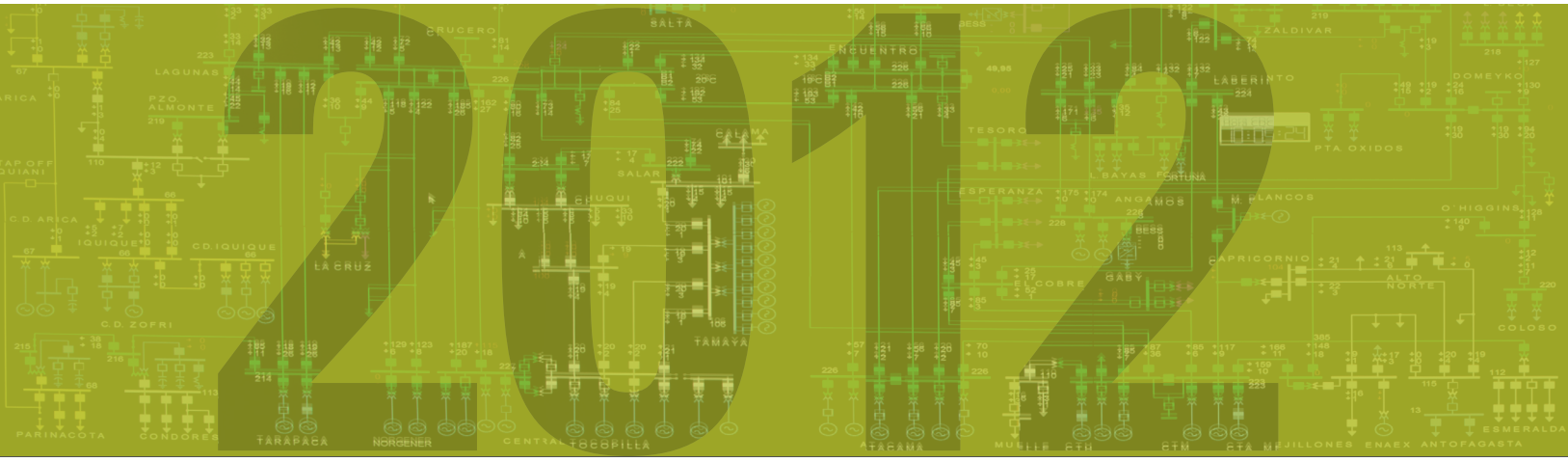
Anuario *y Estadísticas de Operación*



Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande

CDEC-SING

Contenido *del Anuario*

Carta Presidente del Directorio **2**

Carta Director Ejecutivo **4**

¿Quiénes Somos? **7**

Misión, Visión y Promesa de Valor del CDEC SING **15**

Entorno 2012 **19**

Las Direcciones del CDEC-SING y su Gestión 2012 **23**

Nuestra Relación con el Entorno **31**

Instalaciones y Clientes del SING **33**

Diagrama Unilineal SING **34**

Estadísticas de Operación **41**

I. SING: Capacidad Instalada de Generación 42

II. SING: Generación de Energía 44

III. Combustibles: Consumos y Precios 50

IV. Precios de Energía y Potencia 53

V. Ventas Anuales de Energía SING 2003-2012 57

VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2003-2012 59

VII. Peajes: Pago por uso de Sistemas de Transmisión del SING 61

VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2003-2012 63

IX. Energías Renovables No Convencionales (ERNC) 67

X. Presupuesto CDEC-SING 68

Carta Presidente del Directorio

Es más importante que nunca la labor que desarrollan los organismos técnicos encargados de dar vida al funcionamiento del sistema eléctrico nacional, escenario donde el CDEC-SING cumple un rol fundamental.

Con mucho agrado y en nombre del Directorio del CDEC-SING, tengo el honor de presentar el Anuario y Estadísticas de Operación del CDEC-SING correspondientes al año 2012. En él, podrán encontrar los resultados operacionales del año 2012 y la estadística del sistema, correspondiente al decenio 2003-2012.

En lo que se refiere a datos relevantes de energía, potencia y capacidad del sistema, cabe destacar que la generación de energía aumentó un 5,5% el año 2012 respecto al 2011, totalizando 16.756 GWh, y en materia de potencia máxima, durante el año 2012 ésta alcanzó los 2.169 MW, lo que representa un incremento de 0,45% respecto a la potencia máxima del año anterior.

El año 2012, en materia de generación, el sistema estuvo marcado por la incorporación de 2 nuevos proyectos, los que en su conjunto aportaron al sistema 27,85 MW, 26,5 MW de la planta de ácido sulfúrico de Mejillones que inyecta sus excedentes al sistema, y 1,35 MW de la planta solar fotovoltaica de La Huayca, convirtiéndose ésta, en la primera planta generadora de este tipo de tecnología conectada al SING. En tanto, durante el año 2012 se realizaron 5 proyectos de transmisión, sumando más de 200 km de líneas de 220 kV, y aportando más de 750 MVA de capacidad de transmisión.

El año 2012, al igual como ha sucedido de manera ascendente estos últimos años, la industria eléctrica y energética del país ha estado cruzada por un debate que trasciende las fronteras propias por su carácter estratégico y se ha centrado en posibles cambios regulatorios tanto en temas reglamentarios como en cambio o propuestas legales .

En este aspecto, es más importante que nunca la labor que desarrollan los organismos técnicos encargados de dar vida al funcionamiento del sistema eléctrico nacional, escenario donde el CDEC-SING cumple un rol fundamental. Así, desde nuestra posición hemos contribuido al debate nacional en los temas que han estado en discusión dentro de la institucionalidad del sector eléctrico nacional.

En el ámbito de los aspectos regulatorios, durante el mes de septiembre del año 2012 correspondió realizar la Elección del nuevo Directorio, para el período 2012-2014, proceso que se desarrollo de manera exitosa. Por otra parte, en el mes de octubre del mismo año, la Comisión Nacional de Energía

informó favorablemente el Reglamento Interno del CDEC-SING, el cual fue elaborado por el Directorio y presentado a esa Comisión durante el año 2009.

Por otra parte, creo pertinente destacar que durante el año 2012 se ha materializado un salto cualitativo en las principales plataformas tecnológicas que disponemos. Me refiero a la nueva Sala de Control y el nuevo sistema SCADA, los cuales incorporan los más altos estándares internacionales para la coordinación de la operación en tiempo real, lo cual refuerza las capacidades e infraestructura para preservar la seguridad del sistema.

Ello ha ido de la mano con un equipo de gran profesionalismo y experticia técnica, el cual ha sido sometido a la exigencia propia y organizacional de una política de mejora continua, algo que han valorado y acompañado las empresas integrantes del organismo. Con esto estamos seguros que podemos seguir contribuyendo a la optimización de las tareas propias de nuestro organismo y además participando del desarrollo del sector en su globalidad.

Con agrado y satisfacción, puedo afirmar que el CDEC-SING, institución que tengo el gusto de presidir desde noviembre del año 2012, ha estado a la altura de los desafíos que se presentan en la industria de la cual forma parte.

Esperamos que el presente Anuario 2012, constituya un aporte en materia de información para todos los agentes que participan en el SING así como para quienes observan o analizan su desarrollo, y para todos los inversionistas interesados en conocer más profundamente el mercado eléctrico del Norte Grande del país.

EDUARDO SOTO TRINCADO
Presidente Directorio CDEC-SING

Tengo 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 2003 – 2012.

Al finalizar el año 2012, la generación bruta del sistema registra un crecimiento de 5,5 % respecto al año anterior, convirtiéndose en el mayor incremento de los últimos 8 años, solamente superado por el 7,9% que se registró en el año 2004, lo cual demuestra el aumento de demanda de los proyectos mineros de la zona y los centros urbanos que acompañan esta actividad.

Durante 2012, tanto en materia de operación y administración del mercado, como en temas de gestión, los énfasis estratégicos de la organización estuvieron dirigidos a responder, con un alto estándar de calidad, a los diversos desafíos que la industria y el país exigen. Nos referimos a materias muy concretas. La posibilidad de interconectar los dos principales sistemas eléctricos del país, el plan para la integración y operación de proyectos basados en ERNC, y el gran aumento de demanda que se proyecta para la segunda mitad de la presente década, entre otros puntos.

En cuanto a seguridad, durante el año 2012 la infraestructura del Centro de Despacho y Control, así como la de los Centros de Control que éste coordina, fue sometida a un riguroso análisis de riesgos y plan de integridad, cuyos resultados permitieron incorporar importantes mejoras en equipamiento, redes, comunicaciones, y suministros, entre otros, las que fueron implementadas en el nuevo Centro de Despacho y Control que comienza a funcionar en enero de 2013 en Santiago.

Durante los últimos años se ha identificado un significativo número de proyectos de generación en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que cuentan con Estudios de Impacto Ambiental aprobados, e informados a la autoridad y al CDEC-SING, información que impulsó a nuestra organización a desarrollar el año 2012 el Plan de Integración de

Carta Director Ejecutivo

En materia de operación y administración del mercado y en temas de gestión, los énfasis estratégicos de la organización estuvieron dirigidos a responder, con un alto estándar de calidad, a los diversos desafíos que la industria y el país exigen.

ERNC al SING. Un hito relevante de este plan, fue la emisión del Estudio "Efectos Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING".

Otro ámbito importante de trabajo lo constituyen la expansión, desarrollo y seguridad del sistema de transmisión del SING. En este contexto, se realizó un nuevo estudio de revisión y análisis de la consistencia de las instalaciones del Sistema de Transmisión, y sus alternativas de expansión. El resultado del estudio recomendó 11 obras de expansión del sistema Troncal del SING, cuya inversión referencial asciende a un total aproximado de 66 millones de dólares.

A nivel internacional, se sostuvieron encuentros con operadores de otros países, como Perú, Colombia, Dinamarca e Irlanda, con el objetivo de intercambiar experiencias y adoptar las mejores prácticas de organismos pares a nuestra organización.

Por último, en consistencia con las declaraciones estratégicas de la organización, que ponen especial atención en el desarrollo de nuestros equipos y cuadros profesionales, se avanzó a través de diversas iniciativas, en la implementación del modelo de gestión por competencias, de manera de agregar valor a los procesos que se llevan a cabo en todas las áreas del CDEC-SING.

A través del presente anuario los invitamos a revisar, tanto la información sobre lo realizado por cada una de las Direcciones del CDEC-SING, como los resultados operacionales observados durante el 2012, 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 /Director de Operación y Peajes
CDEC-SING

¿Quiénes *Somos?*

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 la seguridad y 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.

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.

El CDEC-SING está conformado por 43 empresas Integrantes que operan en los segmentos de generación, transmisión y consumo, todas ellas representadas en un Directorio compuesto por 10 miembros, que anualmente renueva su dirección.

CDEC-SING coordina la operación **eléctrica** en las regiones de **Arica-Parinacota, Tarapacá,** y **Antofagasta,** equivalente al **24,5%** del territorio continental del país.

DIRECTORIO 2012

El Directorio del CDEC-SING está compuesto por dos representantes del segmento generación con capacidad instalada menor a 300 MW (segmento A), tres representantes del segmento generación con capacidad instalada igual o mayor 300 MW (segmento B), dos representantes del segmento de transmisión troncal (segmento C), dos representantes del segmento de substramisión (segmento D), y un representante del segmento de clientes libres (segmento E).

Segmento A (Titulares)	
Eduardo Soto Trincado	Juan Pablo Cárdenas Pérez
(Suplentes)	
Miguel Buzunáriz Ramos	Marcos Cisterna Orellana

Segmento B (Titulares)		
Enzo Quezada Zapata	Carlos Aguirre Pallavicini	Pedro de la Sotta Sánchez
(Suplentes)		
Francisco Promis Baeza	Felipe Rodríguez Chacón	Jaime de los Hoyos Silva

De acuerdo a lo establecido en los Artículos N° 23 y 24 del DS 291 de 2007, que dictamina la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), el día 13 de septiembre de 2012, se realizó la Asamblea en donde las empresas integrantes de cada uno de los segmentos integrantes del Sistema Interconectado del Norte Grande, procedieron a elegir sus representantes en el Directorio del CDEC-SING.

El nuevo Directorio que tendrá una vigencia de 2 años, reelegibles por igual período, asumió sus funciones el 10 de noviembre y eligió como su Presidente al señor Eduardo Soto Trincado.

Segmento C (Titulares)	
Rodrigo López Vergara	Belisario Maldonado Molina
(Suplentes)	
Jaime Cancino Castro	Robín Cuevas Canales

Segmento D (Titulares)	
Hugo Toro Álvarez	Alfredo Cárdenas Ocampo
(Suplentes)	
Jaime Misraji Castro	Claudia Carrasco Arancibia

Segmento E (Titular)
Alejandro Heilbron Batista
(Suplente)
Verónica Cortéz Silva

EMPRESAS COORDINADAS E INTEGRANTES DEL CDEC-SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

	Segmento A	
	Empresas de Generación con capacidad menor a 300 MW	
1	Cavancha S.A.	A
2	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	A
3	Enorchile S.A.	A
4	Equipos de Generación S.A.	A
5	Norgener S.A.	A
6	Central Termoeléctrica Andina S.A.	A
7	Inversiones Hornitos S.A.	A
8	Enaex S.A. (*)	A
9	Sociedad Anglo American Norte S.A. (*)	A
10	Noracid S.A.	A
11	Selray Energias Ltda.	A

	Segmento B	
	Empresas de Generación con capacidad mayor a 300 MW	
1	AES Gener S.A.	B
2	Gasatacama Chile S.A.	B
3	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	B
4	E-CL S.A. (*)	B

	Segmento C	
	Empresas de Transmisión Troncal	
1	Transelec Norte S.A. (*)	C
2	Edelnor Transmisión S.A.	C

	Segmento D	
	Empresas de Subtransmisión	
1	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	D
2	E-CL S.A. (*)	D
3	Codelco (*)	D
4	Xstrata Copper - Altonorte (*)	D
5	Transelec Norte S.A. (*)	D

	Segmento E	
	Clientes Libres	
1	Atacama Agua y Tecnología Ltda.	E
2	Atacama Minerals Chile S.C.M.	E
3	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	E
4	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.	E
5	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	E
6	Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas	E
7	Compañía Minera Zaldívar S.A	E
8	Grace S.A.	E
9	Haldeman Mining Company S.A.	E
10	Minera El Tesoro	E
11	Minera Escondida Ltda.	E
12	Minera Esperanza	E
13	Minera Gaby S.A.	E
14	Minera Meridian Ltda.	E
15	Minera Michilla S.A.	E
16	Minera Rayrock Ltda.	E
17	Minera Spence S.A.	E
18	Moly-Cop Chile S.A.	E
19	Sociedad Contractual Minera El Abra	E
20	Sociedad GNL Mejillones S.A.	E
21	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	E
22	Enaex S.A. (*)	E
23	Sociedad Anglo American Norte S.A. (*)	E
24	Codelco (*)	E
25	Xstrata Copper - Altonorte (*)	E
26	Algorta Norte S.A.	E
27	Sierra Gorda SMC	E

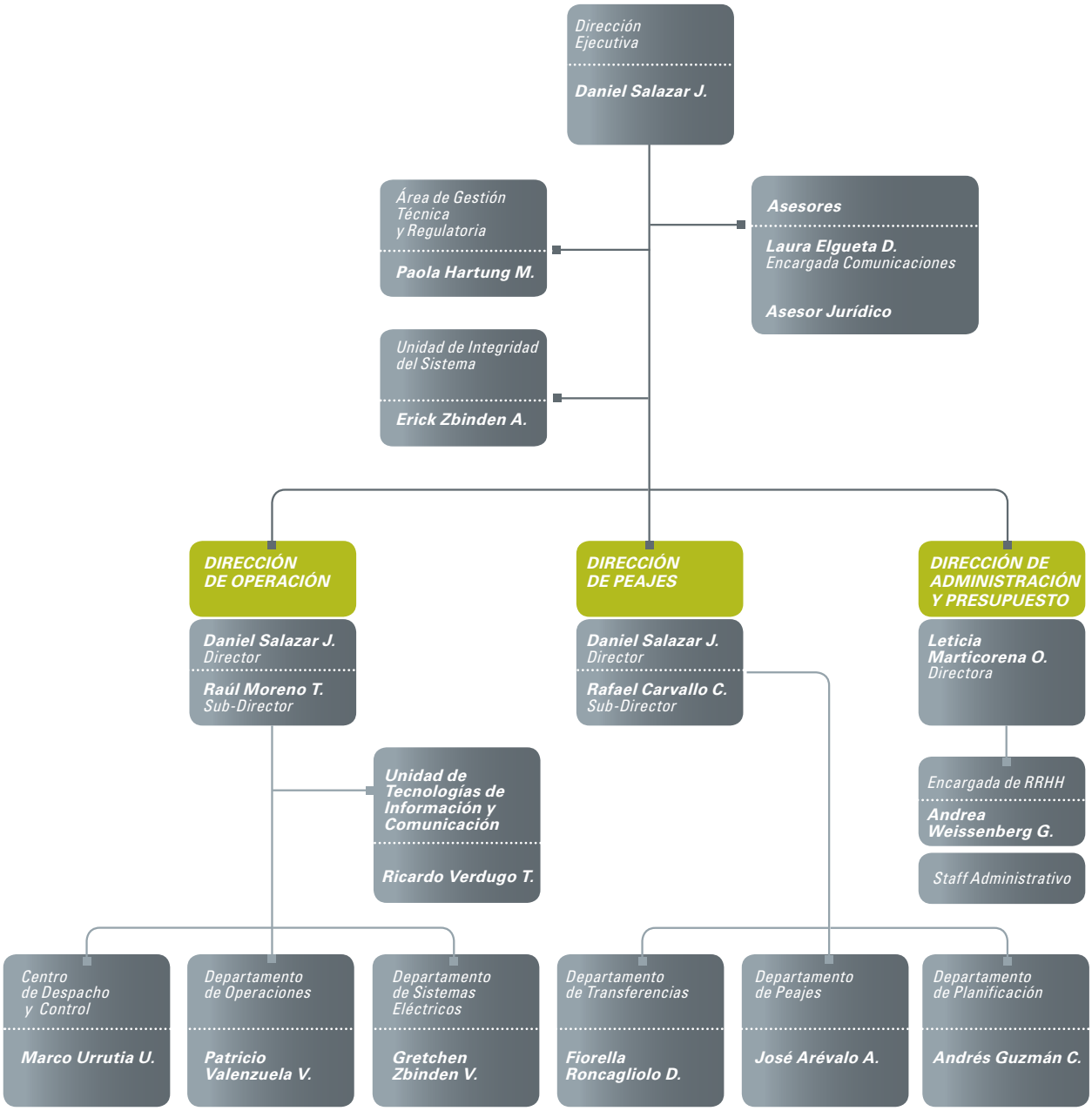
(*) Empresas pertenecientes a dos o más Segmentos

El **CDEC-SING** es considerado por el **Estado** chileno, un **organismo estratégico**

DIRECCIONES CDEC-SING

La estructura del CDEC-SING está compuesta por tres Direcciones Técnicas: la Dirección de Operación, la Dirección de Peajes y la Dirección de Administración y Presupuesto, coordinadas entre si, a través de una Dirección Ejecutiva.

Las tres Direcciones del CDEC-SING son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, que desarrollan sus funciones conforme a la normativa vigente. Los responsables de las Direcciones son nombrados por cuatro años, por acuerdo del Directorio, y pueden ser removidos y reelegidos por el Directorio, sólo por un período más. Es así que el organigrama de la institución es el siguiente:



CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE CDEC-SING.

Somos una **organización** de hombres y mujeres que **contribuyen** con su trabajo valores de **responsabilidad,**

al **desarrollo** del **SING** guiados por los
lealtad, profesionalismo y **excelencia.**

Misión, Visión y Promesa de Valor 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"

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 polifuncional 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"

POLÍTICA DE CALIDAD DIRECCIÓN DE OPERACIÓN DEL CDEC-SING

La Dirección de Operación del CDEC-SING, se compromete a entregar servicios de coordinación de la operación y apoyar el desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, con un nivel de profesionalismo y calidad que la posicione como una organización líder en su rubro.

Los servicios serán entregados con estricto apego al marco legal vigente, incorporando el conocimiento desarrollado así como las mejores prácticas de la industria, las que serán aplicadas a través de un sistema de gestión de calidad, como herramienta base para la organización.

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

1) Velar por la seguridad de servicio y eficiencia en la operación del Sistema Interconectado del Norte Grande,

Nuestros Valores

LEALTAD

PROACTIVIDAD

PROFESIONALISMO

RESPONSABILIDAD

CONFIANZA

y mantener una atención permanente por mejorar de manera continua la calidad de sus procesos y servicios.

2) Realizar sus funciones en todo momento con personal competente, responsable, motivado y orientado a sus clientes.
3) Entregar los servicios de coordinación de la operación en forma oportuna, con el nivel de confianza y calidad requerida por parte de sus clientes.
4) Desarrollar y mantener una comunicación permanente y de calidad con sus clientes y mandantes.

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

Entorno 2012

La edición del Anuario CDEC-SING 2012, sale a la luz en el marco de un año en el que nuevamente, los temas sobre el futuro energético del país ocupan un lugar destacado en la agenda nacional.

Y esto sucede en continuidad con lo ocurrido durante los años 2010 y 2011, momento en que comenzó el estancamiento de algunos proyectos y la oposición ciudadana a la construcción de centrales y líneas de transmisión, todo ello acompañado de crecientes expectativas del avance de las iniciativas legislativas en curso, y la judicialización de importantes proyectos presentes en la zona centro sur del país.

Este escenario significó un intenso debate durante el año 2012 y el asentamiento de reformas que han implicado que los principales actores de la industria eléctrica se movilicen con apertura y disposición de cambio, en el entendido de que es urgente sentar las bases de una nueva forma de relacionamiento, capaz de sustentar el crecimiento de la matriz energética, basado en sustentabilidad económica, ambiental y social.

En materia legislativa se encuentran en discusión parlamentaria dos proyectos de ley considerados fundamentales: el Proyecto de Concesiones y Servidumbres y el Proyecto de Carretera Pública Eléctrica. El primero busca agilizar los tiempos y simplificar los mecanismos de entrega de concesiones para introducir mayor dinamismo en la construcción de nuevos proyectos; el segundo, está abocado a descongestionar el sistema de transmisión y potenciar el desarrollo conjunto de proyectos de generación para aprovechar economías de escala en transmisión, introduciendo el criterio de holgura y ramales.

Una discusión latente del año 2012 es la que se ha dado respecto de la posible interconexión de los principales sistemas eléctricos del país, SIC y SING. El mérito, oportunidad, características técnicas y jurídicas de un proyecto de esta magnitud, han estado presente en el debate y se prevé que continuará estándolo en el año entrante.

En materia normativa, existen al menos dos Reglamentos que merecen una mención especial. Una es la entrada en vigencia del Reglamento de Servicios Complementarios, que define aquellos servicios presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y clientes no sometidos a la regulación de precios, que deben prestarse para permitir un buen funcionamiento de los sistemas eléctricos del país. La implementación de este Reglamento, exigirá una adecuación del régimen actual de todos los agentes intervinientes en el mercado eléctrico.

La otra normativa que debemos mencionar destacadamente, es la modificación al actual reglamento que regula la estructura, funcionamiento, y financiamiento, del CDEC. Este proyecto, que ingresó a la Contraloría General de la República el 15 de noviembre de 2012, contiene modificaciones en cuanto a la estructura del Directorio, reduciendo su composición actual de diez a cinco miembros, los que serán elegidos por una empresa externa especializada y no podrán contar con ningún vínculo con las empresas integrantes del CDEC.

Otro elemento central de este proyecto, es la creación de la Dirección de Planificación y Desarrollo, nueva Dirección que se encargará de estudiar y analizar los requerimientos del sistema de transmisión y efectuar las auditorías que sean necesarias para garantizar el acceso abierto al sistema eléctrico.

Estos son algunos de los hitos que han acompañado el entorno del sistema eléctrico chileno durante el año 2012, y particularmente, al Sistema Interconectado del Norte Grande.

En este contexto se ha desarrollado activa y proactivamente el trabajo del CDEC-SING. Consolidando su estructura y organización, para abordar en forma óptima los desafíos presentes y venideros; implementando eficientemente los cambios y ajustes que el sector exige; y contribuyendo eficazmente desde su posición, con análisis e información de valor del Sistema Interconectado del Norte Grande.

El 2012, la infraestructura del Centro de Despacho y Control y de los Centros de Control que éste coordina, fue sometida a un riguroso análisis de riesgos y plan de integridad.

Las Direcciones del CDEC-SING y su Gestión 2012

Actualmente, el CDEC-SING está conformado por tres Direcciones, la de Operación (DO), la de Peajes (DP) y la de Administración y Presupuesto (DAP); todas ellas coordinadas por un Director Ejecutivo.

Los responsables de las Direcciones son nombrados por un periodo de cuatro años, por acuerdo del Directorio, y pueden ser removidos de su cargo, o bien reelegidos en su cargo sólo por un período más.

La Dirección Ejecutivo, cuenta además con la colaboración de un equipo que brinda apoyo transversal al trabajo de las Direcciones y del Directorio. Nos referimos al trabajo realizado en el ámbito Jurídico, Comunicaciones, y al Área de Gestión Técnica y Regulatoria (AGTR).

AGTR es la encargada de hacer el seguimiento de y control del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, de actuar como coordinadora de la conexión de nuevos proyectos al SING, y de gestionar y coordinar el desarrollo de los Procedimientos de las Direcciones Técnicas del CDEC-SING.

DIRECCIÓN DE OPERACIÓN

Tiene como 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 2012 - Dirección de Operación

La Dirección de Operación trabajó durante el 2012 en materias de seguridad, integridad, y eficiencia de la operación.

En relación a la seguridad operacional del sistema, constituyó un aspecto relevante la definición de la Política de Despacho Máximo, que estableció el valor máximo de potencia que una unidad puede inyectar al SING, a efectos de evitar que la salida intempestiva de dicha unidad ponga en riesgo la seguridad y continuidad operativa del resto del SING.

También en esta materia se debe destacar el análisis de riesgo y plan de integridad ejecutados sobre el Centro de Despacho y Control, y los Centros de Control coordinados por éste, cuyos resultados permitieron incorporar mejoras en varios aspectos para dar seguridad a la continuidad de funciones.

Consumo de Energía 2012 aumentó 5,5% respecto a 2011, y Potencia máxima alcanzó 2.169 MW

La materialización del nuevo Centro de Despacho y Control del CDEC-SING y su nuevo Sitio de Respaldo, ahora ubicados en la ciudad de Santiago, fue posible de alcanzar debido a la rigurosa selección de proveedores para la construcción y puesta en marcha de las nuevas instalaciones y del nuevo sistema SCADA/EMS.

El upgrade del SCADA que se desarrolló durante el año 2012 tuvo el objetivo de solucionar de manera integral las limitaciones observadas en la plataforma SCADA/EMS del CDEC-SING, en particular, aquellas relacionadas con el tamaño actual del sistema, las nuevas condiciones topológicas y las proyecciones de crecimiento estimadas para los próximos años. La incorporación de nuevas aplicaciones y herramientas, junto a las nuevas tecnologías hoy disponibles en la industria, hacen que el CDEC-SING cuente con una herramienta SCADA de estándar internacional, consistente con los parámetros y condiciones vigentes y esperadas para el SING. Ella permitirá, entre otros aspectos, aumentar las capacidades en relación a la cantidad de Variables, Nodos y Conexiones; contar con un mejor nivel de respaldo -en caliente-; integrar nuevas aplicaciones y herramientas; y mejorar la capacidad de respuesta para nuevas exigencias normativas.

En materia de integración, durante el año 2012, al igual que el año anterior, se continuó con el proceso de integración de nuevos Coordinados al sistema SCADA. En cifras generales, la cobertura de integración de Coordinados aumentó de un 79% el año 2011, a un 86% el año 2012.

En cuanto a eficiencia, cabe señalar que en agosto de 2012 se modificó el régimen de información de disponibilidad diaria de gas natural, llevándolo a una cuota –máxima- de energía diaria, con el objetivo de alcanzar una operación más económica en el SING. Ello ha permitido la reducción en materia de costos de operación, en particular, durante las horas de punta del sistema, en las cuales se ha logrado reducir la cantidad y permanencia de unidades de alto costo variable de operación, cuando las condiciones del sistema así lo han permitido.

PLAN DE INTEGRACIÓN DE ERNC AL SING

El significativo número de proyectos de generación en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que cuentan con Estudios de Impacto Ambiental aprobados, e informados a la autoridad y al CDEC-SING, así como los requerimientos progresivos de información por parte de empresas e inversionistas interesados en desarrollar proyectos basados en ERNC en el SING, constituyeron los factores claves para que el CDEC-SING emprendiera en el año 2012 el Plan de Integración de ERNC al SING.

Seguridad, integridad, y eficiencia de la operación.

El enfoque estratégico del Plan cuenta con tres ejes:

- Conocimiento de ERNC. Que tiene el objetivo de generar conocimiento fundamental asociado a la operación del SING, articulando para ello redes de colaboración con investigadores y operadores nacionales e internacionales.

- Operación Segura y Económica. Que busca determinar restricciones técnicas e identificar brechas existentes para desarrollar soluciones técnicas operacionalmente factibles.

- Normativa. Que tiene la tarea contribuir a la preparación del marco regulatorio y establecer Procedimientos que den seguridad y eficiencia a la operación y a la toma de decisiones de los actores del sistema.

Un hito relevante de este Plan de Integración, fue la emisión –en septiembre- del Estudio "Efectos Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING".

DIRECCIÓN DE PEAJES

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: el Departamento de Transferencias, el Departamento de Peajes, y el Departamento de Planificación. Este último nace, a partir del año 2013, desde la Unidad de Planificación y Desarrollo creada el año 2012. El nuevo departamento tendrá dentro de sus principales objetivos abordar las crecientes demandas de planificación y desarrollo del sistema de transmisión, en función de las necesidades futuras de la demanda y disponibilidad de oferta.

Expansión, desarrollo y seguridad del sistema de transmisión del SING.

Gestion 2012 - Direccion de Peajes

La Dirección de Peajes trabajó fuertemente durante el año 2012 en materias de expansión, desarrollo y seguridad del sistema de transmisión del SING.

En cuanto a expansión, se llevó adelante el proceso de licitación de obra nueva troncal del SING, correspondiente a la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, tendido del primer circuito. Este proceso se inició el 2012 con el llamado a licitación internacional, entrega de información técnica y administrativa a los participantes, y con la gestión y acompañamiento a las visitas técnicas en terreno.

En materia de desarrollo, se realizó un nuevo estudio de revisión y análisis de la consistencia de las instalaciones del Sistema de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en la Ley. El análisis observó la suficiencia de las instalaciones del sistema de transmisión, con énfasis en el sistema Troncal, para el cabal abastecimiento de las demandas futuras del SING, bajo condiciones normales de operación y bajo condiciones de contingencia, así como también de cumplimiento a lo exigido en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio.

El resultado del estudio señalado recomendó 11 obras de expansión del sistema Troncal del SING, cuya inversión referencial asciende a un total aproximado de 66 millones de dólares. Se trata de tres Obras Nuevas, por un monto de 32,6 millones de dólares, y ocho Ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto aproximado de 33,4 millones de dólares. Cabe consignar que el Plan de Expansión de la

Comisión Nacional de Energía (CNE) para el período 2012-2013 acogió en forma íntegra las propuestas presentadas por el CDEC-SING.

Durante el mes de junio se elaboró un Informe Técnico con los principales resultados del análisis de las subestaciones Crucero y Encuentro, y la expansión del sistema de transmisión en un horizonte de quince años. El informe concluyó con la recomendación técnica de franjas –longitudinal y transversal- de resguardo en la zona de las subestaciones mencionadas, considerando las necesidades de expansión del sistema de transmisión principal (220 kV).

Asimismo, durante el año 2012 se estudió y definió un proyecto destinado a mejorar tanto la calidad de las medidas, como la eficiencia de los procesos de cálculo de las transferencias económicas. El informe final de este estudio concluyó en octubre, con una propuesta de solución técnica y estimación económica, la que se consolidó en el proyecto Sistema Centralizado de Medidas, que será desarrollado durante el año 2013. Esta iniciativa consiste en la implementación de un sistema centralizado que permitirá:

a) Asegurar la oportunidad, y una mayor calidad, en las medidas que participan en los procesos que desarrolla el CDEC-SING, a través del seguimiento frecuente del comportamiento de las medidas y su corrección cuando se detecten anormalidades.
b) Facilitar el procesamiento de las medidas, radicando la centralización del sistema en el CDEC-SING, incluyendo las etapas de lectura, procesamiento, y uso final.
c) Facilitar el acceso a las medidas para todos los Coordinados del CDEC-SING, otorgando acceso a la información de medidas de la Base de Datos, en diversos formatos.

En este mismo sentido, y con el objetivo de adquirir y profundizar conocimientos técnicos en la materia, en el segundo semestre del año se puso en operación - bajo la modalidad piloto-, un Sistema de Registro y Transmisión de Datos de Medidas, tomadas en equipos de medida ubicados en las subestaciones Tarapacá y Lagunas, y recibidos en la red del CDEC-SING. Ello entregó un buen ejercicio de aproximación para el funcionamiento de un futuro Sistema Centralizado de Medidas, el que proporcionará -a través de un sistema de lectura directa de los equipos observados- la transmisión directa de datos, entregando con ello más confiabilidad al proceso de cálculo de las transferencias económicas.

En materia de transferencias económicas entre los integrantes del sistema, cabe destacar que la aplicación de diversos mejoramientos durante el 2012 tuvo un impacto positivo en la cadena de pagos de las empresas que participan en las transferencias del SING, tanto en agilidad, continuidad y certeza. Lo anterior se vio reflejado en el Informe de Valorización de Transferencias (IVT) que se emite mensualmente, el cual presentó un elevado estándar en los procesos que determinan el Balance de Energía, Balance de Potencia Firme, y los Informes de Peaje Troncal y de Subtransmisión.

Estamos comprometidos con un proceso de cambios y mejora continua.

DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO - 2012

Tiene como principales funciones elaborar y gestionar el financiamiento y el Presupuesto anual de la organización, definir y gestionar las políticas y programas de recursos humanos, de administración, de compras y contrataciones, y liderar los procesos de planificación estratégica y control de gestión del CDEC-SING.

Su estructura cuenta con dos unidades: una de recursos humanos y otra de contabilidad y presupuesto, además del staff administrativo.

Gestión 2012 - Dirección de Administración y Presupuesto

Un proyecto importante que se desarrolló el 2012 en la organización fue el traslado del Centro de Despacho y Control desde Antofagasta a Santiago, que implicó la unificación del equipo y el correspondiente traslado de los operadores y sus familias a la capital.

Para ello la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP) implementó un "Plan de Traslado" que entre sus principales actividades contempló:

1) Detección inicial de necesidades familiares, como la situación habitacional, redes sociales, colegiaturas, entre otras; y posterior contratación de una asesoría especializada para acompañar a las personas en el proceso de instalación en sus nuevas viviendas.

2) Definición de un programa de compensaciones asociadas al traslado, entre las que se encuentran ayuda en vivienda, viajes y traslados, gestión inmobiliaria en Antofagasta y Santiago, gestión escolar, entre otras; y

3) Traslado e instalación de los despachadores y sus familias a la ciudad de Santiago.

Este proyecto se ejecutó en gran parte durante el año 2012, quedando una parte menor para el 2013, que consistió en el traslado de la mitad de los últimos despachadores.

En el ámbito de la Administración, en septiembre de 2012 se implementó la Facturación Electrónica. Ésta ha tenido resultados positivos, tanto para la optimización del tiempo y la seguridad en el envío, como para el correspondiente control y seguimiento del pago del financiamiento del CDEC-SING. Además, el hecho de ser receptores de facturas electrónicas de proveedores, permite optimizar en tiempo y confiabilidad la gestión de impuestos.

En el ámbito de Recursos Humanos, el 2012 las tareas se enfocaron en consolidar los programas de Evaluación de Desempeño. En primer lugar, se revisó, desarrolló e implementó un Sistema de Evaluación de Desempeño acorde con las declaraciones estratégicas de la organización y con el modelo de gestión por competencias, de manera de agregar valor a los procesos que se llevan a cabo en todas las áreas del CDEC-SING.

ÁREA DE GESTIÓN TÉCNICA Y REGULATORIA

La creación del Área de Gestión Técnica y Regulatoria (AGTR) en el año 2012 impulsó un importante trabajo en la gestión de los Procedimientos de las Direcciones Técnicas, en el seguimiento y control del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y en relación a la conexión de nuevos proyectos al sistema, contribuyendo a entregar mayor transparencia y celeridad al proceso de interconexión de nuevas instalaciones.

Al año 2012 el sistema cuenta con una cartera de 72 proyectos informados al CDEC-SING, de los cuales 6 entraron en operación comercial o explotación durante el año.

Un importante aspecto en materia de coordinación de proyectos lo constituye el reordenamiento, sistematización y complementación de información en el sitio web de la organización, lo que implicó poner a disposición de las empresas solicitantes y otros interesados, toda la información y los requisitos obligatorios para acceder a la conexión en el SING. La nueva guía desplegada en el sitio web representa un avance hacia una mayor transparencia del proceso, otorgando un acceso claro y expedito a la información.

PROYECTOS INTERCONECTADOS AL SING EN EL AÑO 2012

Proyecto	Empresa	Tipo	Fecha
Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones (PAM)	Noracid S.A.	Gx-Tx-Cx	Octubre 2012
S/E Fortuna y Línea 220 kV Lomas Bayas - Fortuna	Minera Lomas Bayas	Tx-Cx	Julio 2012
Tap Off Sala 360	Minera Escondida	Cx	Julio 2012
Algorta	Algorta Norte	Tx-Cx	Junio 2012
Circuito N°2 Línea 2x220 kV Encuentro-Collahuasi	Minera Collahuasi	Tx	Octubre 2012
Minera Sierra Gorda Etapa 1	Minera Sierra Gorda	Tx-Cx	Diciembre 2012
Desconexión Aguas del Altiplano	Aguas del Altiplano	Tx	Agosto 2012

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

PROCEDIMIENTOS CDEC-SING 2012

Tal como lo señala el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), aprobado según el Decreto Supremo N° 291/2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, son las Direcciones de cada CDEC las que "deberán establecer metodologías y mecanismos de trabajo a través de Procedimientos".

Estos Procedimientos deben ajustarse a las disposiciones legales (Ley, Reglamento, y demás normativa eléctrica vigente) y una vez que hayan obtenido el informe favorable de la CNE, son obligatorios para todos los interconectados a los sistemas eléctricos.

Para el caso del CDEC-SING se ha determinado hasta esta fecha, un total de 42 Procedimientos. 28 de ellos son Procedimientos DO, 12 Procedimientos DP, y 2 Procedimientos DAP.

Durante el año 2012 hubo un importante avance en el estado de los Procedimientos CDEC-SING. Seis de ellos obtuvieron informe favorable de la CNE, llegando con ello a 12 los que cuentan con dicha aprobación, en tanto varios de los restantes durante el 2012 han tenido diferentes grados de avance en su ciclo.

Nombre Procedimiento	Objetivo Procedimiento*
Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito Res. Exenta Nº 583 –CNE /06.10.2011	Definir la información y metodología a utilizar en el cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito en cada punto del SI, a efectos de la verificación de las Exigencias Mínimas que se establecen en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en relación a los niveles de corriente de cortocircuito que deberán soportar las instalaciones del SI. Los equipos sujetos a verificación de cortocircuito corresponden a todos los incorporados en las instalaciones de unidades generadoras y del sistema de Transmisión.
Desarrollo de Auditorías Técnicas Res. Exenta Nº 352 –CNE/ 15.06.2006	Definir los términos y condiciones para solicitar y desarrollar Auditorías Técnicas que establece la NTSyCS. Además, define los requisitos que deben cumplir quienes realicen la prestación del servicio de Auditoría. La DO podrá solicitar a los Coordinados una Auditoría Técnica a cualquier instalación especificada en la Norma.
Determinación del Margen de Seguridad para la Operación Res. Exenta Nº 105 –CNE/27.02.2012	Definir criterios para determinar el Margen de Seguridad para la Operación (MSO) de las instalaciones del SI, de acuerdo a la NTSyCS y las instancias en que podrá ser considerada su aplicación.
Informes de Falla de Coordinados Res. Exenta Nº 594 –CNE/13.10.2011	Definir contenidos y formatos de los informes e información entregada por los Coordinados con motivo de ocurrencia de falla. De acuerdo NTSyCS.
Coordinación de Trabajos en el SING Res. Exenta Nº 696 –CNE/11.09.2012	Define procesos, antecedentes y plazos establecidos para programar y coordinar trabajos en las instalaciones sujetas a coordinación del CDEC-SING, sean solicitudes de Precaución, Desconexión o Conexión.
Desconexión Manual de Carga DO Res. Exenta Nº 778 –CNE/ 30.10.2008	Procedimiento DO N° 20 que norma las acciones que se aplicarán para coordinar la desconexión manual y/o limitación de toma de carga en barras de consumo que fuere necesaria para preservar la seguridad de servicio del sistema.
Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING. Res. Exenta Nº 596 –CNE/ 13.10.2011	Establece criterios y metodologías a utilizar para elaborar el registro estadístico del conjunto de datos que permiten caracterizar el comportamiento y eventos de la operación real diaria de las instalaciones de generación y transmisión sujetas a coordinación. Además los plazos de publicación, revisión y modificación de estos movimientos.
Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING Res. Exenta Nº 627 –CNE /22.08.2012	a) Especificar los requerimientos técnicos, administrativos y operaciones para la coordinación de las actividades de interconexión de nuevas instalaciones declaradas en construcción y modificación o retiro de instalaciones del SING. b) Detallar información técnica que deberá ser entregada a la DO y DP por la empresa propietaria, arrendaría, usufructuaria o que explote a cualquier título la instalación para la cual se solicita la interconexión, modificación o retiro del SING.
Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento Res. Exenta Nº 628–CNE / 22.08.2012	Define información técnica de las instalaciones sujetas a coordinación del CDEC-SING, que deberá ser entregada a la DP por las empresas coordinadas. Define procedimiento de entrega o actualización de información técnica para ser incorporada o actualizada por la DP en Base de Datos de Información Técnica de las instalaciones del SING (BDITS). Establecer procedimientos para que DP administre la incorporación y actualización de información técnica en la BDITS, y la fecha en que serán consideradas en las tareas que realizan la DO, DP y DAP.
Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses DP Res. Exenta Nº 586–CNE / 13.09.2010	Procedimiento DP que contiene la metodología para determinar los pagos DP por Reliquidación, relacionados con las liquidaciones que debe realizar la DP, en ausencia de condiciones o criterios específicos de la normativa vigente. Los pagos y los intereses que éstos devenguen, serán soportados sólo por las empresas transmisoras y/o empresas que realicen inyecciones o retiros.
Sistemas de Medida de Energía DP Res. Exenta Nº 108 –CNE /28.02.2012	Procedimiento que establece las responsabilidades y requerimientos mínimos que deben cumplir los equipos y medidas de energía que se utilizan en las transferencias económicas a que se refiere el Artículo 3, literal e), del DS 291/2007.
Contabilidad de Recaudación Cargo Único Troncal Res. Exenta Nº 188–CNE / 13.04.2011	Establece metodología que aplicará la DP para la determinación de la contabilidad de los pagos de usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2 MW (clientes segmento 2) por la aplicación del cargo único por uso del Sistema de Transmisión Troncal. Además establece la forma en que la recaudación efectuada por las empresas concesionarias de distribución se traspasa a las generadoras que realizan retiros para abastecer consumos regulados.

*No textual

Nuestra Relación con el Entorno

El CDEC-SING mantuvo una activa presencia en el entorno local e impulsó y participó en diversas iniciativas e instancias en el entorno internacional.

Algunos de los hechos que destacamos el 2012 son:

A nivel nacional la realización de ocho "Jornadas Técnicas del CDEC-SING", que se desarrollaron mensualmente en Antofagasta, congregando a más de 400 asistentes en total.

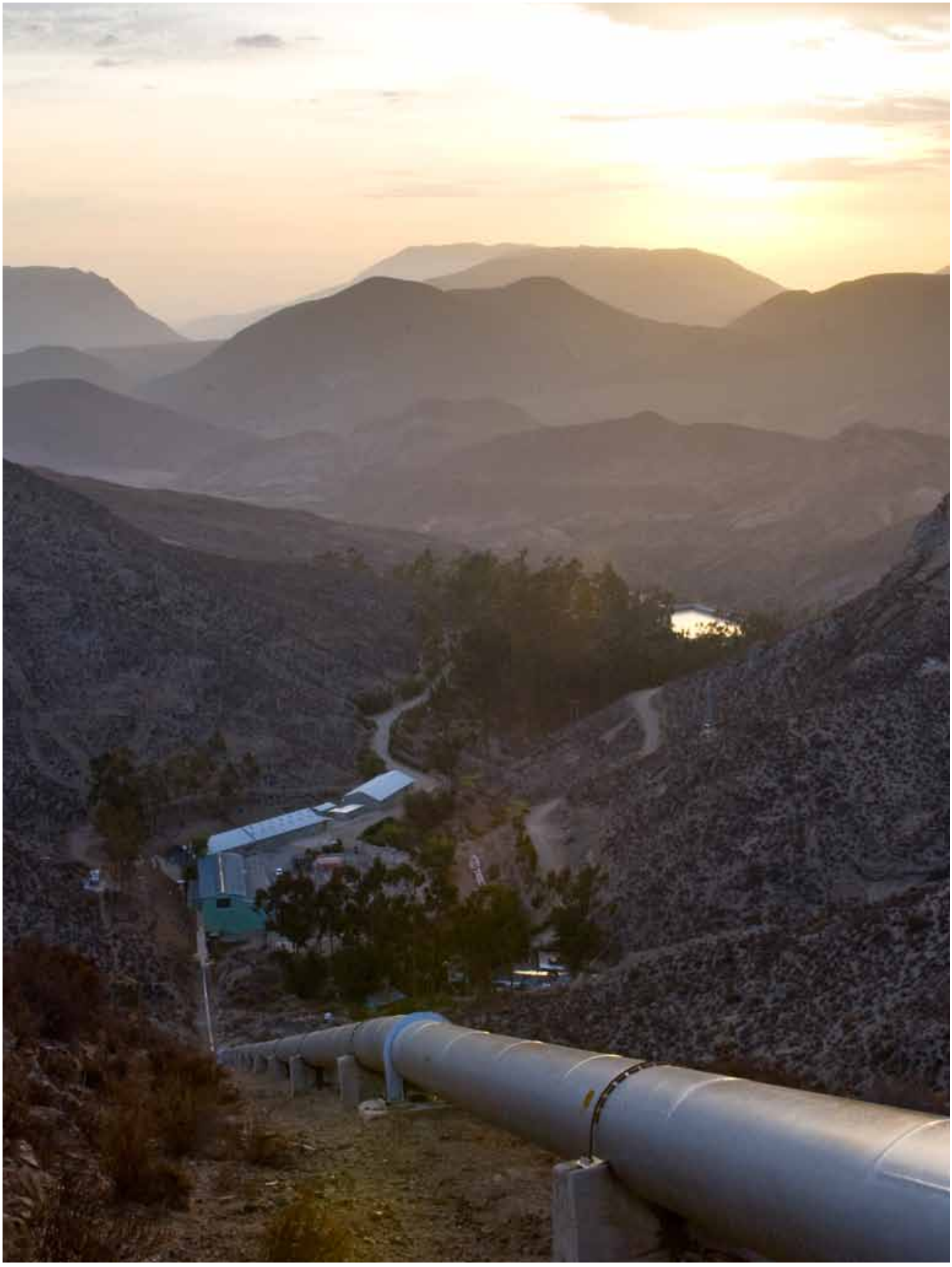
Las Jornadas Técnicas tuvieron el objetivo de generar un intercambio técnico, promover el acercamiento de las materias y tareas propias del CDEC-SING a los usuarios, y crear una instancia de diálogo entre las empresas coordinadas, las Direcciones Técnicas del CDEC-SING y los principales actores del sector.

A nivel internacional, se sostuvieron encuentros con operadores de otros países, como Perú, Colombia, Dinamarca e Irlanda, con el objetivo de intercambiar experiencias principalmente en temas de, operación de sistemas eléctricos, gestión de recursos y reservas e integración de energías renovables no convencionales a la red eléctrica, entre otros.

A nivel de instancias internacionales, el año 2012 se tuvo una participación activa en el Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercados de la CIER (Comisión de Integración Energética Regional).

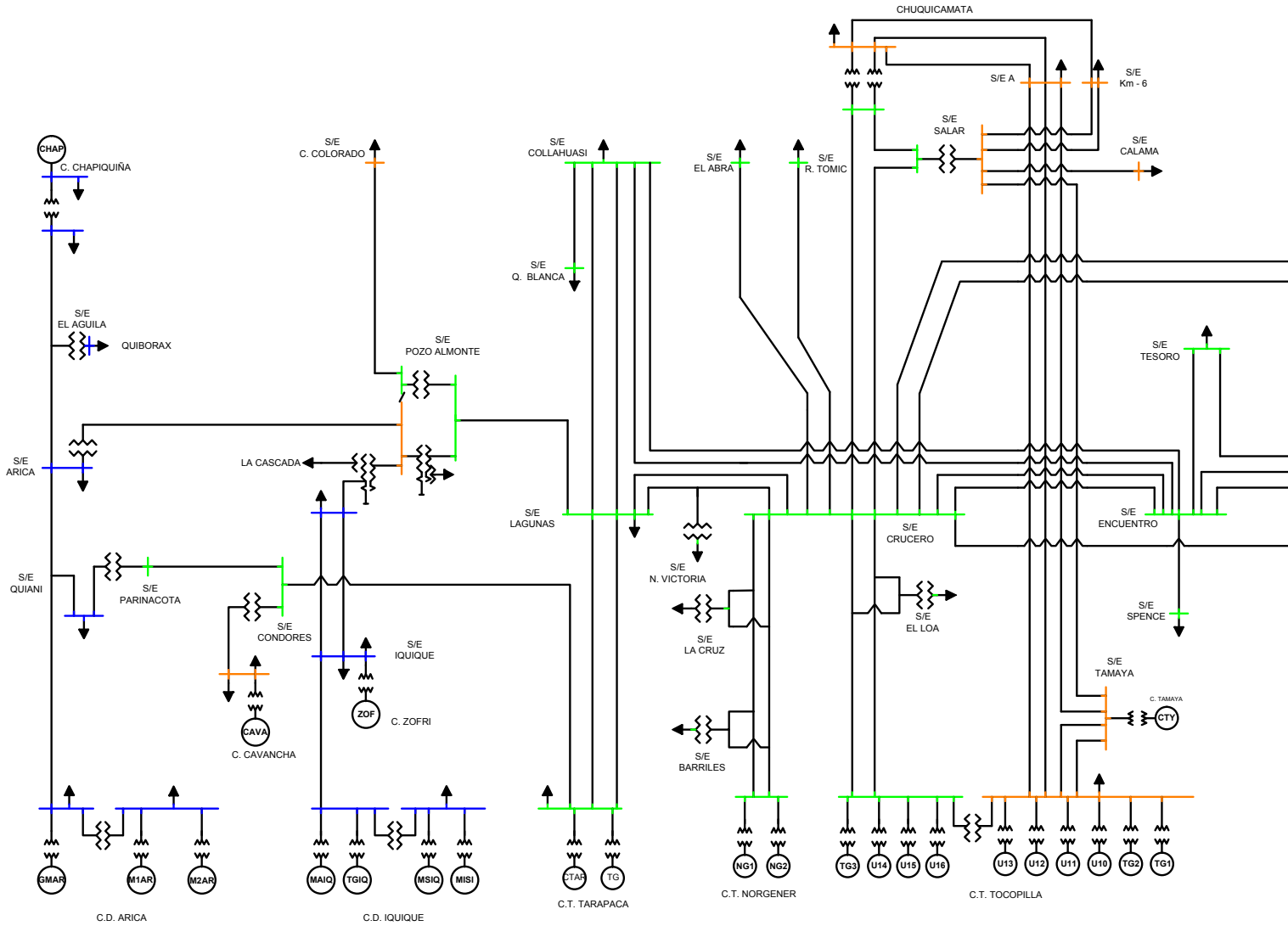
Esta participación se ha constituido en una fuente valiosa de información, traspaso de experiencias y valiosos espacios de discusión entre los operadores de la Región. Ha permitido al CDEC-SING, referenciarse y conocer, de primera fuente, el estado de las diferentes tecnologías y políticas de operación, desde la óptica de distintas realidades, problemáticas, desafíos y soluciones que enfrentan los operadores regionales en la administración y operación de los sistemas eléctricos.

También en el 2012 se debe destacar la participación en el Grupo de Trabajo del Comité Chileno de CIGRE -Consejo internacional de Grandes Redes Eléctricas- sobre los Desafíos y Soluciones de los Sistemas Eléctricos Chilenos ante la incorporación de ERNC. Lo que ha significado contar con un nexo directo entre la Industria y la Academia del sector, a efectos de analizar y discutir problemáticas actuales y difundir e intercambiar conocimiento.

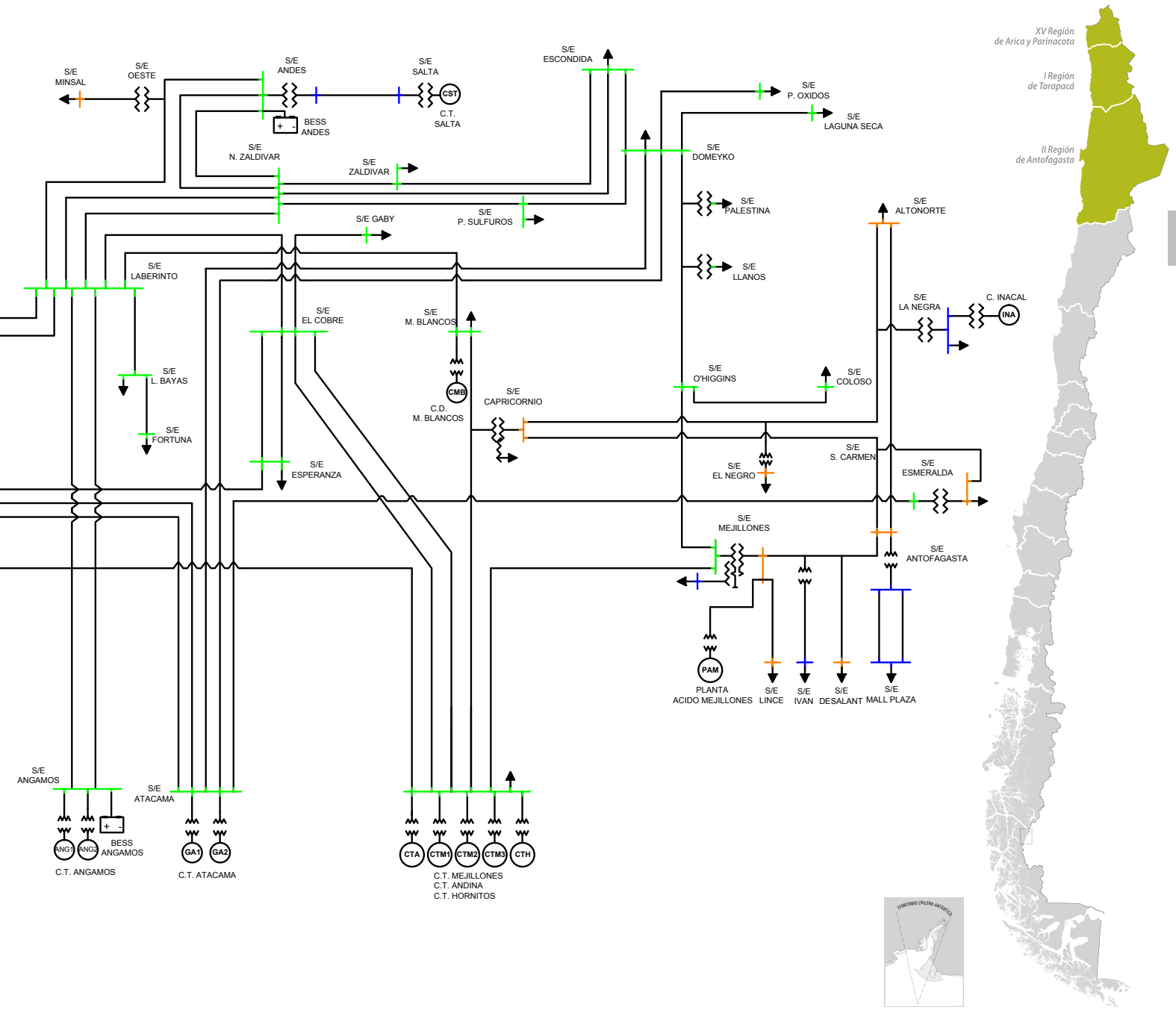


Instalaciones y Clientes del SING

DIAGRAMA UNILINEAL SING



CHILE


S/E MINSAL
S/E OESTE
S/E ANDES
S/E SALTA
CST
C.T. SALTA
BESS ANDES
S/E ESCONDIDA
S/E P. OXIDOS
S/E LAGUNA SECA
S/E N. ZALDIVAR
S/E ZALDIVAR
S/E DOMEYKO
S/E GABY
S/E P. SULFUROS
S/E PALESTINA
S/E ALTONORTE
S/E LABERINTO
S/E LLANOS
S/E LA NEGRA
C. INACAL
INA
S/E EL COBRE
S/E M. BLANCOS
S/E L. BAYAS
CMB
C.D. M. BLANCOS
S/E CAPRICORNIO
S/E O'HIGGINS
S/E COLOSO
S/E FORTUNA
S/E ESPERANZA
S/E EL NEGRO
S/E S. CARMEN
S/E ESMERALDA
S/E MEJILLONES
S/E ANTOFAGASTA
PAM
PLANTA ACIDO MEJILLONES
S/E LINCE
S/E IVAN
S/E DESALANT
S/E MALL PLAZA
S/E ANGAMOS
S/E ATACAMA
ANG1
ANG2
BESS ANGAMOS
C.T. ANGAMOS
GA1
GA2
C.T. ATACAMA
CTA
CTM1
CTM2
CTM3
CTH
C.T. MEJILLONES
C.T. ANDINA
C.T. HORNITOS
XV Región de Arica y Parinacota
I Región de Tarapacá
II Región de Antofagasta

UNIDADES GENERADORAS A DICIEMBRE DEL 2012

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]	Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio en el Sistema
Celta	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR (1)	1	23,750	Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1998
		CTTAR	1	158,000	Tarapacá 220 kV	Vapor-Carbón	1999
E-CL	Chapiquiña	CHAP	2	10,200	Arica 66 kV	Hidroeléctrica	1967
	Diesel Arica	M1AR	3	2,997	Arica 66 kV	Motor Diesel	1953
		M2AR	2	2,924	Arica 66 kV	Motor Diesel	1961-63
		GMAR	4	8,400	Arica 66 kV	Motor Diesel	1973
	Diesel Iquique	SUIQ	3	4,200	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1957
		MIIQ	2	2,924	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1963-64
		MAIQ	1	5,936	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1972
		TGIQ	1	23,750	Iquique 66 kV	Turbogas Diesel	1978
		MSIQ	1	6,200	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985
	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	1	165,900	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995
		CTM2	1	175,000	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1998
		CTM3	2	250,750	Chacaya 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
	Diesel Mantos Blancos (2)	MIMB	10	28,640	Mantos Blancos 23 kV	Motor FO 6	1995
	Diesel Enaex (4)	DEUTZ	3	1,959	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
		CUMMINS	1	0,722	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
	Termoeléctrica Tocopilla (6)	U10	1	37,500	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
		U11	1	37,500	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
		U12	1	85,300	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983
		U13	1	85,500	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985
		U14	1	136,400	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987
		U15	1	132,400	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1990
		U16	2	400,000	Central Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001
		TG1	1	24,698	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
		TG2	1	24,931	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
		TG3 (3)	1	37,500	Central Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993
	Diesel Tamaya (6)	SUTA	10	103,680	Central Tamaya 110 kV	Motor FO 6	2009
AES Gener	Salta	CC SALTA (5)	3	642,800	Central Salta 345 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
Gasatacama Chile	Atacama	CC1	3	395,900	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
		CC2	3	384,700	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
Norgener	Termoeléctrica Norgener	NTO1	1	136,300	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995
		NTO2	1	141,040	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997
Enorchile	Zofri	ZOFRI_1-6	2	0,900	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
		ZOFRI_2-5	4	5,160	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
	Diesel Estandartes	ZOFRI 7-12	6	4,800	Iquique 66 kV	Motor Diesel	2009
Equipos de Generación	Diesel Inacal	INACAL	4	6,800	La Negra 23 kV	Motor FO 6	2009
Termoeléctrica Andina	Termoeléctrica Andina	CTA	1	168,800	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011
Inversiones Hornitos	Termoeléctrica Hornitos	CTH	1	170,100	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011
Eléctrica Angamos	Termoeléctrica Angamos	ANG1	1	272,357	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011
		ANG2	1	272,596	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011
Noracid (7)	Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones	PAM	1	17,500	Mejillones 110 kV	Cogeneración	2012
	TOTAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012			**4.597,414**			

UNIDADES GENERADORAS PMGD A DICIEMBRE DEL 2012

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]	Barra de SE Primaria de Distribución Asociada	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio en el Sistema
Cavancha	Cavancha	CAVA	1	2,800	Cerro Dragón 13,8 kV	Hidroeléctrica	2010
Enernuevas	Minihidro Alto Hospicio	MHAH	1	1,100	Alto Hospicio 13.8 kV	Hidroeléctrica	2010
Enernuevas	Minihidro El Toro N° 2	MHT2	1	1,100	Alto Hospicio 13.8 kV	Hidroeléctrica	2010
Selray	La Huayca	HUAYCA1	1	1,350	Tamarugal 23 kV	Solar	2012
	TOTAL PMGD AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012			**6,350**			
	TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012			**4.603,764**			

Notas: *(1) Durante el período 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 E- CL.

(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 Gasatacama hasta Mayo 2007. A partir de Junio 2007 es representada por E-CL

(5) Las unidades TG11 y TG12 (Gas Natural) y TV10 (Vapor) de la unidad CC Salta, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho (OED) de la República Argentina, puede conectarse al Sistema Argentino De Interconexión (SADI) aportando a éste una potencia máxima de 643 [MW].

(6) Unidades de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011.(7) Planta de Cogeneración, potencia corresponde a los excedentes máximos a inyectar al sistema.

(7) Planta de Cogeneración, potencia corresponde a los excedentes máximos a inyectar al sistema.

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	363,9	Adicional	1999
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70	272,07	Adicional	1999
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,2	308,65	Adicional	1994
	Central Salta - Andes	345	1	408	777	Adicional	1999
Angamos	Angamos - Laberinto	220	2	142x2	700x2	Adicional	2010
Codelco Norte	Chuquicamata - 10	100	1	6,5	83,1	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	62,4	Adicional	1990
	Chuquicamata - K1	100	1	5,9	111,06	Adicional	1988
	Chuquicamata - KM6	100	1	11	103,92	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	58,9	Adicional	1993
	Salar - km6	100	2	2,2x2	95.26x2	Adicional	2005
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	46	18,29	Subtransmisión	2012
	Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2	66	1	39	45,73	Subtransmisión	1987
	Pozo Almonte - Tamarugal	66	1	21	9,1	Subtransmisión	1968
	Tap Off Llanos - Aguas Blancas	66	1	N/I	N/I	Adicional	N/I
	Arica - Pozo Almonte	110	1	216	34,3	Subtransmisión	1987
	Capricornio - Alto Norte	110	1	44	120,03	Adicional	2000
	Capricornio - Antofagasta	110	1	28	120,03	Adicional	2000
	Capricornio - Sierra Miranda	110	1	25	121,94	Adicional	2007
	Chacaya - GNL Mejillones	110	1	11	122	Adicional	2010
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	121,94	Adicional	1987
	Mejillones - Enaex	110	1	1,4	182,9	Adicional	N/I
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63	95,26	Adicional	1987
	Central Diesel Tamaya - A	110	1	127	144,8	Adicional	2009
	Central Diesel Tamaya - Salar	110	1	140	144,8	Adicional	2009
	Central Tocopilla - A. Circuito N°1	110	1	141	80.02	Adicional	1910
	Central Tocopilla - A. Circuito N°2	110	1	141	93,36	Adicional	1910
	Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya	110	2	14x2	93.36x2	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	304,8	Adicional	1987
	Chacaya - Mantos Blancos	220	1	66	304,8	Adicional	1996
	Chacaya - Mejillones	220	1	1,3	377,2	Subtransmisión	1987
	Lagunas - Pozo Almonte	220	1	70	190,53	Adicional	1987
	El Cobre - Gaby	220	1	57	73	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
Emelari	Parinacota - Quiani (4)	66	1	7,1	12,6	Subtransmisión	2002
	Tap Off Quiani - Quiani	66	1	0,5	17,15	Subtransmisión	2002
Grace	Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27	70,69	Adicional	2006
Haldeman	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	55	3,4	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	133,37	Adicional	2004
	Encuentro - Collahuasi. Circuito N°2	220	1	201	170	Adicional	2012
	Lagunas - Collahuasi	220	2	118x2	109x2	Adicional	1996
Minera El Tesoro	Encuentro - El Tesoro	220	1	90	125	Adicional	2000

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (7) (MVA)	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
Minera Escondida	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	245,8x2	Adicional	1999
	Crucero - Laberinto. Circuito Nº1	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 Nº1	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
	Escondida - Monturaqui	69	1	80	54,98	Adicional	2008
	Laguna Seca - Tap Off 418	69	1	13	19,12	Adicional	2002
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	85,4	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	29,95	Adicional	1999
Minera Michilla	Mejillones - El Lince	110	1	74	48,01	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 Nº2	220	1	133	377,24	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito Nº2	220	1	73	377,24	Adicional	1994
Moly-Cop	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	327,7	Adicional	2004
Norgener	Tap Off Oeste - Minsal	110	1	33	34,3	Adicional	1997
	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	36,73	Adicional	2012
Transelec Norte	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	386x2	Troncal	1999
	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	220	1	173	121,9	Troncal	1998
	Cóndores - Parinacota	220	1	222	197,38	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70	197,38	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	254x2	Troncal	1996
Transemel	Cóndores - Cerro Dragón	110	1	4,9	34,3	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Pacífico	110	1	11	34,3	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Palafitos	110	1	8,5	34,3	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Centro	110	1	0,5	67,1	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - La Portada	110	1	17	34,3	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	6,8	34,3	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Uribe	110	1	17	68,6	Subtransmisión	2001
	Salar - Calama	110	1	17	55,06	Subtransmisión	2011
	Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio	110	1	0,1	34,3	Subtransmisión	2001
	Parinacota - Chinchorro	66	1	3,5	21	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	3,6	42,1	Subtransmisión	2003
Xstrata Copper - Altonorte	Antofagasta - Tap Off La Negra	110	1	19	121,94	Subtransmisión	1993
	Tap Off La Negra - Alto Norte	110	1	4,8	121,94	Adicional	1993

Total Líneas 66 Kv	**334**	**336**
Total Líneas 69 Kv	**110**	**82**
Total Líneas 100 Kv	**58**	**1.339**
Total Líneas 110 Kv	**1.372**	**2.636**
Total Líneas 220 Kv	**5.164**	**19.337**
Total Líneas 345 Kv	**408**	**777**
Total Sing Al 31 De Diciembre De 2012 (8)	**7.446**	**24.509**

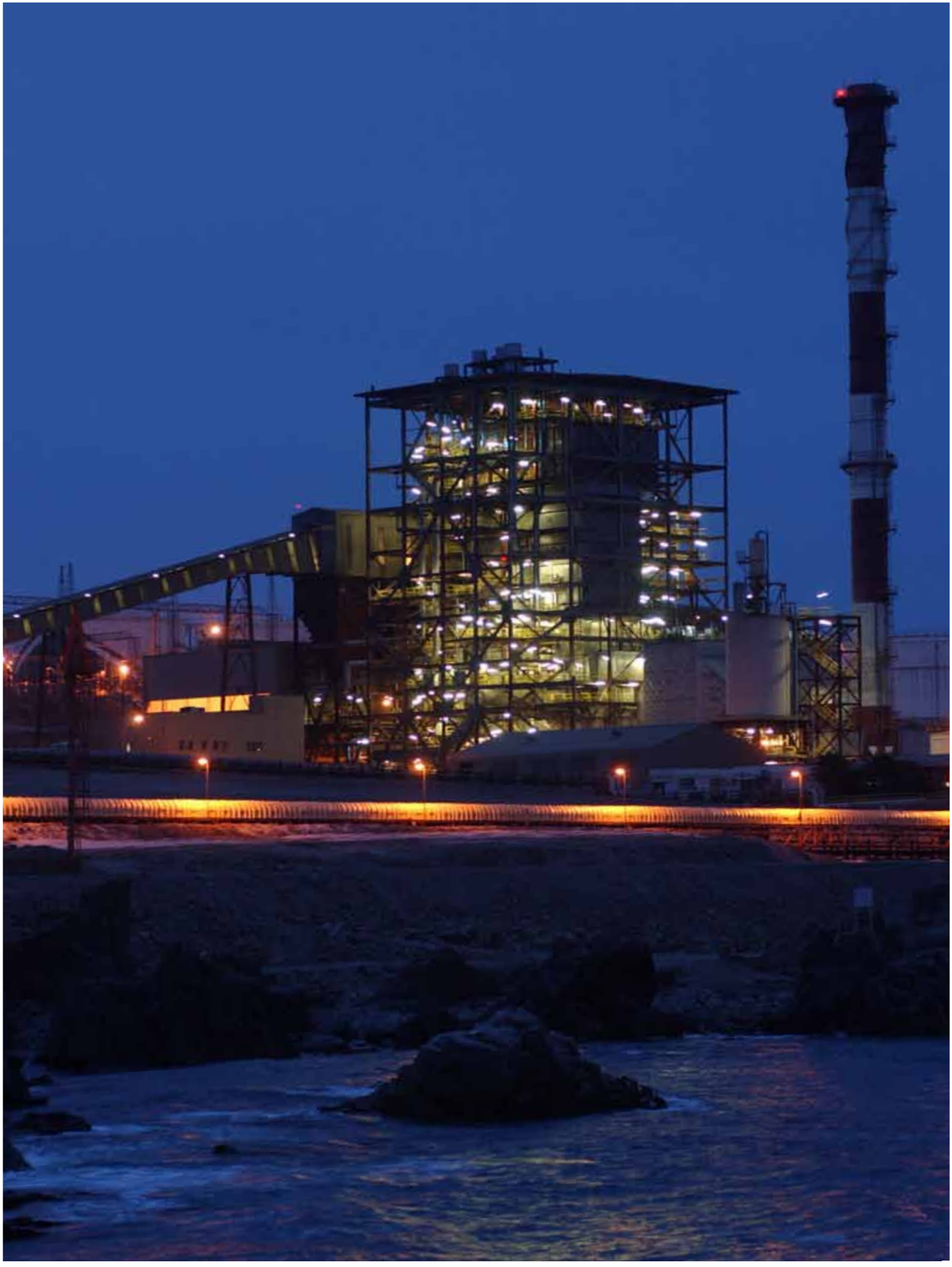
Notas:

(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 Norte.
(2) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación: Tramo Salar-Torre 340 de propiedad de Codelco Norte, Tramo Torre 340-Chuquicamata de propiedad de E-CL.
(3) La línea es de propiedad compartida entre Minera Escondida y Minera Zaldívar.
(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) Capacidades de líneas informadas corresponden a la capacidad térmica del conductor.
(8)Longitudes totales del SING por circuito.

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2012

Cliente	Categoría	Potencia Conectada [MVA]	Demanda Máxima [MW]	Consumo Anual [GWh]	Barra de Suministro	Suministrador
ACF Minera	Minería	2,61	2,54	19,8	Lagunas 220 kV	Celta
Algorta	Minería	2,50	3,21	19,3	Chacaya 110 kV	E-CL
Atacama Agua y Tecnología	Industrial	14,00	9,72	78,1	Antofagasta 110 kV	E-CL
Atacama Minerals	Minería	40,00	3,79	25,1	Mejillones 220 kV	E-CL - Ingenova
Camiña	Distribuidora	-	0,16	589,0	Dolores 110 kV	E-CL
Cerro Colorado	Minería	90,00	40,16	262,4	Pozo Almonte 220 kV	E-CL
Cerro Dominador - Sierra Gorda	Minería	7,73	5,09	20,6	Encuentro 220 kV	E-CL
Cerro Dominador - Santa Margarita	Minería	5,78	1,79	10,7	Calama 110 kV	E-CL
Cía. Portuaria Mejillones	Industrial	4,00	1,09	4,7	Mejillones 110 kV	E-CL
Clientes Chapiquiña	-	0,37	0,44	2,0	Chapiquiña 66 kV	E-CL
Clientes Menores E-CL	-	0,04	0,06	0,6	Arica 66 kV	E-CL
Codelco - Chuquicamata	Minería	1.292,00	282,36	2.289,6	Chuquicamata 220 kV	Andina - E-CL
Codelco - Radomiro Tomic	Minería	300,00	117,64	907,0	Crucero 220 kV	E-CL
Collahuasi	Minería	612,50	182,88	1.354,1	Collahuasi 220 kV	Celta - Gas Atacama
Cosayach	Minería	37,80	4,67	32,4	Pozo Almonte 23 kV - Dolores 110 kV - Tamarugal 66 kV	E-CL
El Abra	Minería	150,00	106,68	792,8	Crucero 220 kV	E-CL
El Tesoro	Minería	156,00	40,58	454,8	Encuentro 220 kV	E-CL - Hornitos
Elecda	Distribuidora	-	162,64	880,3	Esmeralda 220 kV - Calama 110 kV - Tocopilla 5 kV - La Negra 23 kV - Mejillones 23 kV - Antofagasta 13,8 kV	E-CL
Eliqsa	Distribuidora	-	45,25	538,7	Cóndores 220 kV - Pozo Almonte 23 kV - Tamarugal 66 kV	E-CL
Emelari	Distribuidora	-	33,21	331,5	Parinacota 220 kV	E-CL
Enaex	Industrial	12,00	6,94	57,6	Mejillones 110 kV	E-CL
Gaby	Minería	100,00	74,43	0,6	El Cobre 220 kV	Andina
GNL Mejillones	Industrial	12,50	5,56	25,3	Chacaya 110 kV	E-CL
Grace	Minería	25,00	11,82	25,3	Barriles 220 kV	Aes Gener
Haldeman	Minería	17,25	9,21	57,6	Pozo Almonte 66 kV	E-CL
Inacesa	Industrial	18,95	8,82	61,5	La Negra 110 kV	Enorchile
Lomas Bayas	Minería	38,00	39,38	314,1	Laberinto 220 kV	E-CL
Mall Plaza Antofagasta	Industrial	5,66	5,60	27,2	CD Antofagasta 13,8 kV	E-CL
Mamiña	Minería	0,17	0,17	696,5	Pozo Almonte 220 kV	E-CL
Mantos Blancos	Minería	50,00	31,50	234,8	Mantos Blancos 220 kV	E-CL
Megapuerto	Industrial	0,78	1,90	4,8	Mejillones 23 kV	E-CL
Michilla	Minería	31,20	20,62	161,7	Mejillones 110 kV	E-CL
Minera Escondida	Minería	2.267,00	448,84	3.318,7	Mejillones 220 kV - Zaldívar 220 kV - Atacama 220 kV	Angamos
Minera Esperanza	Minería	100,00	100,80	872,9	El Cobre 220 kV - Chacaya 110 kV	Hornitos
Minera Meridian	Minería	20,00	16,50	125,9	C. Atacama 220 kV	Gas Atacama
Codelco - MMH	Minería	98,86	8,03	137,4	Salar 110 kV - Crucero 220 kV	Norgener
Molycop	Industrial	30,00	17,43	81,4	Chacaya 220 kV	E-CL
Molynor	Industrial	1,50	1,79	13,5	Mejillones 23 kV	E-CL
Muelle Esperanza	Industrial	30,00	21,39	0,1	Chacaya 110 kV	Hornitos
Noracid (*)	Industrial	11,00	6,32	0,2	Mejillones 110 kV	Noracid (*)
Otros Menores y Faenas (**)	Varios	-	-	-	-	-
Polpaico	Industrial	3,83	2,40	10,0	Mejillones 23 kV	E-CL
Quebrada Blanca	Minería	50,00	16,27	39,0	Collahuasi 220 kV	Gas Atacama
Quiborax	Minería	1,70	2,84	20,2	El Águila 66 kV	E-CL
Rayrock (**)	Minería	-	-	-	Pampa 110 kV	E-CL
Spence	Minería	180,00	87,53	568,5	Encuentro 220 kV	Angamos
Minera Sierra Gorda	Minería	120,00	7,93	280,8	Encuentro 220 kV	E-CL
SQM El Loa	Minería	52,50	32,06	249,1	El Loa 220 kV	Celta - E-CL
SQM Minsal	Minería	20,00	27,52	200,9	Oeste 220 kV	Celta
SQM Nitratos	Minería	10,00	4,90	0,0	La Cruz 220 kV	Celta
SQM Nva.Victoria	Minería	30,00	7,44	57,4	Nva.Victoria 220 kV	Celta - E-CL
SQM Salar	Minería	5,78	3,64	0,0	El Negro 110 kV	Celta
Xstrata Copper - Altonorte	Industrial	104,00	46,53	342,4	Alto Norte 110 kV	E-CL
Zaldívar	Minería	134,00	74,72	591,6	Zaldivar 220 kV	E-CL

(*) Autoproductor
(**) Desconectados durante el año 2012



Estadísticas de Operación

I. SING: Capacidad Instalada de Generación

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA PERIODO 2003-2012

EN UNIDADES FISICAS (MW)

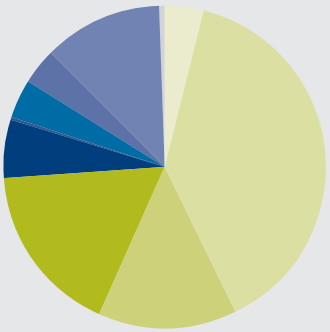
Empresa \ Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Celta	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
E-CL	719	719	719	719	722	705	693	691	691	1.796
Electroandina	1.037	992	992	992	992	1.000	1.105	1.105	1.105	
AES Gener	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643
Gasatacama	783	783	783	783	781	781	781	781	781	781
Norgener	277	277	277	277	283	283	277	277	277	277
Enorchile							11	11	11	11
Equipos de Generación (3)							7	7	7	7
Cavancha (1)								3	3	3
Enernuevas (2)								2	2	2
Termoeléctrica Andina									169	169
Inversiones Hornitos									170	170
Eléctrica Angamos									545	545
Noracid										18
Selray										1
TOTAL	**3.641**	**3.596**	**3.596**	**3.596**	**3.602**	**3.593**	**3.699**	**3.701**	**4.585**	**4.604**

EN PORCENTAJES (%)

Empresa \ Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Celta	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	5,0%	5,1%	4,9%	4,9%	4,0%	3,9%
E-CL	19,8%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	19,6%	18,7%	18,7%	15,1%	39,0%
Electroandina	28,5%	27,6%	27,6%	27,6%	27,5%	27,8%	29,9%	29,9%	24,1%	
Endesa										
AES Gener	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%	17,8%	17,9%	17,4%	17,4%	14,0%	14,0%
Gasatacama	21,5%	21,8%	21,8%	21,8%	21,7%	21,7%	21,1%	21,1%	17,0%	17,0%
Norgener	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,9%	7,9%	7,5%	7,5%	6,0%	6,0%
Enorchile							0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
Equipos de Generación (3)							0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
Cavancha (1)								0,1%	0,1%	0,1%
Enernuevas (2)								0,1%	0,0%	0,0%
Termoeléctrica Andina									3,7%	3,7%
Inversiones Hornitos									3,7%	3,7%
Eléctrica Angamos									11,9%	11,8%
Noracid										0,4%
Selray										0,0%
TOTAL	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

(1) Central Cavancha 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 empresa Enernuevas corresponden a PMGD.
(3) Ex Inacal

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA



CELTA	3,9%	TERMOELÉCTRICA ANDINA	3,7%
E-CL (1)	39,0%	INVERSIONES HORNITOS	3,7%
AES GENER	14,0%	ELÉCTRICA ANGAMOS	11,8%
GASATACAMA GENERACIÓN	17,0%	CAVANCHA	0,1%
NORGENER	6,0%	ENERNUEVAS (3)	0,0%
ENORCHILE	0,2%	NORACID	0,4%
EQUIPOS DE GENERACIÓN (2)	0,1%	SELRAY (4)	0,0%

(1) Los activos de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011
(2) Ex INACAL
(3) Con 2,2 MW de capacidad instalada, la participación de Enernuevas equivale al 0,05% del SING
(4) Con 1,4 MW de capacidad instalada, la participación de Selray equivale al 0,03% del SING

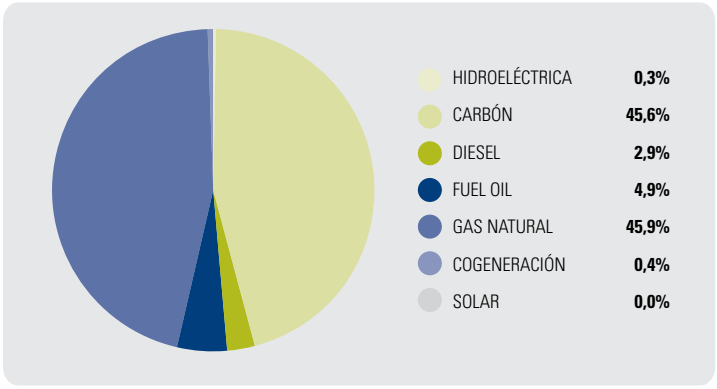
CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE PERIODO 2003-2012

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Combustible	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hidro	E-CL	13	13	13	13	13	13	10	10	10	10
	Cavancha							3	3	3	3
	Enernuevas								2	2	2
Subtotal		**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**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	340,9	340,9	780,5
	Electroandina	429,4	429,4	429,4	429,4	429,4	437,5	439,6	439,6	439,6	
	Norgener	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3
	Andina									168,8	168,8
	Hornitos									170,1	170,1
	Angamos									545,0	545,0
Subtotal		**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.214**	**1.216**	**1.216**	**2.100**	**2.100**
Diesel	Celta	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	E-CL	62	62	62	62	65	48	48	48	48	98
	Electroandina	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	Endesa										
	Gasatacama	3	3	3	3						
	Enorchile					6	6	11	11	11	11
Subtotal		**138**	**138**	**138**	**138**	**144**	**127**	**132**	**132**	**132**	**132**
Fuel Oil	E-CL	53	53	53	53	53	53	41	41	41	219
	Electroandina	120	75	75	75	75	75	179	179	179	
	Equipos de Generación (1)							7	7	7	7
Subtotal		**173**	**128**	**128**	**128**	**128**	**128**	**226**	**226**	**226**	**226**
Gas Natural	E-CL	251	251	251	251	251	251	251	251	251	688
	AES Gener	643	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	438	438	
Subtotal		**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**
Cogeneración	Noracid										18
Subtotal											18
Solar	Selray										1
Subtotal											1
TOTAL		**3.641**	**3.596**	**3.596**	**3.596**	**3.602**	**3.593**	**3.699**	**3.701**	**4.585**	**4.604**

(Notas: (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 Novimbre de 2010 corresponde a PMGD.
(3) Ex Inacal

CAPACIDAD INSTALADA POR COMBUSTIBLE



II. SING: Generación de Energía

GENERACIÓN POR EMPRESA Y UNIDAD

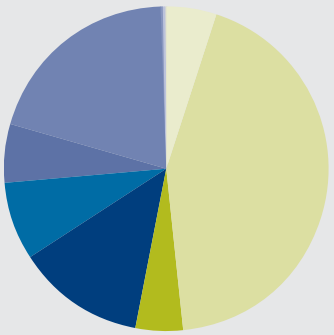
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
E-CL													
CHAPIQUIÑA	5,46	5,57	5,51	4,45	3,32	3,23	3,57	3,30	2,98	3,04	3,68	4,45	48,57
CD ARICA	0,17	0,77	1,13	2,01	1,75	1,63	1,08	0,68	0,75	0,39	0,72	0,97	12,06
CD IQUIQUE	0,36	1,79	2,48	3,85	2,04	2,54	1,93	0,63	0,53	0,16	0,66	0,72	17,69
CD MANTOS BLANCOS	0,16	1,66	3,73	6,98	5,05	3,78	2,51	2,10	2,85	2,52	3,35	5,28	39,97
CTM3	17,87	85,73	61,46	15,26	30,62	32,48	21,66	0,98	25,03	14,42	0,24	0,65	306,38
CTM2	114,68	90,42	114,55	100,77	114,77	111,09	61,04	32,15	106,20	93,90	110,05	113,42	1.163,04
CTM1	110,97	101,28	90,17	106,70	110,42	83,31	80,90	102,79	105,03	110,42	106,60	95,38	1.203,96
DEUTZ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,09
CUMMINS	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
U10 - U11 (1)	0,00	1,65	0,81	0,00	3,76	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,66	0,00	7,02
U12 - U13 (1)	36,74	64,92	93,49	47,94	93,31	78,22	60,75	96,78	106,58	105,58	101,82	100,04	986,18
U14 - U15 (1)	157,25	149,47	167,59	166,50	175,41	170,44	176,08	159,11	87,62	160,96	169,21	175,73	1.915,37
U16 (1)	65,02	0,00	27,50	160,80	143,62	164,86	140,01	144,44	156,91	133,90	138,60	146,43	1.422,09
TG1 (1)	0,08	0,28	0,06	0,17	0,06	0,04	0,17	0,03	0,02	0,03	0,00	0,15	1,09
TG2 (1)	0,11	0,24	0,06	0,34	0,01	0,04	0,16	0,03	0,02	0,00	0,00	0,15	1,17
TG3 (1)	0,19	1,21	1,63	1,96	0,95	0,07	0,67	0,38	0,28	0,16	0,07	0,73	8,29
SUTA (1)	3,33	11,30	19,70	19,68	13,07	9,79	4,62	5,76	8,27	8,39	13,09	19,65	136,65
Total Gen. Bruta	**512,43**	**516,30**	**589,87**	**637,44**	**698,16**	**661,52**	**555,16**	**549,30**	**603,07**	**633,88**	**648,77**	**663,76**	**7.269,66**
Consumos Propios	**36,30**	**34,70**	**40,60**	**39,50**	**45,30**	**41,30**	**36,10**	**35,32**	**37,34**	**41,09**	**41,95**	**42,38**	**471,88**
Total Gen. Neta	**476,13**	**481,60**	**549,27**	**597,94**	**652,86**	**620,22**	**519,06**	**513,98**	**565,73**	**592,79**	**606,82**	**621,38**	**6.797,78**
CELTA													
CTTAR	96,70	90,43	59,60	0,00	40,30	61,87	92,53	91,24	84,64	96,24	75,66	58,83	848,04
TGTAR	0,12	0,54	0,35	0,41	0,34	0,51	0,38	0,22	0,31	0,21	0,37	0,31	4,06
Total Gen. Bruta	**96,82**	**90,97**	**59,95**	**0,41**	**40,64**	**62,37**	**92,91**	**91,46**	**84,95**	**96,45**	**76,03**	**59,13**	**852,11**
Consumos Propios	**9,90**	**9,80**	**5,60**	**0,00**	**3,00**	**5,00**	**7,10**	**7,54**	**6,84**	**7,76**	**6,74**	**4,79**	**74,07**
Total Gen. Neta	**86,92**	**81,17**	**54,35**	**0,41**	**37,64**	57,37	85,81	83,92	78,11	88,69	69,29	54,34	**778,04**
NORGENER													
NTO1	100,87	93,37	98,62	95,91	100,07	96,76	100,66	99,93	96,86	73,30	88,26	100,23	1.144,85
NTO2	100,61	91,90	98,12	94,92	48,31	0,00	67,32	100,61	97,05	100,83	97,74	100,89	998,29
Total Gen. Bruta	**201,48**	**185,27**	**196,74**	**190,84**	**148,38**	**96,76**	**167,98**	**200,54**	**193,91**	**174,13**	**186,00**	**201,12**	**2.143,15**
Consumos Propios	**13,00**	**12,40**	**13,10**	**12,70**	**10,00**	**6,50**	**11,30**	**13,19**	**12,94**	**11,43**	**12,24**	**13,28**	**142,08**
Total Gen. Neta	**188,48**	**172,87**	**183,64**	**178,14**	**138,38**	**90,26**	**156,68**	**187,35**	**180,97**	**162,70**	**173,76**	**187,84**	**2.001,07**
GASATACAMA													
TG1A	54,79	27,36	0,14	5,13	0,12	5,09	0,00	3,68	2,60	8,90	12,88	1,09	121,79
TG1B	17,59	3,28	0,00	10,33	34,72	29,23	0,00	0,00	28,38	33,19	0,85	10,93	168,51
TV1C	42,96	17,00	0,00	5,61	19,88	18,76	0,00	1,64	17,00	23,01	2,15	5,85	153,86
TG2A	14,28	7,96	30,03	52,96	13,56	4,32	26,74	28,46	0,00	2,93	0,00	9,50	190,76
TG2B	0,00	2,78	0,00	0,00	0,84	7,13	0,00	0,00	0,00	0,47	2,55	12,16	25,93
TV2C	7,92	4,22	16,59	28,63	7,64	6,15	15,01	16,15	0,00	0,00	1,27	11,41	115,00
Total Gen. Bruta	**137,53**	**62,60**	**46,77**	**102,66**	**76,77**	**70,68**	**41,76**	**49,93**	**47,99**	**68,50**	**19,71**	**50,95**	**775,84**
Consumos Propios	**4,90**	**3,10**	**2,90**	**4,00**	**3,70**	**3,40**	**2,60**	**2,69**	**2,61**	**3,15**	**1,88**	**2,92**	**37,85**
Total Gen. Neta	**132,63**	**59,50**	**43,87**	**98,66**	**73,07**	**67,28**	**39,16**	**47,24**	**45,38**	**65,35**	**17,83**	**48,03**	**737,99**
AES GENER													
Central Salta	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. Bruta	**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**
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**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAVANCHA													
CAVA	1,29	1,24	1,28	1,15	1,29	1,21	1,24	1,24	1,19	1,28	1,30	1,33	15,05
Total Gen. Bruta	**1,29**	**1,24**	**1,28**	**1,15**	**1,29**	**1,21**	**1,24**	**1,24**	**1,19**	**1,28**	**1,30**	**1,33**	**15,05**
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	**1,29**	**1,24**	**1,28**	**1,15**	**1,29**	**1,21**	**1,24**	**1,24**	**1,19**	**1,28**	**1,30**	**1,33**	**15,05**

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ENORCHILE													
ZOFRI_1-6	0,01	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,05	0,04	0,04	0,01	0,04	0,05	0,58
ZOFRI_2-5	0,03	0,26	0,28	0,41	0,48	0,51	0,23	0,15	0,20	0,09	0,18	0,23	3,05
ZOFRI_7-12	0,05	0,28	0,40	0,62	0,70	0,59	0,43	0,25	0,30	0,20	0,27	0,35	4,44
Total Gen. Bruta	**0,09**	**0,59**	**0,74**	**1,10**	**1,26**	**1,18**	**0,71**	**0,44**	**0,54**	**0,30**	**0,49**	**0,63**	**8,07**
Consumos Propios	**0,00**	**0,01**	**0,02**	**0,02**	**0,02**	**0,02**	**0,02**	**0,03**	**0,03**	**0,03**	**0,02**	**0,02**	**0,24**
Total Gen. Neta	**0,09**	**0,58**	**0,72**	**1,08**	**1,24**	**1,16**	**0,69**	**0,41**	**0,51**	**0,27**	**0,47**	**0,61**	**7,83**
EQUIPOS DE GENERACIÓN (2)													
INACAL1 - 4	0,36	0,59	0,79	2,19	1,63	0,81	0,18	0,06	0,24	0,36	0,47	0,63	8,29
Total Gen. Bruta	**0,36**	**0,59**	**0,79**	**2,19**	**1,63**	**0,81**	**0,18**	**0,06**	**0,24**	**0,36**	**0,47**	**0,63**	**8,29**
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	**0,36**	**0,59**	**0,79**	**2,19**	**1,63**	**0,81**	**0,18**	**0,06**	**0,24**	**0,36**	**0,47**	**0,63**	**8,29**
ANDINA													
CTA1	102,07	101,97	114,34	108,79	94,22	111,01	112,49	116,40	112,78	116,71	104,38	116,61	1.311,78
Total Gen. Bruta	**102,07**	**101,97**	**114,34**	**108,79**	**94,22**	**111,01**	**112,49**	**116,40**	**112,78**	**116,71**	**104,38**	**116,61**	**1.311,78**
Consumos Propios	**10,60**	**10,80**	**12,10**	**11,80**	**8,80**	**10,20**	**10,70**	**11,68**	**11,39**	**12,18**	**9,83**	**12,10**	**132,18**
Total Gen. Neta	**91,47**	**91,17**	**102,24**	**96,99**	**85,42**	**100,81**	**101,79**	**104,72**	**101,39**	**104,53**	**94,55**	**104,51**	**1.179,60**
ANGAMOS													
ANG1	77,60	103,40	135,27	170,97	145,20	86,96	66,53	120,71	86,31	150,95	165,06	170,81	1.479,77
ANG2	144,35	135,56	177,59	58,64	94,12	186,35	172,34	175,08	174,84	184,47	184,74	191,30	1.879,38
Total Gen. Bruta	**221,95**	**238,97**	**312,86**	**229,60**	**239,32**	**273,31**	**238,87**	**295,79**	**261,14**	**335,42**	**349,80**	**362,11**	**3.359,15**
Consumos Propios	**28,60**	**28,50**	**34,20**	**24,80**	**25,20**	**28,10**	**27,00**	**33,97**	**29,12**	**37,33**	**36,21**	**37,77**	**370,80**
Total Gen. Neta	**193,35**	**210,47**	**278,66**	**204,80**	**214,12**	**245,21**	**211,87**	**261,82**	**232,02**	**298,09**	**313,59**	**324,34**	**2.988,35**
ENERNUEVAS													
MHAH - MHT2	1,54	1,42	1,49	1,42	1,52	1,43	1,52	1,49	1,42	1,52	1,51	1,52	17,80
Total Gen. Bruta	**1,54**	**1,42**	**1,49**	**1,42**	**1,52**	**1,43**	**1,52**	**1,49**	**1,42**	**1,52**	**1,51**	**1,52**	**17,80**
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	**1,54**	**1,42**	**1,49**	**1,42**	**1,52**	**1,43**	**1,52**	**1,49**	**1,42**	**1,52**	**1,51**	**1,52**	**17,80**
HORNITOS													
CTH1	116,22	106,56	100,89	109,20	109,98	112,12	115,47	115,76	68,72	0,00	0,00	14,37	969,29
Total Gen. Bruta	**116,22**	**106,56**	**100,89**	**109,20**	**109,98**	**112,12**	**115,47**	**115,76**	**68,72**	**0,00**	**0,00**	**14,37**	**969,29**
Consumos Propios	**11,40**	**10,60**	**10,00**	**10,20**	**11,80**	**11,40**	**11,90**	**10,95**	**7,58**	**0,20**	**0,00**	**2,63**	**98,66**
Total Gen. Neta	**104,82**	**95,96**	**90,89**	**99,00**	**98,18**	**100,72**	**103,57**	**104,81**	**61,14**	**-0,20**	**0,00**	**11,74**	**870,63**
NORACID													
PAM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	6,46	9,04	9,36	25,03
Total Gen. Bruta	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,17**	**6,46**	**9,04**	**9,36**	**25,03**
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**	**0,00**	**0,17**	**6,46**	**9,04**	**9,36**	**25,03**
SELRAY													
HUAYCA1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,20	0,14	0,44
Total Gen. Bruta	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,11**	**0,20**	**0,14**	**0,44**
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**	**0,00**	**0,00**	**0,11**	**0,20**	**0,14**	**0,44**

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
TOTAL SING													
Generación Bruta	**1.391,80**	**1.306,47**	**1.425,73**	**1.384,81**	**1.413,17**	**1.392,40**	**1.328,28**	**1.422,42**	**1.376,12**	**1.435,11**	**1.397,69**	**1.481,67**	**16.755,66**
Consumos Propios	114,70	109,91	118,52	103,02	107,82	105,92	106,72	115,37	107,85	113,17	108,87	115,89	1.327,76
Generación Neta	1.277,10	1.196,56	1.307,21	1.281,79	1.305,35	1.286,48	1.221,56	1.307,05	1.268,27	1.321,94	1.288,82	1.365,78	15.427,90
Pérdidas de Transmisión	**40,40**	**33,50**	**65,00**	**89,60**	**61,40**	**56,40**	**52,90**	**32,30**	**44,00**	**30,00**	**45,80**	**42,10**	**593,40**
Ventas a clientes libres	1.102,70	1.025,60	1.097,00	1.058,50	1.104,50	1.090,80	1.026,80	1.124,90	1.088,40	1.144,40	1.097,60	1.170,90	13.132,10
Ventas a clientes regulados	134,00	137,50	145,20	133,70	139,40	139,30	141,80	149,90	135,80	147,50	145,40	149,20	1.698,70
Total Ventas	**1.236,70**	**1.163,10**	**1.242,20**	**1.192,20**	**1.243,90**	**1.230,10**	**1.168,60**	**1.274,80**	**1.224,20**	**1.291,90**	**1.243,00**	**1.320,10**	**14.830,80**
TOTAL SING (en %)													
Generación Bruta	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Consumos Propios	8%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Generación Neta	92%	92%	92%	93%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Pérdidas de Transmisión	3%	3%	5%	6%	4%	4%	4%	2%	3%	2%	3%	3%	4%
Ventas a clientes libres	79%	78%	77%	76%	78%	78%	77%	79%	79%	80%	79%	79%	78%
Ventas a clientes regulados	10%	11%	10%	10%	10%	10%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Total Ventas	**89%**	**89%**	**87%**	**86%**	**88%**	**88%**	**88%**	**90%**	**89%**	**90%**	**89%**	**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

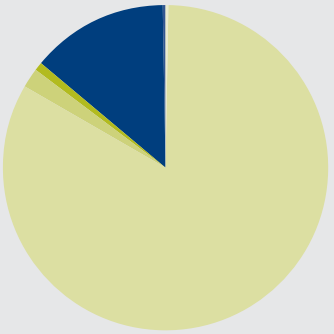
GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA



CELTA	5,1%	TERMOELÉCTRICA ANDINA	7,8%
E-CL	43,4%	INVERSIONES HORNITOS	5,8%
AES GENER	0,0%	ELÉCTRICA ANGAMOS	20,0%
GASATACAMA	4,6%	CAVANCHA	0,1%
NORGENER	12,8%	ENERNUEVAS	0,1%
ENORCHILE	0,0%	NORACID	0,1%
EQUIPOS DE GENERACIÓN (EX INACAL)	0,0%	SELRAY	0,0%

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

GENERACIÓN BRUTA POR COMBUSTIBLE



HIDROELÉCTRICA	0,5%
CARBÓN	83,0%
DIESEL	1,9%
FUEL OIL	0,9%
GAS NATURAL	13,6%
COGENERACIÓN	0,1%
SOLAR	0,0%

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

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING PERÍODO 2003 - 2012 (GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CELTA										
CTTAR	435	435	422	830	1012	981,0	1.065	1.076,3	972,7	848
TGTAR	1	1	0	2	14	17,9	11	9,6	8,1	4
Total Generación Bruta	**436**	**436**	**423**	**832**	**1.026**	**999**	**1.076**	**1.085,9**	**980,8**	**852**
Consumos Propios	**40**	**39**	**39**	**72**	**84**	**81**	**86**	**86,5**	**74,7**	**74**
Total Generación Neta	**397**	**398**	**383**	**760**	**941**	**918**	**990**	**999,4**	**906,2**	**778**
E-CL										
CHAPIQUIÑA	51	51	45	55	53	53	47	42	40	49
CAVANCHA (1)	14	15	15	15	15	15	15	13		12
CD ARICA	1	5	2	7	33	32	17	25	16	18
CD IQUIQUE	6	11	4	13	50	60	31	42	34	40
CD ANTOFAGASTA	2	7	2	15	32	6	0	0		306
CD MANTOS BLANCOS	7	16	4	25	7	0	69	88	49	1.163
CD ENAEX					1	0	1	1		1.204
CTM1	144	498,7	446,6	880	1.057	1.202	1.191	1.114	1.118	0
CTM2	575	1.003	849	1.033	1.188	1.298	1.282	1.220	1.159	0
CTM3	1.695	1.449	1.601	600	400	814	632	367	310	7
U10 - U11 (3)									0	986
U12 - U13 (3)									22	1.915
U14 - U15 (3)									127	1.422
U16 (3)									102	1
TG1 - TG2 (3)									0	1
TG3 (3)									1	8
SUTA (3)									9	137
Total Generación Bruta	**2.495**	**3.054**	**2.970**	**2.643**	**2.837**	**3.480**	**3.285**	**2.912**	**2.988**	**7.270**
Consumos Propios	**113**	**162**	**159**	**169**	**200**	**230**	**225**	**199**	**219**	**472**
Total Generación Neta	**2.382**	**2.892**	**2.810**	**2.475**	**2.637**	**3.250**	**3.060**	**2.713**	**2.769**	**6.798**
ELECTROANDINA										
U09	0	0	0							
U10 - U11 (3)	0	7	0	19	187	322	112	45	32	0
U12 - U13 (3)	455	478	207	463	1.052	1.125	1.121	1.167	609	0
U14 - U15 (3)	1.304	1.409	1.549	1.688	1.905	1.784	1.820	1.888	1.447	0
U16 (3)	1.627	1.458	1.753	1.884	936	474	732	1.527	1.095	0
TG1 - TG2 (3)	2	2	1	0	12	25	12	4	7	0
TG3 (3)	11	91	43	12	40	56	33	20	16	0
SUTA (3)							184	187	151	0
Total Generación Bruta	**3.398**	**3.444**	**3.553**	**4.066**	**4.132**	**3.785**	**4.014**	**4.838**	**3.357**	**0**
Consumos Propios	**198**	**194**	**191**	**218**	**255**	**254**	**249**	**294**	**215**	**0**
Total Generación Neta	**3.201**	**3.250**	**3.361**	**3.848**	**3.877**	**3.531**	**3.764**	**4.545**	**3.142**	**0**
AES GENER										
CC Salta	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348	958	734	0
Total Generación Bruta	**1.950**	**1.903**	**2.154**	**2.285**	**1.628**	**1.154**	**1.348**	**958**	**734**	**0**
Consumos Propios	**46**	**43**	**44**	**46**	**38**	**22**	**7**	**5**	**2**	**0**
Total Generación Neta	**1.904**	**1.860**	**2.110**	**2.239**	**1.590**	**1.132**	**1.341**	**953**	**733**	**0**
GASATACAMA										
CC1	1.434	1.168	1.144	411	1.002	2.331,3	1.405	1.244	1.230	444
CC2	1.568	1.530	1.338	1.285	1.311	639,6	1.801	1.729	897	332
ENAEX	0	0	0	0	0					
Total Generación Bruta	**3.002**	**2.698**	**2.482**	**1.696**	**2.313**	**2.971**	**3.205**	**2.973**	**2.127**	**776**
Consumos Propios	**82**	**82**	**69**	**61**	**75**	**73**	**90**	**85**	**71**	**38**
Total Generación Neta	**2.920**	**2.615**	**2.413**	**1.635**	**2.237**	**2.898**	**3.116**	**2.888**	**2.056**	**738**
NORGENER										
NTO1	16	216	549	776	897	1.039	1.049	1.099	1.104	1.145
NTO2	126	578	528	938	1.107	1.061	911	1.170	1.120	998
ZOFRI_1-6 (Hasta 2008)					1	2				
ZOFRI_2-5 (Hasta 2008)					7	11				
Total Generación Bruta	**142**	**794**	**1.077**	**1.714**	**2.011**	**2.113**	**1.960**	**2.269**	**2.225**	**2.143**
Consumos Propios	**14**	**66**	**91**	**125**	**138**	**145**	**134**	**149**	**149**	**142**
Total Generación Neta	**128**	**727**	**986**	**1.589**	**1.873**	**1.969**	**1.826**	**2.120**	**2.076**	**2.001**

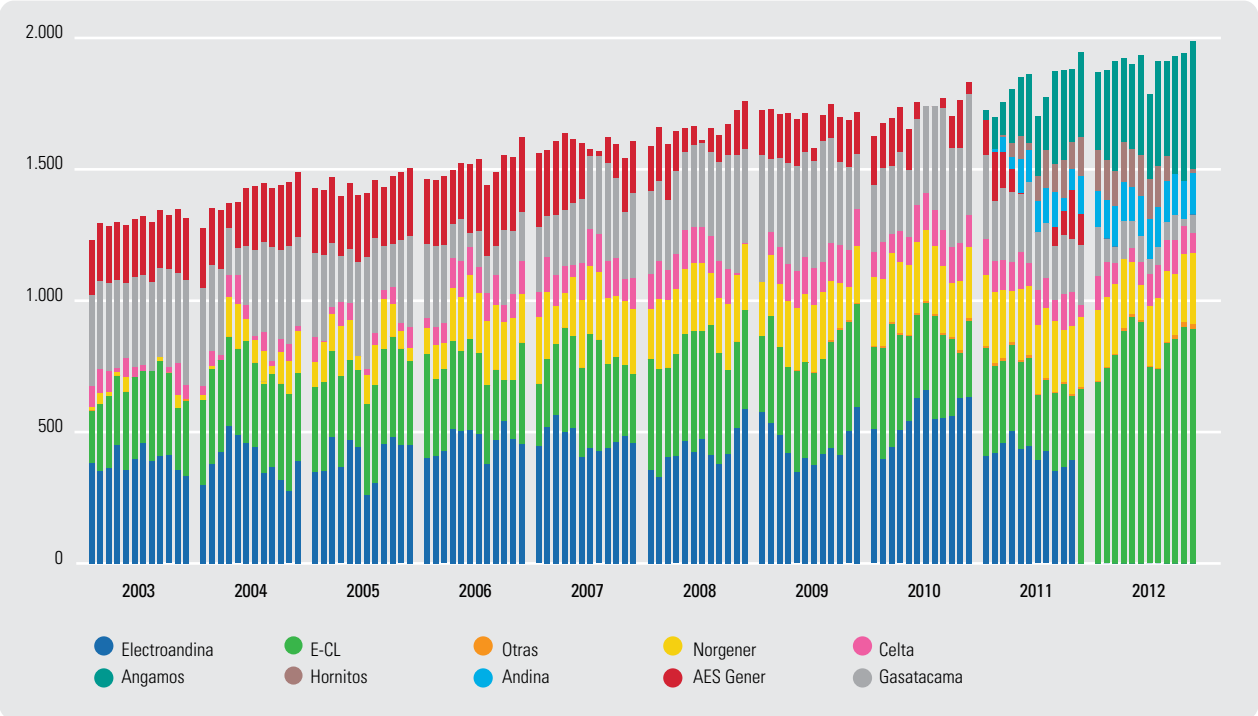
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CAVANCHA (2)										
CAVA								2	15	15
Total Generación Bruta								**2**	**15**	**15**
Consumos Propios								**0**	**0**	**0**
Total Generación Neta								**2**	**15**	**15**
INACAL										
CD Inacal							13	44	24	8
Total Generación Bruta							**13**	**44**	**24**	**8**
Consumos Propios							**0**	**0**	**0**	**0**
Total Generación Neta							**13**	**44**	**24**	**8**
ENORCHILE										
Central Estandartes							6	17	6	1
ZOFRI_1-6									1	3
ZOFRI_2-5									4	4
Total Generación Bruta							**6**	**17**	**11**	**8**
Consumos Propios							**0**	**0**	**0**	**0**
Total Generación Neta							**6**	**17**	**10**	**8**
ANDINA										
CTA								1	756	1.312
Total Generación Bruta								**1**	**756**	**1.312**
Consumos Propios								**0**	**63**	**132**
Total Generación Neta								**1**	**692**	**1.180**
ANGAMOS										
ANG1								0	1.280	1.480
ANG2									708	1.879
Total Generación Bruta								**0**	**1.988**	**3.359**
Consumos Propios								**0**	**201**	**371**
Total Generación Neta								**0**	**1.787**	**2.988**
ENERNUEVAS										
MHAH - MHT2								3	17	18
Total Generación Bruta								**3**	**17**	**18**
Consumos Propios								**0**	**0**	**0**
Total Generación Neta								**3**	**17**	**18**
HORNITOS										
CTH1									668,96	969
Total Gen. Bruta									**668,96**	**969**
Consumos Propios									**70,73**	**99**
Total Gen. Neta									**598,23**	**871**
NORACID										
PAM										25
Total Gen. Bruta										**25**
Consumos Propios										**4**
Total Gen. Neta										**21**
SELRAY										
HUAYCA1										0
Total Gen. Bruta										**0**
Consumos Propios										**0**
Total Gen. Neta										**0**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TOTAL SING										
Generación Bruta	**11.424**	**12.330**	**12.657**	**13.236**	**13.946**	**14.502**	**14.907**	**15.104**	**15.889**	**16.756**
Consumos Propios	492	587	594	692	790	804	792	818	1.066	1.331
Generación Neta	**10.932**	**11.743**	**12.063**	**12.544**	**13.156**	**13.698**	**14.115**	**14.286**	**14.824**	**15.424**
Pérdidas de Transmisión	452	503	503	515	481	479	459	493	561	
Ventas a clientes libres	9.433	10.164	10.401	10.774	11.343	11.832	12.240	12.297	12.703	13.132
Ventas a clientes regulados	1.047	1.075	1.159	1.256	1.332	1.387	1.417	1.496	1.560	1.699
Total Ventas	**10.480**	**11.240**	**11.560**	**12.029**	**12.674**	**13.219**	**13.656**	**13.792**	**14.263**	**14.831**
TOTAL SING (%)										
Generación Bruta	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Consumos Propios	4%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	5%	7%	8%
Generación Neta	**96%**	**95%**	**95%**	**95%**	**94%**	**94%**	**95%**	**95%**	**93%**	**92%**
Pérdidas de Transmisión	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%
Ventas a clientes libres	83%	82%	82%	81%	81%	82%	82%	81%	80%	78%
Ventas a clientes regulados	9%	9%	9%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Total Ventas	**92%**	**91%**	**91%**	**91%**	**91%**	**91%**	**92%**	**91%**	**90%**	**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:

GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL

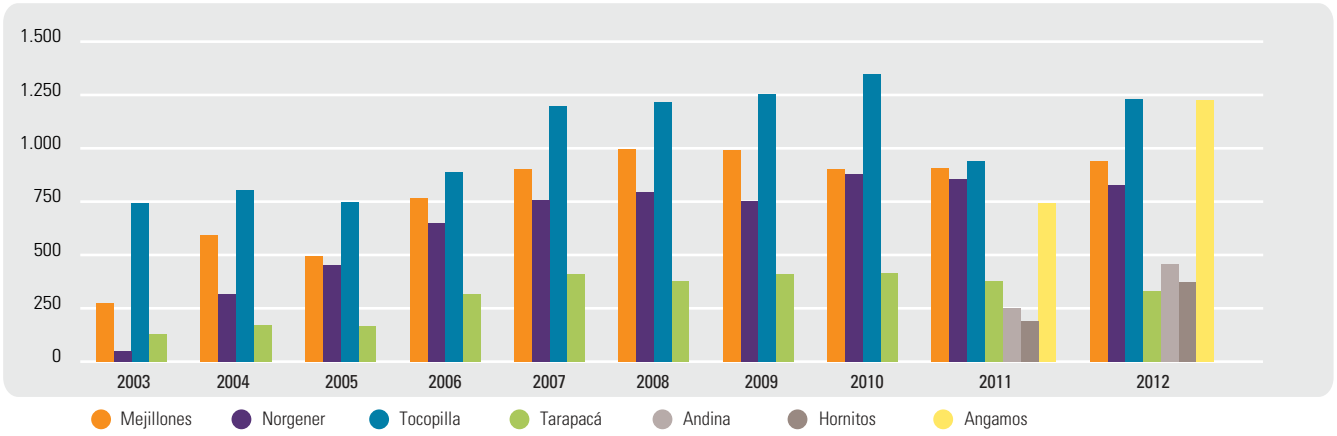
Potencia (MW) 2003 -2012



III. Combustibles: Consumos y Precios

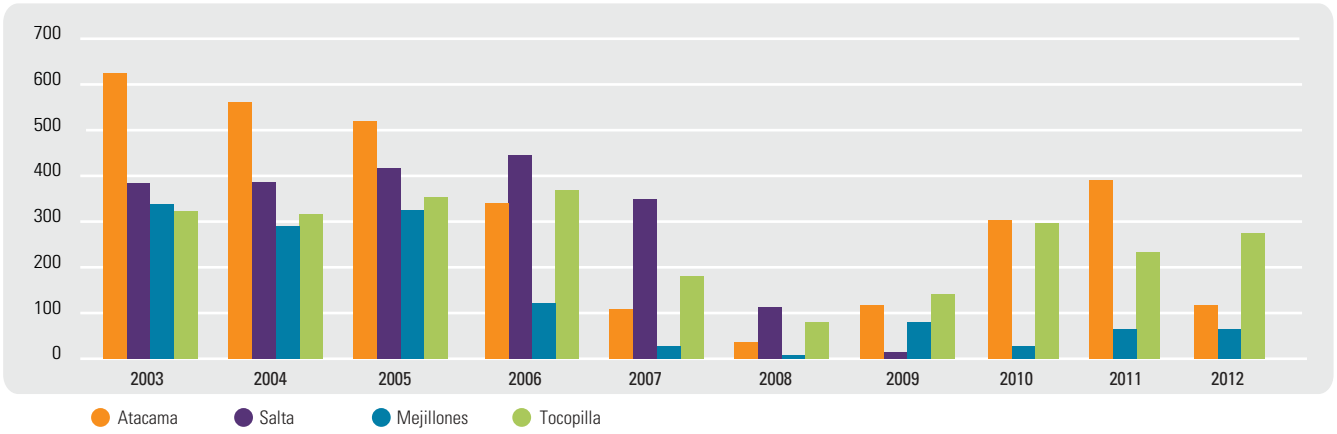
CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL

Miles de Toneladas



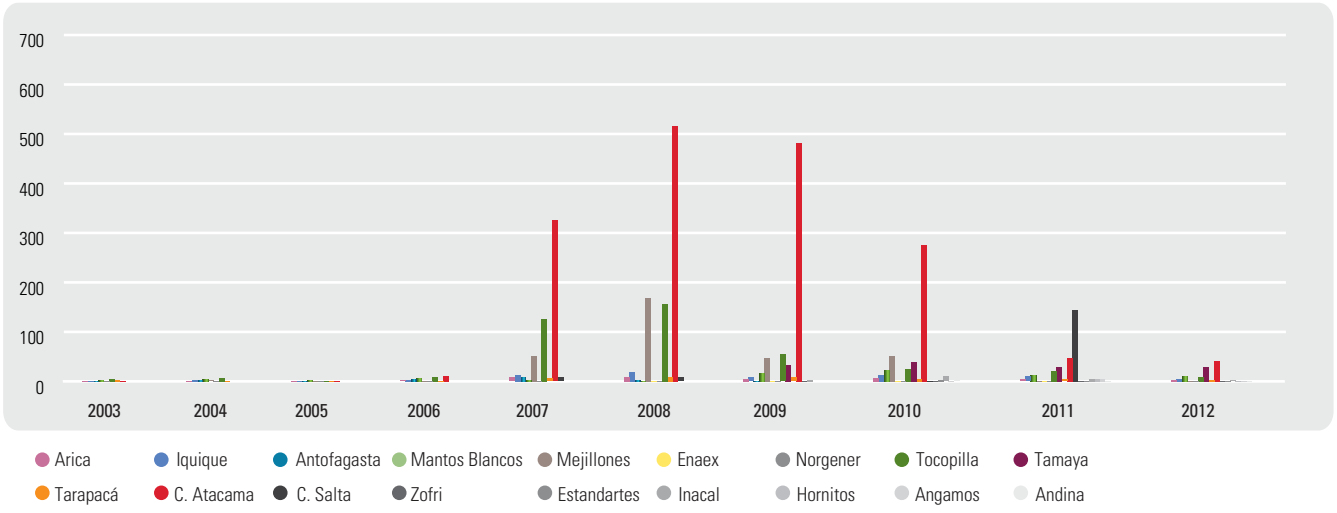
CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL

Millones de m^3



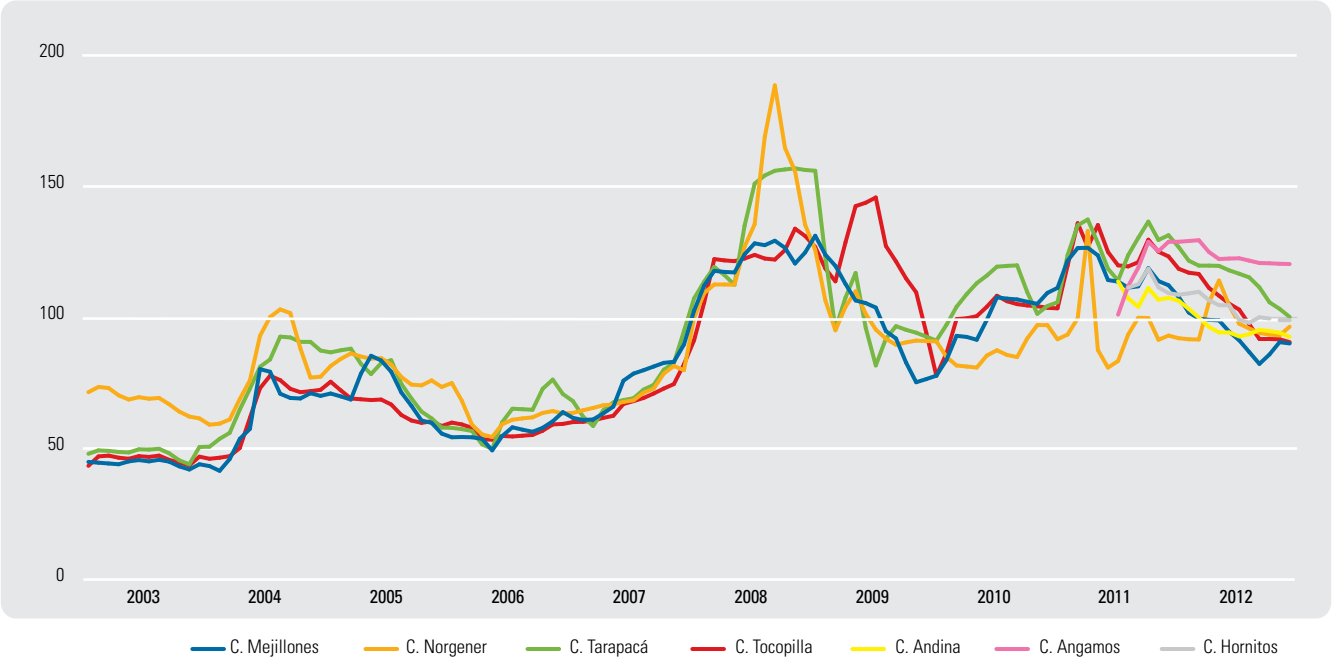
CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL

Miles de Toneladas



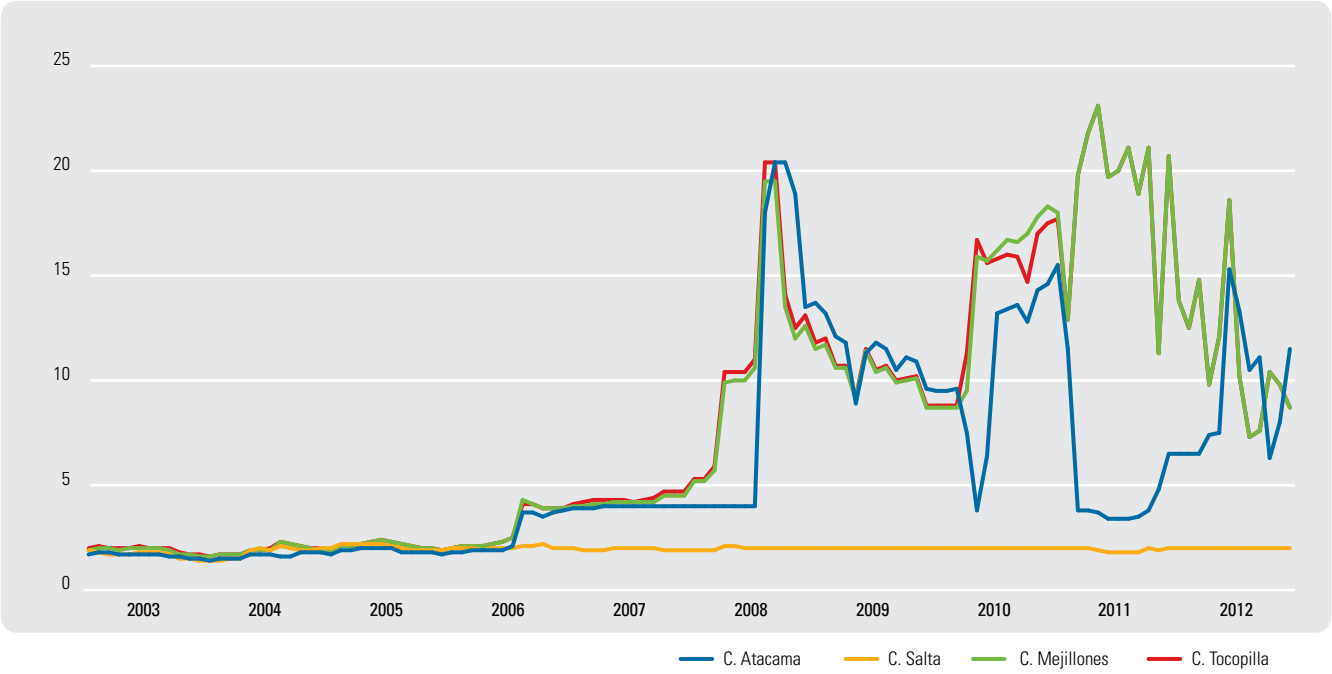
PRECIO DEL CARBÓN

US$ / TON



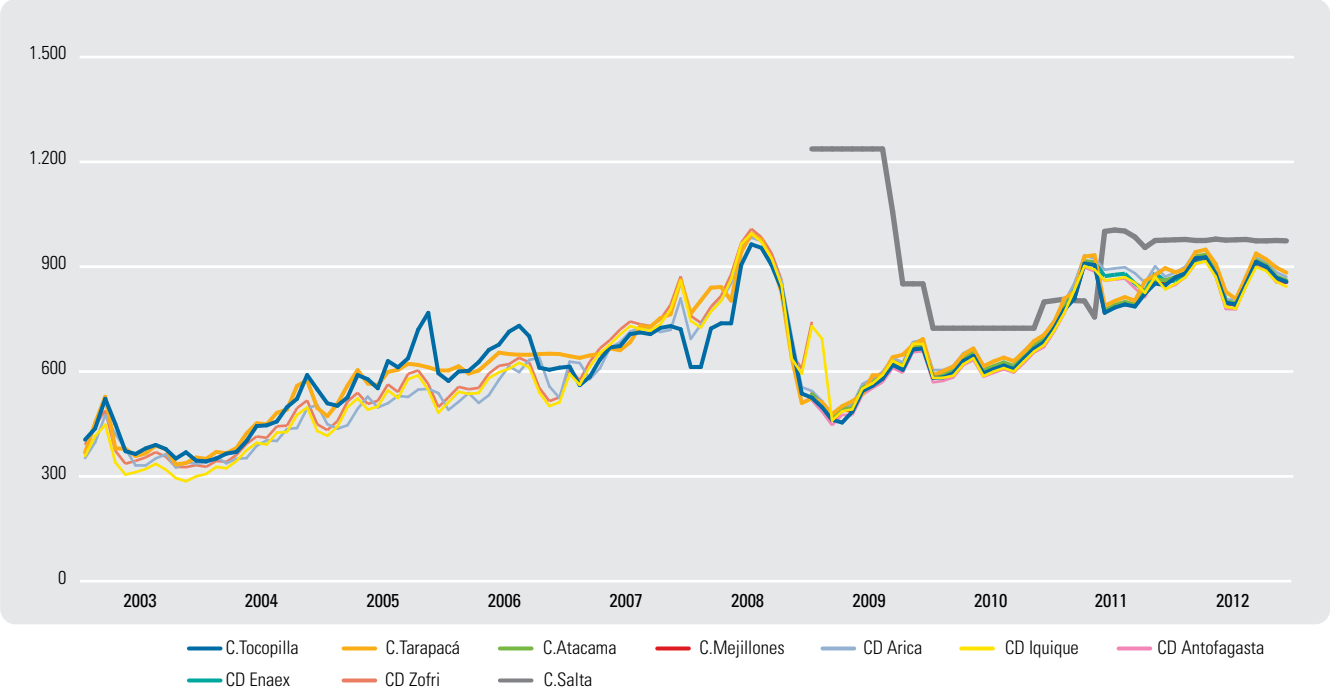
PRECIO DEL GAS NATURAL

US$ / MMBTU



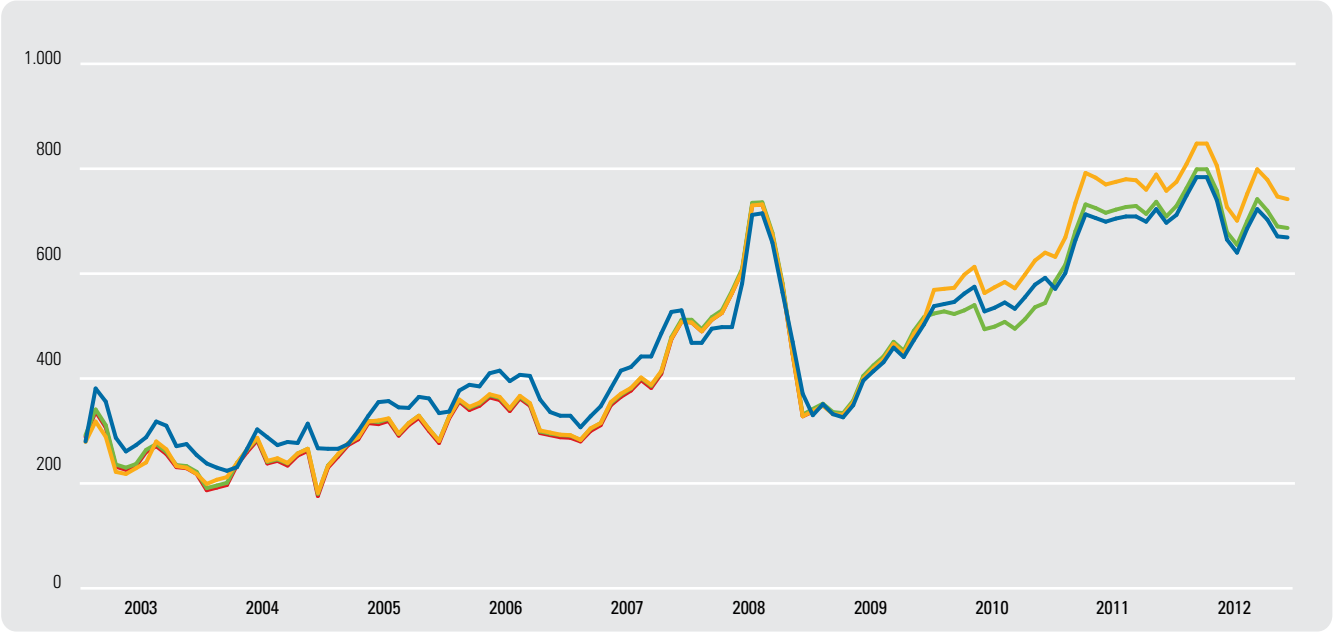
PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL

US$ / m3



PRECIO DEL FUEL OIL N°6

US$ / Ton



IV. Precios de Energía y Potencia

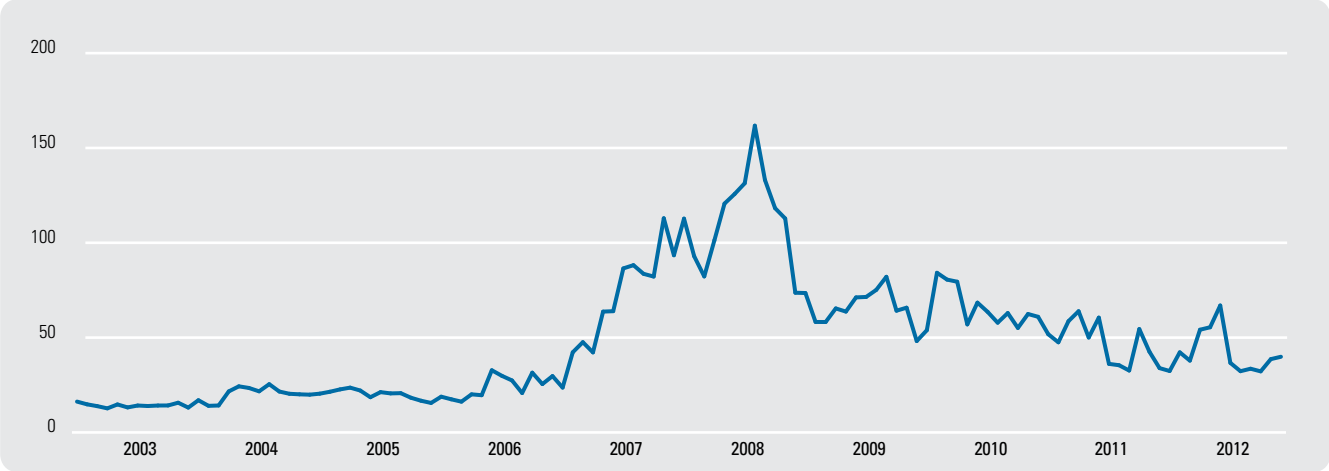
COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV PERÍODO 2003 - 2012

Mes \ Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	12,0	12,6	15,5	14,8	19,2	98,3	69,6	50,4	49,7	32,4
Febrero	11,0	10,4	16,3	13,8	34,2	81,4	54,5	78,9	45,7	42,4
Marzo	10,4	10,6	17,3	12,9	38,7	72,6	54,4	75,6	56,9	38,1
Abril	9,5	16,2	18,2	16,0	34,5	89,8	61,1	74,9	62,2	54,5
Mayo	11,0	18,3	17,1	15,7	52,5	108,2	59,4	53,9	48,9	55,8
Junio	9,8	17,7	14,4	26,4	53,1	114,4	66,6	64,7	59,2	67,2
Julio	10,6	16,4	16,6	24,2	72,7	120,9	66,5	60,5	35,4	36,8
Agosto	10,4	19,3	16,1	22,2	74,9	150,3	69,6	55,0	34,8	32,5
Septiembre	10,6	16,4	16,4	16,9	71,9	125,0	76,9	60,1	32,2	34,1
Octubre	10,6	15,5	14,5	25,5	70,8	112,0	60,2	52,6	54,0	32,8
Noviembre	11,7	15,3	13,2	20,6	98,3	106,7	61,4	59,7	42,3	39,2
Diciembre	9,7	15,1	12,3	24,0	81,5	68,9	44,8	58,4	33,9	40,5
Promedio	**10,6**	**15,3**	**15,6**	**19,4**	**58,5**	**104,0**	**62,1**	**62,1**	**46,3**	**42,2**

Notas: Promedios mensuales en $/kWh.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO

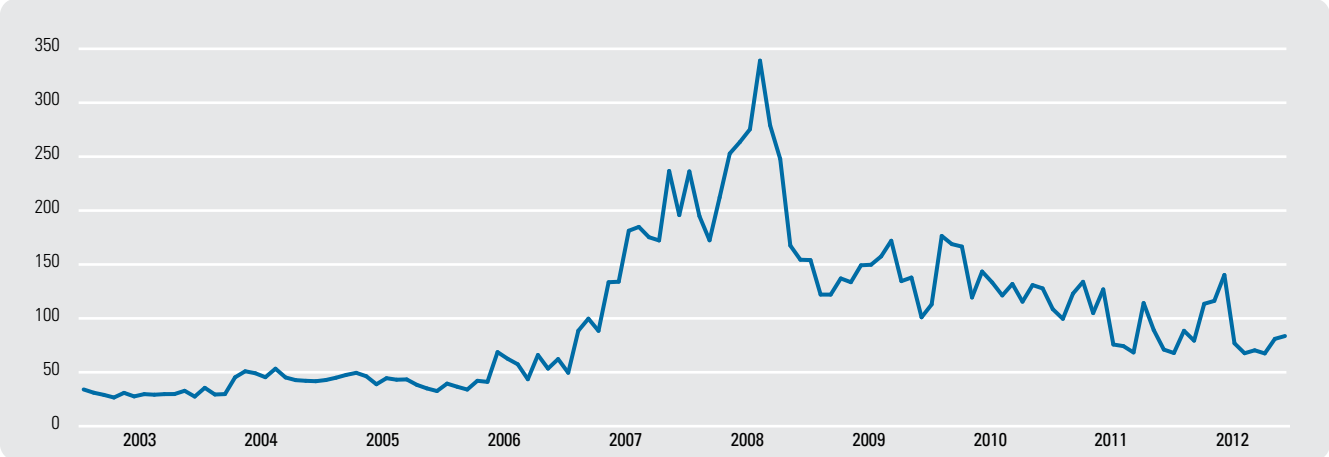
$ / kWh



Nota: Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2012.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO

US$/MWh



Nota: Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2012 y transformados a dólar americano usando la tasa de cambio dólar observado del 31 de Diciembre del 2012.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV - AÑO 2012

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	31,5	32,3	30,7	64,4	70,9	61,9	69,2	41,1	27,7	32,5	43,1	38,8
2	31,8	35,1	30,9	58,6	45,3	57,8	45,8	28,6	28,6	31,6	36,9	64,1
3	31,4	38,1	30,8	69,0	28,7	52,1	31,2	28,4	28,9	33,0	33,2	56,0
4	29,2	31,0	30,2	45,1	29,0	74,7	31,5	28,9	29,6	28,6	32,6	29,0
5	33,3	30,1	53,2	34,6	28,7	81,9	30,3	29,0	28,7	28,2	31,3	28,8
6	33,2	30,1	37,6	48,5	28,6	82,4	36,7	28,9	44,1	31,2	30,3	29,3
7	30,1	31,0	30,4	101,4	46,1	83,9	70,8	29,2	29,3	32,6	27,4	33,3
8	30,2	31,2	39,0	43,4	42,3	64,4	41,4	29,5	28,0	29,7	31,5	41,0
9	57,0	29,4	53,0	30,9	28,1	68,8	45,6	30,1	28,3	28,1	31,7	42,1
10	49,3	30,3	39,2	30,0	33,4	82,2	55,0	29,3	35,6	27,8	32,9	37,5
11	30,7	45,8	37,6	42,0	44,2	78,5	45,4	31,7	33,6	36,4	33,4	29,4
12	31,4	54,4	32,9	42,6	60,4	51,1	29,2	66,3	82,1	52,4	33,4	33,0
13	31,0	31,8	31,6	65,4	78,4	73,6	29,7	60,7	28,3	35,9	28,4	31,0
14	31,7	59,0	31,9	82,7	83,2	72,4	29,6	28,0	26,7	29,8	28,4	47,5
15	31,8	34,0	46,2	60,7	94,1	76,8	40,6	25,5	27,5	41,1	29,1	31,1
16	31,2	62,8	33,4	58,5	52,6	64,0	35,7	28,2	27,2	33,3	30,4	30,7
17	31,6	44,8	31,7	29,7	40,9	71,9	48,0	27,7	27,6	29,0	66,4	38,7
18	30,0	37,3	30,5	29,8	69,6	71,2	30,2	27,2	27,1	36,0	55,0	48,6
19	29,2	60,1	29,9	44,2	43,9	63,6	30,5	28,1	42,1	41,6	62,2	63,0
20	30,2	88,1	31,3	56,2	44,6	64,4	32,8	27,3	30,7	50,6	35,0	38,3
21	28,6	48,2	78,1	65,1	42,4	68,4	28,8	25,8	55,2	28,8	52,1	84,2
22	29,8	78,3	59,0	49,2	86,8	49,9	28,8	32,4	29,1	27,5	85,7	49,7
23	30,2	38,4	40,2	50,1	74,1	47,0	29,3	34,8	28,4	28,2	34,6	30,1
24	31,3	61,4	31,2	81,6	67,9	61,5	28,4	32,1	34,2	32,9	32,6	51,3
25	30,2	35,6	31,5	50,9	65,5	48,6	28,4	55,4	34,1	28,3	30,8	66,6
26	31,1	31,0	38,7	49,6	66,9	63,7	29,2	33,3	31,9	28,7	32,1	32,3
27	30,1	31,1	26,3	64,9	76,1	68,0	29,2	28,8	31,9	28,9	32,4	30,9
28	32,0	37,9	31,1	46,8	73,3	69,1	41,6	28,8	29,6	28,2	48,2	29,1
29	32,0	32,1	32,0	81,8	66,2	72,9	29,1	28,6	31,8	32,1	45,9	28,2
30	31,9		63,9	58,6	54,4	70,0	30,6	28,2	53,9	34,8	49,9	30,2
31	32,1		37,2		64,8		29,0	25,5		30,4		31,6
Promedio	**32,4**	**42,4**	**38,1**	**54,5**	**55,8**	**67,2**	**36,8**	**32,5**	**34,1**	**32,8**	**39,2**	**40,5**

Nota: Promedios diarios en $/KWh de cada día.

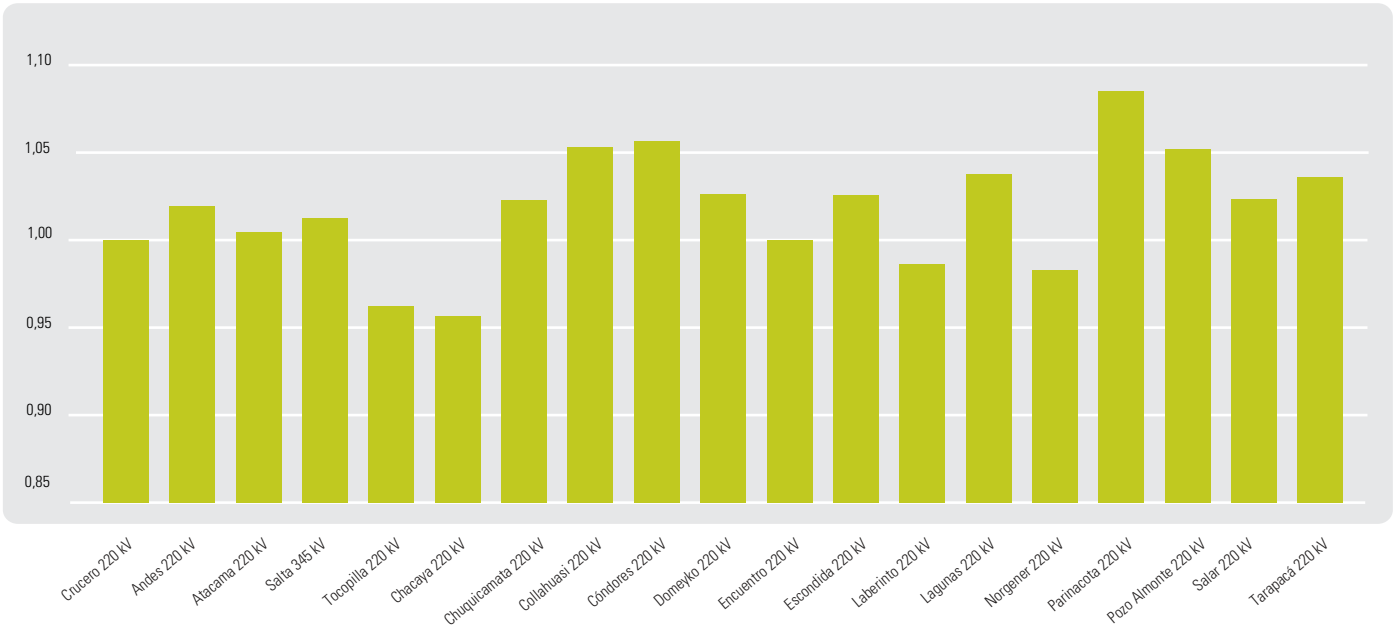
FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2012

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Crucero 220 kV	1,0000	1,0000	1,0000
Andes 220 kV	1,0197	1,0298	1,0079
Atacama 220 kV	1,0046	1,0132	0,9939
Salta 345 kV	1,0128	1,0222	1,0040
Tocopilla 220 kV	0,9623	0,9779	0,9542
Chacaya 220 kV	0,9564	0,9716	0,9340
Chuquicamata 220 kV	1,0229	1,0379	1,0176
Collahuasi 220 kV	1,0529	1,0760	1,0368
Cóndores 220 kV	1,0564	1,0903	1,0386
Domeyko 220 kV	1,0264	1,0366	1,0153
Encuentro 220 kV	1,0000	1,0000	1,0000
Escondida 220 kV	1,0255	1,0357	1,0140
Laberinto 220 kV	0,9864	0,9962	0,9726
Lagunas 220 kV	1,0378	1,0649	1,0230
Norgener 220 kV	0,9826	0,9886	0,9806
Parinacota 220 kV	1,0849	1,1199	1,0655
Pozo Almonte 220 kV	1,0517	1,0784	1,0389
Salar 220 kV	1,0233	1,0359	1,0182
Tarapacá 220 kV	1,0362	1,0697	1,0190

Nota: Valores promedios correspondientes a la programación semanal.

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2012

Promedio



PRECIO POTENCIA DE PUNTA NUDO CRUCERO 220 kV

Año	Fijación Tarifaria	Vigencia		Precio Potencia [$/kW-mes]
		Desde	Hasta	
2002	oct-01	01/01/02	03/05/02	4.407,20
	abr-02	04/05/02	03/11/02	3.970,10
	oct-02	04/11/02	31/12/02	4.132,90
2003	oct-02	01/01/03	04/05/03	4.132,90
	abr-03	05/05/03	21/12/03	4.263,54
	oct-03	22/12/03	31/12/03	3.895,71
2004	oct-03	01/01/04	28/01/04	3.895,71
	oct-03 (index ene-04)	29/01/04	30/04/04	3.586,78
	abr-04	01/05/04	31/10/04	3.637,22
	oct-04	01/11/04	31/12/04	3.713,71
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

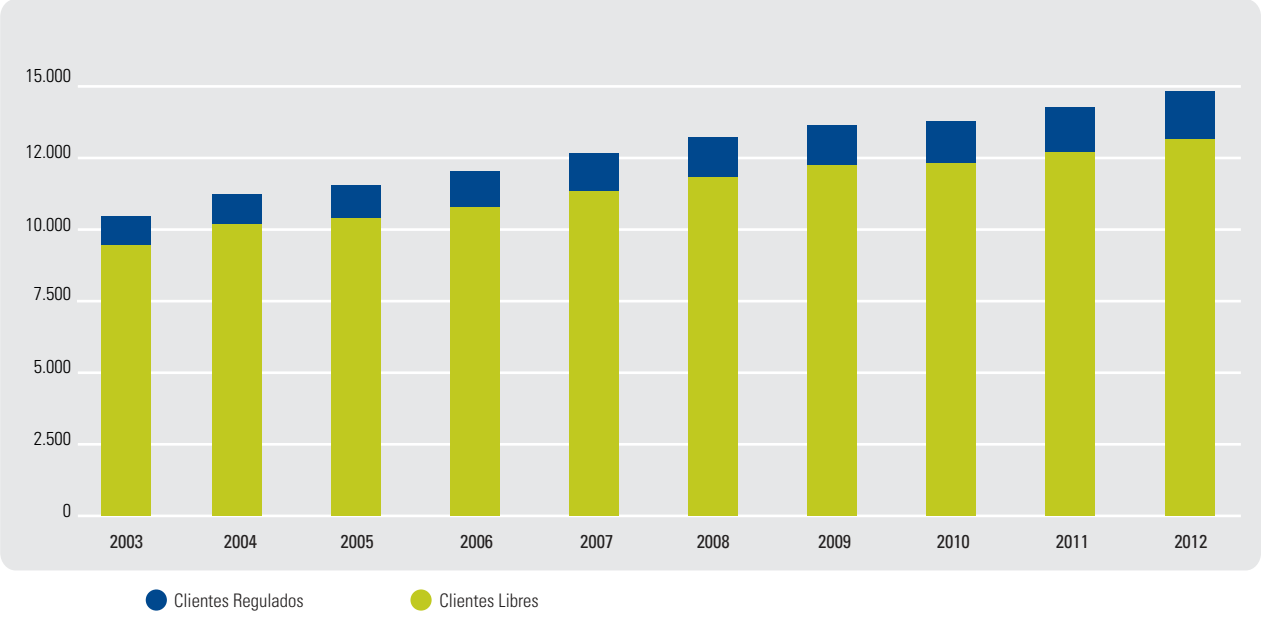
V. Ventas Anuales de Energía SING 2003-2012

VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2003-2012

Año	Ventas [GWh]			Crecimiento		
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Anual	Promedio Acumulado	Acumulado
2003	9.433	1.047	10.480	0,0%	0,0%	0,0%
2004	10.164	1.075	11.240	7,2%	3,6%	7,2%
2005	10.401	1.159	11.560	2,8%	3,4%	10,3%
2006	10.774	1.256	12.029	4,1%	3,5%	14,8%
2007	11.343	1.332	12.674	5,4%	3,9%	20,9%
2008	11.832	1.387	13.219	4,3%	4,0%	26,1%
2009	12.240	1.417	13.656	3,3%	3,9%	30,3%
2010	12.297	1.496	13.792	1,0%	3,5%	31,6%
2011	12.703	1.560	14.263	3,4%	3,5%	36,1%
2012	13.132	1.699	14.831	4,0%	3,6%	41,5%

Nota : El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 2003 (10.480 GWh)
Las ventas anuales corresponden a la generación neta menos las pérdidas de transmisión.

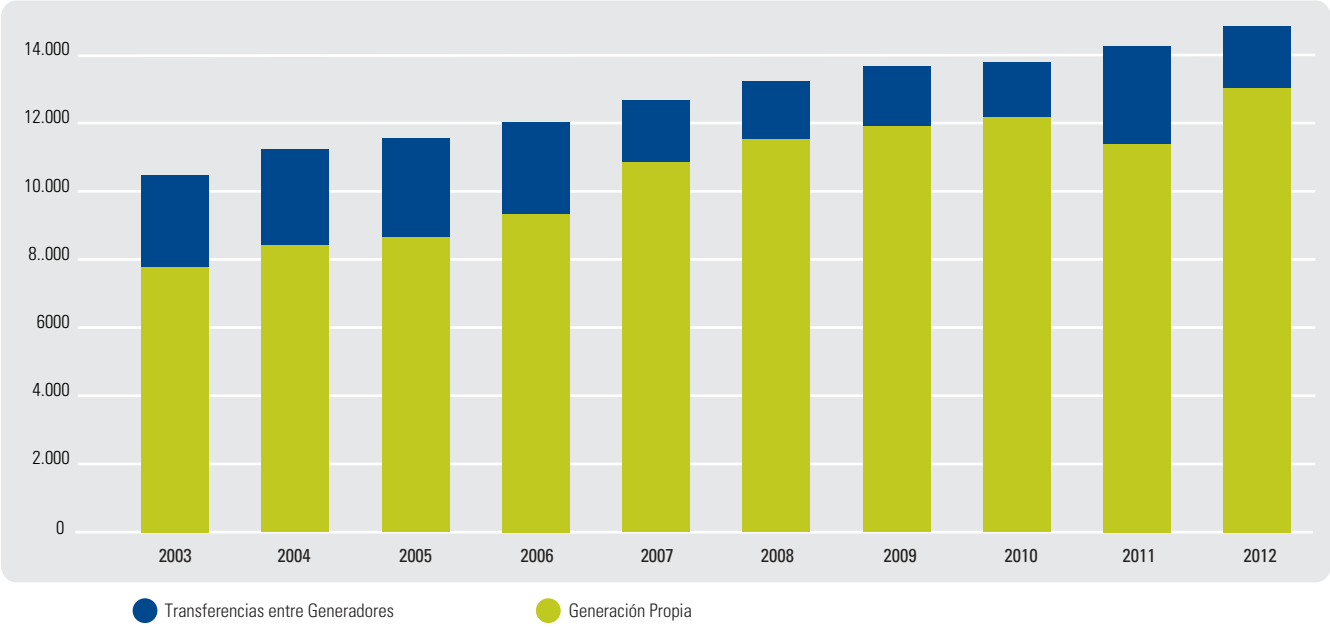
EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2003 - 2012

Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias /Ventas (%)
2003	10.480	7.777	2.703	26%
2004	11.240	8.407	2.832	25%
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%

COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



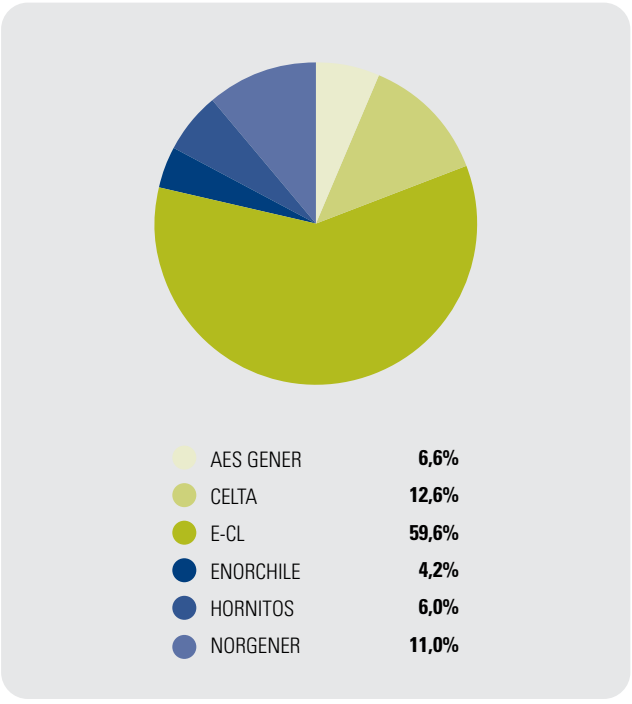
VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2003-2012

TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) AÑO 2012

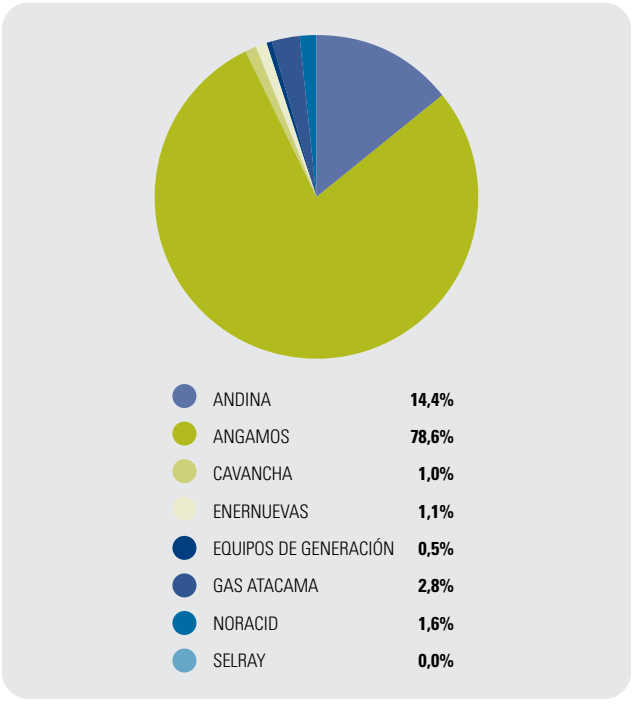
EMPRESA		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	NETO
AES GENER	Compras	7,7	8,8	9,8	8,2	8,5	8,7	8,5	8,9	8,7	7,8	7,8	9,0	102,4	102,4
	Ventas														
ANDINA	Compras														
	Ventas	22,1	17,1	18,2	17,0	8,7	17,2	22,0	31,5	27,0	13,4	8,4	19,7	222,3	222,3
ANGAMOS	Compras														
	Ventas	119,3	59,9	112,3	46,6	48,2	90,4	91,9	104,5	82,6	146,6	163,1	150,4	1.215,8	1.215,8
CAVANCHA	Compras														
	Ventas	1,3	1,2	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	15,0	15,0
CELTA	Compras			22,4	85,3	41,0	20,7					12,0	36,7	218,1	194,7
	Ventas	1,2	5,9					1,6	4,7	1,0	9,0			23,4	
E-CL	Compras	163,2	114,5	99,8	27,6		6,8	107,4	136,2	79,8	71,4	51,2	70,3	928,2	921,5
	Ventas					6,7								6,7	
ENERNUEVAS	Compras														
	Ventas	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	17,6	17,6
ENORCHILE	Compras	5,8	4,2	4,5	3,5	4,6	6,7	7,2	8,1	7,5	4,9	3,8	4,2	65,0	65,0
	Ventas														
EQUIPOS DE GENERACION S.A.	Compras														
	Ventas	0,3	0,5	0,7	2,1	1,5	0,7	0,1		0,2	0,3	0,4	0,6	7,4	7,4
GASATACAMA	Compras	19,2	11,3	4,7				7,5				29,3	2,6	74,6	
	Ventas				50,8	28,4	24,0		2,0	1,6	11,2			118,0	43,4
HORNITOS	Compras									10,4	82,2	78,1	56,9	227,6	93,5
	Ventas	34,4	51,0	7,8	11,6	3,0	6,4	15,0	4,9					134,1	
NORGENER	Compras			0,7	6,3	45,3	98,6	2,7		8,8	22,4	1,8	3,5	190,1	169,9
	Ventas	15,9	1,7						2,6					20,2	
NORACID	Compras														
	Ventas									0,2	5,1	9,2	9,5	24,0	24,0
SELRAY	Compras														
	Ventas										0,1	0,2	0,1	0,4	0,4

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

COMPRAS NETAS DE ENERGÍA EN EL CDEC-SING



VENTAS NETAS DE ENERGÍA EN EL CDEC-SING



TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) PERIODO 2003 - 2012

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CELTA	Compras	601,4	663,2	628,5	343,1	160,0	162,0	102,0	64,7	138,8	218,1
	Ventas	0,0	0,0	0,0	0,2	45,2	162,0	119,8	85,1	62,6	23,4
E-CL	Compras	0,0	0,0	0,0	26,2	0,0	115,0	189,2	548,6	433,9	928,2
	Ventas	1.263,8	1.637,3	1.522,8	1.057,6	714,9	695,0	193,5	75,4	18,6	6,7
ELECTROANDINA	Compras	831,7	1.000,1	968,1	540,8	382,3	740,0	663,6	158,5	473,9	
	Ventas	0,0	18,9	0,0	23,0	69,8	41,0	89,8	418,3	20,1	
AES GENER	Compras	0,0	0,0	0,0	0,0	121,0	13,0	0,0	17,5	46,5	102,4
	Ventas	1.088,9	1.050,3	1.335,6	1.357,0	812,2	676,0	1.201,4	836,0	643,3	0,0
GASATACAMA	Compras	3,5	430,2	806,1	1.638,1	1.126,2	617,0	594,0	795,0	1.517,6	74,6
	Ventas	350,1	126,3	36,1	0,0	0,0	29,0	66,9	19,9	0,0	118,0
NORGENER	Compras	1.266,1	739,2	503,1	150,3	104,4	60,0	217,3	40,6	75,6	190,1
	Ventas	0,0	0,0	11,3	260,7	251,7	103,0	82,7	150,2	219,0	20,2
EQUIPOS DE GENERACION S.A.	Compras							0,0	0,0	0,0	0,0
	Ventas							12,1	42,4	23,1	7,4
ANGAMOS	Compras								1,5	0,0	0,0
	Ventas								0,0	1.476,4	1.215,8
ENORCHILE	Compras								12,2	46,7	65,0
	Ventas								5,5	0,0	0,0
CAVANCHA	Compras								0,0	0,0	0,0
	Ventas								2,5	14,5	15,0
ANDINA	Compras								0,0	81,7	0,0
	Ventas								0,4	282,6	222,3
ENERNUEVAS	Compras								0,0	0,0	0,0
	Ventas								2,9	16,6	17,6
HORNITOS	Compras									63,1	227,6
	Ventas									101,4	134,1
NORACID	Compras									63,1	0,0
	Ventas									101,4	24,0
SELRAY	Compras									63,1	0,0
	Ventas									101,4	0,4

POTENCIA FIRME Y DEMANDA DE POTENCIA EN HORAS DE PUNTA POR EMPRESA - AÑO 2012

POTENCIA FIRME	TOTAL SING	AES GENER	ANGAMOS	C.T. ANDINA	C.T. HORNITOS	CAVANCHA	CELTA	E_GENERACION (**)	E-CL (*)	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER	NORACID	SELRAY
Potencia Firme - Inyecciones [MW]	2.016,3	0,0	263,7	81,3	75,9	1,9	81,9	3,8	906,7	1,5	6,9	450,1	141,2	1,5	0,0
Demanda en Hora de Punta - Retiros [MW]	1.938,7	10,4	223,2	125,1	122,5		119,5		982,8		11,3	88,8	253,7	1,4	
Balance de Potencia Firme [MW]	77,6	-10,4	40,6	-43,8	-46,6	1,9	-37,6	3,8	-76,2	1,5	-4,5	361,4	-112,5	0,1	0,0

BALANCE DE POTENCIA FIRME		AES GENER	ANGAMOS	C.T. ANDINA	C.T. HORNITOS	CAVANCHA	CELTA	E_GENERACION (**)	E-CL (*)	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER	NORACID	SELRAY
Compras [MW]		12,7		46,2	49,0		42,9		120,9		4,7		119,1		
Ventas [MW]			33,6			1,9		3,8		1,5		354,7		0,1	0,0

(*) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, Electroandina se considera de propiedad de E-CL.
(**) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, INACAL se considera como E_GENERACION.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) PERIODO : 2003 - 2012

	E-CL (*)		ELECTROANDINA (*)		NORGENER		CELTA		GASATACAMA		AES GENER		E_ GENERACION (**)		ENORCHILE		CAVANCHA		ENERNUEVAS		C.T. ANDINA		C.T. HORNITOS		ANGAMOS		NORACID		SELRAY	
	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
2003		123,9	117,5		83,1		52,9		34,9			164,4																		
2004		132,3	119,3		84,2		65,5		43,0			179,6																		
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

(*) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, Electroandina se considera de propiedad de E-CL.
(**) 1, INACAL se considera como E_GENERACION.

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

PEAJES POR EL SISTEMA TRONCAL - AÑO 2012
PAGOS DESDE GENERADORES A EMPRESAS TRONCALES [MILES DE $] – AÑO 2012

DE / A	ETSA			E-CL			TRANSELEC			TOTAL
	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE (*)	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE (*)	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE (*)	
AES GENER	0	20	65	0	0	409	0	1.393	837	2.724
ANDINA	1.819	419	0	0	0	0	45.856	26.041	0	74.135
ANGAMOS	5.560	3.527	0	0	0	0	169.646	125.134	0	303.868
CELTA	16.949	94.137	-7.090	0	36.876	-2.834	1.393.491	321.979	-17.514	1.835.994
E-CL	35.008	200.305	4.574	0	76.539	-684	1.416.650	1.143.719	6.866	2.882.977
ENORCHILE	5	40	658	0	0	518	363	2.365	2.075	6.024
GASATACAMA	5.658	41.524	-306	0	16.074	218	389.927	157.647	-156	610.586
HORNITOS	1.823	903	133	0	0	841	45.299	34.028	1.719	84.747
INACAL	18	0	0	0	0	0	257	0	0	276
NORACID	43	1	55	0	0	17	347	49	127	639
NORGENER	17.488	3.417	1.912	0	0	1.513	704.467	178.184	6.046	913.028
TOTAL	**84.372**	**344.293**	**0**	**0**	**129.489**	**0**	**4.166.304**	**1.990.539**	**0**	**6.714.997**

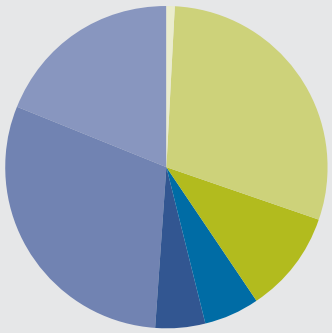
(*) PUB: Peaje Unitario por Barra, CUE: Cargo Único Esperado

PEAJES POR EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 2012
PAGOS DE VASTX DESDE GENERADORES A SUBTRANSMISORES [MILES DE $] – AÑO 2012

A / DE	ANGAMOS	E-CL	ENORCHILE	GASATACAMA	NORACID	NORGENER	Total general
ALTO NORTE	18	164.673	10.110	1.254	19	15	176.089
CODELCO NORTE	1	7.412	455	56	1	1	7.925
E-CL	550	4.958.136	304.397	37.771	564	439	5.301.857
ELECDA	189	1.705.026	104.677	12.989	194	151	1.823.226
ELIQSA	106	953.184	58.519	7.261	108	84	1.019.264
EMELARI	92	832.763	51.126	6.344	95	74	890.494
TRANSELEC NORTE	559	5.045.273	309.747	38.435	574	447	5.395.035
TRANSEMEL	352	3.178.118	195.116	24.211	361	282	3.398.440
Total general	**1.868**	**16.844.584**	**1.034.147**	**128.323**	**1.915**	**1.493**	**18.012.330**

Los pagos indicados son provisorios. Éstos serán reliquidados de acuerdo a lo indicado en el Decreto N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de Subtransmisión para el periodo 2011-2014.

RECAUDACIÓN POR VASTX - AÑO 2012



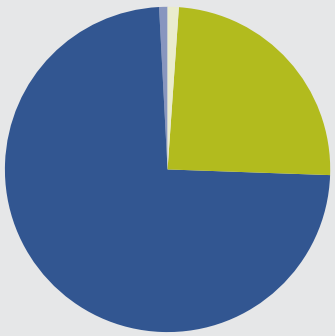
ALTO NORTE	**0,98%**	ELIQSA	**5,66%**
CODELCO NORTE	**0,04%**	EMELARI	**4,94%**
E-CL	**29,43%**	TRANSELEC NORTE	**29,95%**
ELECDA	**10,12%**	TRANSEMEL	**18,87%**

PAGOS DESDE SUBTRANSMISORES A GENERADORES POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA [MILES DE $] – AÑO 2012

DE/A	E-CL	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER	ANGAMOS	NORACID	Total general
ALTO NORTE	13.123	477	701	217	318	3	14.839
E-CL	267.546	9.294	14.950	4.031	6.559	164	302.544
TRANSELEC NORTE	814.553	29.223	45.418	13.171	20.981	351	923.695
TRANSEMEL	8.271	235	431	39	214	30	9.220
Total general	**1.103.493**	**39.230**	**61.499**	**17.458**	**28.072**	**547**	**1.250.299**

Los pagos indicados son provisorios. Éstos serán reliquidados de acuerdo a lo indicado en el Decreto N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de Subtransmisión para el periodo 2011-2014.

PAGOS POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA - AÑO 2012



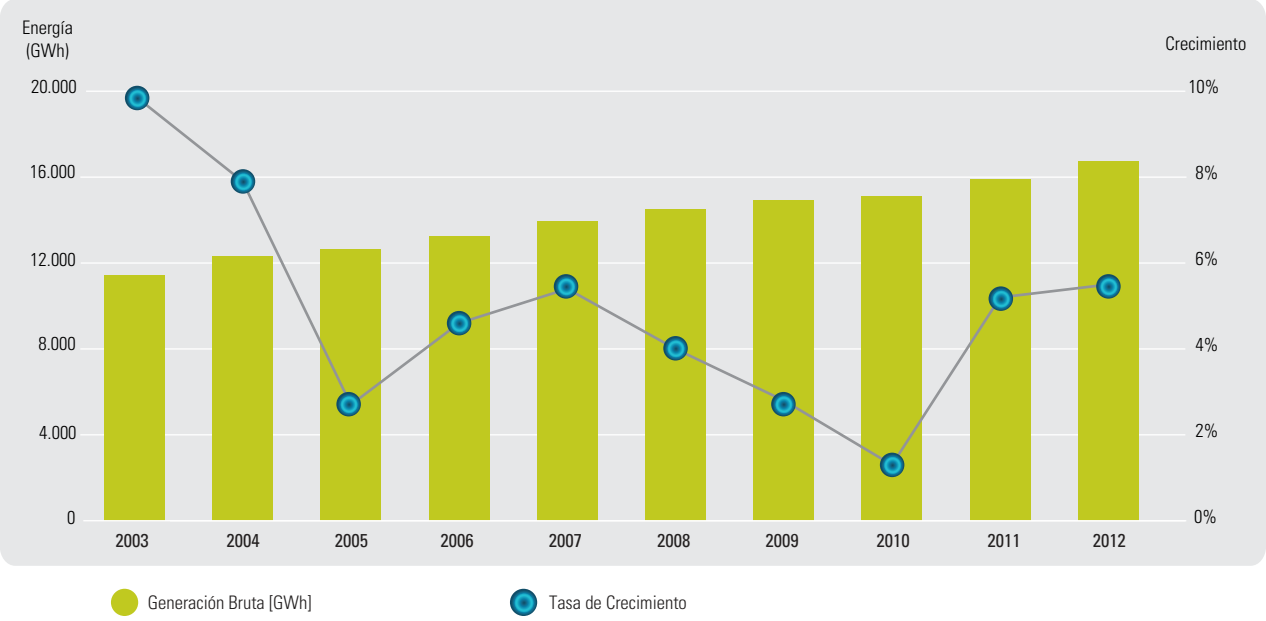
ALTO NORTE	**1,19%**
E-CL	**24,20%**
TRANSELEC NORTE	**73,88%**
TRANSEMEL	**0,74%**

VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2003-2012

DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA DEL SING

Año	Generación Bruta [GWh]	Tasa de Crecimiento
2003	11.424,1	9,9%
2004	12.330,0	7,9%
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%

DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA SING PERIODO 2003 - 2012

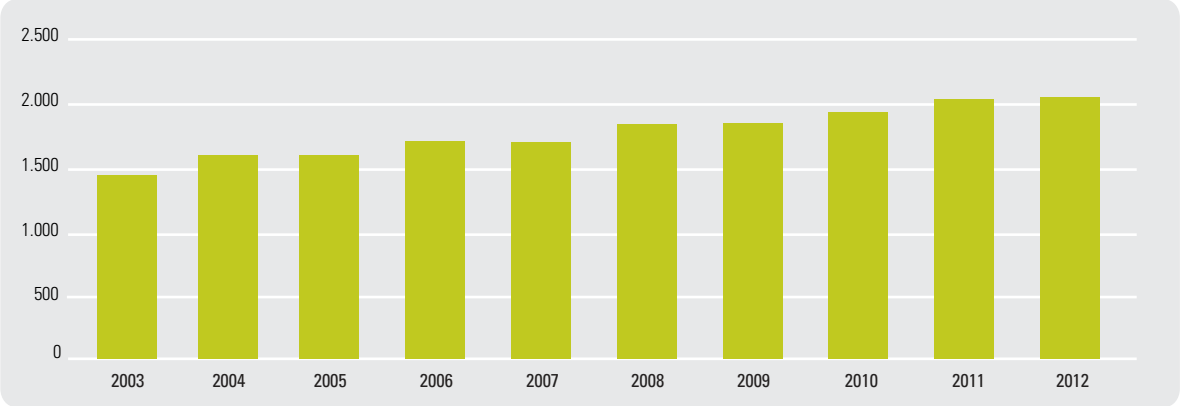


DEMANDA MÁXIMA ANUAL DE POTENCIA DEL SING PERÍODO 2003-2012

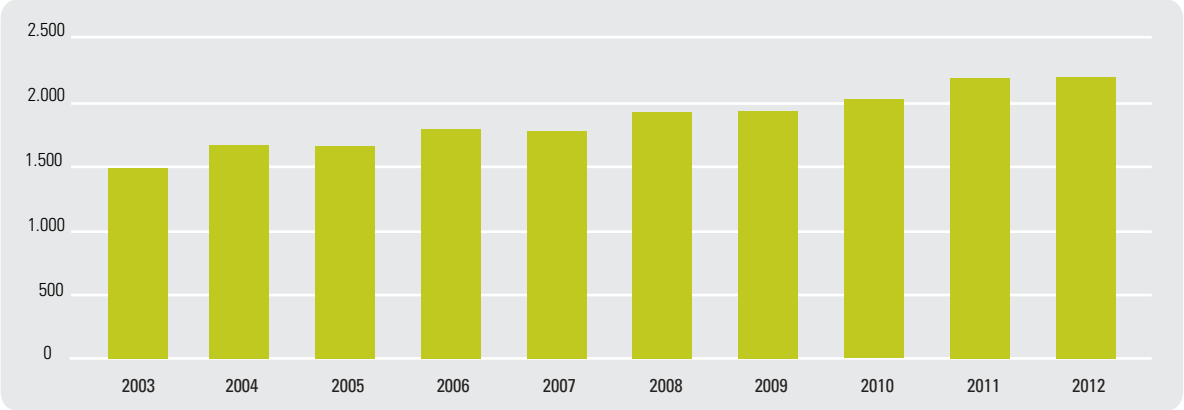
Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Neta (MW)
2003	14-dic-03	22	1.467	1.416
2004	19-dic-04	23	1.644	1.567
2005	27-nov-05	22	1.635	1.566
2006	15-dic-06	23	1.770	1.676
2007	24-abr-07	22	1.751	1.665
2008	21-dic-08	22	1.897	1.805
2009	27-sep-09	22	1.907	1.816
2010	26-dic-10	23	1.995	1.900
2011	23-dic-11	22	2.160	2.001
2012	25-dic-12	22	2.169	2.013

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

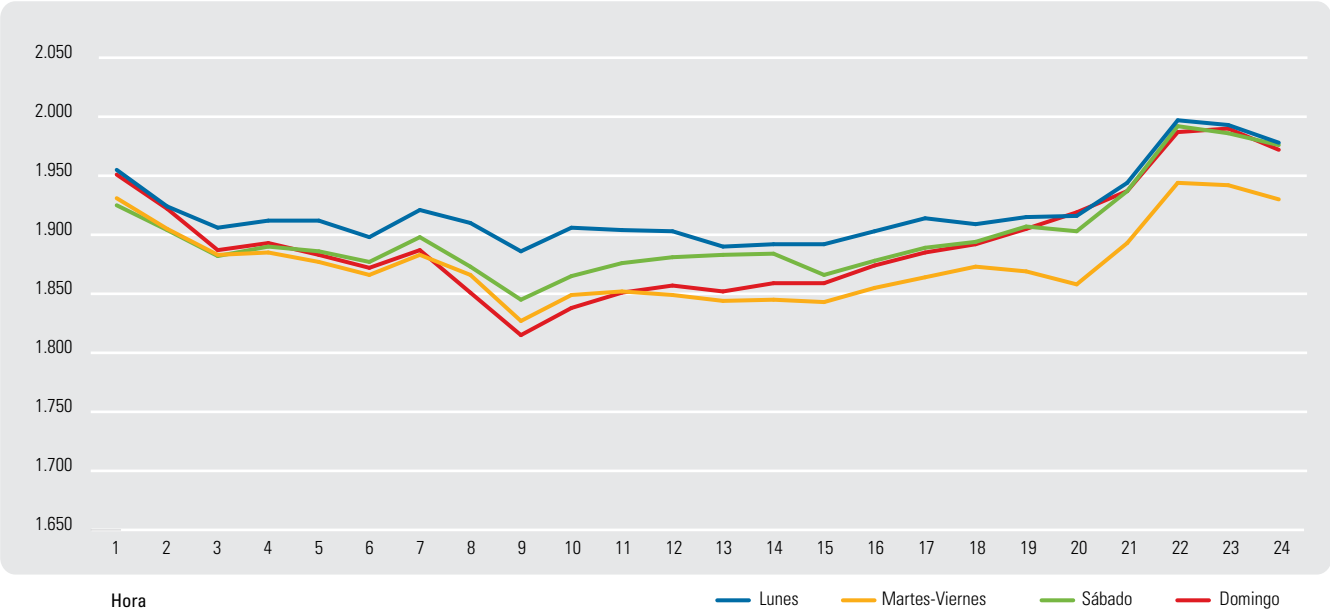
DEMANDA MÁXIMA NETA (MW)



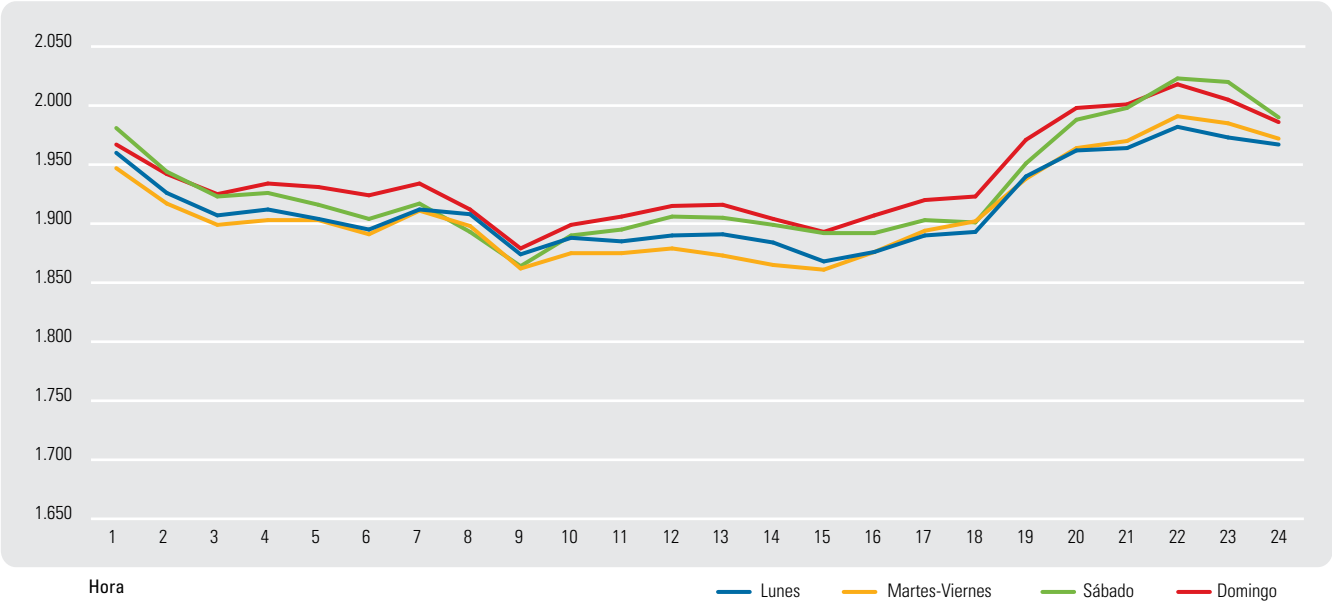
GENERACIÓN MÁXIMA BRUTA ANUAL (MW)



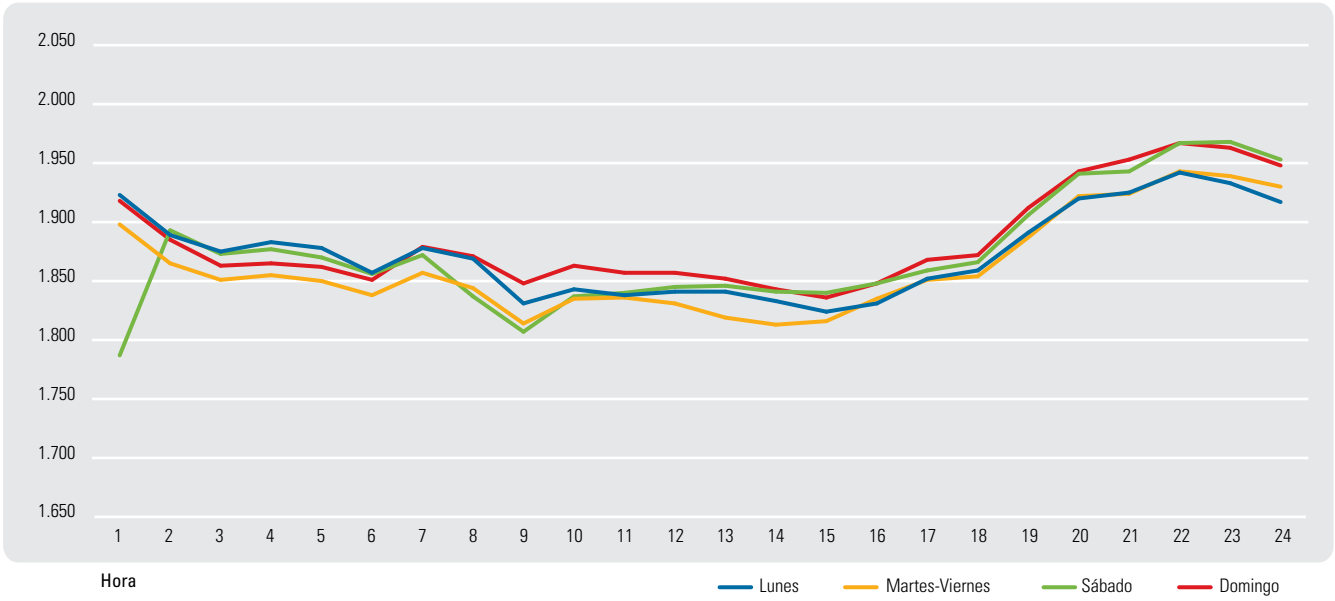
GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2012 ENERO - MARZO (MW)



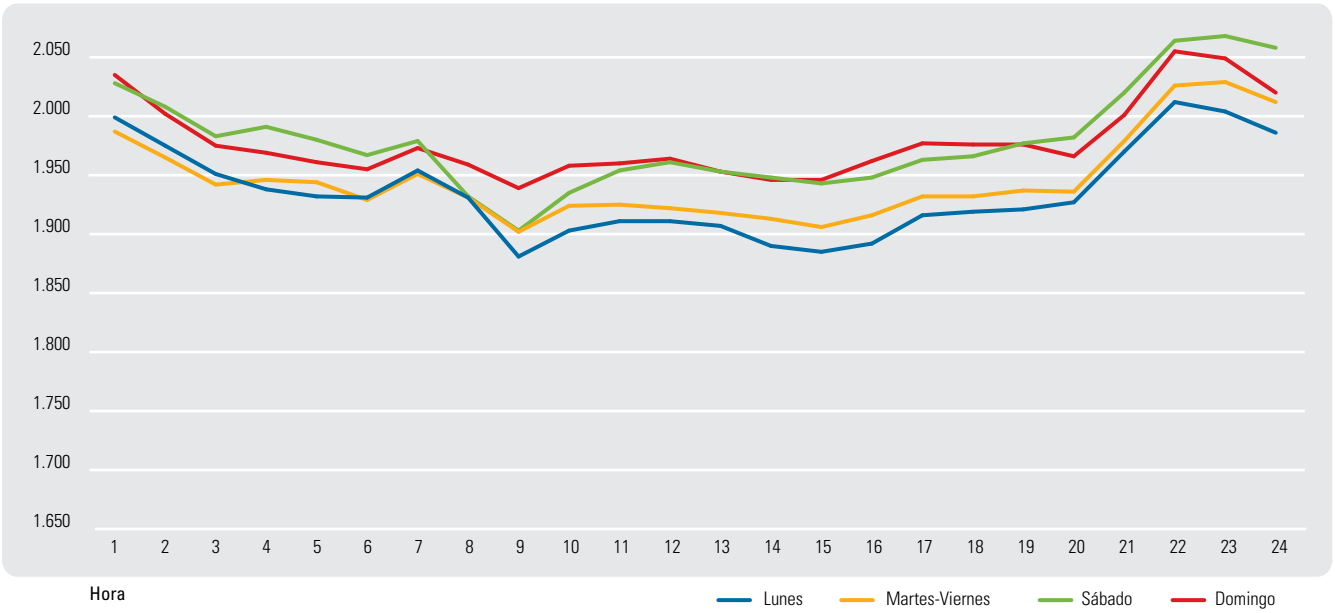
GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2012 ABRIL - JUNIO (MW)



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2012 JULIO - SEPTIEMBRE (MW)



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2012 OCTUBRE - DICIEMBRE (MW)



IX. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

BALANCE 2012 - CUMPLIMIENTO LEY 20.257

Retiros Afectos a Obligación	
Sistema	**Energía [GWh]**
SIC	24.645,1
SING	6.782,8
Total	**31.427,9**

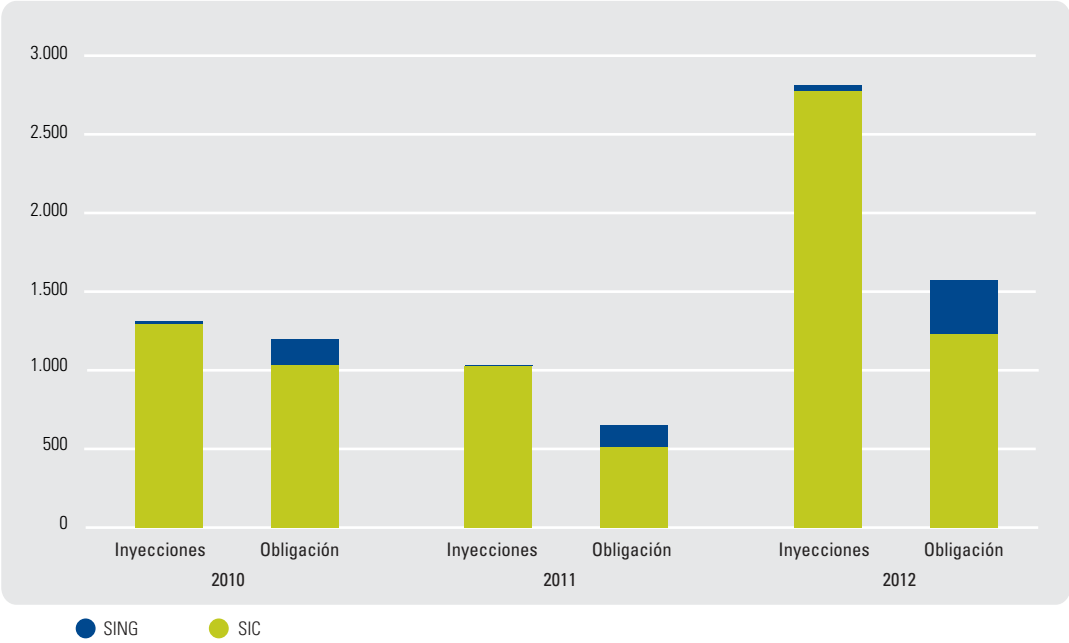
Inyecciones ERNC Reconocidas	
Sistema	**Energía [GWh]**
SIC	2.777,6
SING	34,8
Total	**2.812,4**

Obligación ERNC (5% Retiros Afectos)	
Sistema	**Energía [GWh]**
SIC	1.232,3
SING	339,1
Total	**1.571,4**

Excedente / Déficit ERNC Neto	
Sistema	**Energía [GWh]**
SIC	1.545,3
SING	-304,3
Total	**1.241,0**

BALANCE ERNC 2010 - 2012

Energía (GWh)

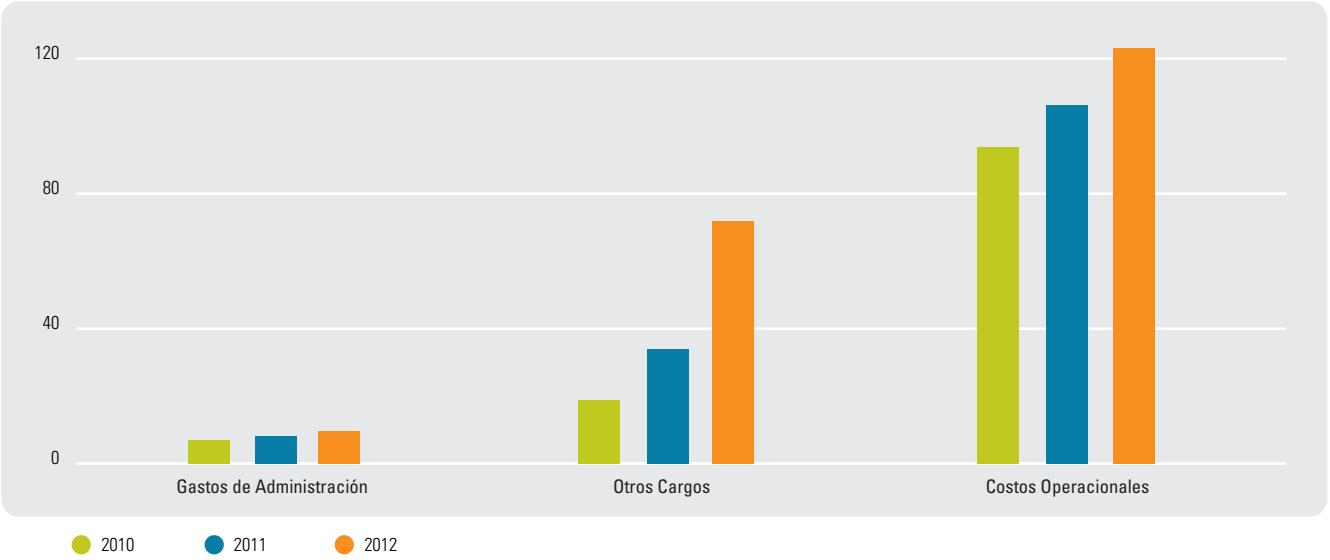


X. Presupuesto CDEC-SING

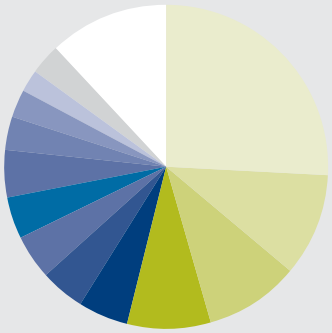
PRESUPUESTO CDEC-SING

Presupuesto CDEC-SING [miles de UF]	2010	2011	2012	VARIACION [miles de UF]	VARIACION % [último año]
Gastos de Administración	**7,1**	8,1	**9,7**	1,6	**20,0%**
Otros Cargos	**18,8**	33,9	**72,0**	38,1	**112,5%**
Costos Operacionales	**93,8**	106,2	**123,1**	16,9	**16,0%**
Remuneraciones y Otros Relacionados	63,2	72,5	86,9	14,4	19,9%
Arriendo Oficinas y Gastos Asociados	7,8	10,4	10,5	0,1	1,3%
Servicios y Asesorías Externas	2,7	2,9	3,7	0,8	26,1%
Arriendo Equipos, Software y Servicios	20,1	20,4	21,8	1,4	6,8%
Total	**120**	**148**	**205**	**57**	**38,28%**

PRESUPUESTO CDEC-SING
(miles de UF)



PARTICIPACIÓN PRESUPUESTARIA INTEGRANTES CDEC-SING



E-CL	**26%**	TRANSELEC	**4%**
NORGENER	**10%**	CODELCO NORTE	**5%**
ESCONDIDA	**10%**	ANDINA	**3%**
GASATACAMA	**8%**	HORNITOS	**3%**
ANGAMOS	**5%**	ESPERANZA	**2%**
CELTA	**5%**	COLLAHUASI	**3%**
AES GENER	**4%**	OTROS	**12%**

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

CDEC-SING coordina la operación **eléctrica**
en las regiones de
Arica-Parinacota, Tarapacá, y **Antofagasta,**
equivalente al **24,5%**
del territorio continental del país.

CDEC-SING

Avenida Apoquindo 4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile, Teléfono: 56 (2) 2 367 2400, Fax: 2 378 9296
Visítenos en: www.cdec-sing.cl