisión	46,30	49,60	35,80	3,30	55,00	63,20	48,10	49,00	52,90	50,00	28,80	49,60	531,60
Ventas a clientes libres	1.119,80	1.067,00	1.166,00	1.158,00	1.171,50	1.138,00	1.148,50	1.153,50	1.138,90	1.199,60	1.208,70	1.254,80	13.924,20
Ventas a clientes regulados	160,70	134,70	155,70	140,80	155,60	150,30	157,20	154,60	145,00	153,90	151,60	156,00	1.816,00
Total Ventas	1.280,50	1.201,70	1.321,60	1.298,80	1.327,10	1.288,30	1.305,70	1.308,10	1.283,90	1.353,50	1.360,20	1.410,80	15.740,30

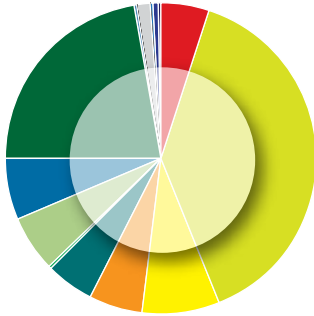
TOTAL SING [EN %]

Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	8%	7%	9%	10%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Generación Neta	92%	93%	91%	90%	92%	92%	93%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Pérdidas de Transmisión	3%	4%	2%	0%	4%	4%	3%	3%	4%	3%	2%	3%	2%
Ventas a clientes libres	78%	79%	78%	80%	78%	77%	79%	79%	79%	79%	80%	79%	79%
Ventas a clientes regulados	11%	10%	10%	10%	10%	10%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Total Ventas	89%	89%	88%	90%	88%	87%	89%	89%	89%	89%	90%	89%	89%

(1) Unidades representadas en CDEC-SING por Electroandina hasta el 1 de Diciembre de 2011, luego son representadas por E-CL.

(2) Ex Inacal.

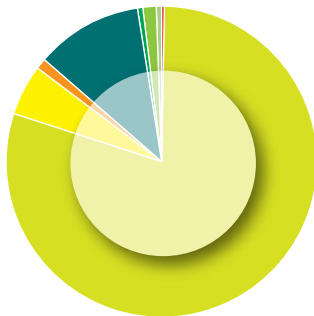
(3) Central en periodo de pruebas.



GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA

CELTA	5,2%	CAVANCHA	0,1%
E-CL	38,9%	GENERACIÓN SOLAR SPA	0,1%
AESGENER ⁽¹⁾	7,9%	ENERNUEVAS	0,1%
NORGENER ⁽¹⁾	5,7%	LOS PUQUIOS	0,0%
GASATACAMA	5,1%	VALLE DE LOS VIENTOS	1,2%
ENORCHILE	0,1%	POZO ALMONTE SOLAR 2	0,1%
EQUIPOS DE GENERACIÓN (EX INACAL)	0,0%	POZO ALMONTE SOLAR 3	0,2%
TERMOELÉCTRICA ANDINA	5,9%	NORACID	0,7%
INVERSIONES HORNITOS	6,2%	SPS LA HUAYCA	0,1%
ELÉCTRICA ANGAMOS	22,4%	ONGROUP	0,0%
TECNET	0,0%		

(1) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.



GENERACIÓN BRUTA POR COMBUSTIBLE

HIDROELÉCTRICA	0,5%
CARBÓN	79,6%
DIESEL	5,4%
FUEL OIL	1,0%
GAS NATURAL	11,1%
COGENERACIÓN	0,7%
EÓLICA	1,2%
SOLAR	0,5%

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING PERÍODO 2005 - 2014 [GWh]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CELTA										
CTTAR	422	830	1.012	981,0	1.065	1.076,3	972,7	848	912	911
TGTAR	0	2	14	17,9	11	9,6	8,1	4	6	5
Total Generación Bruta	423	832	1.026	999	1.076	1.085,9	980,8	852	919	916
Consumos Propios	39	72	84	81	86	86,5	74,7	74	74	76
Total Generación Neta	383	760	941	918	990	999,4	906,2	778	844	840
E-CL										
CHAPIQUÍNA	45	55	53	53	47	42	40	49	44	48
CAVANCHA ⁽¹⁾	15	15	15	15	15	13				
CD ARICA	2	7	33	32	17	25	16	12	15	11
CD IQUIQUE	4	13	50	60	31	42	34	18	11	9
CD ANTOFAGASTA ⁽⁴⁾	2	15	32	6	0	0				
CD MANTOS BLANCOS	4	25	7	0	69	88	49	40	21	
CD ENAEX			1	0	1	1		0	0	0
CTM1	446,6	880	1.057	1.202	1.191	1.114	1.118	1.204	1.146	1.132
CTM2	849	1.033	1.188	1.298	1.282	1.220	1.159	1.163	1.100	1.116
CTM3	1.601	600	400	814	632	367	310	306	155	182
U10 - U11 ⁽³⁾							0	7	32	0
U12 - U13 ⁽³⁾							22	986	936	1.012
U14 - U15 ⁽³⁾							127	1.915	1.875	1.707
U16 ⁽³⁾							102	1.422	1.451	1.460
TG1 - TG2 ⁽³⁾							0	2	5	3
TG3 ⁽³⁾							1	8	14	11
Solar El Águila									2	4
SUTA ⁽³⁾							9	137	258	173
Total Generación Bruta	2.970	2.643	2.837	3.480	3.285	2.912	2.988	7.270	7.064	6.868
Consumos Propios	159	169	200	230	225	199	219	472	429	495
Total Generación Neta	2.810	2.475	2.637	3.250	3.060	2.713	2.769	6.798	6.635	6.373
ELECTROANDINA										
U09	0									
U10 - U11 ⁽³⁾	0	19	187	322	112	45	32			
U12 - U13 ⁽³⁾	207	463	1.052	1.125	1.121	1.167	609			
U14 - U15 ⁽³⁾	1.549	1.688	1.905	1.784	1.820	1.888	1.447			
U16 ⁽³⁾	1.753	1.884	936	474	732	1.527	1.095			
TG1 - TG2 ⁽³⁾	1	0	12	25	12	4	7			
TG3 ⁽³⁾	43	12	40	56	33	20	16			
SUTA ⁽³⁾					184	187	151			
Total Generación Bruta	3.553	4.066	4.132	3.785	4.014	4.838	3.357			
Consumos Propios	191	218	255	254	249	294	215			
Total Generación Neta	3.361	3.848	3.877	3.531	3.764	4.545	3.142			
AES GENER ⁽⁶⁾										
CC Salta	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348	958	734	0	0	5
NT01										593
NT02										603
CTM3 (AES GENER)										195
Total Generación Bruta	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348	958	734	0	0	1.396
Consumos Propios	44	46	38	22	7	5	2	0	0	96
Total Generación Neta	2.110	2.239	1.590	1.132	1.341	953	733	0	0	1.300
GASATACAMA										
CC1	1.144	411	1.002	2.331,3	1.405	1.244	1.230	444	684	347
CC2	1.338	1.285	1.311	639,6	1.801	1.729	897	332	248	558
ENAEX	0	0	0							
Total Generación Bruta	2.482	1.696	2.313	2.971	3.205	2.973	2.127	776	932	906
Consumos Propios	69	61	75	73	90	85	71	38	41	40
Total Generación Neta	2.413	1.635	2.237	2.898	3.116	2.888	2.056	738	891	865
NORGENER ⁽⁶⁾										
NT01	549	776	897	1.039	1.049	1.099	1.104	1.145	1.072	452
NT02	528	938	1.107	1.061	911	1.170	1.120	998	1.047	455
CTM3 (Norgener)										126
ZOFRI 1-6 (Hasta 2008)			1	2						
ZOFRI 2-5 (Hasta 2008)			7	11						
Total Generación Bruta	1.077	1.714	2.011	2.113	1.960	2.269	2.225	2.143	2.119	1.034
Consumos Propios	91	125	138	145	134	149	149	142	154	73
Total Generación Neta	986	1.589	1.873	1.969	1.826	2.120	2.076	2.001	1.964	960

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CAVANCHA ⁽²⁾										
CAVA						2	15	15	17	17
Total Generación Bruta						2	15	15	17	17
Consumos Propios						0	0	0	0	0
Total Generación Neta						2	15	15	17	17
EQUIPOS DE GENERACIÓN ⁽⁶⁾										
CD Inacal					13	44	24	8	22	8
Total Generación Bruta					13	44	24	8	22	8
Consumos Propios					0	0	0	0	1	1
Total Generación Neta					13	44	24	8	21	7
ENORCHILE										
Central Estandartes					6	17	6	1	6	5
ZOFRI_1-6							1	3	1	1
ZOFRI_2-5							4	4	3	3
MIMB									1	13
Total Generación Bruta					6	17	11	8	11	22
Consumos Propios					0	0	0	0	0	1
Total Generación Neta					6	17	10	8	11	21
ANDINA										
CTA						1	756	1.312	1.190	1.044
Total Generación Bruta						1	756	1.312	1.190	1.044
Consumos Propios						0	63	132	126	113
Total Generación Neta						1	692	1.180	1.064	931
ANGAMOS										
ANG1						0	1.280	1.480	1.759	1.932
ANG2							708	1.879	1.838	2.023
Total Generación Bruta						0	1.988	3.359	3.597	3.955
Consumos Propios						0	201	371	397	404
Total Generación Neta						0	1.787	2.988	3.200	3.551
ENERNUEVAS										
MHAH - MHT2 - MHSR						3	17	18	17	16
Total Generación Bruta						3	17	18	17	16
Consumos Propios						0	0	0	0	0
Total Generación Neta						3	17	18	17	16
HORNITOS										
CTH1							668,96	969	1.225	1.095
Total Gen. Bruta							668,96	969	1.225	1.095
Consumos Propios							70,73	99	130	119
Total Gen. Neta							598,23	871	1.096	976
NORACID										
PAM								25	121	122
Total Gen. Bruta								25	121	122
Consumos Propios								4	3	10
Total Gen. Neta								21	118	112
ONGROUP										
AGB									1	2
Total Gen. Bruta									1	2
Consumos Propios									0	0
Total Gen. Neta									1	2

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SPS LA HUAYCA										
HUAYCA1								0	2	11
Total Gen. Bruta								0	2	11
Consumos Propios								0	0	0
Total Gen. Neta								0	2	11
VALLE DE LOS VIENTOS										
VALLE DE LOS VIENTOS										215
Total Gen. Bruta										215
Consumos Propios										1
Total Gen. Neta										215
LOS PUQUIOS										
LOS PUQUIOS										4
Total Gen. Bruta										4
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										4
POZO ALMONTE SOLAR 2										
POZO ALMONTE SOLAR 2										15
Total Gen. Bruta										15
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										15
POZO ALMONTE SOLAR 3										
POZO ALMONTE SOLAR 3										32
Total Gen. Bruta										32
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										32
TECNET										
TECNET										1
Total Gen. Bruta										1
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										1
GENERACIÓN SOLAR										
María Elena FV										24
Total Gen. Bruta										24
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										24
TOTAL SING										
Generación Bruta	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.104	15.889	16.756	17.237	17.674
Consumos Propios	594	692	790	804	792	818	1.066	1.331	1.355	1.429
Generación Neta	12.063	12.544	13.156	13.698	14.115	14.286	14.824	15.424	15.882	16.245
Pérdidas de Transmisión	503	515	481	479	459	493	561		468	532
Ventas a clientes libres	10.401	10.774	11.343	11.832	12.240	12.297	12.703	13.132	13.592	13.924
Ventas a clientes regulados	1.159	1.256	1.332	1.387	1.417	1.496	1.560	1.699	1.822	1.816
Total Ventas	11.560	12.029	12.674	13.219	13.656	13.792	14.263	14.831	15.414	15.740
TOTAL SING [%]										
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	5%	5%	6%	6%	5%	5%	7%	8%	8%	8%
Generación Neta	95%	95%	94%	94%	95%	95%	93%	92%	92%	92%
Pérdidas de Transmisión	4%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%	2%
Ventas a clientes libres	82%	81%	81%	82%	82%	81%	80%	78%	79%	79%
Ventas a clientes regulados	9%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	11%	10%
Total Ventas	91%	91%	91%	91%	92%	91%	90%	89%	89%	89%

(1) Cavancha hasta 3 de Noviembre de 2010 representado en CDEC-SING por E-CL.

(2) Cavancha desde 3 de Noviembre de 2010 corresponde a PMGD.

(3) Unidades representadas en CDEC-SING por Electroandina hasta el 1 de Diciembre de 2011, luego son representadas por E-CL.

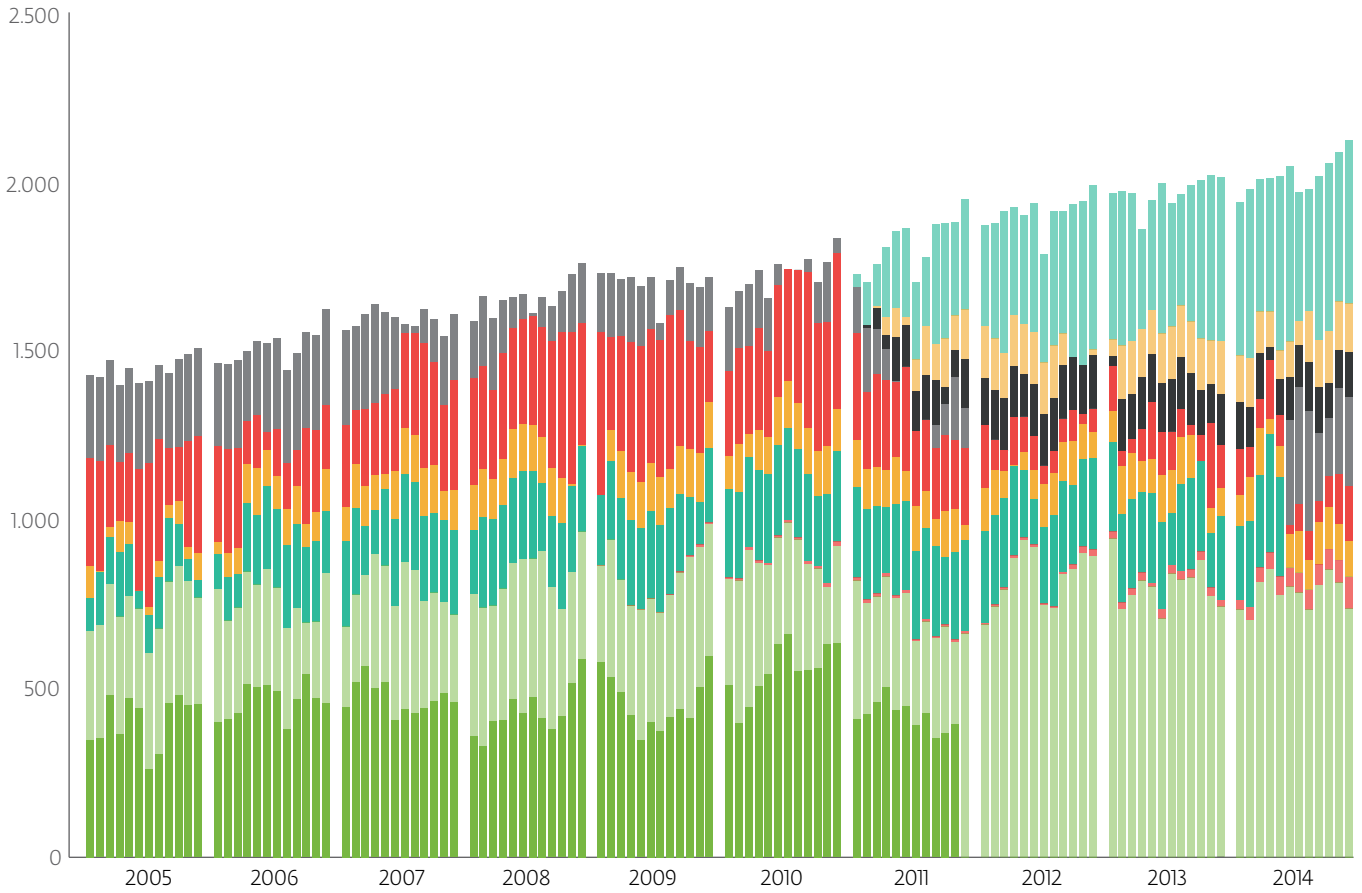
(4) Unidades fuera de servicio.

(5) Ex Incael.

(6) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.

GENERACION MEDIA HORARIA MENSUAL [MW] 2005-2014

POTENCIA [MW]

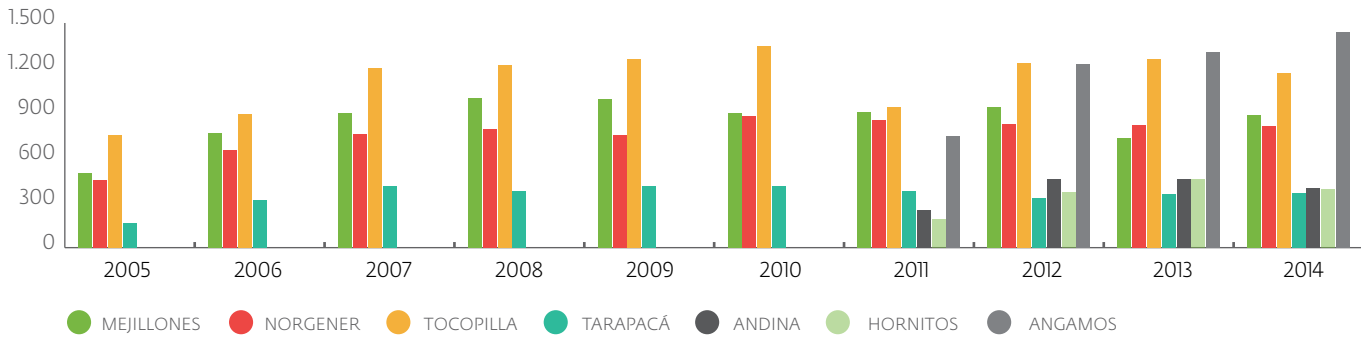


- | | | | | |
|--|--|---|--|--|
| ● ELECTROANDINA | ● E-CL | ● OTRAS | ● NORGENER | ● CELTA |
| ● GASATACAMA | ● AES GENER | ● ANDINA | ● HORNITOS | ● ANGAMOS |

III. Combustibles: Consumos y Precios

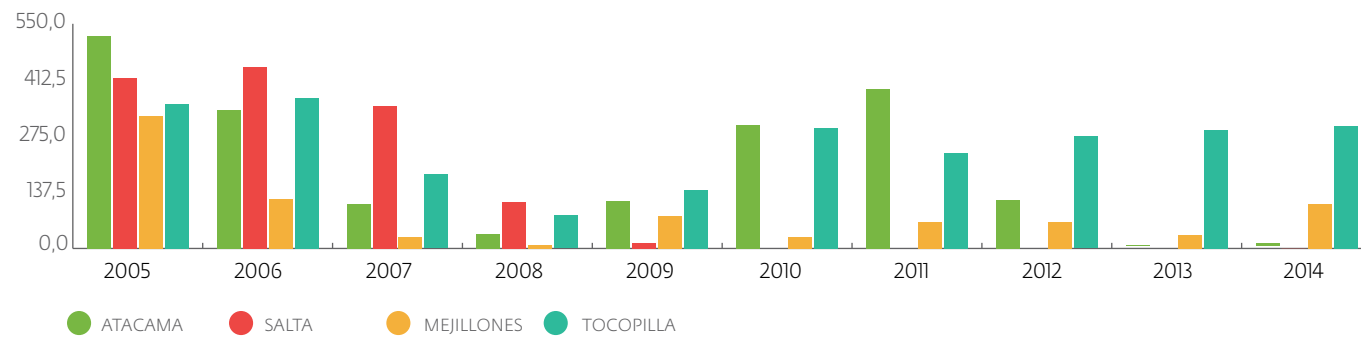
CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL

MILES DE TONELADAS



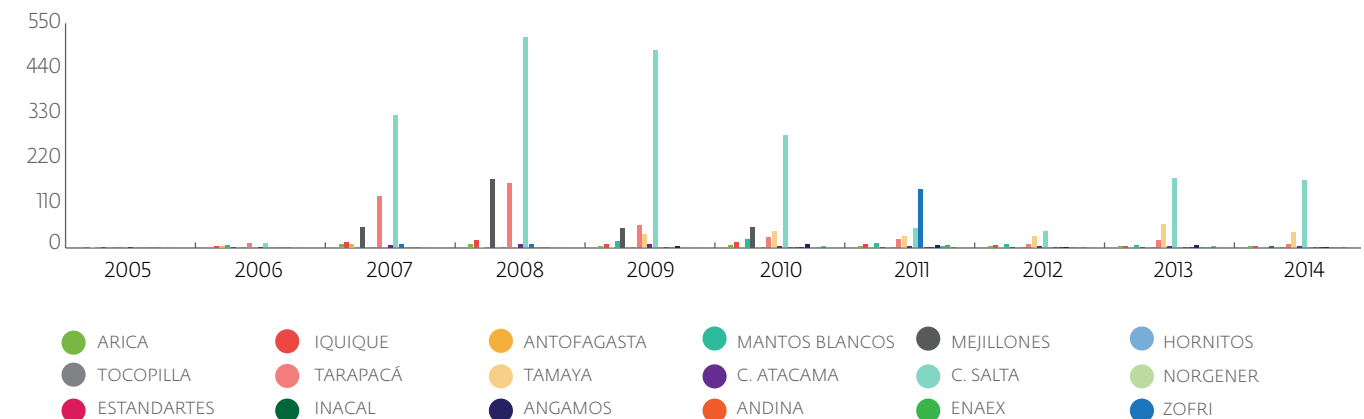
CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL

MILLONES DE M³



CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL

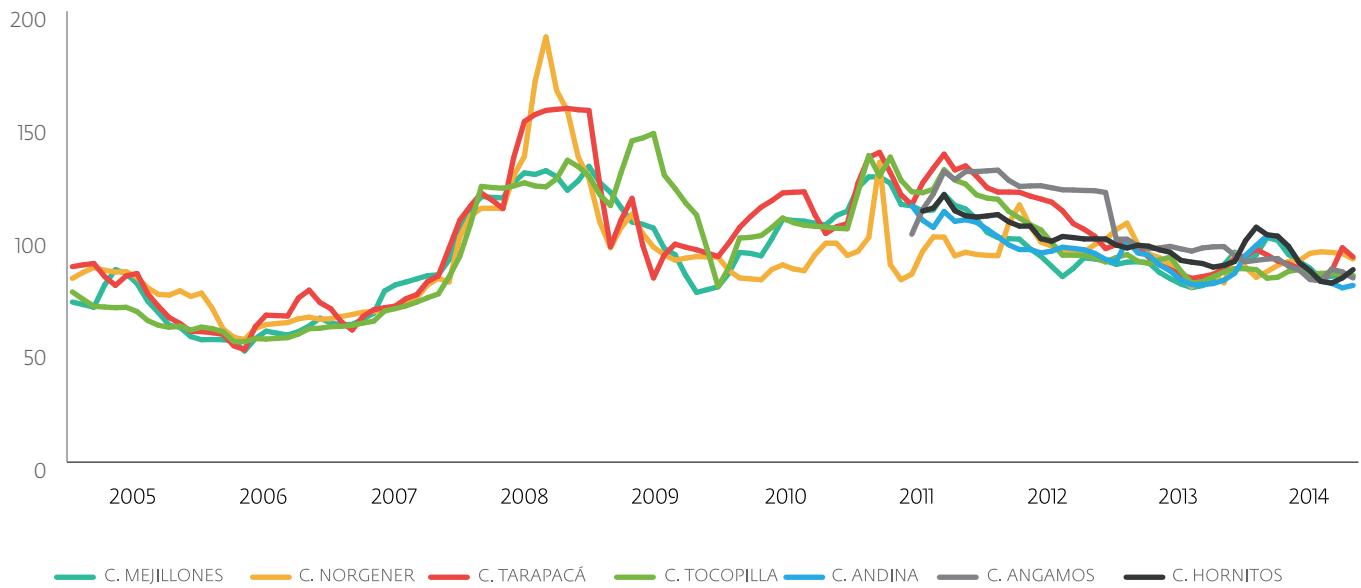
MILES DE TONELADAS



PRECIO CARBÓN

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2014

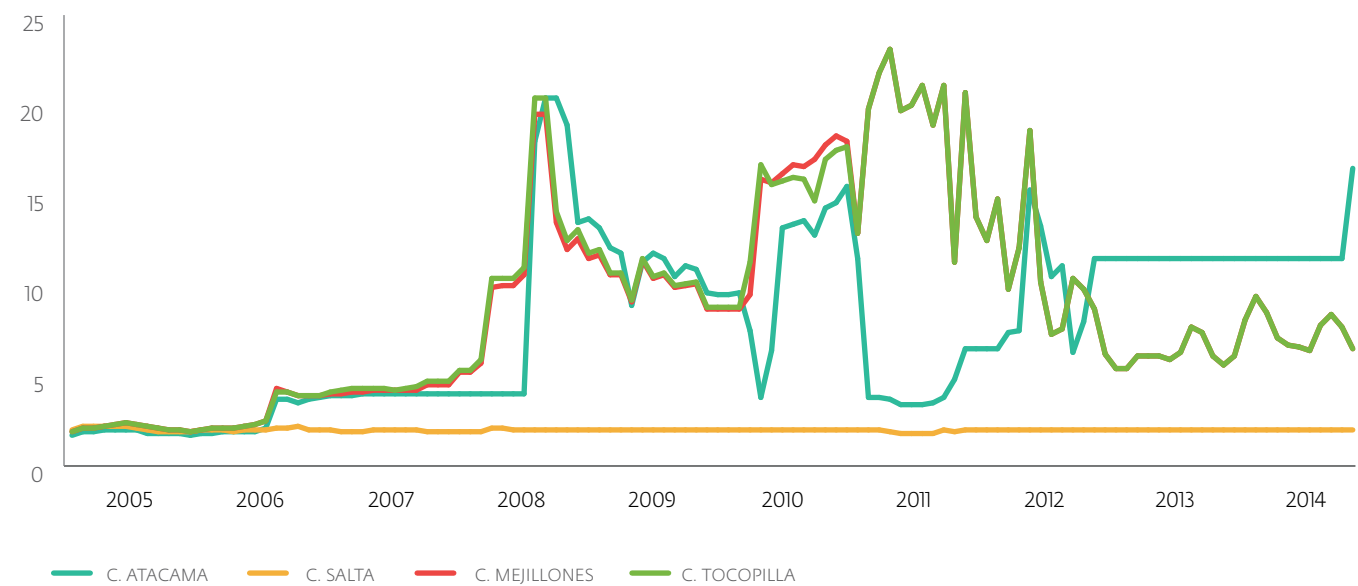
US\$/TON



PRECIO GAS NATURAL

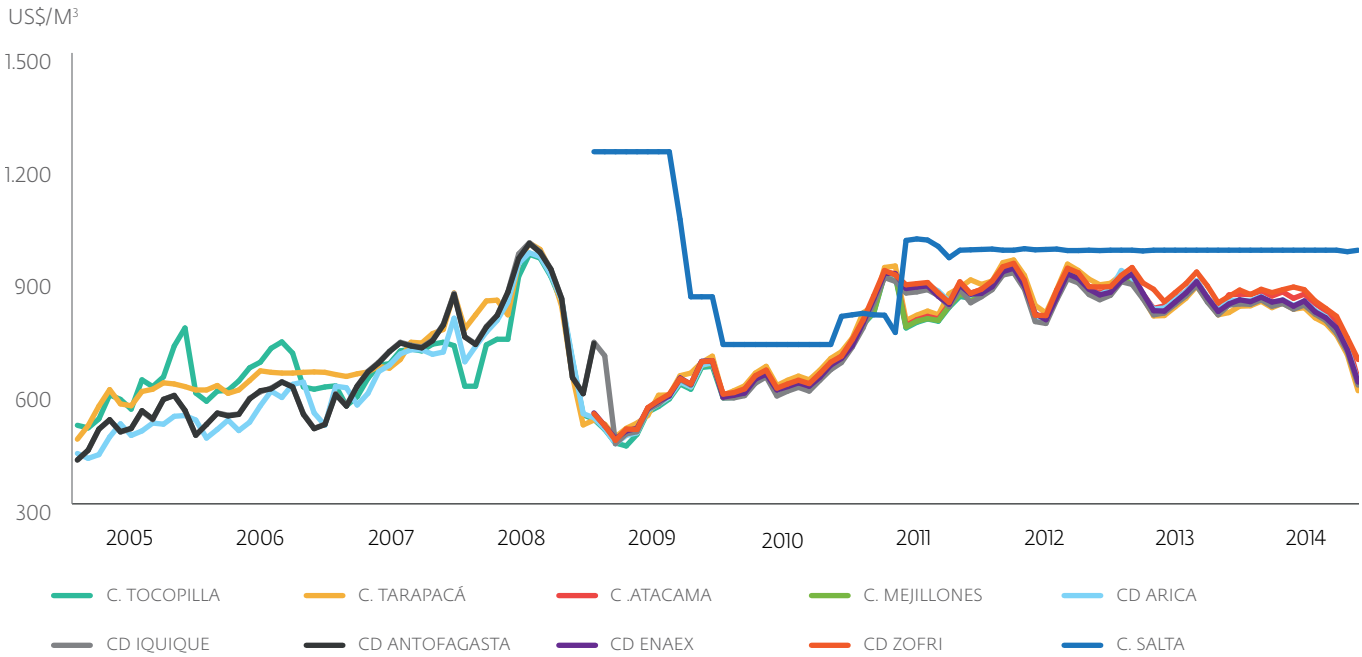
Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2014

US\$/MMBTU



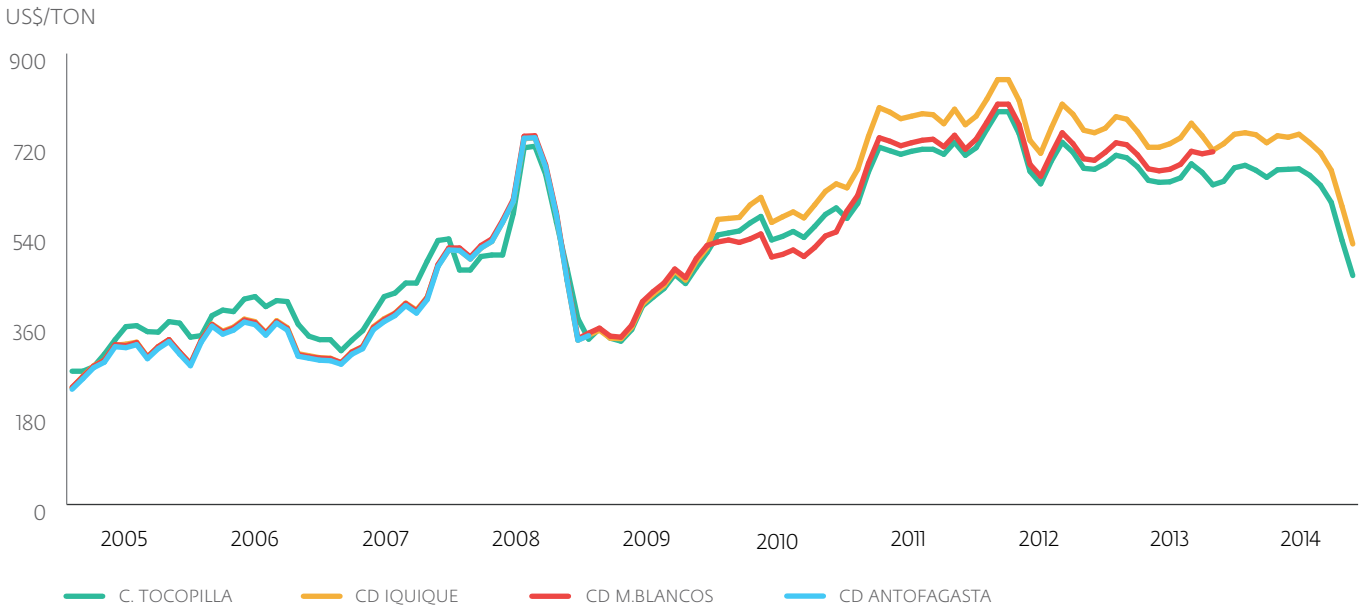
PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2014



PRECIO DEL FUEL OIL

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2014



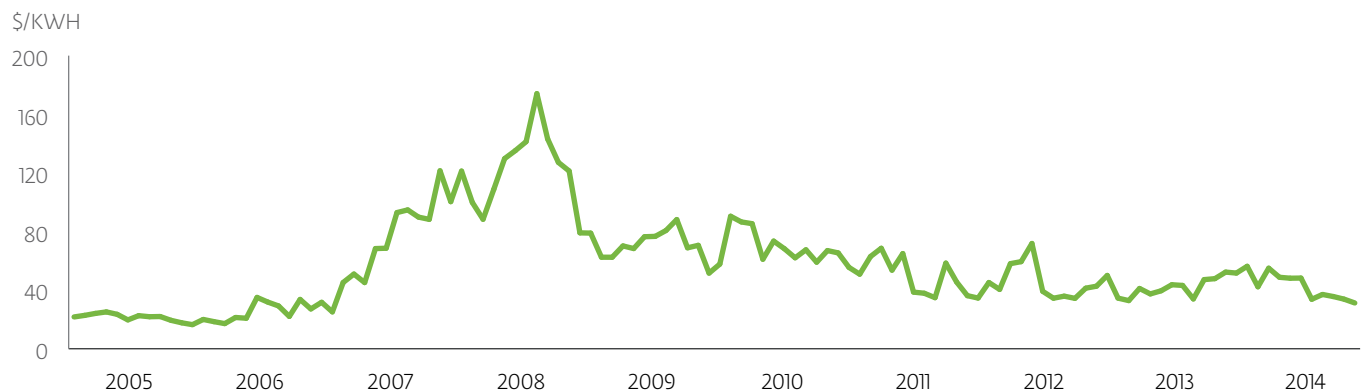
IV. Precios de Energía y Potencia

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 KV PERÍODO 2005 - 2014

Mes \ Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	15,5	14,8	19,2	98,3	69,6	50,4	49,7	32,4	46,9	49,7
Febrero	16,3	13,8	34,2	81,4	54,5	78,9	45,7	42,4	32,5	54,4
Marzo	17,3	12,9	38,7	72,6	54,4	75,6	56,9	38,1	31,1	41,3
Abril	18,2	16,0	34,5	89,8	61,1	74,9	62,2	54,5	38,8	54,0
Mayo	17,1	15,7	52,5	108,2	59,4	53,9	48,9	55,8	35,3	48,1
Junio	14,4	26,4	53,1	114,4	66,6	64,7	59,2	67,2	37,4	47,5
Julio	16,6	24,2	72,7	120,9	66,5	60,5	35,4	36,8	41,4	47,7
Agosto	16,1	22,2	74,9	150,3	69,6	55,0	34,8	32,5	41,0	33,6
Septiembre	16,4	16,9	71,9	125,0	76,9	60,1	32,2	34,1	32,5	37,1
Octubre	14,5	25,5	70,8	112,0	60,2	52,6	54,0	32,8	45,1	36,1
Noviembre	13,2	20,6	98,3	106,7	61,4	59,7	42,3	39,2	45,8	34,3
Diciembre	12,3	24,0	81,5	68,9	44,8	58,4	33,9	40,5	50,3	31,6
Promedio	15,6	19,4	58,5	104,0	62,1	62,1	46,3	42,2	39,8	43,0

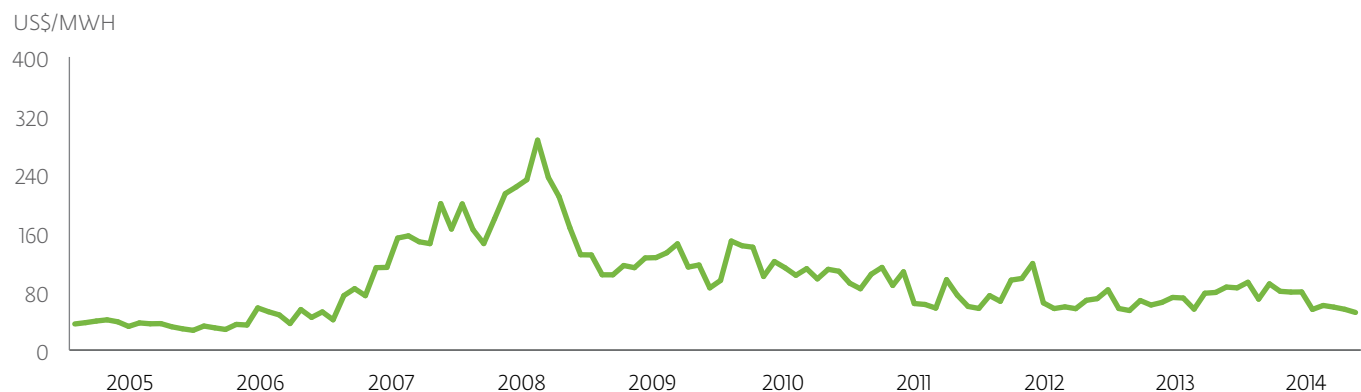
Notas: Promedios mensuales en \$/KWh.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO



Nota: Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2014.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO



Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2014 y transformados a dólar americano usando la tasa de cambio dólar observado del 30 de Diciembre del 2014.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 KV - AÑO 2014 [\$/KWH]

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	59,5	29,4	73,0	62,2	83,1	56,2	56,2	33,6	41,8	30,9	26,0	43,1
2	90,1	58,8	50,3	72,0	48,6	191,4	191,4	31,8	72,5	29,1	32,2	36,1
3	39,8	88,6	30,0	37,3	35,0	63,7	63,7	38,2	34,4	27,6	37,5	33,6
4	28,5	32,2	29,0	61,4	31,5	64,1	64,1	35,4	30,2	27,1	25,9	30,0
5	28,9	33,1	28,6	43,0	32,7	40,9	40,9	28,2	76,8	29,7	25,9	28,0
6	78,0	72,4	28,6	33,1	28,8	37,2	37,2	29,2	42,6	38,0	27,1	27,7
7	53,6	31,1	27,3	112,9	32,2	26,7	26,7	28,1	35,1	46,5	26,9	27,6
8	35,5	66,6	29,7	67,0	74,4	26,2	26,2	29,5	34,9	39,6	27,1	32,0
9	87,3	95,7	29,3	66,4	62,1	31,3	31,3	30,0	30,7	32,1	27,2	30,7
10	63,2	47,1	35,5	37,7	99,1	65,3	65,3	38,5	28,6	33,2	38,3	29,3
11	26,1	63,1	64,4	62,0	34,1	29,5	29,5	28,7	32,1	34,0	29,5	29,7
12	55,7	36,1	64,3	84,3	56,6	26,0	26,0	28,0	31,9	64,2	29,4	29,8
13	57,8	46,2	30,4	75,3	40,4	106,7	108,8	38,5	42,8	36,9	25,6	35,8
14	26,6	45,3	32,8	77,2	52,1	83,2	83,2	43,1	41,7	29,5	27,7	50,1
15	29,9	41,9	41,5	25,6	46,4	48,2	48,2	27,9	44,6	31,6	74,6	27,9
16	25,1	31,8	36,6	36,2	61,8	27,5	27,5	27,2	54,6	27,0	26,3	26,1
17	25,5	33,0	47,4	51,7	49,3	81,0	85,6	32,4	37,4	29,6	25,6	27,6
18	24,5	74,7	27,3	35,1	62,7	49,0	49,0	29,4	30,1	34,3	27,2	27,3
19	25,8	54,0	28,6	37,8	114,1	29,1	29,1	37,1	30,5	56,2	25,0	35,4
20	64,9	54,2	44,8	33,1	64,6	26,3	26,3	87,5	36,1	35,0	25,6	35,0
21	24,3	70,3	61,7	30,4	49,9	31,3	35,4	27,1	32,6	46,1	25,1	29,6
22	25,3	79,7	34,2	67,5	75,1	28,2	28,2	29,0	26,4	30,8	25,7	28,9
23	45,3	29,9	30,9	46,1	34,4	28,2	28,2	27,3	28,0	32,4	25,7	28,3
24	64,7	29,7	42,9	72,1	25,6	44,5	44,5	26,8	26,4	37,2	31,5	29,6
25	76,5	49,5	32,8	41,0	25,6	29,9	29,9	27,6	27,4	41,5	42,1	34,1
26	100,8	81,8	38,5	34,2	27,8	32,2	40,0	28,1	27,3	33,1	49,5	35,9
27	39,2	84,4	81,3	74,5	28,8	29,3	29,3	27,4	30,6	44,9	28,5	31,9
28	66,2	63,7	43,8	31,3	28,7	27,4	27,4	30,2	35,9	41,5	37,4	28,8
29	49,7		43,1	48,0	28,2	33,8	39,7	57,6	40,5	39,2	86,8	30,5
30	96,9		46,1	62,7	28,2	30,0	30,0	30,1	29,5	32,0	66,8	29,0
31	27,0		46,8		28,2		29,5	27,4		28,1		29,5
Promedio	49,7	54,4	41,3	54,0	48,1	47,5	47,7	33,6	37,1	36,1	34,3	31,6

Nota: Promedios Diarios de Costos Marginales Reales Nudo Crucero 220 KV.



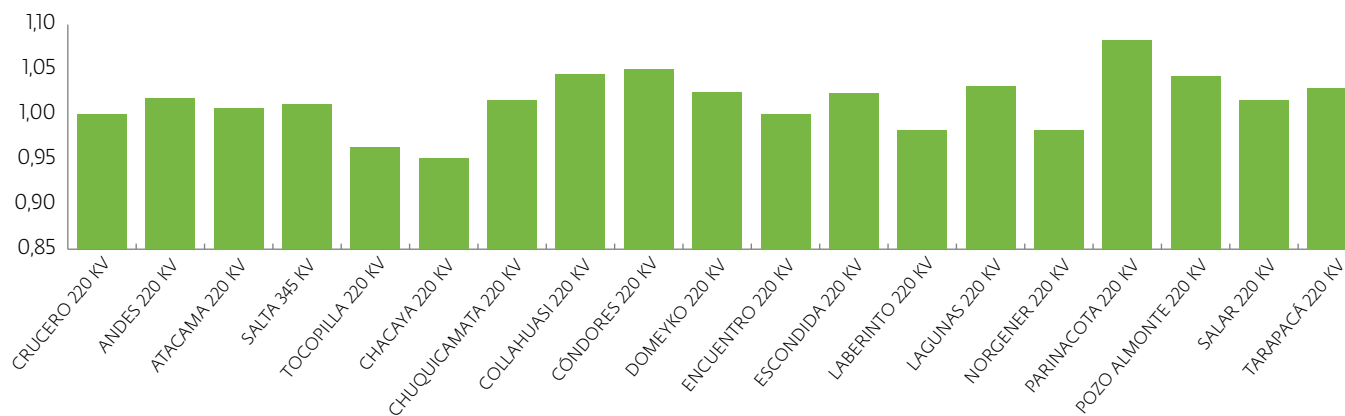
Laguna Miscanti

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2014

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Crucero 220 kV	1,0000	1,0000	1,0000
Andes 220 kV	1,0176	1,0303	1,0079
Atacama 220 kV	1,0071	1,0142	0,9930
Salta 345 kV	1,0109	1,0235	1,0036
Tocopilla 220 kV	0,9632	0,9680	0,9570
Chacaya 220 kV	0,9507	0,9660	0,9373
Chuquicamata 220 kV	1,0153	1,0163	1,0144
Collahuasi 220 kV	1,0444	1,0532	1,0381
Cóndores 220 kV	1,0504	1,0687	1,0402
Domeyko 220 kV	1,0245	1,0364	1,0157
Encuentro 220 kV	1,0006	1,0006	1,0005
Escondida 220 kV	1,0235	1,0356	1,0143
Laberinto 220 kV	0,9821	0,9957	0,9718
Lagunas 220 kV	1,0311	1,0447	1,0240
Norgener 220 kV	0,9825	0,9843	0,9814
Parinacota 220 kV	1,0820	1,1011	1,0720
Pozo Almonte 220 kV	1,0424	1,0568	1,0339
Salar 220 kV	1,0157	1,0169	1,0145
Tarapacá 220 kV	1,0292	1,0467	1,0190

Nota: Valores promedios correspondientes a la programación semanal.

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2014



PRECIO POTENCIA DE PUNTA NUDO CRUCERO 220 KV

Año	Fijación	Vigencia Precio Potencia		Precio Potencia [\$/kW-Mes]
		Desde	Hasta	
2005	oct-04	01-01-05	30-04-05	3.713,71
	abr-05	01-05-05	31-10-05	3.696,46
	oct-05	01-11-05	31-12-05	3.594,48
2006	oct-05	01-01-06	30-04-06	3.594,48
	abr-06	01-05-06	26-06-06	3.662,67
	abr-06 (index jun-06)	27-06-06	19-10-06	3.672,49
	abr-06 (index oct-06)	20-10-06	31-10-06	3.769,31
	oct-06	01-11-06	31-12-06	3.734,15
2007	oct-06	01-01-07	30-04-07	3.734,15
	abr-07	01-05-07	16-07-07	3.840,04
	abr-07 (index jul-07)	17-07-07	15-09-07	3.795,11
	abr-07 (index sep-07)	16-09-07	31-10-07	3.792,04
	oct-07	01-11-07	31-12-07	3.835,63
2008	oct-07	01-01-08	15-02-08	3.835,63
	oct-07 (index feb-08)	16-02-08	30-04-08	3.692,18
	abr-08	01-05-08	15-08-08	3.455,74
	abr-08 (index ago-08)	16-08-08	15-10-08	3.882,18
	abr-08 (index oct-08)	16-10-08	31-10-08	4.124,06
	oct-08	01-11-08	31-12-08	4.198,66
2009	oct-08	01-01-09	18-01-09	4.198,66
	oct-08 (index ene-09)	19-01-09	30-04-09	5.053,92
	abr-09	01-05-09	15-08-09	5.054,71
	abr-09 (index ago-09)	16-08-09	31-10-09	4.762,80
	oct-09	01-11-09	31-12-09	4.662,80
2010	oct-09	01-01-10	15-04-10	4.662,80
	oct-09 (index abr-10)	16-04-10	30-04-10	4.571,04
	abr-10	01-05-10	31-10-10	4.520,17
	oct-10	01-11-10	31-12-10	4.373,28
2011	oct-10	01-01-11	30-04-11	4.373,28
	abr-11	01-05-11	31-10-11	4.319,82
	oct-11	01-11-11	31-12-11	4.451,54
2012	oct-11	01-01-12	30-04-12	4.451,54
	abr-12	01-05-12	31-10-12	4.170,82
	oct-12	01-11-12	31-12-12	4.186,75
2013	oct-12	01-01-12	30-04-13	4.186,75
	abr-13	01-05-13	31-10-13	4.180,54
	oct-13	01-11-13	31-12-13	4.258,87
2014	oct-13	01-01-14	30-04-14	4.258,87
	abr-14	01-05-14	31-10-14	4.371,33
	oct-14	01-11-14	31-12-14	4.964,60

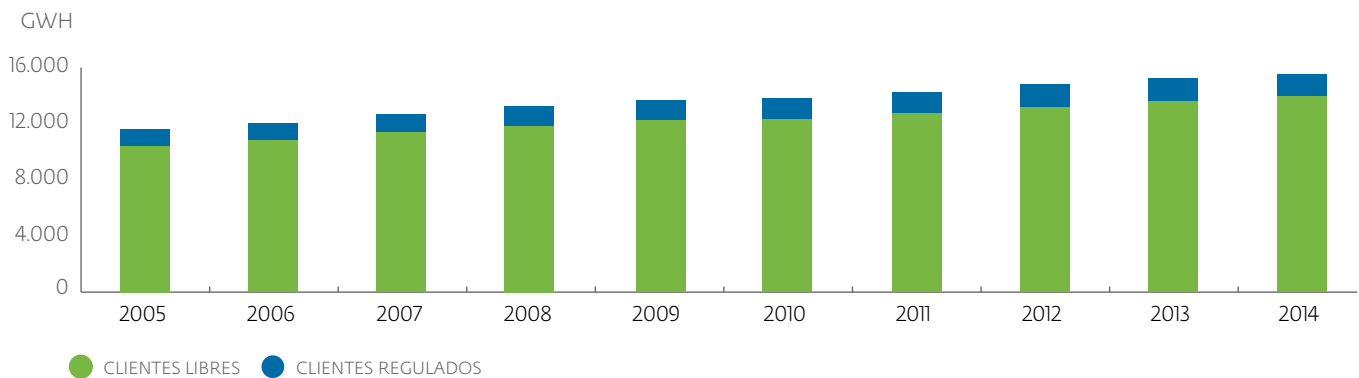
V. Ventas Anuales de Energía

VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2005-2014

Año	Ventas [GWh]			Crecimiento		
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Anual	Promedio Acumulado	Acumulado
2005	10.401	1.159	11.560	2,8%	6,5%	28,6%
2006	10.774	1.256	12.029	4,1%	6,0%	33,8%
2007	11.343	1.332	12.674	5,4%	5,9%	41,0%
2008	11.832	1.387	13.219	4,3%	5,7%	47,0%
2009	12.240	1.417	13.656	3,3%	5,4%	51,9%
2010	12.297	1.496	13.792	1,0%	4,9%	53,4%
2011	12.703	1.560	14.263	3,4%	4,8%	58,6%
2012	13.132	1.699	14.831	4,0%	4,7%	65,0%
2013	13.592	1.822	15.414	3,9%	4,6%	71,4%
2014	13.924	1.816	15.740	2,1%	4,4%	75,1%

Nota:
 El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 2001 (8.991 GWh).
 Las ventas anuales corresponden a la generación neta menos las pérdidas de transmisión.

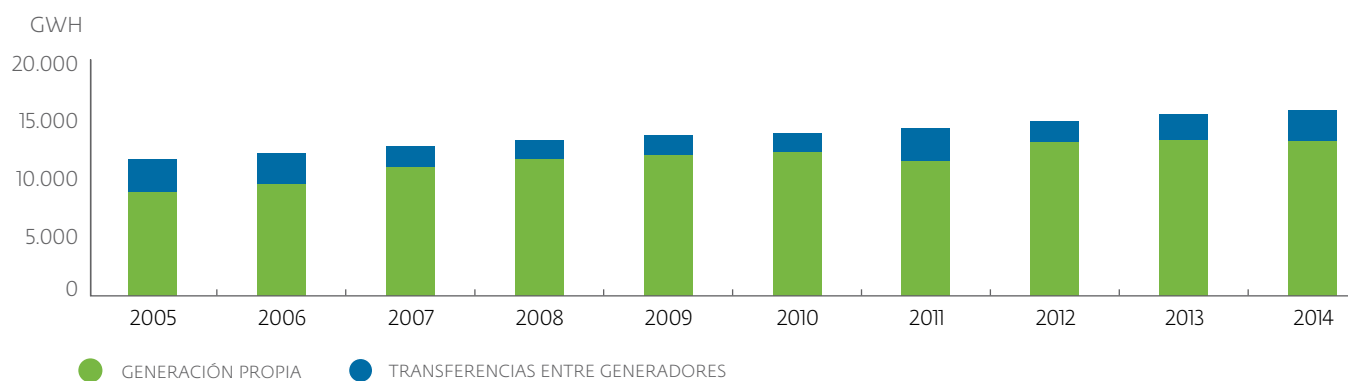
EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING



COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2005 - 2014

Año	Ventas de Energía	Generación Propia	Transferencias entre Generadores	Porcentaje Transferencias/ Ventas
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
2005	11.560	8.654	2.905	25%
2006	12.029	9.332	2.698	22%
2007	12.674	10.838	1.836	14%
2008	13.219	11.513	1.706	13%
2009	13.656	11.890	1.766	13%
2010	13.792	12.154	1.639	12%
2011	14.263	11.385	2.878	20%
2012	14.831	13.026	1.805	12%
2013	15.414	13.202	2.212	14%
2014	15.740	13.103	2.637	17%

COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING



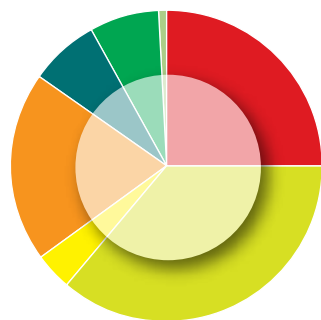
VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2005-2014

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING [GWH] AÑO 2014

EMPRESA		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	NETO
AES GENER	Compras	5,5	1,9	6,1	4,9		31,8	3,9	21,4	133,0	165,8	118,2	134,9	627,4	624,8
	Ventas					2,6								2,6	
ANDINA	Compras				43,0	0,9					7,3			51,2	
	Ventas	22,5	16,5	32,2			19,1	21,6	31,0	18,0		0,5	20,9	182,3	131,1
ANGAMOS	Compras														
	Ventas	130,7	123,7	72,6	72,9	148,8	145,3	85,0	78,2	156,0	168,8	139,8	151,3	1.473,1	1.473,1
CAVANCHA	Compras														
	Ventas	1,5	1,4	1,6	0,8	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	17,1	17,1
CELTA	Compras	25,3			42,8	8,1	6,7		29,6		7,2	19,6	19,3	158,6	93,7
	Ventas		16,8	30,7				13,5		3,9				64,9	
E-CL	Compras	108,6	114,4	57,5	14,8	79,4	72,6	72,7	100,4	51,3	39,1	71,3	121,0	903,1	903,1
	Ventas														
ENERNUEVAS	Compras														
	Ventas	1,5	1,3	1,5	0,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,5	1,5	16,2	16,2
ENORCHILE	Compras	39,5	40,1	39,7	39,6	42,4	43,0	43,8	41,8	41,0	42,2	41,7	38,0	492,8	492,8
	Ventas														
EQUIPOS DE GENERACIÓN S.A.	Compras														
	Ventas	1,2	1,3	0,4	1,4	1,2	1,1	0,5			0,1	0,1		7,3	7,3
GASATACAMA	Compras						4,5							4,5	
	Ventas	68,3	33,3	35,3	97,9	39,9		33,7	37,5	26,3	44,3	82,3	89,4	588,2	583,7
GENERACIÓN SOLAR SPA.	Compras														
	Ventas											3,6	20,4	24,0	24,0
HORNITOS	Compras		4,9	20,8	32,0	45,2	20,5	49,2		13,4		12,9	8,3	207,2	178,1
	Ventas	3,3							12,7		13,1			29,1	
NORGENER	Compras	61,7	33,4	55,1	3,5	29,7								183,4	183,4
	Ventas														
NORACID	Compras														
	Ventas	1,3	2,4	10,2	11,6	11,9	10,3	11,7	12,1	11,6	11,6	11,4	11,3	117,4	117,4
LOS PUQUIOS	Compras														
	Ventas		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,6	3,6
SPSLA HUAYCA	Compras														
	Ventas	0,2	0,2			0,8	1,2	1,4	1,4	1,4	1,6	1,6	1,6	11,4	11,4
ON GROUP	Compras	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,2	1,2	1,4	1,3	1,4	1,3	1,5	15,9	15,9
	Ventas														
POZO ALMONTE SOLAR 2	Compras														
	Ventas					0,3	0,3	0,3				0,5	0,8	2,2	2,2
POZO ALMONTE SOLAR 3	Compras				0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,1	1,1
	Ventas														
TECNET	Compras														
	Ventas									0,1	0,2	0,2	0,1	0,6	0,6
VALLE DE LOS VIENTOS	Compras		1,2	4,0	3,7	1,1		0,1						10,1	
	Ventas	11,3							18,6	19,5	20,2	21,9	24,0	115,5	105,4

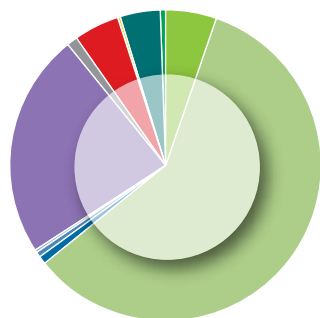
Nota: Los montos indicados no incluyen las operaciones de compra-venta contratadas entre generadores.

COMPRAS NETAS DE ENERGÍA EN EL CDEC



● AES GENER	25,1%
● E-CL	36,2%
● CELTA	3,8%
● ENORCHILE	19,8%
● HORNITOS	7,1%
● NORGENER	7,4%
● POZO ALMONTE SOLAR 3	0,0%
● ON GROUP	0,6%

VENTAS DE ENERGÍA EN EL CDEC



● ANDINA	5,3%	● NORACID	4,7%
● ANGAMOS	59,1%	● LOS PUQUIOS	0,1%
● CAVANCHA	0,7%	● POZO ALMONTE SOLAR 2	0,1%
● ENERNUEVAS	0,6%	● TECNET	0,0%
● EQUIPOS DE GENERACIÓN	0,3%	● VALLE DE LOS VIENTOS	4,2%
● GAS ATACAMA	23,4%	● SPS LA HUAYCA	0,5%
● GENERACIÓN SOLAR SPA.	1,0%		

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING [GWh] PERIODO 2005 - 2014

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CELTA	Compras	628,5	343,1	160,0	162,0	102,0	64,7	138,8	218,1	200,5	158,6
	Ventas	0,0	0,2	45,2	162,0	119,8	85,1	62,6	23,4	53,6	64,9
E-CL	Compras	0,0	26,2	0,0	115,0	189,2	548,6	433,9	928,2	1.008,7	903,1
	Ventas	1.522,8	1.057,6	714,9	695,0	193,5	75,4	18,6	6,7	4,4	0,0
ELECTROANDINA	Compras	968,1	540,8	382,3	740,0	663,6	158,5	473,9			
	Ventas	0,0	23,0	69,8	41,0	89,8	418,3	20,1			
AES GENER	Compras	0,0	0,0	121,0	13,0	0,0	17,5	46,5	102,4	99,1	627,4
	Ventas	1.335,6	1.357,0	812,2	676,0	1.201,4	836,0	643,3	0,0	0,0	2,6
GASATACAMA	Compras	806,1	1.638,1	1.126,2	617,0	594,0	795,0	1.517,6	74,6	40,1	4,5
	Ventas	36,1	0,0	0,0	29,0	66,9	19,9	0,0	118,0	589,7	588,2
NORGENER	Compras	503,1	150,3	104,4	60,0	217,3	40,6	75,6	190,1	379,3	183,4
	Ventas	11,3	260,7	251,7	103,0	82,7	150,2	219,0	20,2	0,0	0,0
EQUIPOS DE GENERACIÓN S.A.	Compras					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ventas					12,1	42,4	23,1	7,4	20,3	7,3
ANGAMOS	Compras						1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ventas						0,0	1.476,4	1.215,8	1.158,3	1.473,1
ENORCHILE	Compras						12,2	46,7	65,0	302,7	492,8
	Ventas						5,5	0,0	0,0	0,0	0,0
CAVANCHA	Compras						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ventas						2,5	14,5	15,0	17,2	17,1
ANDINA	Compras						0,0	81,7	0,0	60,4	51,2
	Ventas						0,4	282,6	222,3	201,9	182,3
ENERNUEVAS	Compras						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ventas						2,9	16,6	17,6	17,0	16,2
HORNITOS	Compras							63,1	227,6	107,4	207,2
	Ventas							101,4	134,1	33,3	29,1
NORACID	Compras							63,1	0,0	0,0	0,0
	Ventas							101,4	24,0	114,9	117,4
SPS LA HUAYCA	Compras							63,1	0,0	0,0	0,0
	Ventas							101,4	0,4	2,5	11,4
ON GROUP	Compras									14,9	15,9
	Ventas										0,0
GENERACIÓN SOLAR SPA.	Compras										0,0
	Ventas										24,0
LOS PUQUIOS	Compras										0,0
	Ventas										3,6
POZO ALMONTE SOLAR 2	Compras										0,0
	Ventas										2,2
POZO ALMONTE SOLAR 3	Compras										1,1
	Ventas										0,0
TECNET	Compras										0,0
	Ventas										0,6
VALLE DE LOS VIENTOS	Compras										10,1
	Ventas										115,5

POTENCIA FIRME Y DEMANDA DE POTENCIA EN HORAS DE PUNTA POR EMPRESA - AÑO 2014

POTENCIA FIRME	TOTAL SING	AES GENER	C.T. ANDINA	ANGAMOS	CAVANCHA	CELTA	E. GENERACIÓN (2)	E-CL (1)	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	C.T. HORNITOS	NORGENER	NORACID	ONGROUP	PAS 2	PAS 3	La Huayca	TECNET	Valle de Los Vientos
Potencia Firme - Inyecciones [MW]	2.194,8	140,9	84,0	273,8	1,9	91,7	3,5	952,5	1,5	23,6	517,7	78,8		9,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,8	13,5
Demanda en Hora de Punta - Retiros [MW]	2.120,6	414,1	113,8	267,8		124,0		939,7		39,5	64,2	145,8		8,6	3,2					
Balance de Potencia Firme [MW]	74,2	-273,2	-29,8	6,1	1,9	-32,3	3,5	12,8	1,5	-15,9	453,5	-66,9	0,0	0,3	-1,7	0,0	0,0	0,0	0,8	13,5

POTENCIA FIRME	AES GENER	C.T. ANDINA	ANGAMOS	CAVANCHA	CELTA	E. GENERACIÓN (2)	E-CL (1)	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	C.T. HORNITOS	NORGENER	NORACID	ONGROUP	PAS 2	PAS 3	La Huayca	TECNET	Valle de Los Vientos	
Compras [MW]	273,7	31,2	8,8	0,0	37,1	0,0	29,7	0,0	16,4	0,0	68,7		0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventas [MW]	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	3,5	0,0	1,5	0,0	446,0	0,0		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	13,5	

- (1) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, las unidades de Electroandina son parte de E-CL.
 (2) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, las unidades de INACAL pasan a ser de EQUIPOS DE GENERACIÓN.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING [MW] PERIODO 2005 - 2014

	E-CL (1)		ELECTROANDINA (1)		NORGENER		CELTA		GASATACAMA		AES GENER		EQUIPOS DE GENERACIÓN (2)		ENORCHILE		CAVANCHA		ENERNUEVAS		C.T. ANDINA		C.T. HORNITOS		ANGAMOS		NORACID		SPS LA HUAYCA		ONGROUP		POZO ALMONTE SOLAR 2		POZO ALMONTE SOLAR 3		TECNET		Valle de los Vientos		
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	
2005	140,1	124,2			82,7	56,4	61,4					184,6																													
2006	159,1	86,8			80,4	71,8	122,9					202,9																													
2007	64,8	41,8			91,0	55,6	55,1					178,8																													
2008	33,5	5,5			81,6	27,0			14,3			66,3																													
2009	20,2				59,3	102,9	20,8	26,2			109,4	1,3	0,1																												
2010	84,92				106,7	96,02	11,64	27,66			105,9	4,9	2,2	0,4	0,2																										
2011	173,1				111,5	10,8	52,3				62,9	4,6	4,0	2,2	1,6	35,5	57,8						99,8																		
2012	120,9				119,1	42,9		354,7	12,7		3,8	4,7	1,9	1,5	46,2	49,0						33,6	0,1	0,0	0,0																
2013	52,4				160,5	42,4		390,8	12,6		3,7	5,5	1,9	1,4	48,0	68,5						6,4	0,1	0,0	1,7																
2014	29,7					37,1		446,0	273,7		3,5	16,4	1,9	1,5	31,2	68,7	8,8					0,2	0,0	1,8			0,0	0,0							0,7	13,5					

- (1) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, las unidades de Electroandina son parte de E-CL.
 (2) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, las unidades de INACAL pasan a ser de EQUIPOS DE GENERACIÓN.

VII. Peajes: Pago por uso de Sistemas de Transmisión del SING

PEAJES POR EL SISTEMA TRONCAL - AÑO 2014

PAGOS DESDE GENERADORES A EMPRESAS TRONCALES [MILES DE \$] – AÑO 2014

DE/A	ETSA			Transec			TOTAL
	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE ⁽¹⁾	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE ⁽¹⁾	
AES GENER	25.948	19.451	4.858	1.021.397	595.535	80.247	1.747.437
ANDINA	2.475	473	0	26.772	26.022	0	55.742
ANGAMOS	7.106	5.740	0	91.291	199.877	0	304.014
CAVANCHA	0	0	0	0	0	0	0
CELTA	23.985	68.729	-6.400	2.042.993	1.767.033	-105.711	3.790.630
E-CL	56.674	130.439	5.317	2.144.274	3.753.473	87.824	6.178.002
VALLE DE LOS VIENTOS	2.544	0	0	102.969	0	0	105.513
ENERNUEVAS	0	0	0	0	0	0	0
ENORCHILE	164	17.287	-4.048	3.240	453.603	-66.867	403.379
GASATACAMA	2.834	9.962	145	195.350	261.212	2.403	471.906
HORNITOS	2.364	1.173	0	26.600	62.894	0	93.031
INACAL	53	0	0	657	0	0	711
LOS PUQUIOS	0	0	0	0	0	0	0
NORACID	338	4	127	3.831	197	2.103	6.601
ON GROUP	0	35	0	20	1.780	0	1.835
PAS 2	0	846	0	0	21.657	0	22.503
PAS 3	163	2.179	0	10.479	55.754	0	68.575
SPS LA HUAYCA	0	0	0	0	0	0	0
SUNEDISON	396	0	0	14.791	0	0	15.187
TECNET	4	0	0	251	0	0	254
TOTAL	125.049	256.316	0	5.684.916	7.199.039	0	13.265.320

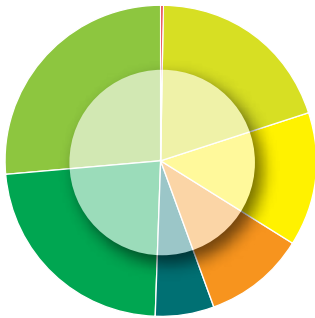
(1) PUB: Peaje Unitario por Barra, CUE: Cargo Único Esperado.

PEAJES POR EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 2014

PAGOS DE VASTX DESDE GENERADORES A SUBTRANSMISORES [MILES DE \$] – AÑO 2014

A / DE	AES GENER	E-CL	ENORCHILE	GASATACAMA	NORACID	NORGENER	TOTAL GENERAL
CODELCO	11	46.526	2.128	103	4	7	48.778
E-CL	682	2.980.689	136.326	6.576	251	439	3.124.963
ELECDA	474	2.071.890	94.761	4.571	174	305	2.172.175
ELIQSA	355	1.552.225	70.993	3.424	130	229	1.627.357
EMELARI	211	922.581	42.195	2.035	78	136	967.236
TRANSELEC	790	3.451.509	157.859	7.615	290	509	3.618.572
TRANSEMEL	899	3.929.169	179.706	8.668	330	579	4.119.352
TOTAL GENERAL	3.423	14.954.589	683.968	32.992	1.257	2.204	15.678.434

RECAUDACIÓN POR VASTX - AÑO 2014

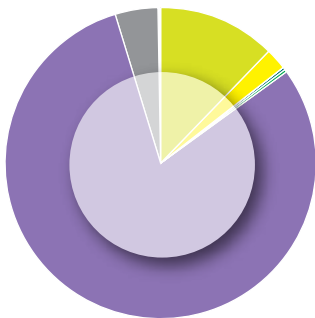


CODELCO	0,31%
E-CL	19,93%
ELECDA	13,85%
ELIQSA	10,38%
EMELARI	6,17%
TRANSELEC	23,08%
TRANSEMEL	26,27%

PAGOS DESDE SUBTRANSMISORES A GENERADORES POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA [MILES DE \$] - AÑO 2014

DE/A	E-CL	ELECDA	ENORCHILE	GASATACAMA	TRANSEMEL	AES GENER	NORGENER	TOTAL GENERAL
AES GENER	242							242
E-CL	229.495	273	16.290	0	22.752	15	11	268.837
ELECDA	41.804		2.794	9				44.607
ELIQSA	4.206							4.206
EMELARI	3.872							3.872
ENORCHILE	21							21
GASATACAMA	19							19
NORACID	11							11
NORGENER	86							86
TRANSELEC	1.735.171		12.767	157				1.748.095
TRANSEMEL	97.248		8					97.255
TOTAL GENERAL	2.112.174	273	31.859	166	22.752	15	11	2.167.250

PAGOS POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA - AÑO 2014



AES GENER	0,011%
E-CL	12,405%
ELECDA	2,058%
ELIQSA	0,194%
EMELARI	0,179%
ENORCHILE	0,001%
GASATACAMA	0,001%
NORACID	0,001%
NORGENER	0,004%
TRANSELEC	80,660%
TRANSEMEL	4,488%

VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2005-2014

DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA DEL SING

Año	Generación Bruta [GWh]	Tasa de Crecimiento
2005	12.657,4	2,7%
2006	13.236,0	4,6%
2007	13.945,8	5,4%
2008	14.502,3	4,0%
2009	14.906,7	2,8%
2010	15.103,8	1,3%
2011	15.889,2	5,2%
2012	16.755,7	5,5%
2013	17.236,8	2,9%
2014	17.702,7	2,7%

DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA SING

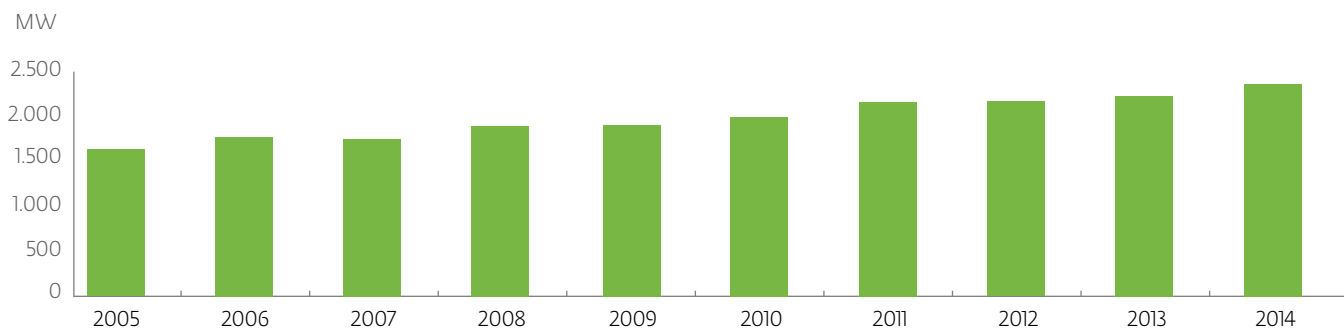


DEMANDA MÁXIMA ANUAL DEL SING PERÍODO 2005-2014

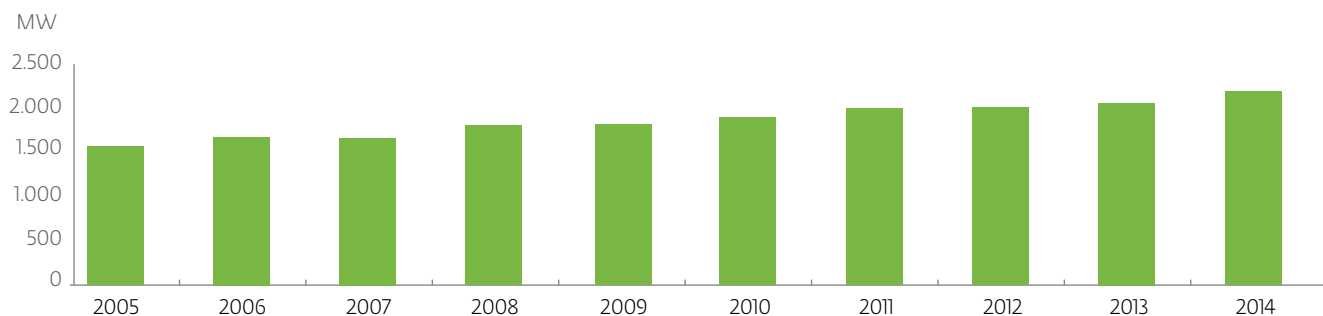
Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta [MW]	Demanda Máxima Neta [MW]
2005	27-nov-05	22	1.635	1.566
2006	15-dic-06	23	1.770	1.676
2007	24-abr-07	22	1.751	1.665
2008	21-dic-08	22	1.897	1.805
2009	27-sep-09	22	1.907	1.816
2010	26-dic-10	23	1.995	1.900
2011	23-dic-11	22	2.162	2.003
2012	25-dic-12	22	2.169	2.013
2013	01-dic-13	22	2.226	2.060
2014	26-dic-14	23	2.363	2.195

La Demanda Máxima Neta se obtiene como la generación bruta menos los consumos propios de las centrales.

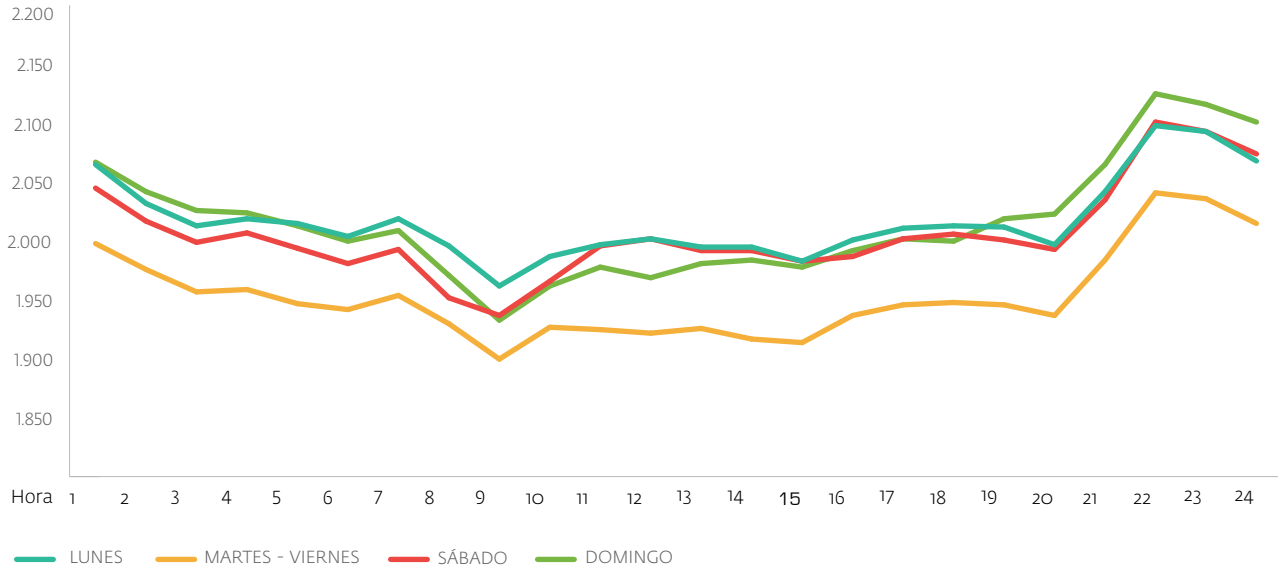
GENERACIÓN MÁXIMA BRUTA ANUAL



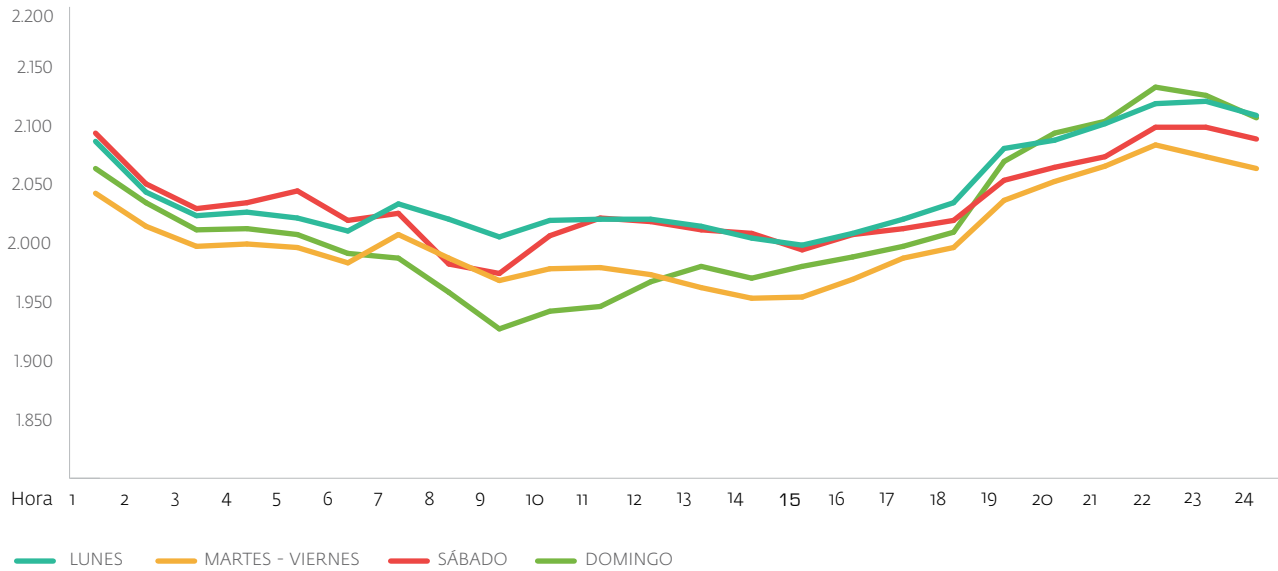
DEMANDA MÁXIMA NETA



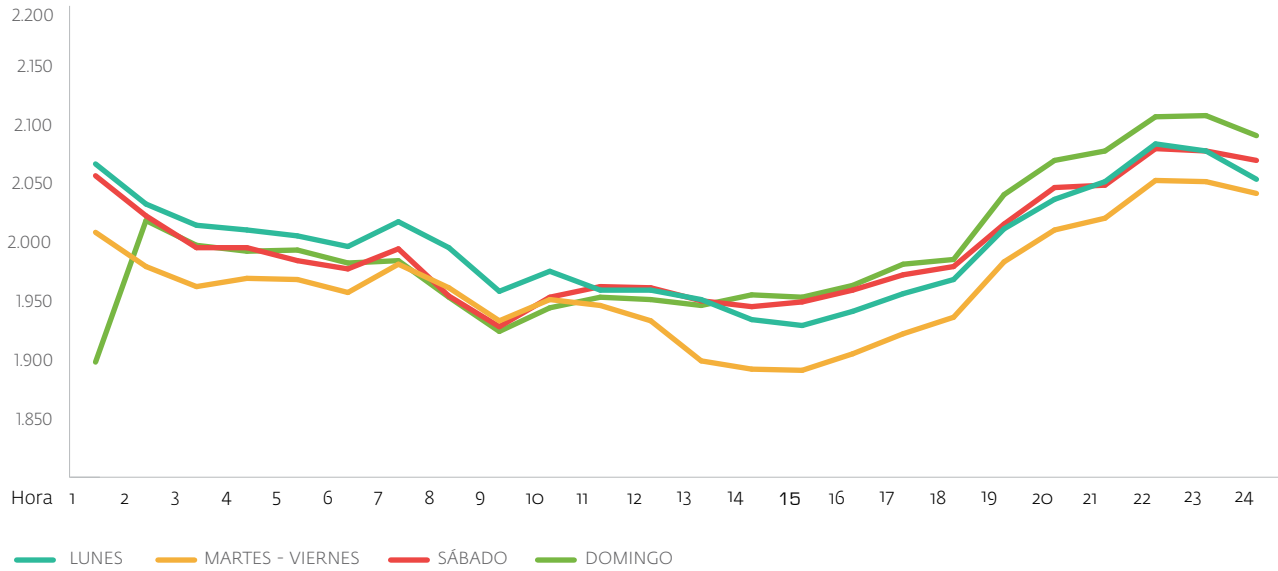
GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2014. ENERO - MARZO
(MW)



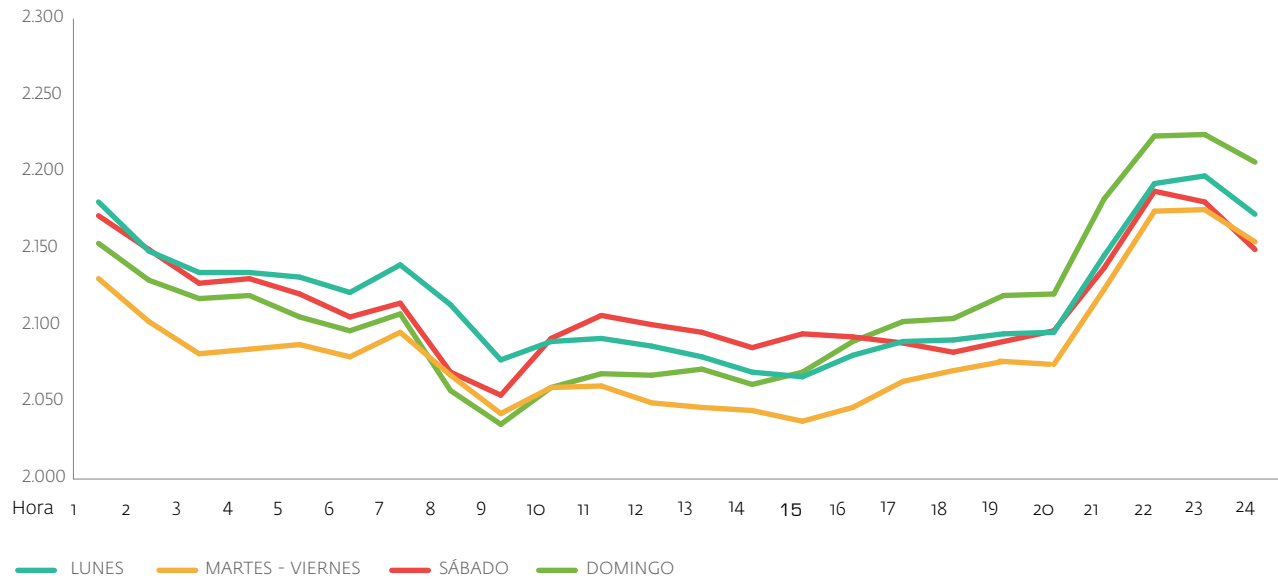
GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2014. ABRIL - JUNIO
(MW)



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2014. JULIO - SEPTIEMBRE (MW)



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2014. OCTUBRE - DICIEMBRE (MW)



IX. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

BALANCE ERNC AÑO 2014

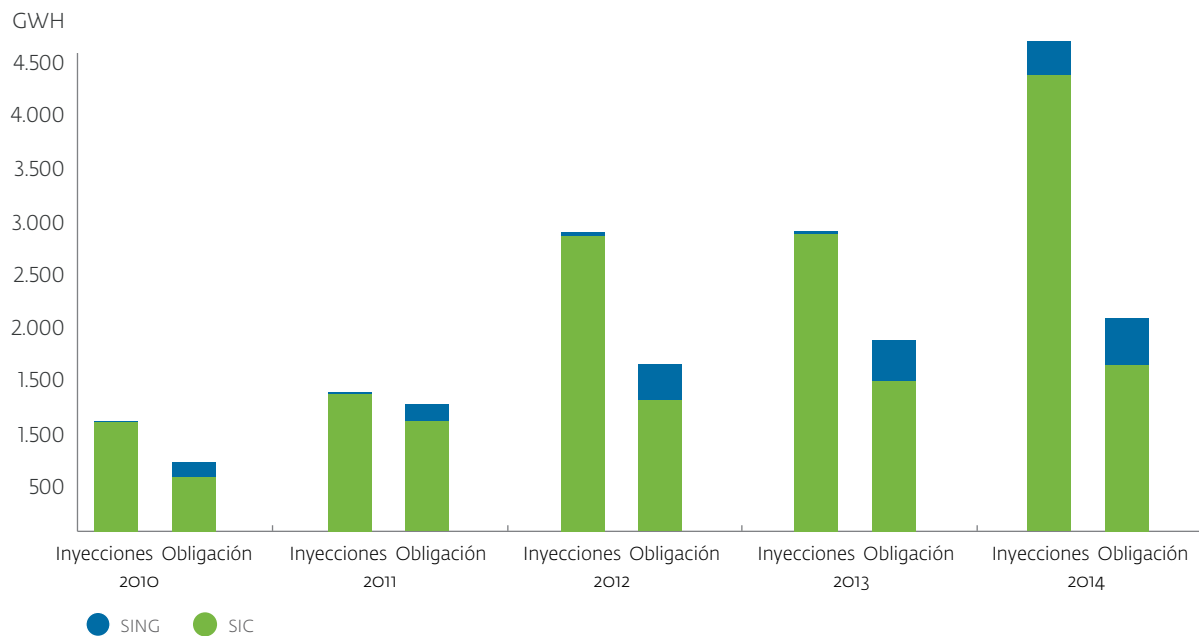
Retiros Afectos a Obligación	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	30.997
SING	8.677
Total	39.673,2

Inyecciones ERNC Reconocidas	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	4.289,3
SING	321,3
Total	4.610,5

Obligación ERNC (5% Retiros Afectos)	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	1.566,0
SING	436,8
Total	2.002,8

Excedente / Déficit ERNC Neto	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	2.723,3
SING	-115,5
Total	2.607,8

BALANCE ERNC 2010 - 2014



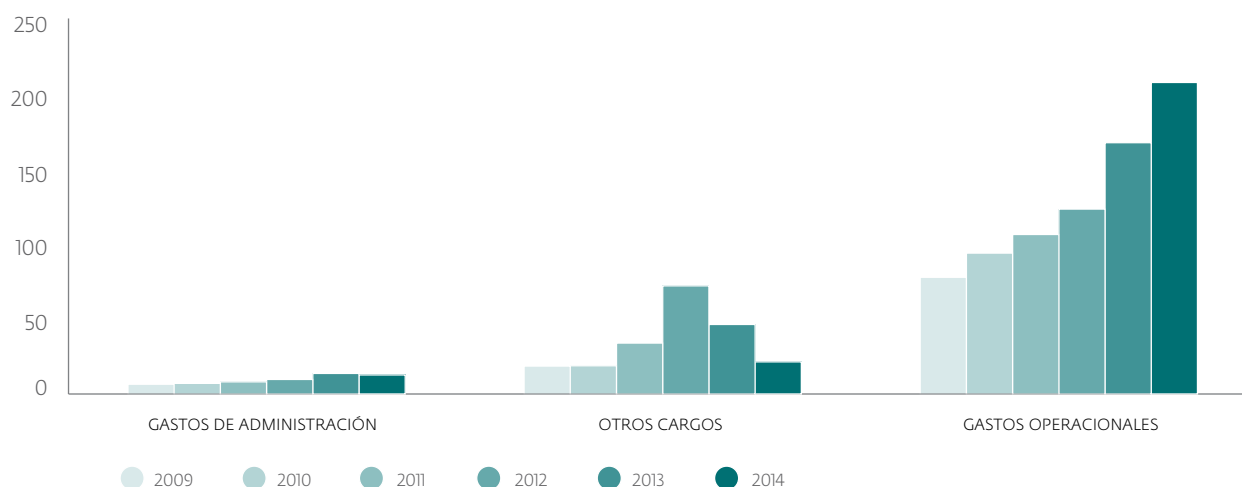
X. Presupuesto CDEC-SING

PRESUPUESTO CDEC-SING

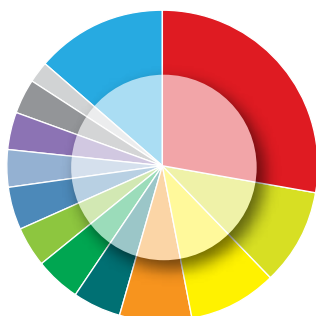
Presupuesto CDEC-SING [miles de UF]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	VARIACION [miles de UF]	VARIACION % [último año]
Gastos de Administración	6,5	7,1	8,1	9,7	13,7	12,7	-1,0	-7,0%
Otros Cargos	18,6	18,8	33,9	72,0	46,3	21,4	-24,9	-53,7%
Costos Operacionales	77,7	93,8	106,2	123,1	167,3	207,4	40,1	24,0%
Remuneraciones y Otros Relacionados	57,8	63,2	72,5	86,9	112,6	139,6	27,0	24,0%
Arriendo Oficinas y Gastos Asociados	7,1	7,8	10,4	10,5	11,5	20,9	9,4	82,5%
Servicios y Asesorías Externas	2,2	2,7	2,9	3,9	4,4	9,5	5,1	114,6%
Arriendo Equipos, Software y Servicios	10,5	20,1	20,4	21,8	38,8	37,3	-1,5	-3,8%
Total	103	120	148	204,8	227,2	241,5	14	6,29%

PRESUPUESTO CDEC-SING

MILES DE UF



PARTICIPACIÓN PRESUPUESTARIA INTEGRANTES CDEC-SING



● E-CL ⁽¹⁾	27,94%	● CT HORNITOS	4,55%
● ESCONDIDA	9,95%	● COLLAHUASI	3,73%
● AES GENER ⁽²⁾	9,33%	● CELTA	3,84%
● ANGAMOS	7,40%	● GASATACAMA	3,69%
● CODELCO ⁽³⁾	4,99%	● MINERA ESPERANZA	2,30%
● TRANSELEC	4,74%	● OTROS	13,43%
● CT ANDINA	4,12%		

Nota: sólo se presentan de manera individual los Miembros del CDEC-SING con participación superior al 2 %

(1) Incluye E-CL y Edelnor Transmisión.

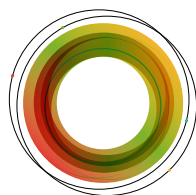
(2) Incluye AES Gener y Norgener.

(3) Incluye 4 operaciones: Chuquicamata, R Tomic, M Hales y G Mistral.

SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE / ESQUEMA GEOGRÁFICO

Actualizado: abril 2015





CDEC | SING

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

Dirección:
Av. Apoquindo 4501
Piso 6, Las Condes
Santiago de Chile

Teléfono:
56(2) 2 367 2400

Web:
www.cdec-sing.cl

Twitter:
[@cdec_sing](https://twitter.com/cdec_sing)