

2015

REPORTE ANUAL



CDEC SIC

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Coordinamos de manera segura y eficiente el mayor sistema eléctrico de Chile.



CDEC SIC REPORTE

ANUAL 2015

ÍNDICE

04

14

22

34



▲
P. 04
CARTA DEL
PRESIDENTE

P. 08
CARTA DEL DIRECTOR
TÉCNICO EJECUTIVO

P. 12
CDEC SIC 2015
EN UNA MIRADA

▲
SOBRE EL CDECSIC

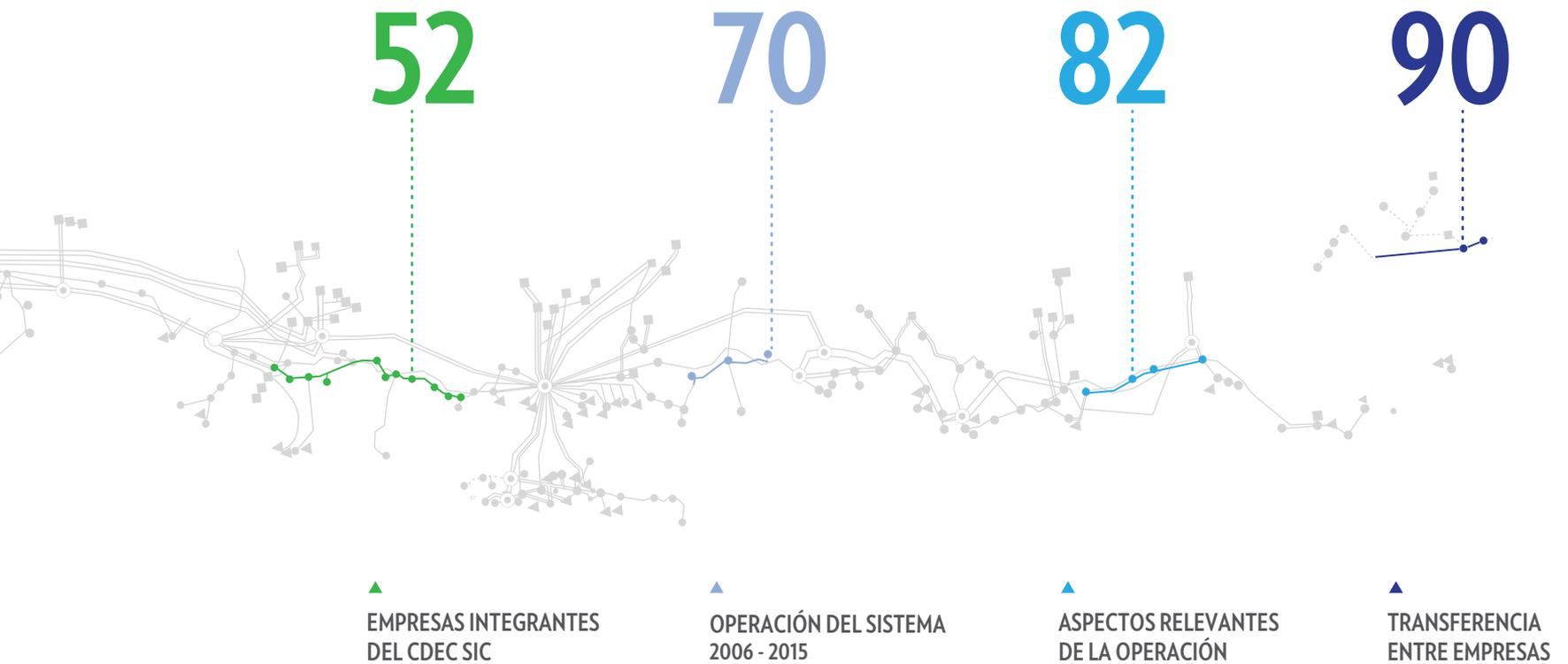
P. 16 Quiénes Somos
P. 17 Organigrama CDECSIC
P. 18 Principales Hitos 2015

▲
DIRECTORIO

P. 26 Comité de Riesgo y Auditoría
P. 28 Comité de Desarrollo Organizacional
P. 29 Comité Técnico Normativo
P. 30 Comité de Integración CDECSIC/CDEC-SING
P. 32 Subgerencia de Asuntos Corporativos

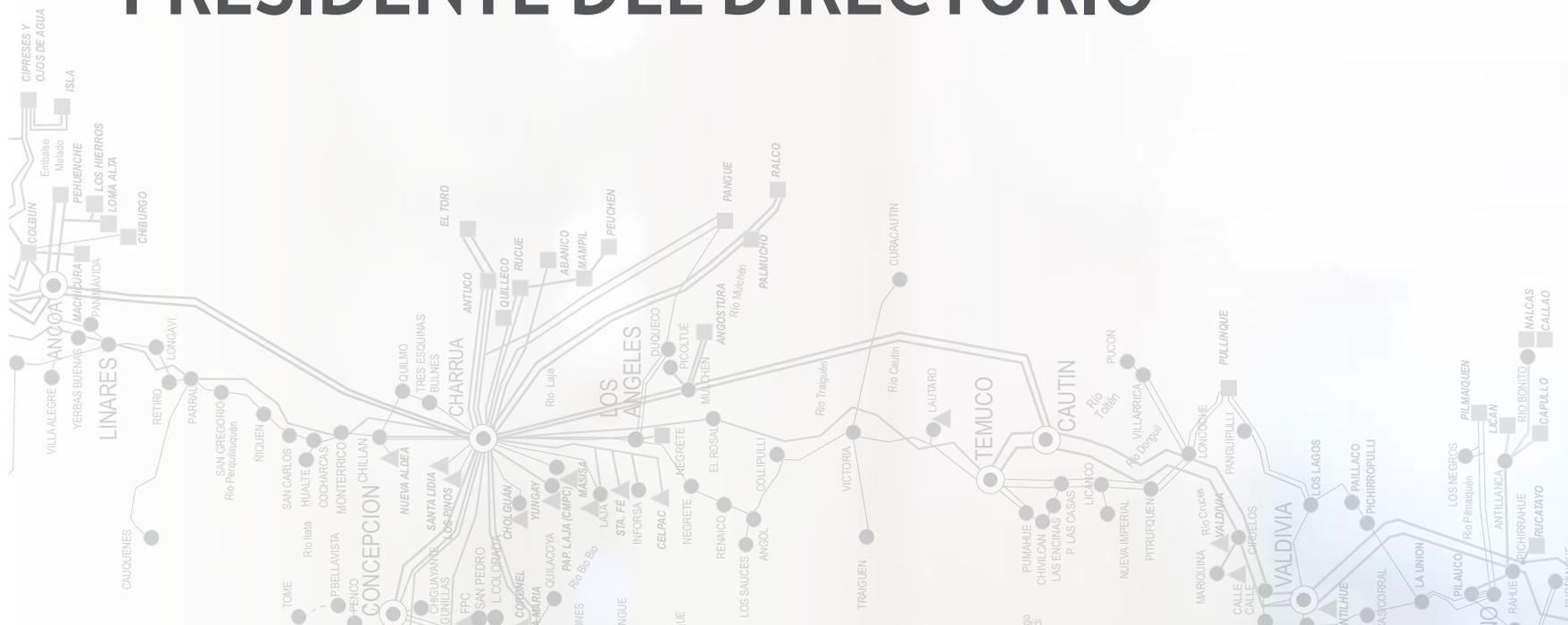
▲
GESTIÓN DE LAS DIRECCIONES TÉCNICAS

P. 36 Plana Ejecutiva
P. 38 Dirección de Operación
P. 40 Dirección de Administración y Presupuesto
P. 42 Nuestras Personas
P. 45 Nuestra Gente
P. 46 Dirección de Peajes
P. 48 Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica
P. 50 Dirección de Planificación y Desarrollo





CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO



En nombre del Directorio que presido, es para mí motivo de gran satisfacción presentarles el Reporte Anual 2015 del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDECSIC), el cual renueva la decisión adoptada de dar cuenta de la gestión desarrollada anualmente por los distintos estamentos del organismo, lo que, sumado a la ya tradicional y necesaria exposición de las estadísticas de operación, pretende dar cumplimiento a los principios de transparencia, proactividad, excelencia e independencia, que guían su actuar.

En lo que sigue se expondrán a los agentes públicos y privados de la industria eléctrica y al país en general los hitos más relevantes del segundo año de trabajo de un CDECSIC conformado bajo el alero de las disposiciones del Decreto Supremo 115 del Ministerio de Energía que modificó, entre otras materias, el gobierno corporativo de los entes coordinadores.

Producto de la referida modificación reglamentaria, el Directorio del CDECSIC se encuentra actualmente dotado

de variadas funciones y deberes, las que durante el año 2015 fueron ejercidas plenamente. En efecto, una de sus principales tareas es la de velar por el cumplimiento de las funciones que la Ley y la reglamentación vigente establecen para el organismo, debiendo adoptar las medidas necesarias para ello. Así las cosas, este Directorio aprobó un Código de Ética para todos los colaboradores de la entidad, cuyo objetivo es formalizar y divulgar el actuar ético que caracteriza nuestras labores cotidianas, estableciendo una guía que oriente las actuaciones que diariamente ejecutamos en su cumplimiento. Se estableció una nueva versión del Código de Gobierno Corporativo con la finalidad de incrementar los estándares de gestión y transparencia en el proceso de toma de decisiones internas, cumpliendo con el objetivo de mejorar continuamente este texto de acuerdo a la experiencia acumulada desde su entrada en vigencia. Asimismo, se remitió a la Comisión Nacional de Energía un actualizado texto del Reglamento Interno del organismo, ajustándolo a las disposiciones de la normativa eléctrica vigente.

Conjuntamente con lo anterior, el Directorio procedió a dictar una serie de Políticas destinadas a enmarcar el funcionamiento del CDECSIC conforme a los estándares exigidos para las organizaciones de su relevancia. En materia de recursos humanos se establecieron las políticas de reclutamiento y selección, gestión de personas; compensaciones y beneficios, y capacitación. En el ámbito de la gestión del riesgo se estableció la política del mismo nombre, dando lugar a la generación de las referidas, a la prevención de delitos y a la seguridad informática. Manteniendo las mejores prácticas de la industria, el Directorio decidió establecer una política de rotación periódica del Auditor Externo del organismo. Otras Políticas aprobadas por el Directorio dicen relación con materias tan importantes como la publicidad y acceso a la información, Política de Calidad y Política de Viajes.

En otro orden de cosas, durante el año 2015 se llevaron a cabo las jornadas de reflexión estratégica que culminaron con la revisión y formulación de un nuevo Plan Estratégico para



EL DIRECTORIO DEL CDECSIC ESTÁ PLENAMENTE CONSCIENTE DE LO ENORME DE ESTE DESAFÍO DE INTEGRACIÓN E INTERCONEXIÓN. POR ELLO, LO ESTAMOS ABORDANDO EN CONJUNTO CON EL CDEC-SING, CON LA GRADUALIDAD DEL CASO, PERO CON UNA META ÚNICA: TENER UN ORGANISMO COORDINADOR DE CLASE MUNDIAL, COMO CHILE Y SUS HABITANTES LO MERECE.



el organismo, fijando sus objetivos y las responsabilidades asociadas siendo plenamente trazables y medibles.

Una de las funciones primordiales de este Directorio el velar por la operación segura y eficiente del sistema eléctrico, durante el año 2015 se dictaron una serie de criterios generales para ser implementados por las Direcciones Técnicas principalmente vinculados a la obligación de informar oportunamente las modificaciones relevantes de los recursos primarios de las centrales del sistema, así como su indisponibilidad. Asimismo, se acordó establecer como regla general que las actividades rutinarias que realicen las Direcciones Técnicas, que no estén incorporadas en Procedimientos, sean formalizadas a través de «Guías de Aplicación», con el fin de generar trazabilidad y monitorear objetivamente su aplicación. También es relevante para la continuidad la confiabilidad del sistema, la continuidad de la cadena de pagos vinculados a las transferencias económicas generadas producto de su operación. Con el objeto de monitorear y resguardar su cumplimiento se acordó un criterio

general que establece el tratamiento de la información recibida por el organismo relativa a eventuales incumplimientos de dichos pagos.

Por otra parte, si bien es deber del Directorio mantener debidamente actualizado el sistema de información del CDECSIC, hemos querido ir más allá de la exigencia reglamentaria en esta materia. Es así como durante el año 2015 se trabajó arduamente en la implementación de herramientas tecnológicas que acercaran a los actuales y futuros agentes del sector, y también a la comunidad en general, a la información que administra y genera el CDECSIC. Producto de lo anterior, contamos actualmente con una aplicación móvil donde se puede descargar información de interés en tiempo real sobre el mayor sistema eléctrico de Chile. Asimismo se habilitó el twitter corporativo como medio para comunicar instantáneamente las novedades del organismo y también un canal youtube con información corporativa audiovisual descargable. Dentro de las innovaciones en calidad de información para la toma

de decisiones y análisis de la industria, destacamos la labor efectuada en mejorar el informe diario de novedades y en implementar un nuevo informe mensual denominado “Panel de Control de Desempeño del SIC” el cual permite visualizar las variaciones de las principales variables de calidad de suministro y de desempeño del sistema.

Finalmente, es deber del Directorio definir y establecer una sede para el funcionamiento de las Direcciones Técnicas del CDECSIC, donde se radicarán sus órganos e instalaciones. En esta materia destacamos la materialización de una importante inversión vinculada a la decisión del Directorio de trasladar el Centro de Despacho y Control del CDECSIC que permitió adquirir un sitio ubicado en el Parque Industrial Enea, decisión vinculada a dotar a las instalaciones del organismo de los más altos estándares de seguridad, acceso y disponibilidad aplicados para este tipo de entidades. Conjuntamente con lo anterior se licitó el proyecto de arquitectura y especialidades para la futura construcción del edificio que albergará dichas instalaciones, quedando en manos de una de las oficinas de arquitectura más destacadas del país.

Sin duda alguna, el año pasado estuvo marcado por dos eventos de singular importancia para el organismo. El primero, la publicación del Decreto que aprueba la interconexión de los sistemas SIC y SING, y el segundo, la decisión del Gobierno de enviar al Congreso Nacional un proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y creando un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.

En el Directorio del CDECSIC estamos convencidos de la importancia de contar con organismos coordinadores autónomos e independientes y esperamos que el referido proyecto contribuya efectivamente a robustecer aún más los principios de excelencia, transparencia, independencia y proactividad que deben guiar a su gobierno corporativo, junto con mantener la gran y reconocida capacidad técnica de los profesionales que componen estos organismos.

Los desafíos que enfrentarán ambos CDEC, a partir de la interconexión de los sistemas SIC y SING y de la entrada en vigencia de esta nueva legislación, son de la mayor relevancia. Por una parte, se les asigna un mayor rol en la planificación del sistema, así como nuevas funciones en materia de monitoreo de la competencia, colaborando con la autoridad competente en el buen funcionamiento del mercado eléctrico. De igual modo, se busca profundizar aún más la gestión de la información y transparencia del mercado. A esto se suma un rol más activo en el intercambio internacional de energía, junto con el monitoreo del consumo eléctrico y la cadena de pagos, entre otras nuevas tareas.

Ahora bien, para un correcto y adecuado proceso de transición al nuevo organismo, los Directorios de ambos CDEC, así como sus Direcciones Técnicas, trabajaron durante el año 2015 en la preparación y homologación de procedimientos, modelos, bases de datos, planes de recuperación de servicios, planes de defensa contra contingencias extremas, intercambio de señales, etc., con el objetivo de converger en el futuro coordinador eléctrico nacional.

En resumen, se trata de una iniciativa legal de gran importancia para el desarrollo futuro de Chile, que surge de un diagnóstico participativo y ampliamente debatido por

distintos actores del sector eléctrico nacional en distintas instancias y grupos de trabajo promovidos por el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía. En estas instancias, hemos planteado nuestros puntos de vista sobre algunos aspectos contemplados en el proyecto de ley, y que creemos son de gran importancia para la materialización exitosa de esta nueva entidad: la necesaria gradualidad en la aplicación de las nuevas funciones del Coordinador; la simplicidad en el cálculo de las compensaciones por indisponibilidad de instalaciones; el aseguramiento del traspaso de activos y pasivos desde los actuales CDEC al nuevo organismo; la responsabilidad por la publicación de información de terceros; las atribuciones y facultades del nuevo organismo; y por último, el procedimiento para la nominación de su Consejo Directivo.

El Directorio del CDECSIC está plenamente consciente de lo enorme de este desafío técnico que es la futura interconexión del SIC con el SING, seguramente el proyecto eléctrico más relevante de las últimas décadas, y por consiguiente del proceso de integración entre ambos CDEC que esta interconexión conlleva. Por ello, lo estamos abordando en conjunto con el CDEC-SING, con la gradualidad del caso, pero con una meta única: tener un Sistema Eléctrico Nacional, con un organismo coordinador de clase mundial, como Chile y sus habitantes se merecen.

Sergi Jordana de Buen
Presidente del Directorio





Autonomía



CARTA DEL DIRECTOR TÉCNICO EJECUTIVO



Hemos vivido un gran año 2015, lleno de avances y logros, pero también conscientes de que estamos en un momento muy particular en la historia del CDEC, enfrentando el desafío del proceso de conformación de un único organismo coordinador para la operación del sistema eléctrico nacional, y trabajando con excelencia para todas las labores que tenemos como coordinador del Sistema Interconectado Central (SIC).

Durante el 2015 se llevó a cabo un ambicioso plan de trabajo, orientado a avanzar en seguridad de servicio, operación económica, transparencia, nuevos procedimientos y guías de aplicación, licitaciones de transmisión troncal, plataformas de información, acceso abierto, mejoras en informes y realización de seminarios técnicos abiertos que permitieron ampliar la discusión de las distintas materias que son relevantes para el mercado. En general, el año 2015 se caracterizó por nuevas exigencias normativas, nuevos proyectos, mejoras de procesos,

y estudios para la interconexión; todo esto bajo el plan estratégico trabajado con el Directorio a principios del año pasado.

Creemos que es relevante tener presente que todas estas actividades se realizaron en un escenario que se caracterizó por un bajo crecimiento de la demanda eléctrica (1,3%), acompañado con la incorporación de varios proyectos nuevos, principalmente renovables, que junto con la baja de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, redundaron en una disminución superior al 30% en los costos marginales de la energía del Sistema Interconectado Central. Asimismo la producción de ERNC subió en un 37%, marcando un antes y un después en los objetivos que persigue la normativa que reglamenta las ERNC.

Consideramos que nuestra labor en materia de acceso abierto ha facilitado que nuevos entrantes participen del mercado eléctrico. Así, la Dirección de Planificación

Cifras Operacionales

Demanda Máxima (GW)
7,6 ➔ 0,4%

Producción de energía (TWh)
53,0 ➔ 1,3%

Ventas (TWh)
49,6 ➔ 1,2%

Producción ERNC (TWh)
6,0 ➔ 37,0%

Capacidad instalada (GW)
15,9 ➔ 4,8%

Costos Marginales (US\$/MWh)
88,6 ➔ -32,4%



“DURANTE EL AÑO 2015, EN CONCORDANCIA CON NUESTRA PLANIFICACIÓN Y LOS OBJETIVOS PLANTEADOS POR EL DIRECTORIO, SE LOGRARON IMPORTANTES AVANCES EN NUESTRAS ACTIVIDADES, EN PARTICULAR EN AQUELLAS RELACIONADAS CON LOS PRINCIPIOS DE TRANSPARENCIA, PROACTIVIDAD, EXCELENCIA E INDEPENDENCIA QUE NOS RIGEN.”



y Desarrollo se orientó a la formulación de estrategias destinadas a garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión y estudio de aumento de la demanda. En ese contexto, se habilitó una plataforma que permite, por una parte, registrar la información del catastro de proyectos y realizar un seguimiento de las distintas etapas de su desarrollo (factibilidad, evaluación ambiental, aprobación de la conexión, en construcción, etc.) y, por otra, consultar en línea a cualquier interesado la información de esos proyectos. En materia de guías de aplicación y dentro de las actividades para garantizar el acceso abierto, se publicaron guías de diseño de subestaciones y se definieron criterios para localización de Subestaciones Seccionadoras de Conexión al Sistema de Transmisión Troncal.

Por otro lado, se dieron importantes avances en temas relativos a la seguridad informática y el desarrollo de aplicaciones en diversos ámbitos, como la aplicación móvil que permite entregar información en línea relevante para

toda la industria y el público en general. De igual forma, se desarrollaron las siguientes plataformas tecnológicas:

- Módulo de Auditoría de la plataforma de información técnica del SIC, que ha sido progresivamente habilitado para los coordinados.
- Plataforma para la gestión de la información relativa a Calidad de Producto, Calidad de Suministro e Índices de Disponibilidad de generación y transmisión, cuya marcha blanca comenzará durante el primer trimestre de 2016.
- Plataforma tecnológica de recepción de las medidas directamente desde los medidores de energía eléctrica de las empresas que participan en las transferencias económicas del SIC.

Como proveedores y receptores de información y su utilización en los distintos procesos que realizamos, las auditorías cumplen

un rol relevante en el cumplimiento de nuestras funciones. En especial, creemos que las auditorías entregan oportunidades de mejora de nuestro sistema, con el objetivo de hacerlo más robusto, eficiente y seguro. En este ámbito destacan las auditorías realizadas a los relés de baja frecuencia, cuyos resultados generaron la necesidad de una revisión global de ese esquema, actualmente operativo en el SIC; la auditoría a los SCADA de las empresas transmisoras; y la auditoría a parámetros de centrales térmicas. En este último caso, se trabajó en la auditoría a la central Guacolda cuyo propósito fue examinar que los parámetros técnicos de las unidades de esa central se ajustaran a los valores informados a este CDEC.

En lo que dice relación a auditorías técnicas de la Dirección de Planificación y Desarrollo, se efectuaron a aquellas instalaciones requeridas para seccionar el troncal y aquellas solicitadas para conexiones provisorias. En total se estudiaron 12 puntos de seccionamiento y/o conexión provisorias al Sistema de Transmisión Troncal (STT) en 220 kV.

A ello, se suman las auditorías que lleva a cabo la Dirección de Peajes de los proyectos en construcción del sistema de transmisión, que reflejan día a día los avances y desafíos de aquellas empresas que participan de esta tarea esencial para nuestro sistema.

En materia de expansión del Sistema de Transmisión Troncal, debemos destacar que durante el año 2015 la Dirección de Peajes alcanzó un número de 30 proyectos troncales licitados.

Dentro de las licitaciones realizadas, en octubre de 2015, se adjudicó la correspondiente a la “Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa” y las obras de “Línea 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt, energizada en 220 kV”.

MODELOS DE PLANIFICACIÓN

No solamente la información es relevante en cuanto a su entrega y verificación, sino también cómo se utiliza y en qué modelos la empleamos para planificar la operación del sistema. En este sentido y continuando con el trabajo iniciado en 2014, se evaluaron alternativas de modelos disponibles para resolver el problema de la programación de corto plazo. Después de un profundo análisis y discusión, concluimos que lo mejor para el sistema era modificar y actualizar el modelo PCP. La nueva versión del modelo se utiliza desde comienzos de 2016.

Del mismo modo, se concluyó la implementación de mejoras al Modelo PLP, realizadas por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la U. de Chile. Las mejoras implementadas permitieron, entre otros aspectos, reducir los tiempos de ejecución del modelo de dos horas y media a menos de 10 minutos. Cabe destacar que el año 2015 el CDEC se transformó en propietario del

modelo PLP e implementó un sistema de licencias gratuitas, con el objetivo de que nuestras decisiones y el proceso de toma de decisiones, sea en definitiva lo más transparente y abierto posible. Creemos que el año 2015 marcamos un hito en este sentido. Toda empresa, autoridad o tercero que desee tener acceso al modelo PLP sólo deberá firmar un acuerdo de condiciones del servicio.

Por otro lado, en el año 2015 se produjeron importantes avances en materia de Servicios Complementarios (SSCC). En conjunto con el CDEC-SING, se desarrolló el Estudio de Costos de SSCC, publicándose a finales de diciembre la versión para observaciones de los coordinados. Durante este año 2016 se incorporará la gestión de estos servicios como parte de las funciones del CDEC. Junto con lo anterior, se avanzó en la implementación de la nueva metodología de cálculo de potencia de suficiencia, contenida en el DS 62/2006, la cual deberá aplicarse en el año 2016 en conjunto con los SSCC.

En materia de procedimientos, el plan de trabajo propuesto para el año 2015 fue bastante extenso y se trabajó en procedimientos o estudios que pudieran redundar en la mejora de los procedimientos actuales. Es así como se avanzó en los siguientes procedimientos: Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Potencia, Pagos entre Empresas Participantes de los Balances, Liquidaciones o Reliquidaciones Emitidas por la DP, Caudales para la Planificación de la Operación, Programación Semanal, Declaración de Costos de Combustibles, Programación Diaria, Condiciones Especiales de Operación y Costos variables no Combustibles. El envío de estos procedimientos a la Comisión Nacional de Energía está previsto para el año 2016.

Todas las actividades y metas cumplidas durante el año no habrían sido posibles sin las personas que día a día trabajan

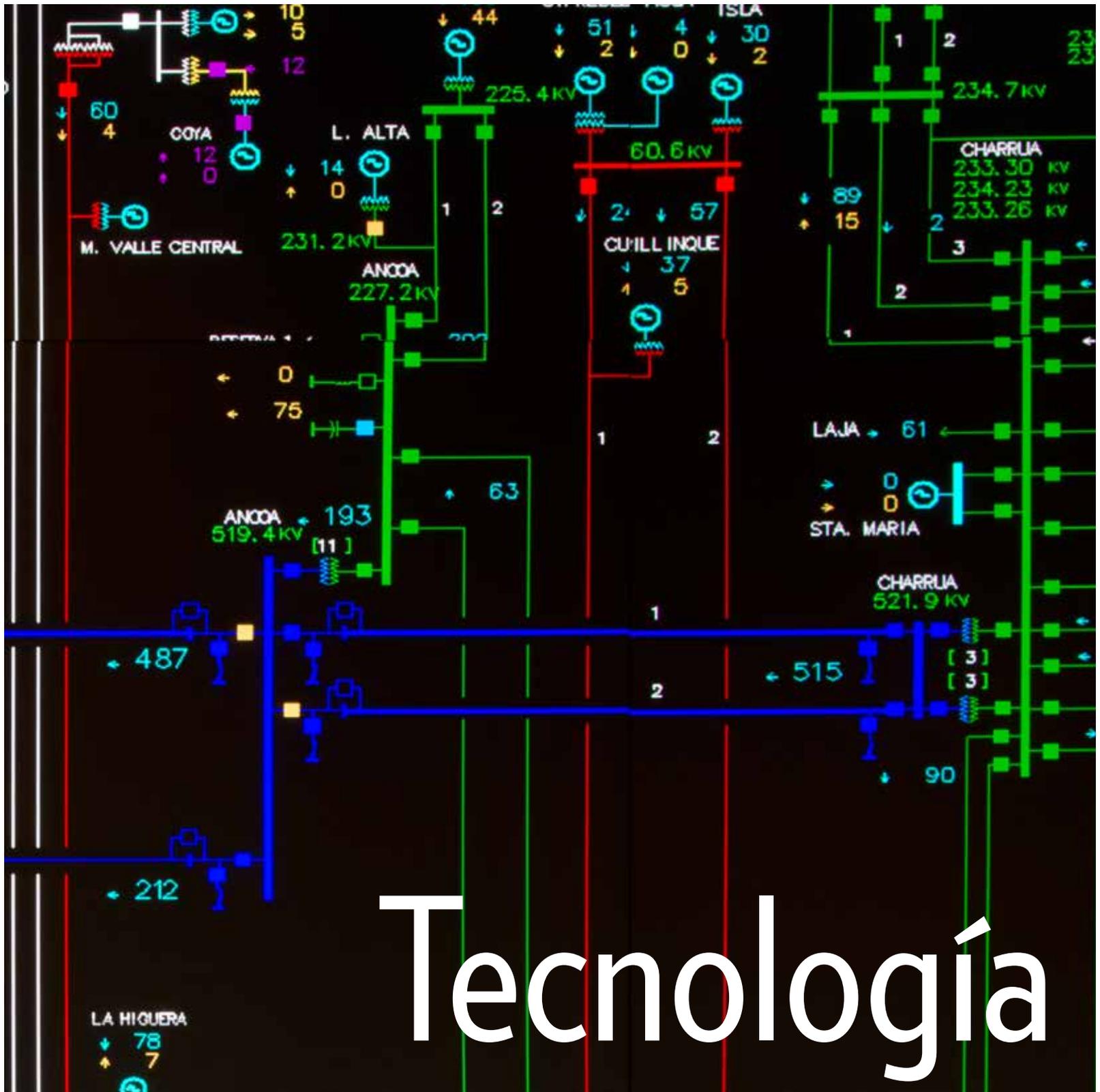
en el CDEC. Son ellos los que hacen la diferencia entre el cumplir y la excelencia. Las nuevas exigencias normativas nos obligaron a adaptarnos y reforzarnos. Por ello se incorporaron 38 nuevos profesionales, alcanzando una dotación de 131 personas al 31 de diciembre de 2015. De ellos, más de un 30% corresponden a mujeres profesionales que se han integrado a nuestro equipo. Creemos en un CDEC diverso, en donde todos aportamos desde nuestros puntos de vista para mejorar y cumplir con nuestras labores.

En ese sentido elaboramos un plan de capacitación, tanto en habilidades blandas como en materias técnicas. Asimismo, y pensando en las nuevas exigencias y los nuevos estándares que solicita el mercado, iniciamos un proceso de capacitación en materias de regulación y libre competencia.

El año 2015 fue un año intenso también en actividades y nuevas metas. Logramos importantes avances, y creemos que hemos cumplido con excelencia, independencia y profesionalismo la coordinación del sistema eléctrico que va desde Taltal hasta la Isla de Chiloé, llevando energía a más del 92% de la población. Nos sentimos orgullosos del trabajo que hemos hecho hasta el día de hoy, y enfrentaremos con la misma energía que nos ha caracterizado en nuestros 16 años de existencia, nuestro nuevo gran desafío: la interconexión de los sistemas, para el nuevo Sistema Eléctrico Nacional.



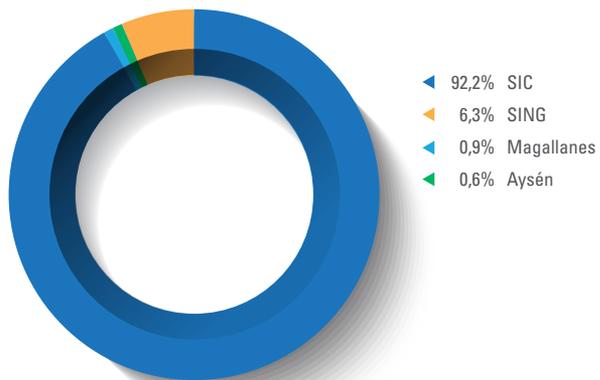
Andrés Salgado Romeo
Director Técnico Ejecutivo



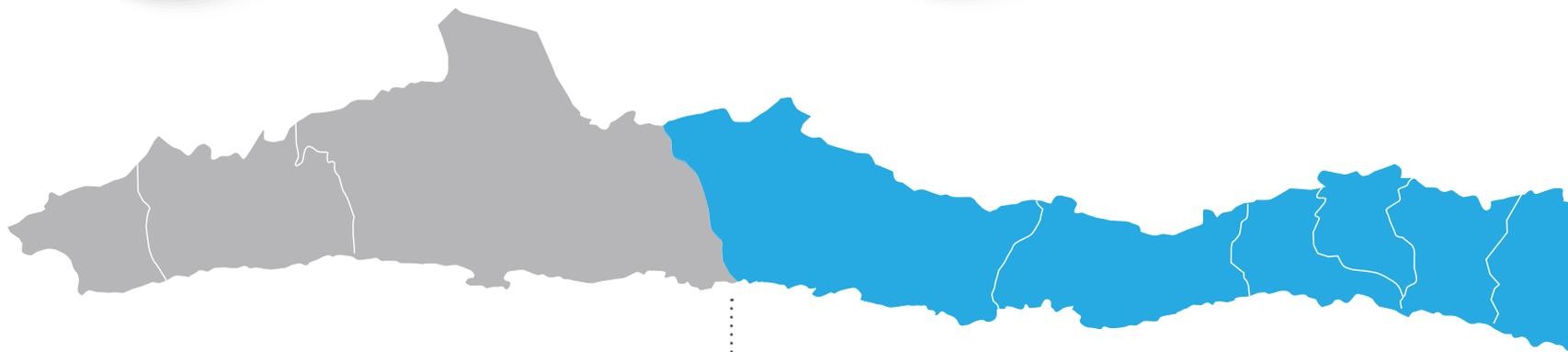
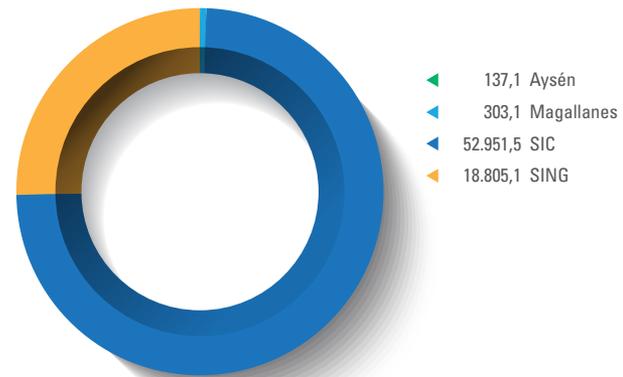
Tecnología

CDECSIC 2015 EN UNA MIRADA

Cobertura Poblacional



Producción Anual por Sistema (GWh)



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

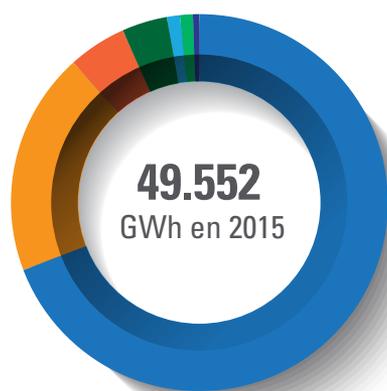
Potencia Instalada: 5.302 MW
 Producción Anual: 18.805,1 GWh
 Demanda Máxima: 2.465 MW
 Ventas: 15.457 GWh
 Población: 6,3%



Sistema Interconectado Central (SIC)

Potencia Instalada: 15.911 MW
 Producción Anual: 52.951,5 GWh
 Demanda Máxima: 7.577 MW
 Ventas: 49.552 GWh
 Población: 92,2%

▶ Ventas a Clientes

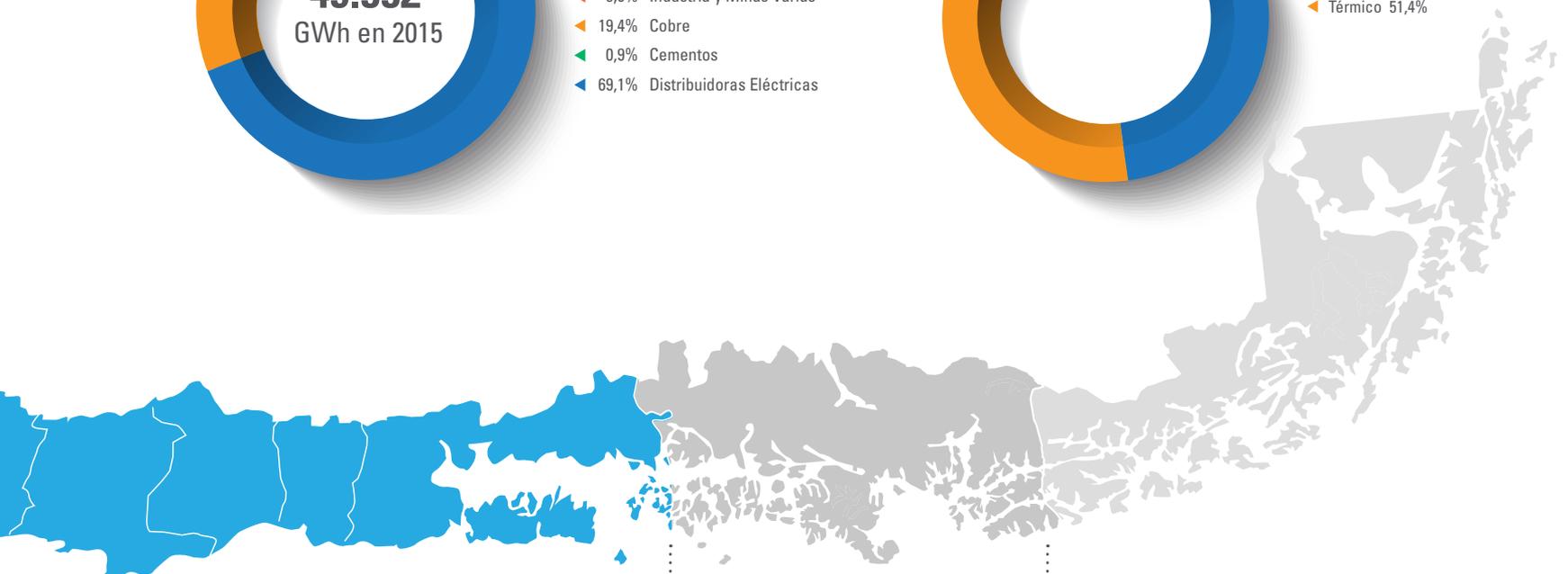


- ◀ 0,5% Otros
- ◀ 1,0% Transporte
- ◀ 4,1% Forestal
- ◀ 5,0% Industria y Minas Varias
- ◀ 19,4% Cobre
- ◀ 0,9% Cementos
- ◀ 69,1% Distribuidoras Eléctricas

▶ Producción por Tipo de Generación



- ◀ Solar 2,8%
- ◀ Eólica 5,2%
- ◀ Hídrico 40,7%
- ◀ Térmico 51,4%



Sistema de Aysén

Potencia Instalada: 46 MW
 Producción Anual: 137,1 GWh
 Demanda Máxima: 23 MW
 Ventas: 118 GWh
 Población: 0,6%

Sistema de Magallanes

Potencia Instalada: 106 MW
 Producción Anual: 303,1 GWh
 Demanda Máxima: 53 MW
 Ventas: 279 GWh
 Población: 0,9%



**SOBRE
EL CDECSIC**

El SIC es el mayor de los cuatro
Sistemas Eléctricos de Chile.

Desarrollo



El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central o CDECSIC es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos y que es responsable de coordinar la operación del conjunto de instalaciones que conforman el sistema eléctrico central de Chile, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema en su conjunto sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.



QUIÉNES SOMOS

Misión

- ▶ Nuestra misión se basa en operar de manera segura y al menor costo posible el SIC, garantizando el acceso abierto al sistema de transmisión y contribuyendo al desarrollo del país mediante el cumplimiento eficiente del rol asignado en la legislación vigente.

Principios

- ▶ **Excelencia:**
Buscamos la excelencia y ganarnos la credibilidad y confianza en base a nuestra calidad, competencia y la disciplina en el cumplimiento de nuestras funciones. La excelencia nos impulsa a ser mejores cada día, y constituye un reto a nosotros mismos para crecer y desarrollar en forma permanente nuestra organización.
- ▶ **Transparencia:**
Tenemos la disposición efectiva a revelar nuestros principios de acción y las decisiones adoptadas en base a ellos, permitiendo el adecuado monitoreo por parte de la sociedad. Esto implica fomentar confianza entre todos los grupos de interés.
- ▶ **Independencia:**
Tomamos nuestras propias decisiones, dentro del marco de nuestro accionar, generando un comportamiento responsable de nuestros profesionales.
- ▶ **Proactividad:**
Velamos por tener una actitud de anticipación a los eventos relativos a la operación y planificación del SIC, que permita tomar medidas preventivas y así facilitar una mejor toma de decisión por parte de nuestros organismos relacionados.

Visión

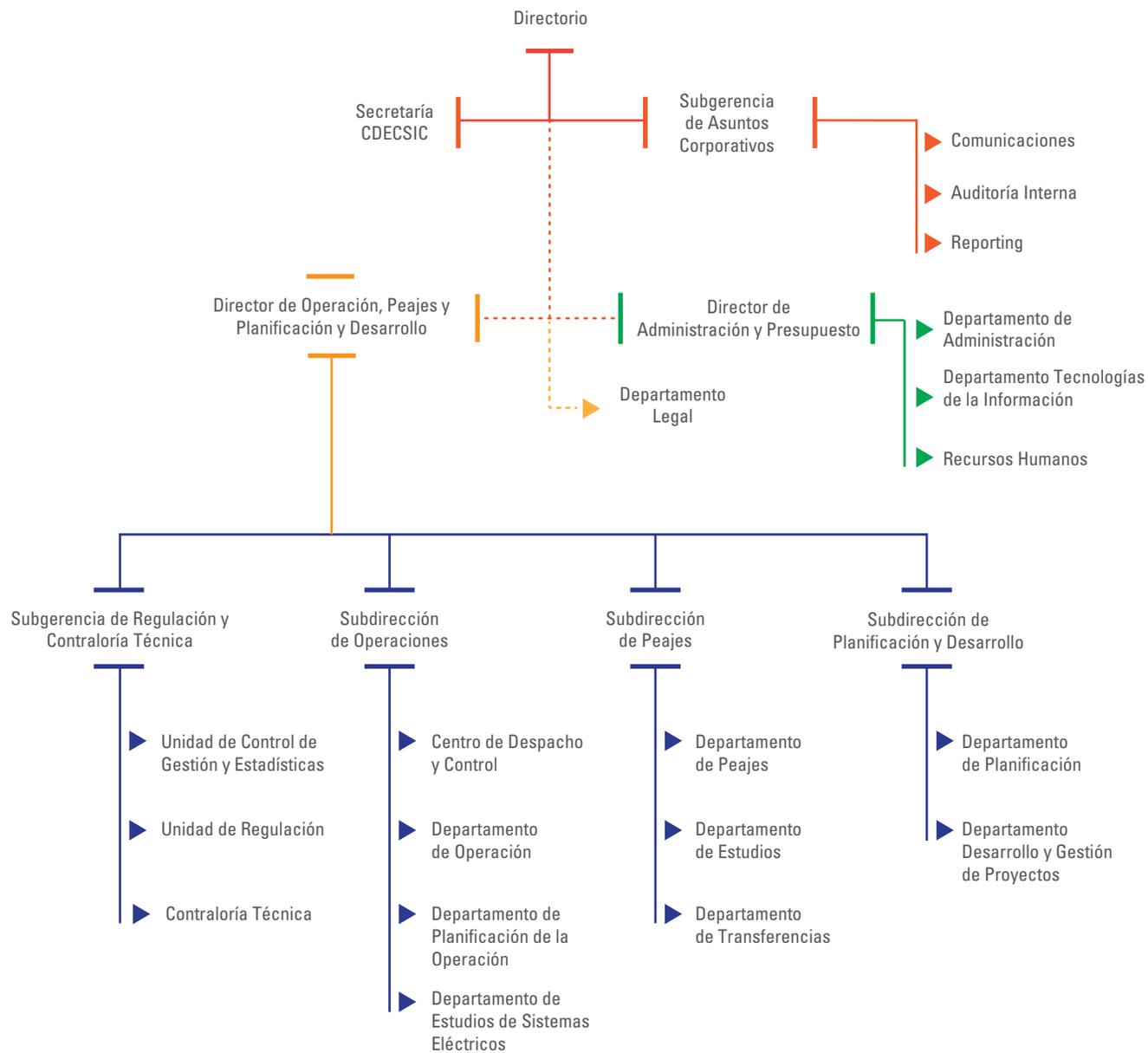
- ▶ Nuestros esfuerzos se orientan a ser un referente de excelencia; independiente, imparcial, transparente y proactivo para la gestión segura y eficiente del SIC, aplicando las mejores prácticas de la industria a nivel global y constituyendo un aporte para el desarrollo integral de sus coordinados.

Valores

- ▶ **Integridad:**
Ser honestos, éticos y confiables en la interacción interna y con nuestros grupos de interés. Lo anterior refleja los más altos estándares profesionales de nuestro organismo.
- ▶ **Respeto:**
Más allá del cumplimiento de las normas, y de las funciones que de ellas derivan para con nuestros profesionales, empresas integrantes, autoridades, y con la comunidad en general, tenemos presente sus puntos de vista, necesidades y opiniones.
- ▶ **Servicio:**
Brindar colaboración desinteresada al cumplir con nuestra misión, desde los detalles más pequeños hasta la solución de importantes contingencias, habla de nuestro alto sentido de colaboración para hacer la vida más confortable a los demás. La rectitud de intención y la conciencia de nuestro rol siempre serán la base para vivir este valor.
- ▶ **Equidad:**
Entendida como el trato justo y equilibrado en el cumplimiento de nuestras funciones y en la relación con nuestros profesionales y con la comunidad toda.



ORGANIGRAMA CDECSIC



PRINCIPALES HITOS 2015



Sergi Jordana asumió la presidencia del Directorio

Por votación unánime fue elegido el nuevo Presidente del Directorio, Sergi Jordana de Buen. El anuncio se realizó en la sesión del directorio del 8 de abril y el nuevo Presidente ostentará el cargo por un período anual. Jordana, ingeniero civil electricista, tiene una vasta experiencia en el sector eléctrico, en el que ha ocupado distintos cargos de responsabilidad durante su destacada trayectoria profesional.

Primer Estudio de Previsión de Demanda Eléctrica 2015-2035

La Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD), publicó un estudio con las proyecciones de demanda para los sistemas SIC y SING entre los años 2015 y 2035. Según el informe, la demanda total entre Arica y Chiloé aumentaría en un 65% los próximos 20 años.

En tanto, las tasas de crecimiento previstas son de un 3,1% anual para el año 2020, para luego decaer hasta un 1,8%

Presidente del Directorio expuso ante Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados



El 21 de octubre de 2015 el Presidente del Directorio del CDECSIC, Sergi Jordana, expuso ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados la visión del organismo ante el Proyecto de Ley que establece nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y crea un Nuevo Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

En la presentación, destacó especialmente la importancia que tiene para el CDECSIC, la necesaria gradualidad en la aplicación de las nuevas funciones del nuevo Coordinador. Además planteó la importancia de simplificar las compensaciones por indisponibilidad de instalaciones y la necesidad de incrementar el nivel de aseguramiento de la continuidad de las funciones de los CDEC por el periodo transitorio, ampliando la obligación de cesión por parte de los CDEC a todos los activos y pasivos que la CNE defina como esenciales para la continuidad de las funciones.

Sergi Jordana solicitó ante los miembros de la Comisión, revisar la disposición sobre responsabilidad por la información de origen y propiedad de terceros, ajenos al nuevo coordinador.



El CDECSIC realizó su Primera Cuenta Anual

Con la participación de importantes autoridades del sector eléctrico, encabezadas por el Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero, el CDECSIC realizó su primera cuenta anual. En ella, el Presidente del Directorio, Sergi Jordana, reafirmó la autonomía, independencia y transparencia en la toma de decisiones del organismo.

Durante su intervención, Jordana destacó especialmente la decisión del Directorio respecto a trasladar el Centro de Despacho y Control (CDC) -el centro neurálgico del CDECSIC- a un sitio en un parque industrial de Santiago, incorporando para ello en el Presupuesto 2015 un monto de inversión extraordinaria de 42.908 UF, destinado a la compra de un terreno y a la contratación del proyecto de arquitectura, ingeniería y especialidades.

Por su parte, el Director de Administración y Presupuesto del CDECSIC, Felipe Roue, se refirió a la ejecución presupuestaria del organismo, así como a los avances alcanzados en materia de recursos humanos y tecnologías de la información.

Finalmente, el Director Técnico Ejecutivo del organismo, Andrés Salgado, destacó la formación de la subdirección de Planificación y Desarrollo. En el plano operacional, señaló que los principales indicadores del sistema para el 2014 mostraron un importante aumento en la participación de energías renovables y mayor aporte hidráulico en comparación con el año 2013.



Marcando presencia en las Ferias Empresariales Universitarias

▶ Con gran éxito concluyó la participación del CDECSIC en diversas ferias empresariales organizadas por las facultades de ingeniería de las universidades de Chile y Católica de Chile.

Durante ambos eventos, cerca de un centenar de alumnos y egresados de ambas casas de estudio, se acercaron al stand del CDECSIC para conocer de primera fuente las funciones que desarrollan las distintas direcciones técnicas del organismo, además de buscar oportunidades de práctica laboral, memorias y conocer opciones de especialización.

En tanto, durante el mes de julio el Subdirector de Operación del CDECSIC, Ernesto Huber, expuso en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción, ante más de 150 alumnos de las carreras de ingeniería civil eléctrica, ingeniería civil industrial e ingeniería estadística de dicha casa de estudios superiores, a los que se sumaron un grupo de estudiantes provenientes de las universidades de la Frontera y Católica de la Santísima Concepción.



Rápida respuesta ante terremoto

▶ Sólo cinco minutos después de ocurrido el terremoto en el norte, el 16 de septiembre de 2015, el sistema eléctrico ya estaba en condiciones de comenzar con la recuperación de los consumos afectados. La rapidez en la respuesta del Centro de Despacho y Control de CDEC fue destacada por el Director Técnico Ejecutivo del CDECSIC, Andrés Salgado.

De igual modo, se resaltó el óptimo comportamiento del nuevo sistema de control y supervisión SCADA, dado que las instalaciones de control y comunicaciones se mantuvieron sin problemas.

El movimiento telúrico provocó una interrupción de 600 MW de consumos en instalaciones de media tensión de las empresas distribuidoras debido a las vibraciones causadas por el movimiento. Sin embargo, las protecciones eléctricas en la infraestructura del sistema actuaron de acuerdo con lo esperado y según su programación, evitando la propagación de fallas a otras instalaciones.



CDECSIC lanza su aplicación para dispositivos móviles

▶ Como parte de su proceso de mejora continua y modernización de sus plataformas tecnológicas, el CDECSIC lanzó a fines de diciembre su aplicación para dispositivos móviles.

Este innovador medio de comunicación no solo es atractivo visualmente, sino que por sobre todo, es una herramienta de

CDECs realizan seminario conjunto para informar avances en el proceso de integración



Dar a conocer los avances alcanzados entre el CDECSIC y el CDEC-SING con miras a la creación de un nuevo organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, fue el objetivo de un seminario conjunto realizado en el mes de agosto, y en el que asistieron altos ejecutivos de empresas coordinadas, jefes de departamento de ambos CDECs, académicos, expertos del sector, representantes gremiales, integrantes del Panel de Expertos y colaboradores de ambas entidades.

En la oportunidad, los directores ejecutivos de ambos CDEC, Andrés Salgado y Daniel Salazar, abordaron el trabajo conjunto realizado en los ámbitos técnico, organizacional y normativo.

Por su parte, Iván Saavedra, Jefe del Departamento Eléctrico de la Comisión Nacional de Energía (CNE) explicó que el nuevo organismo coordinador será una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, pero que desarrollará una función de interés público, a la que se le asignarán nuevas funciones y obligaciones, adicionales a las de los actuales CDEC.

trabajo muy útil para quienes se desempeñan en el ámbito privado, público, la academia, organismos no gubernamentales y ciudadanos de todo Chile y el mundo.

Desde fines de 2015, todos los interesados en conocer de manera sencilla e intuitiva información online sobre la operación y coordinación que realiza el CDECSIC sobre el conjunto de instalaciones del SIC, podrán descargar esta aplicación en AppStore y GooglePlay, la cual está disponible para teléfonos inteligentes con sistemas iOS y Android.



Director Técnico Ejecutivo cumplió con una cargada agenda pública

▶ A lo largo del año se realizaron diversos seminarios, foros, encuentros y reuniones, en donde se discutió sobre el presente y el futuro del sistema eléctrico nacional. En la mayoría de ellos estuvo presente el Director Técnico ejecutivo del CDECSIC, Andrés Salgado, quien se encargó de explicar la labor y postura del organismo frente a distintos temas.

Entre las numerosas actividades en que participó, destacan: Foro SIC 2015; Foro EOLO 2015; ChileSol 2015; Conferencia Latinoamericana sobre la integración de Energías Renovables; Desayuno Taller U. de Chile “Avanzando hacia un sistema nacional energético: La interconexión SIC-SING”; Jornada Técnica que realizaron UNEF y ACERA; Seminario NME “Energía, nuestros grandes desafíos”; Jornada PUCV “Desafíos que planteará la interconexión SING-SIC en esquemas de control y protecciones”; Seminario USACH “Interconexión de Sistemas Eléctricos y el Rol del Operador”, entre varios otros.



Nuevo simulador de entrenamiento para ingenieros despachadores

▶ Con la presencia del Ministro de Energía, Máximo Pacheco, el CDECSIC presentó oficialmente durante el mes de septiembre, el primer Simulador de Entrenamiento para Ingenieros Despachadores (OTS, Operator Training Simulator) del Sistema Interconectado Central.

En la ocasión, el ministro Pacheco pudo conocer esta moderna sala de entrenamiento, la cual está constituida por dos ambientes: En el primero, dos o más instructores simulan las condiciones operativas de un escenario en particular, asumiendo el rol de los centros de operación de generación y transmisión de las empresas coordinadas del SIC; y en el segundo, se encuentran los despachadores en un ambiente que utilizando el OTS recrea fidedignamente las condiciones reales de trabajo que se vive en el Centro de Despacho del CDECSIC.

Entre los escenarios más complejos que se pueden simular, están las contingencias múltiples que provoquen la partición del sistema en dos o más islas eléctricas y apagones totales o parciales en el SIC, por ejemplo, a raíz de un terremoto.



Premiado arquitecto diseñará el nuevo Centro de Despacho y Control

▶ El destacado arquitecto Guillermo Hevia será el responsable de diseñar el edificio que albergará al Centro de Despacho y Control del CDECSIC, que se construirá en el Parque de Negocios ENEA. Hevia ha sido reconocido nacional e internacionalmente por la calidad y sustentabilidad de sus proyectos industriales. De hecho, en 2015, uno de sus proyectos fue distinguido por Archdaily (el sitio web de arquitectura más visitado) como el mejor proyecto de arquitectura industrial del mundo.



Todo un éxito resultaron los Seminarios Técnicos 2015

▶ Junto a la Revista Electricidad, que en esta ocasión participó como media partner, y con récord de asistencia se realizaron a fines de octubre los tradicionales

“Seminarios Técnicos 2015”. En esta oportunidad, los temas abordados por las diferentes direcciones técnicas fueron los siguientes: “La aplicación de los peajes de subtransmisión del SIC”, “La medición, gestión y supervisión a partir de la plataforma tecnológica de recepción de medidas” y “La regulación en el mercado eléctrico: los procedimientos CDEC”.



Aprendiendo de la experiencia Internacional

Las máximas autoridades del CDECSIC formaron parte de la delegación chilena que visitó los tres principales TSO (Transmisión System Operator) de Europa, ubicados en Alemania, Dinamarca y España.

El objetivo del periplo por Europa fue conocer la experiencia y avances en los sistemas eléctricos, así como las alternativas de financiamiento, gobierno corporativo, funciones y atribuciones, que pueden ser útiles en la implementación del futuro organismo coordinador eléctrico de Chile. En esta ocasión el

grupo visitó el operador 50 Hertz en Alemania, Energinet en Dinamarca y la Red Eléctrica de España. La delegación estuvo liderada por el Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero, y el Superintendente de Electricidad y Combustible, Luis Ávila.

En tanto, un grupo de ingenieros de ambos CDEC chilenos visitaron en el mes de marzo a los Operadores CAISO y PJM de Estados Unidos, los que cuentan con amplia experiencia en uso intensivo de aplicaciones tecnológicas, interconexiones e inserción de ERNC.



Segunda Mesa Redonda del CDECSIC

Más de 100 ejecutivos y profesionales vinculados al sector eléctrico, tanto del mundo público y privado, participaron a principios de junio de la Segunda Mesa Redonda del CEDECSIC y que este año tuvo por título: ¿Cómo recuperar la competitividad energética de Chile?

En esta ocasión, el evento fue inaugurado por el Ministro de Medio Ambiente, Pablo Badener, quien detalló la visión que tiene dicha cartera sobre el desarrollo de proyectos de energía a lo largo del país, particularmente en lo relativo a la necesidad de mejorar la relación con las comunidades aledañas y su relación con los componentes ambientales.

Posteriormente, se realizó una mesa redonda en la que participaron el gerente general de Colbún, Thomas Keller; el gerente general de Eléctrica Puntilla, Alejandro Gómez; y la consultora y actual integrante del Directorio de ENAP, María Isabel González.



Ejecutivos del CDECSIC compartieron con Nobel de Física

Steve Chu, Nobel de Física 1997, y ex Ministro de Energía del Presidente de los Estados Unidos, Barack Obama, se reunió con un grupo de ejecutivos del CDECSIC en la Universidad

de Stanford. El encuentro se produjo en el marco de la misión empresarial organizada por la Cámara Chileno-Norteamericana de Comercio (AMCHAM), con el objetivo de conocer la experiencia de California en el almacenamiento de energía, además de discutir acerca de desafíos vinculados a su desarrollo tecnológico, marco normativo, aspectos operacionales, modelos comerciales e instrumentos de política pública.

Más de 660 medidores de energía eléctrica se incorporaron al sistema "PRMTE" en 2015

En tan solo cuatro meses, la Plataforma de Recepción de Medidas para Transferencias Económicas (PRMTE) que fue implementada en agosto por la Unidad de Medición de CDECSIC, sumó más de 660 medidores de energía eléctrica de empresas coordinadas.

Cabe destacar que a fines de mayo, la empresa Colbún fue la primera en conectar de manera directa sus 98 medidores de

energía eléctrica a este innovador sistema. Posteriormente, la empresa AESGener y Guacolda se sumaron con otros 81 medidores. A partir de esa fecha, empresas como Chilectra, Endesa, Los Guindos, Luz del Norte y Transnet se han sumado a esta iniciativa, lo cual forma parte de la política de calidad y transparencia que lidera el organismo. Actualmente, se encuentra en proceso de incorporación un porcentaje de los medidores pertenecientes a los grupos de empresas Saesa y Chilquinta.

Esta iniciativa se enmarca dentro de las exigencias indicadas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y Anexo Técnico "Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas" publicada por la Comisión Nacional de Energía.



DIRECTORIO

Excelencia, transparencia, independencia y proactividad.



Compromiso



Se encuentra compuesto por cinco miembros representantes de cada uno de los segmentos de empresas que integran el CDECSIC. Los segmentos de generación igual o superior a 200 MW, generación inferior a 200 MW, transmisión troncal, subtransmisión y clientes libres, eligen a su representante en el Directorio de una terna de candidatos seleccionados y propuestos para el respectivo segmento por una empresa especializada contratada para tal efecto.

Dentro de sus funciones principales, destacan el velar por el cumplimiento de las funciones que la ley, la reglamentación vigente y el reglamento interno establecen para el CDECSIC, así como velar por la operación segura y eficiente del sistema eléctrico, estableciendo los criterios generales para el cumplimiento de dicho objetivo.





- ▶ **Sentados, de izquierda a derecha,** Sergi Jordana de Buen (Cuarto Segmento), Presidente del Directorio y Juan Cembrano Perasso (Quinto Segmento).
- ▶ **De pie, de izquierda a derecha,** Claudio Iglesias Guillard (Director Titular, Tercer Segmento), Cristián Arnolds Reyes (Director Suplente, Cuarto Segmento), Juan Carlos Olmedo Hidalgo (Director Titular, Segundo Segmento), Mario Peralta Alba (Director Suplente, Primer Segmento), Luis Vargas Díaz (Director Titular, Primer Segmento), Claudio Roa Sepúlveda (Director Suplente, Quinto Segmento), Humberto Soto Velasco (Director Suplente, Segundo Segmento), Jaime Peralta Rodríguez (Director Suplente, Tercer Segmento).



► **Primer Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea inferior a 200 MW.

► **Segundo Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea igual o superior a 200 MW.

► **Tercer Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de instalaciones de transmisión troncal.

► **Cuarto Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de instalaciones de subtransmisión.

► **Quinto Segmento**

Corresponde a los integrantes clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.



COMITÉ DE RIESGO Y AUDITORÍA



El Comité de Riesgo y Auditoría tiene como principal finalidad asistir al Directorio en materias de gobierno corporativo y en la gestión integral de riesgos estratégicos y operacionales del organismo. Asimismo, efectúa seguimiento y control de las prácticas de gobierno corporativo, el control presupuestario y el seguimiento a la contratación de bienes y servicios.

ORGANIZACIÓN

En materia organizacional, el trabajo del Comité se enfocó principalmente en completar el trabajo de elaboración de las Políticas de Gobierno Corporativo y en la implementación del plan de Auditorías Internas para el año 2015.

Adicionalmente, se efectuó la evaluación de riesgos de seguridad informática perimetral, adoptando las medidas tendientes a asegurar un alto estándar de seguridad.

Con relación a la implementación de las Políticas de Gobierno Corporativo, se procedió a activar la implantación de los procesos asociados a la Política de Adquisiciones y Contratación.

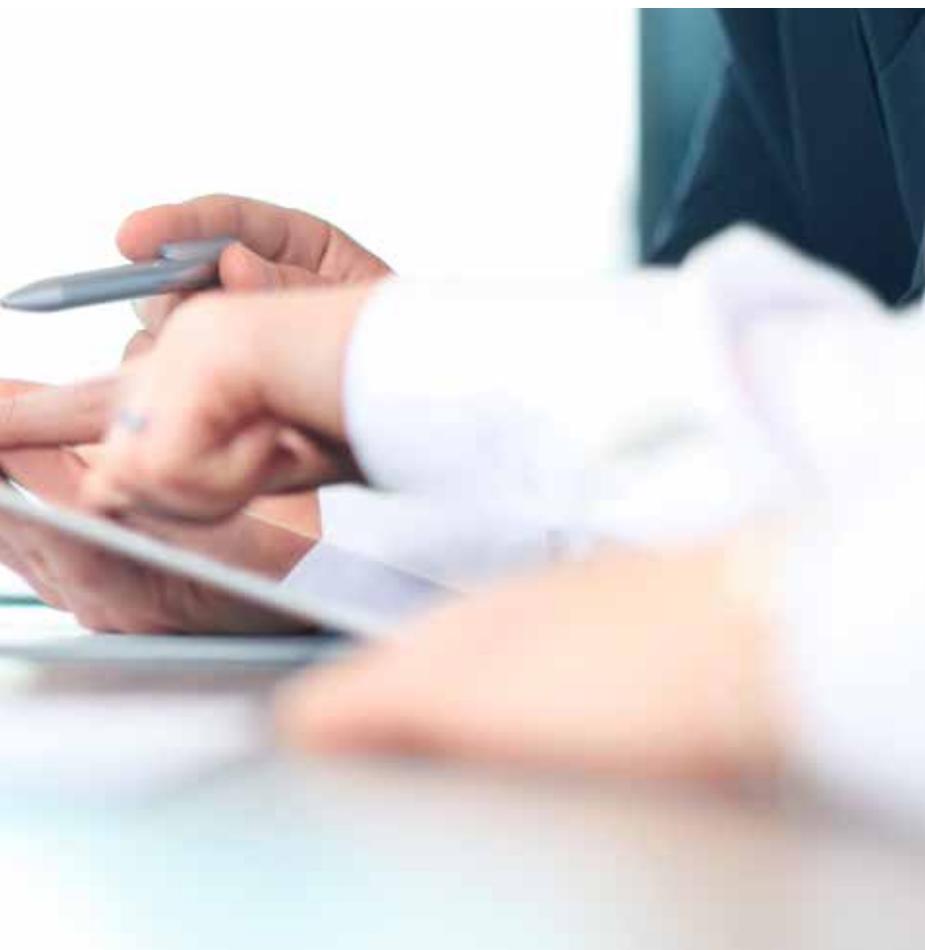
AUDITORÍA INTERNA

En el mes de enero se presentó al Directorio el programa de auditoría interna, sus objetivos y planificación para CDEC SIC en los años 2015 y 2016, el cual fue aprobado por el Directorio, iniciando con ello su ejecución.

Con el fin de realizar un seguimiento de las auditorías y la ejecución de los planes de mejora acordados con las áreas auditadas, se implementó el software comercial AUTOAUDIT.

Durante el año 2015, se efectuaron auditorías internas a las áreas de:

- ▶ Centro de Despacho y Control
- ▶ Departamento de Planificación de la Operación
- ▶ Departamento de Peajes
- ▶ Departamento de Operaciones
- ▶ Departamento de Transferencias



Los procesos de auditoría realizados se destacaron por el alto estándar con el que se desarrollaron y mostraron ser un instancia altamente efectiva para lograr un proceso de mejoramiento continuo en la organización que la llevará a alcanzar un alto estándar de desempeño y lograr trazabilidad de los procesos.

POLÍTICAS

En materia de elaboración de Políticas de Gobierno Corporativo, el Comité elaboró y presentó a consideración del Directorio las siguientes políticas:

- ▶ Política de Control y Gestión de Riesgos
- ▶ Código de Ética

- ▶ Política de Viajes
- ▶ Política de Fondos a Rendir
- ▶ Política de Publicidad y Acceso a la Información

Estas políticas fueron aprobadas por el Directorio en las respectivas sesiones ordinarias.

Con relación a la implementación del Código de Ética, el Directorio acordó contratar a una empresa especializada para dicha actividad y para la provisión del Canal Ético, siendo adjudicada en el proceso de licitación respectivo la empresa Deloitte.

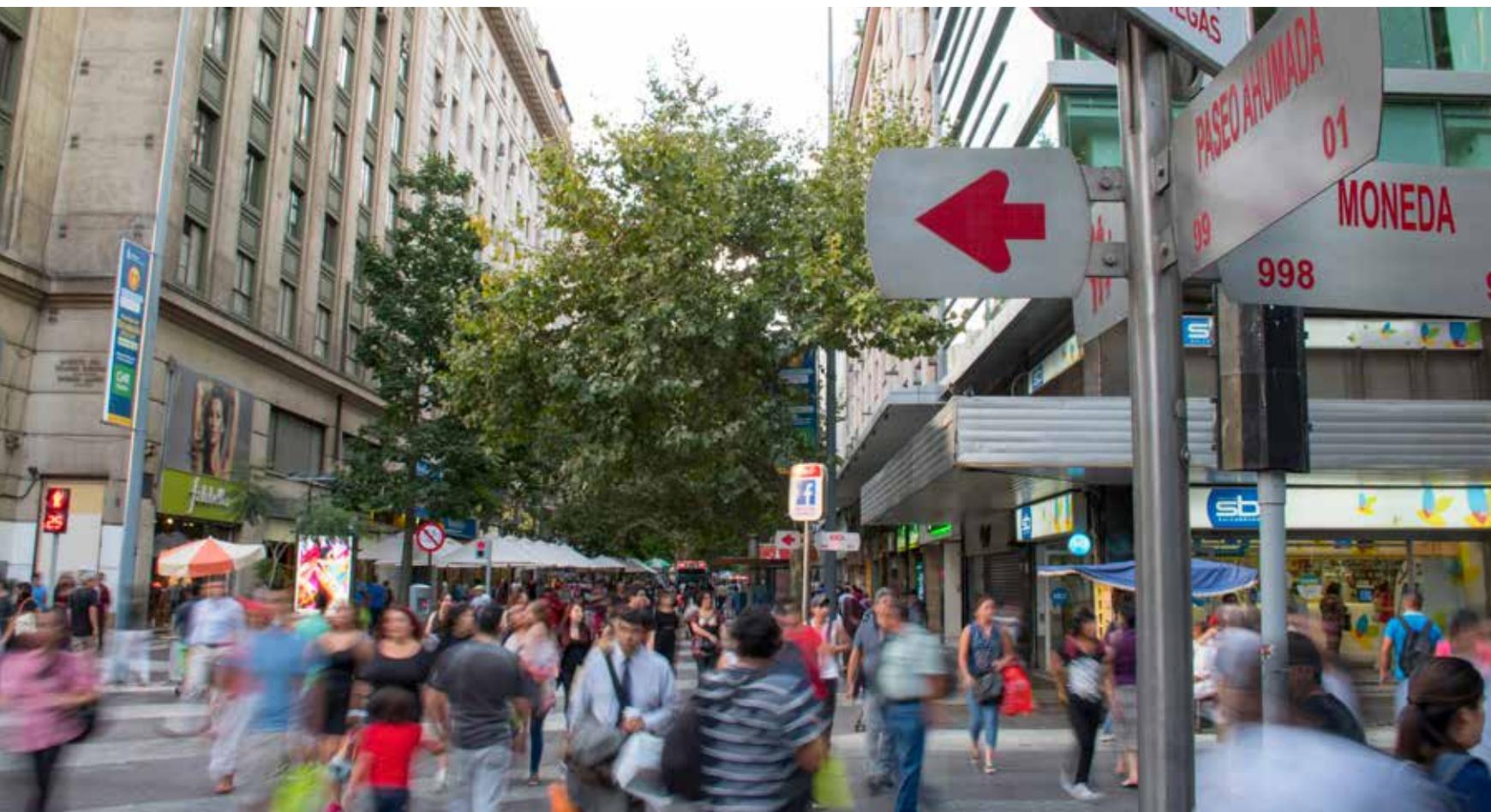
Finalmente, el Comité propuso al Directorio la elaboración de una Política antifraude, cohecho y cumplimiento

normativo, para lo cual se procedió a realizar una licitación privada.

AUDITORÍA DE ESTADOS DE SITUACIÓN

Se procedió a licitar el servicio de auditoría externa para los estados de situación del CDECSIC para el período 2015-2017, conforme a las disposiciones del Código de Gobierno Corporativo, mediante un proceso de licitación privada. Como resultado del proceso, resultó adjudicada la empresa KPMG para efectuar la auditoría externa para los ejercicios 2015 a 2017.

Durante el año se efectuaron dos reuniones con la empresa KPMG con el fin de planificar y evaluar el avance del proceso de auditoría del ejercicio 2015.



El Comité de Desarrollo Organizacional (CDO) es el encargado de asistir al Directorio en materias de modernización de la gestión de personas y de cambio organizacional. Sus ámbitos de gestión corresponden a: cultura y clima organizacional, recursos humanos y prácticas laborales, diagnóstico y cambio organizacional.

En este contexto, durante el año 2015, el CDO apoyó la implementación y llevó el control de avance del Plan Estratégico 2015-2017, que surgió de jornadas de reflexión realizadas por el Directorio y los principales ejecutivos durante el mes de abril.

Además, este Comité efectuó el seguimiento del cumplimiento de las metas 2015 por parte de las Direcciones

Técnicas y revisó sus objetivos para el año 2016. En esta misma línea, el CDO revisó en detalle el Presupuesto 2016 y efectuó recomendaciones sobre esta materia a las Direcciones Técnicas y, posteriormente, al Directorio.

De igual forma, revisó y recomendó al Directorio la Política de Publicidad y Acceso a la Información y la Política de Calidad, las cuales se aprobaron en los meses de julio y agosto, respectivamente.

En relación al proyecto de traslado del Centro de Despacho y Control (CDC) a una nueva ubicación, este Comité recomendó y llevó adelante el proceso de contratación de un Gerente de Proyecto, que en el mes de septiembre tomó la

responsabilidad de coordinar los principales aspectos de esta importante iniciativa. Asimismo, el CDO definió la modalidad de colaboración y seleccionó a una firma especializada en la estructuración de financiamiento, que comenzó su labor en el mes de diciembre.

En línea con el principio de transparencia del organismo, se realizó una labor permanente de revisión de la calidad e integridad de la información publicada por el CDECSIC.

Por último, el CDO propuso al Directorio la creación de una Subgerencia de Asuntos Corporativos, para llevar los temas de auditoría, comunicaciones e informes y aprobó su descripción de funciones.

COMITÉ TÉCNICO Y NORMATIVO



Durante el año 2015 el Comité Técnico y Normativo (CTyN) inició la discusión de distintos temas de relevancia tanto para el CDECSIC como también para el sistema eléctrico interconectado central. Entre otras materias de interés se abordaron: la publicación de información de costos variables y disponibilidad de generación con gas natural licuado, seguridad operativa de la subtransmisión, desafíos técnicos de la interconexión SIC-SING, y la incorporación de centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la operación del sistema.

Además, se propusieron criterios generales que abordaron los temas de información del costo variable combustible y del costo variable no combustible, de cada una de las centrales termoeléctricas, en cifras nominales en USD/MWh; de la

no disponibilidad del recurso primario para la generación a plena capacidad durante el día, para la programación diaria o durante la semana, para la programación semanal; y de la obligación de comunicar el retardo en los pagos y de informar la afectación de viabilidad operacional.

Cabe recordar que el rol del Comité es asistir al Directorio en todas aquellas materias vinculadas a la operación eficiente y confiable del SIC y monitorear el adecuado cumplimiento de las disposiciones establecidas para el organismo por la normativa eléctrica. Dentro de sus actividades, propone al Directorio el establecimiento de criterios generales para la operación segura y eficiente del sistema, vela por la existencia de procedimientos requeridos por normativa para dicha

operación y, revisa y actualiza el Reglamento Interno del organismo.

Precisamente, en este último tema, el CTyN, en conjunto con el CDO, revisó el nuevo Reglamento Interno del CDECSIC y propuso al Directorio su nuevo texto. Asimismo, formuló recomendaciones relativas al contenido y calidad de la información entregada por el CDECSIC en diversos ámbitos. Entre ellos, recomendó mejoras al alcance del informe anual de la Dirección de Operación relativo a los requerimientos de mejoras de las instalaciones de transmisión y a los informes trimestrales que el Directorio debe enviar a los integrantes. Además, propuso al Directorio recomendar a las Direcciones Técnicas una mayor formalización de las instrucciones que impartan a las empresas coordinadas.



COMITÉ DE INTEGRACIÓN CDECSIC/CDEC-SING



En sesión ordinaria de diciembre de 2015 el Directorio decidió crear un Comité, no permanente, denominado “Comité de Integración” o “Cdl”, a objeto de que asista al Directorio en materias relativas al proceso de integración del CDECSIC y del CDEC-SING. Su ámbito de acción dice relación con aspectos técnicos, regulatorios, recursos humanos y administrativos asociados a la interconexión de los sistemas eléctricos y la integración de los dos organismos. Asimismo, se estableció un conjunto detallado de funciones, varias de las cuales se planteó desarrollar con el Directorio del CDEC-SING, para lo cual se les invitó a formar un Comité de este

mismo tipo. El 21 de diciembre de 2015 se efectuó la primera reunión del Cdl del CDECSIC y el 2 de febrero de 2016 se efectuó la primera reunión conjunta.

Durante estos primeros meses el Cdl desarrolló diez reuniones de trabajo, cuatro de ellas en conjunto con el CDEC-SING. Entre las materias más relevantes en las cuales entregó su aporte se encuentran las siguientes:

(i) Análisis y preparación de observaciones al estudio desarrollado por la consultora Strategy&Change para

el Comité Directivo de Integración conformado por los Presidentes y Directores Técnicos Ejecutivos de ambos CDEC, además del Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Surgieron planteamientos del Directorio a la autoridad, en particular en relación con los plazos para la transición y en dejar que ciertas decisiones relevantes sean adoptadas por el nuevo Organismo.

(ii) Análisis de los desafíos estratégicos de la integración y de opciones para cumplir en forma adecuada desde



un punto de vista técnico y administrativo, dentro de los plazos y enfoque de la transición definidos por la CNE de conformidad al estudio mencionado. Se concluyó la necesidad de privilegiar el esfuerzo de las Direcciones Técnicas en la documentación de procesos y la retención de talentos, para lo cual efectuaron una reprogramación de tareas.

(iii) Seguimiento de los estudios técnicos relativos a la interconexión física de los dos sistemas, así como de su adecuada y oportuna implementación. Asimismo,

análisis, observaciones a las bases y seguimiento en contratación de asesoría en la PMO (Project Management Office) y la Gestión del Cambio.

(iv) Revisión de posibles sinergias entre ambos CDEC. En este ámbito, se llegó al convencimiento que desarrollar solo el proyecto del Sistema de Control Automático de Generación (AGC) del SIC para ambos CDEC conllevaría, por motivos de plazos, costos operacionales en el SING que podrían ser mayores que los ahorros de inversión y mantenimiento asociados; y, además, que

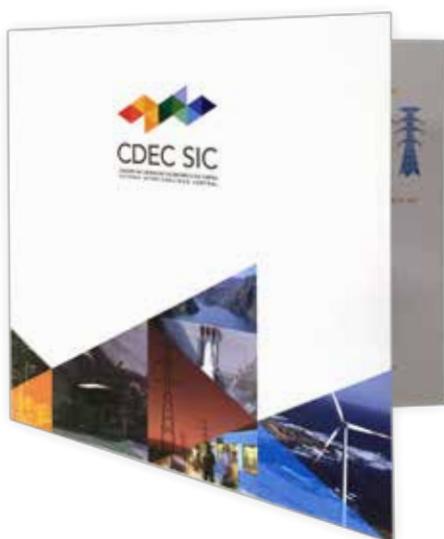
existen aspectos no cuantificables que refuerzan una decisión de continuar con ambos proyectos.

(v) Adopción de medidas para que a la brevedad, con fechas concretas, se transfieran las señales online entre ambos CDC y que se inicien las capacitaciones cruzadas entre ambas entidades.

(vi) Finalmente, implementación de una política de comunicaciones conjunta de los acuerdos que se vayan logrando en materia de integración.

SUBGERENCIA DE ASUNTOS CORPORATIVOS

La Subgerencia de Asuntos Corporativos del CDECSIC tiene a su cargo las labores de coordinación y supervisión de las tareas y responsabilidades en materia de Gobierno Corporativo, Relaciones Institucionales, Comunicaciones, Comunidad y Auditoría Interna del CDECSIC.



Durante 2015 esta Subgerencia, entre otras materias, presentó para aprobación del Directorio el Código de Ética del organismo. Asimismo, preparó una nueva versión tanto del Reglamento Interno del CDECSIC como de su Código de Gobierno Corporativo. En paralelo, coordinó el desarrollo de las Jornadas de Reflexión Estratégica 2015 las que culminaron con la aprobación del correspondiente Plan Estratégico. Finalmente, se implementaron las Políticas de Control y Gestión de los Riesgos y Política de Publicidad y Acceso a la Información.

AUDITORÍA INTERNA

Durante el año, el área de Auditoría Interna ejecutó las actividades establecidas en el marco de su Plan Anual de Auditorías, en base al levantamiento de riesgos estratégicos, operativos, de cumplimiento y financieros, realizados en las

distintas direcciones y que quedaron reflejados en la matriz de riesgos del CDECSIC.

Los principales objetivos de las revisiones realizadas, consistieron en validar la existencia de controles formales para la mitigación de los riesgos detectados en los distintos procesos, así como verificar la existencia de procedimientos y el cumplimiento de la normativa vigente.

Las auditorías se planificaron a nivel de Departamentos, realizándose durante el 2015 revisiones en los Departamentos de Planificación de la Operación, Centro de Despacho y Control, Peajes, Operaciones y Transferencias.

Adicionalmente, en este período se implementó el sistema de auditoría Autoaudit, que permite almacenar la matriz de riesgos



del CDEC SIC así como los papeles de trabajo asociados a cada una de las revisiones. Este sistema también cuenta con una herramienta que permite realizar en línea el seguimiento de los planes de acción comprometidos por cada uno de los Departamentos auditados, facilitando el envío de evidencias de cumplimiento y el monitoreo de fechas de compromiso establecidas.

COMUNICACIÓN Y TRANSPARENCIA

Por su parte, en materia comunicacional se desarrollaron importantes eventos de carácter interno y externo, los cuales contribuyeron a consolidar la reputación corporativa del organismo. Así por ejemplo, destaca la realización durante el mes de abril, de la Primera Cuenta Pública del CDEC SIC, a la cual asistió el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Andrés Romero, además de altos ejecutivos de empresas coordinadas, académicos,

consultores y profesionales del organismo. En la oportunidad, los asistentes recibieron un ejemplar del nuevo Reporte Anual del CDEC SIC correspondiente al año 2014, el cual posee un diseño innovador y contenido más simplificado.

En tanto, durante el mes de junio se realizó la 2ª Mesa Redonda “¿Cómo mejoramos la competitividad energética de Chile?”, la cual contó con la exposición del Ministro del Medio Ambiente, Pablo Badener, junto a un panel de debate en el que participaron connotados expertos y ejecutivos de empresas vinculadas al sector eléctrico nacional.

Por otra parte, se mantuvo una estrecha relación con los principales grupos de interés del organismo, así como una política de puertas abiertas con la prensa, lo cual permitió aumentar de manera positiva el número de apariciones en

los medios de comunicación, ya sea a través de entrevistas, columnas de opinión, información estadística y participación en seminarios y eventos, donde los ejecutivos del CDEC SIC dieron a conocer con detalle el trabajo que se realiza día a día por el desarrollo eléctrico de Chile.

Por último, cabe destacar el enorme impacto que tuvo para la difusión de las tareas del CDEC SIC, el renovado video corporativo y la puesta en marcha del Twitter del organismo (@CDEC SIC), el cual en menos de un año logró más de 2 mil seguidores, cumpliendo con creces la meta autoimpuesta por la Subgerencia de Asuntos Corporativos para 2015. Mediante esta herramienta, diariamente, los usuarios pueden conocer información en tiempo real sobre la operación del SIC, novedades, alertas en caso de contingencias eléctricas, entre muchas otras materias de interés.



GESTIÓN DE LAS DIRECCIONES TÉCNICAS

El mayor capital con que cuenta el CDECSIC son sus profesionales. Son ellos quienes han generado una base de conocimientos, capacidades y eficiencia que constituye el éxito de la gestión del organismo.



Eficiencia



Las Direcciones Técnicas del CDEC SIC, están conformadas por la Dirección de Operación (DO), la Dirección de Peajes (DP), la Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD) y la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP). El Director y el personal de cada Dirección reúnen condiciones de idoneidad e independencia que garantizan su adecuado desempeño.





PLANA EJECUTIVA





► **De izquierda a derecha:**

1. Jaime Misraji, Subgerente de Regulación y Contraloría Técnica.
2. Rodrigo Barbagelata, Subdirector de Peajes.
3. Ernesto Huber, Subdirector de Operación.
4. Felipe Roure, Director de Administración y Presupuesto.
5. Catalina Medel, Jefe Departamento Legal.
6. Gabriel Carvajal, Subdirector de Planificación y Desarrollo.
7. Ricardo Pacheco, Jefe Centro de Despacho y Control.
8. Andrés Salgado, Director Técnico Ejecutivo.

ADICIONALMENTE, LA ESTRUCTURA DEL CDECSIC ESTÁ CONFORMADA POR:

Jefe Departamento de Operaciones	Sergio Díaz
Jefe Departamento de Planificación de la Operación	Juan Marco Donoso
Jefe Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos	José Miguel Castellanos
Jefe Departamento de Peajes	Aníbal Ramos
Jefe Departamento de Estudios	Rodrigo Espinoza
Jefe Departamento de Transferencias	Hugo Tapia
Jefe Departamento de Planificación	Deninson Fuentes
Jefe Departamento de Desarrollo y Gestión de Proyectos	Diego Pizarro
Jefe Departamento de Administración	Ignacio Hidalgo
Jefe Departamento de Tecnologías de la Información	Alvaro Navarro



DIRECCIÓN DE OPERACIÓN



DURANTE EL AÑO 2015 SE DESARROLLARON LAS TAREAS HABITUALES DE LA COORDINACIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA, PARTICULARMENTE LAS RELATIVAS A LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN SEMANAL, AL PROGRAMA DIARIO O DE CORTO PLAZO, AL DESPACHO EN TIEMPO REAL Y AL ANÁLISIS POSTOPERATIVO. EN ESTE CONTEXTO SE ABORDARON LOS TEMAS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA NT, ADEMÁS DE LOS ASPECTOS DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SIC.



SEGURIDAD DE SISTEMA

En cuanto a la seguridad del sistema, se desarrollaron diversas actividades y los estudios establecidos en la NT, en este contexto se pueden destacar:

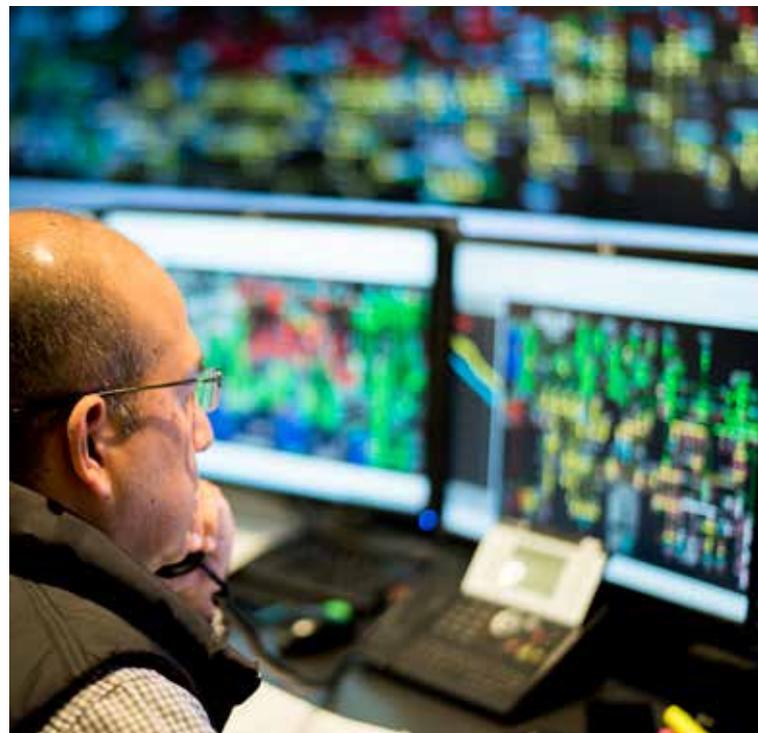
- Desarrollo de un Plan de Defensa para contingencias, correspondiente a severidad 9, para atender la falla en Barras de 220 kV de la Central Guacolda y la falla de la sección 2 de la barra de 220 kV de S/E Charrúa. A finales de año se dispuso de los diseños conceptuales de ambos esquemas de mitigación, los que se publicaron durante el mes de enero de 2016.
- Desarrollo del estudio para verificar mediante ensayos en terreno la representación dinámica de los componentes indicados en el Artículo 6-22 y 10-14 de la Norma Técnica (NT). Habida cuenta que el proceso de ejecución de ensayos y homologación de modelos se requiere para el SIC y SING, la definición de la empresa consultora y el llamado a licitación correspondiente, se realizó en conjunto con el CDEC-SING. A fines de año se dispuso del informe correspondiente a la primera fase desarrollada.
- Estudio, Desarrollo e Implementación de Sistemas de Monitoreo para operación del SIC, que considera la ejecución de un sistema de medición fasorial y de un sistema de lectura remota de protecciones para la verificación de su correcto funcionamiento. Para ello, y de acuerdo con lo señalado por la NTSyCS, el sistema de monitoreo se basará en la instalación de equipos encargados de realizar el registro dinámico del sistema de potencia, a través de la adquisición en Tiempo Real de variables relevantes del SIC. El desarrollo de estos estudios estuvo condicionado por la publicación del Anexo Técnico respectivo, por lo que se avanzó en el primer estudio de definición del esquema de monitoreo

dinámico que se debe publicar durante el mes de enero del año 2016.

- La implementación de un Control Automático de Generación (AGC) para operación del SIC, contempló la realización de un estudio específico conteniendo el diseño y arquitectura del sistema, el que fue publicado a fines de año. Adicionalmente se suscribió el correspondiente contrato con la empresa proveedora ABB.

INTEGRACIÓN DE ERNC

En el ámbito de la integración de las tecnologías ERNC, y de acuerdo con el Estudio de Operación de la Zona Norte del SIC, “Incorporación de Parques Eólicos y Solares 2014 - 2017”, se continuó con el seguimiento del proyecto de implementación del Sistema Integral de Control de Transferencias Maitencillo-Nogales, que permite maximizar las transferencias de norte a sur, tanto en condiciones



normales como ante contingencias, considerando potencias instaladas –fotovoltaicas y eólicas- que totalizarán valores del orden de los 2000 MW, durante el año 2016 y comienzos del 2017. Este proceso se ha materializado mediante reuniones periódicas con los coordinados involucrados, estimándose que las correspondientes pruebas FAT y SAT del nodo central de este sistema se realizarán durante el primer cuatrimestre de 2016 y, una vez finalizadas, se procederá con la integración de los diferentes parques eólicos y fotovoltaicos de la zona norte del SIC.

OPERACIÓN ECONÓMICA

En el ámbito de las mejoras en las herramientas utilizadas para resolver la coordinación hidrotérmica del sistema, en particular la operación económica con horizonte semanal, se continuó el trabajo iniciado en 2014, lográndose establecer una nueva versión del Modelo PCP, cuya utilización comenzó en enero de 2016. Cabe señalar que

las mejoras implementadas consideran aspectos tales como estrategia de solución de un problema lineal único entero mixto (MILP), arreglos de mayor tamaño y asignación dinámica de memoria, entre otras modificaciones de codificación.

Del mismo modo, se concluyó la implementación de mejoras al Modelo PLP. En este contexto, la Dirección de Operación encargó una serie de estudios para elaborar modificaciones a las rutinas codificadas del modelo PLP, con el objetivo de mejorar su desempeño. Dichos estudios finalizaron este año 2015 y fueron realizados por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM). Las mejoras implementadas consideran aspectos tales como, procesamiento paralelo, estabilidad numérica y convergencia, asignación dinámica de memoria y utilización de diferentes motores de optimización. La utilización de esta nueva versión comenzó durante los primeros días del año 2016.

SIEMPRE COMUNICADOS

Con el objetivo de mantener una comunicación más directa con nuestros coordinados, se efectuaron charlas en diversos ámbitos del quehacer CDEC SIC relacionados con:

Seminarios Técnicos (DO-DP)

- Aplicación de los peajes de subtransmisión en el SIC.
- Medición, gestión y supervisión a partir de la plataforma tecnológica de recepción de medidas.
- Regulación en el mercado eléctrico: los procedimientos CDEC.

Seminarios Técnicos (DPD)

- Diseño de Subestaciones.
- Guías de Conexiones.
- Planificación de la Subtransmisión.
- Presentación de la Plataforma de Catastro de Proyectos del SIC.

DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO

Un año de mejoras organizacionales, así fue el 2015 para la DAP. Desde lo legal hasta el control de gestión, los sistemas y las personas fueron abordados por el proceso de mejora continua del organismo. Lo que se reflejó, entre otros aspectos, en una innovadora aplicación móvil, una moderna intranet y una plataforma on line de análisis y evaluación de desempeño.

Entre las buenas noticias que dejó el 2015 podemos destacar que, conforme al Reglamento Interno aprobado por la CNE, el CDECSIC se constituyó jurídicamente como una Comunidad que cumple con todas las funciones que otorga el Decreto Supremo 291. Lo anterior, implicó traspasar exitosamente todos los derechos y obligaciones contractuales vigentes desde la Sociedad de Responsabilidad Limitada hacia el nuevo ente legal. El proceso terminó al finalizar el año, y la Comunidad se transformó en la continuadora legal de la Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Por otra parte, con el fin de avanzar en la transparencia activa del uso de los recursos, la DAP implementó reportes trimestrales de control de gestión, que dan cuenta detallada de la ejecución económica del presupuesto por parte de las Direcciones Técnicas y, también, permiten al Directorio informar a todos los stakeholders acerca del uso eficiente de los recursos.



DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

El desarrollo de herramientas y nuevos sistemas de información, para hacer más eficiente los procesos y facilitar la interacción con las empresas coordinadas y la ciudadanía en general, fue el sello que marcó la gestión 2015 del Departamento de TI.

Una muestra de ello fue el desarrollo de la aplicación móvil que permite acceder a datos de relevancia para todo el sector eléctrico y ciudadanía en general, de manera sencilla y ágil, a través de un diseño moderno e intuitivo. También destacan como desarrollos: el Sistema de Gestión de Normativas y Procedimientos, que permite la elaboración colaborativa con las empresas coordinadas de nuevos procedimientos, utilizando un circuito workflow de revisiones y aprobaciones, y organiza toda esta información en el sitio web; el Sistema de Catastro de Nuevos Proyectos de la DPD, que organiza la información de los proyectos de generación, transmisión

y consumo, incorporando información georreferenciada; y el Sistema de Gestión de Calidad de Producto y Suministro, que gestiona los índices de calidad, continuidad de suministro y tiempos de restablecimiento del servicio ante eventos de pérdida de suministro.

Asimismo, se dio inicio al desarrollo de importantes sistemas que se finalizarán durante 2016, como el nuevo Sistema Mante, para mantenimientos e informes de fallas; el nuevo Sistema de Comunicaciones, que incorpora tecnología de firma electrónica en reemplazo del actual sistema Fax Management; y el gran Sistema de Información del CDECSIC que integrará la información de todas las áreas de negocio en un solo sistema que permitirá acceder de manera sencilla, rápida y confiable a toda la información, tanto al interior del CDEC, como a las empresas coordinadas y público en general.

En el área de la Infraestructura TI, se ha seguido robusteciendo su arquitectura para garantizar confiabilidad, alta disponibilidad y flexibilidad (clave para una empresa estratégica como el CDECSIC), aumentando la capacidad de los enlaces, así como



la de almacenamiento y respaldo, dando respuesta al continuo crecimiento que ha experimentado el organismo.

En el ámbito de la Seguridad de la Información se realizó un trabajo de robustecimiento de la seguridad perimetral y se creó el Comité de Seguridad de la Información, que elaboró importantes políticas como las de Incidentes de Seguridad, Control de Acceso Lógico, Seguridad de Correo electrónico, Respaldo, Retención y Destrucción de Información, Seguridad de Desarrollo de Sistemas, Seguridad de Redes, entre otras.

Finalmente, es importante destacar un gran hito: el nuevo SCADA/NMS del CDEC SIC, que entró en producción oficial en enero de 2015, gracias a un trabajo conjunto del DTI y el Departamento de Operaciones. Durante el desarrollo del proyecto y en la puesta en marcha del sistema durante el año, fue clave contar con un equipo SCADA consolidado y altamente calificado al interior del organismo, que con su experiencia y know how otorgó el respaldo y confianza necesarios para la operación del Sistema Interconectado Central.

RECURSOS HUMANOS: UN AÑO DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL

El 2015 fue un año en donde el desarrollo organizacional estuvo en el centro de la gestión realizada por RR.HH, llevando a cabo iniciativas que impulsaron importantes avances organizacionales, como por ejemplo: el diseño e implementación de un nuevo modelo de análisis y gestión del desempeño, la implementación de un modelo de competencias, la realización de un estudio de cargos críticos y niveles de cargo, lo que unido al fortalecimiento de prácticas como los concursos de movilidad interna, permitió dar mayores espacios de desarrollo a los profesionales.

Para profundizar el sello de excelencia técnica y humana que caracteriza al organismo se llevó a cabo un ambicioso programa de capacitación técnico y conductual, que abarcó al 93% de los colaboradores y que incluyó tanto diplomados y cursos específicos en el ámbito técnico, como su complemento en

contenidos de gestión y habilidades blandas de los distintos líderes y equipos.

En el ámbito del desarrollo y la innovación, RR.HH diseñó e implementó una plataforma on line de análisis y evaluación de desempeño, y una moderna INTRANET para continuar robusteciendo las comunicaciones internas.

Todo lo anteriormente detallado se realizó consolidando y desarrollando los valores culturales que caracterizan al CDEC SIC, en donde la camaradería y la colaboración son pilares fundamentales del trabajo diario, con iniciativas que fortalecen las relaciones y el desarrollo integral de las personas. Entre éstas podemos mencionar: el open day para los hijos de los trabajadores, la gimnasia de pausa, los puntos saludables, las campañas de autocuidado (mindfulness, manejo del estrés, apego familiar, entre otras) y un amplio etcétera que ha permitido a RR.HH continuar avanzando en la gestión del clima laboral, el que, cabe destacar, ha sido evaluado como bueno o muy bueno por el 88% de los trabajadores, consolidando así la cultura de excelencia técnica y humana de la organización.



NUESTRAS PERSONAS

El objetivo principal del área de Recursos Humanos en 2015 fue promover y posibilitar el desarrollo profesional y el bienestar de todos los colaboradores del CDECSIC. Los elementos centrales para lograr este propósito fueron la comunicación y el involucramiento interno; a través de herramientas tales como la nueva intranet, instancias de conversación y alineamiento, iniciativas de capacitación y de desarrollo organizacional.

El fortalecimiento de la gestión de personas ha podido ratificarse a partir de la considerable mejora en los resultados de la encuesta de clima realizada durante noviembre, donde destacan específicamente las mejoras en dimensiones como: alineamiento estratégico, dirección de desempeño, equilibrio trabajo y familia; comunicación y manejo de información y desarrollo de carrera y participación, entre otras.

En el marco del proceso de integración eléctrica entre los sistemas SIC y SING, durante el año se realizaron varias actividades tendientes a permitir una adecuada y gradual integración entre los equipos profesionales que trabajan en el CDECSIC y CDEC-SING. Es el caso, por ejemplo, de una reunión realizada en el Hotel Sheraton de Santiago, a la que asistieron ejecutivos, profesionales y técnicos de ambos organismos. Todo esto en un ambiente de gran camaradería y donde se analizaron los desafíos y oportunidades de este proceso.



El autocuidado y el bienestar fueron parte de los principales focos de trabajo en el CDECSIC durante el año 2015. Esto se reflejó, por ejemplo, en la promoción de la alimentación sana, a través de la distribución semanal de frutas en todas las oficinas, el trabajo constante del comité paritario, entre otras. Por otro lado, en el marco de la prevención de drogas y alcohol, se realizaron una serie de charlas y talleres enfocados en fortalecer los vínculos positivos y desarrollar prácticas de manejo del estrés, como elementos protectores esenciales para la prevención de adicciones.



De forma complementaria, se realizaron una serie de actividades para ayudar a los colaboradores a lograr el equilibrio entre trabajo y familia, incentivando, por ejemplo, el hecho de irse a la hora y dando más facilidades para actividades familiares y personales. Estas iniciativas fueron respaldadas gracias a la encuesta de clima realizada en noviembre. Cabe destacar la realización, por segunda vez, del “Open Day” durante las vacaciones escolares de invierno. Destacan también las actividades de celebración del aniversario N°16 en el Hotel Galerías, las Fiestas Patrias en el Restaurant Raúl Correa, y el ya esperado paseo de fin de año realizado en el centro de eventos Club Marina Alto Laguna.

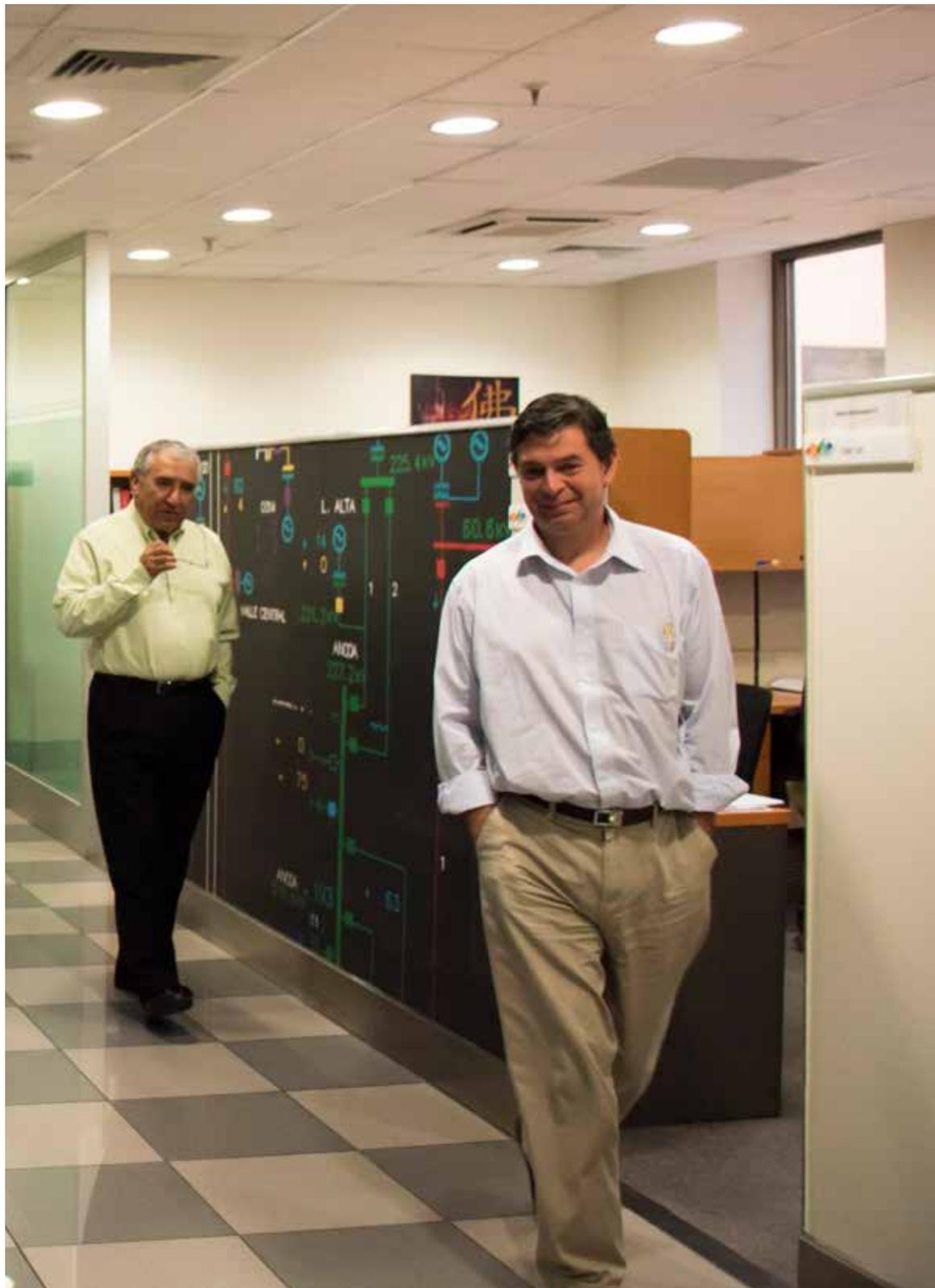


Este año, sumándose al equipo y práctica permanente de los varones, el CDECSIC cuenta por primera vez con un equipo de fútbol femenino, el cual se gestó debido a la incorporación progresiva de mujeres a la organización. El

entrenamiento de ellas fue asumido por algunos de sus compañeros, quienes semanalmente brindaron su apoyo y guía para afiatar al nuevo equipo en competencia en la liga eléctrica.

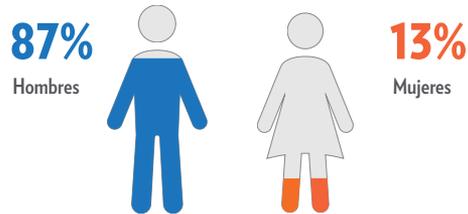


La segunda versión del programa de capacitación conductual Conectados es otro hito a destacar. En donde se realizaron diversas actividades de aprendizaje como las jornadas outdoors, que contaron con la participación de todo el organismo. También destaca el ciclo de charlas realizadas por reconocidas figuras, de diversos ámbitos, en el desarrollo técnico y humano, quienes a través de su experiencia confirman que el trabajo de excelencia no resulta posible sin liderazgo y colaboración. En la fotografía, la visita del montañista Cristián García-Huidobro, quien fue el primer chileno y sudamericano en alcanzar la cumbre más alta del mundo, el Monte Everest de 8.848 mts.



NUESTRA GENTE

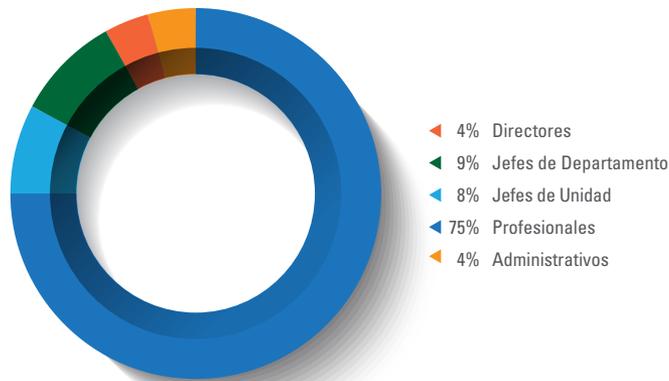
► Dotación CDECSIC por género (a Diciembre 2015)



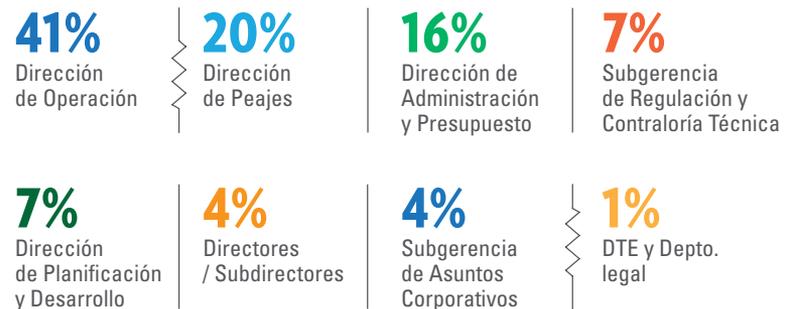
► Dotación CDECSIC por Profesión (a Diciembre 2015)



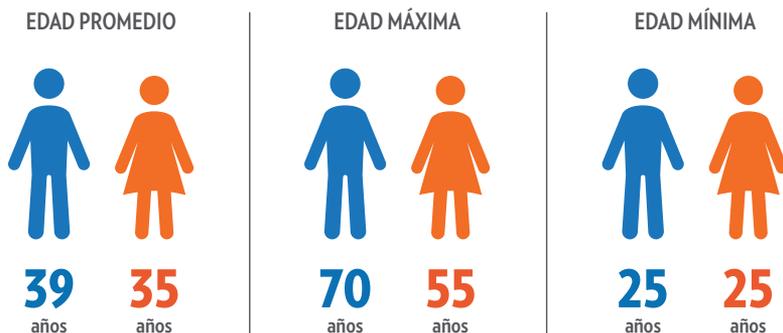
► Dotación CDECSIC por Cargo (a Diciembre 2015)



► Dotación CDECSIC por Áreas (a Diciembre 2015)



► Dotación CDEC SIC por Edad (diciembre 2015)



SOMOS UNA EMPRESA ALTAMENTE PROFESIONALIZADA PREDOMINANTEMENTE DE **INGENIEROS (89%) HOMBRES (87%)**. EN DONDE EL PROMEDIO DE EDAD DE LOS **HOMBRES ES DE 39 AÑOS** Y PARA LAS **MUJERES DE 35** CON UN **PROMEDIO DE ANTIGÜEDAD DE 4,6 AÑOS** EN LA EMPRESA.



DIRECCIÓN DE PEAJES



LA ADJUDICACIÓN DE OBRAS NUEVAS, EL DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS PLATAFORMAS, ASÍ COMO LA REVISIÓN Y APROBACIÓN DE DIVERSOS PROYECTOS, FUERON SÓLO ALGUNAS DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS POR LA DIRECCIÓN DE PEAJES (DP) EN UN AÑO QUE ESTUVO CARGADO DE GRANDES DESAFÍOS.



Luego de superar las etapas de respuesta a consultas, aclaraciones, evaluaciones de ofertas técnicas y administrativas, finalmente el 2 de octubre de 2015, se adjudicó la licitación de obras nuevas del Decreto 201-2014 correspondientes a la “Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa” y la “Línea 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt, energizada en 220 kV”. Durante el proceso hubo que enfrentar un recurso interpuesto ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), por uno de los participantes que fue descalificado. Cabe destacar que el Tribunal acogió finalmente la posición de la Dirección de Peajes del CDECSIC.

Por otra parte, el 15 de julio de 2015, la DP adjudicó las auditorías técnicas de las obras del Decreto

Exento N°201/2014, correspondientes a los bancos de autotransformadores de 750 MVA en las subestaciones Nueva Cardones 500/220 kV, Nueva Maitencillo 500/220 kV, Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y la nueva línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia.

Asimismo, durante el año se revisaron y aprobaron una serie de hitos relevantes de los diferentes proyectos que están en proceso de auditoría, incluyendo tanto los informes finales y de avance emitidos por los auditores.

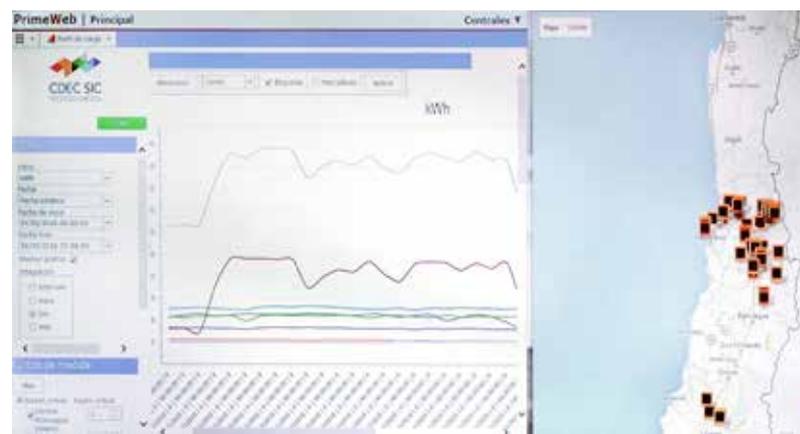
AVANZANDO EN MATERIA DE AUDITORÍAS

Para la gestión de la información relativa a Calidad de Producto, Calidad de Suministro e Índices de

Indisponibilidad de generación y transmisión, se desarrolló una plataforma cuya marcha blanca comenzará el primer trimestre de 2016.

En materia de pagos de subtransmisión, la DP continuó con la aplicación de las metodologías establecidas de acuerdo a los requerimientos del Decreto Supremo 14.

Mientras que, respecto de los Estudios y Análisis de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) correspondientes a la Dirección de Peajes, se presentó el módulo de auditoría de la plataforma de información técnica del SIC, que se ha habilitado progresivamente para los coordinados. Finalmente, se comenzó el desarrollo del Estudio de Continuidad en



su versión 2015, en forma conjunta con el CDEC-SING, y con el apoyo de un consultor internacional (Mercados Energéticos Consultores).

INNOVANDO EN LA GESTIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA

Automatizar y optimizar los procesos asociados a las transferencias económicas entre empresas coordinadas, fue uno de los objetivos estratégicos planteados por el CDECSIC para el 2015. Para ello, la DP puso en marcha una nueva plataforma tecnológica que permite obtener, en forma remota y directa, las variables eléctricas provenientes de los medidores de energía de más de 200 empresas coordinadas por el organismo.

Según el último reporte de la Unidad de Medición (UM) del CDECSIC, a fines de 2015 más de 660 medidores de energía eléctrica de empresas coordinadas se conectaron al sistema PRMTE (Plataforma de Recepción de Medidas para Transferencias Económicas). Actualmente la UM se encuentra en un proceso de validación de las medidas obtenidas, a objeto de transferir dicha información durante el 2016, al Departamento de Transferencias.

Dentro de las empresas que ya conectaron de manera directa sus medidores al sistema, destacan Colbún, AES Gener, Guacolda, Chilectra, Endesa, Los Guindos, Luz del Norte y Transnet. Por otra parte, se encuentra en proceso de incorporación un porcentaje importante de los medidores pertenecientes a los grupos de empresas Saesa y Chilquinta.

Así mismo, respecto del cálculo de los peajes troncales y de subtransmisión, se agregaron a las revisiones existentes nuevas verificaciones; tanto en materia de consumos y determinación de pérdidas de transmisión.

Por último, y en la búsqueda de avanzar en los procedimientos relevantes para las funciones de la DP, se elaboraron los procedimientos de “Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Potencia” y el de “Pagos entre empresas participantes de los balances, liquidaciones o reliquidaciones emitidas por la DP”, los que fueron enviados para observaciones de las empresas coordinadas, para que a corto plazo sean despachados para informe favorable de la Comisión Nacional de Energía.



DURANTE EL 2015 SE HAN COMPLEMENTADO LOS INFORMES REGULARES CON NUEVOS ANÁLISIS Y ANEXOS QUE REÚNEN MATERIAS DE INTERÉS DEL DIRECTORIO Y DE LOS COORDINADOS, ENTRE ELLOS SE CUENTA EL INFORME DIARIO DE NOVEDADES DEL CDC QUE PRESENTA UNA SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN DEL SIC.



La Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica (SRyCT) en 2015 participó en la elaboración y normalización de los Procedimientos DO y DP al estándar del DS291/2007, los cuales fueron actualizados y publicados en la página web para observaciones de los Coordinados. Adicionalmente, se prestó apoyo a las Direcciones Técnicas en la implementación de los Servicios Complementarios y en la elaboración del Estudio de Costos respectivo. Del mismo modo, se prestó apoyo a la DPD en la elaboración del Estudio “Modelación de las restricciones de suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo” y sus resultados fueron aprobados



por la CNE para su utilización por parte de la DO. Por otro lado, se colaboró con la DO y la DP en los aspectos normativos y metodológicos dirigidos a la implementación en el SIC del Reglamento de Transferencias de Potencia (DS N°62/2006) y su Norma Técnica.

En cuanto a las auditorías realizadas, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 m) del DS291/2007 para el cumplimiento de las funciones que la normativa encomienda a la DO, destaca la auditoría a la Central Guacolda que estuvo dirigida a verificar la información de los parámetros

operacionales más relevantes de cuatro de sus unidades generadoras.

MÁS Y MEJOR INFORMACIÓN

Durante el 2015 se complementaron los informes regulares con nuevos análisis y anexos que reúnen materias de interés del Directorio y de los Coordinados, entre ellos se cuenta el Informe Diario de Novedades del CDC que presenta una síntesis de la operación del SIC. Por otra parte, se realizaron mejoras a la publicación del boletín bimensual que contiene

indicadores de la DO y a finales de 2015 se dio inicio a el boletín mensual con indicadores de la DP que muestra un resumen de las transferencias económicas del mercado spot.

Por otra parte, se apoyó a la DAP en la puesta en servicio de la aplicación móvil del CDECSIC. Junto con ello, y en el ámbito de la administración del sistema de información del CDEC, se ha dispuesto información en línea que facilita la comprensión de la evolución del sistema relativo a parámetros macro, tales como la capacidad y producción, entre otros.



IMPORTANTES ESTUDIOS Y PROYECCIONES REALIZÓ LA DPD DURANTE EL 2015, TODOS ELLOS ESENCIALES PARA EL MEJORAMIENTO DEL TRABAJO Y LA GESTIÓN DEL CDECSIC.



PROYECTANDO LOS REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

El 11 de septiembre de 2015 se presentó el informe correspondiente a la Propuesta de Expansión Troncal del SIC a la Comisión Nacional de Energía (CNE). En este estudio se incorporaron mejoras metodológicas en la representación de centrales solares y eólicas.

Para desarrollar dicho informe, se solicitaron datos relevantes a las empresas coordinadas y desarrolladores de proyectos.

ESTUDIO DE SUBTRANSMISIÓN

En el ámbito de la subtransmisión, durante el 2015 se definió la metodología para análisis y estudios sobre

requerimientos de la subtransmisión y se realizaron los estudios sobre cumplimientos normativos para los principales tramos del SIC, incluyendo los nuevos criterios sobre la Severidad 8 y 9.

Además, se recogieron comentarios de las empresas coordinadas y, en el mes de diciembre, se emitió y envió el informe a la Comisión Nacional de Energía para que tome conocimiento.

PREVISIÓN EN AUMENTO DE DEMANDA

De acuerdo a un estudio publicado por la Dirección de Planificación y Desarrollo del CDECSIC, la demanda de consumo eléctrico entre Arica y Chiloé crecería en un 65% en los próximos 20 años.

El estudio, que fue realizado en el marco de las previsiones de demanda de corto, mediano y largo plazo, se abocó a las proyecciones de demanda eléctrica para los sistemas SIC y SING entre los años 2015 y 2035, con un nivel de desagregación geográfica que considera regiones administrativas en el SIC y por tipo de cliente (libre/ regulado).

Según el informe, en promedio la demanda total alcanzaría tasas de crecimiento del 3,1% anual para el año 2020, para luego decaer hasta un 1,8% el año 2035. De esta manera se alcanzaría un total de 108.918 GWh para ese mismo año.

Cabe destacar que el estudio contempló la ejecución de una serie de etapas, dentro de las cuales se encuentra una



revisión de las metodologías utilizadas a nivel internacional para la estimación de demanda eléctrica, la elección de una metodología para el desarrollo de las estimaciones y su posterior implementación. De manera adicional, se consideró una extensión del horizonte de proyección que se extiende hasta el año 2050, pero sólo de carácter referencial.

DETERMINACIÓN DE PUNTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Durante el 2015, la DPD desarrolló un estudio para determinar la ubicación de nuevos puntos de conexión para proyectos que se conectan al Sistema de Transmisión Troncal del SIC. Todo ello, de acuerdo con los artículos 2-7 e) y 3-24 de la NTSyCS, sobre la base de criterios de

seguridad y calidad de servicio, de forma que resulten técnica y económicamente lo más óptimas posibles para el Sistema Interconectado.

Las conclusiones de dicho informe –el cual fue presentado a los desarrolladores y empresas coordinadas durante un concurrido seminario técnico que se realizó en el mes de marzo-, se ha utilizado como base para el análisis de las propuestas de conexión al sistema de transmisión troncal durante este período.

COORDINACIÓN Y GESTIÓN DE NUEVOS PROYECTOS

Finalmente, en cumplimiento del artículo 37 bis e), la Dirección de Planificación y Desarrollo desarrolló una

plataforma informática para la gestión de conexión de proyectos que se encuentran en etapa de diseño. Este Software permite al interesado poder registrar directamente la información en el catastro de Proyectos, y a la DPD realizar un seguimiento y gestión de solicitud de conexiones en las distintas etapas de desarrollo. Estas son: conceptual, factibilidad, evaluación ambiental, y en construcción.

Por otra parte, se creó una guía que permite orientar a los interesados sobre los procesos asociados a las nuevas conexiones al sistema en los distintos segmentos del sistema de transmisión. Por último, cabe destacar el desarrollo de guías para el cálculo de capacidad técnica, diseño de subestaciones del STT y criterios de acceso abierto en el STT.



EMPRESAS

INTEGRANTES DEL CDECSIC

Buscamos la eficiente conexión de futuros proyectos al SIC, garantizando la adecuada comunicación entre los participantes de la industria y el acceso abierto a los sistemas de transmisión.



Coordinación



El CDECSIC está integrado por las empresas pertenecientes a los rubros de **generación, transmisión y clientes libres** que se encuentran interconectados al SIC, en conformidad a lo dispuesto en el DS 291/2007.



4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS COORDINADOS

Al 31 de diciembre, el CDEC SIC está compuesto por 235 empresas coordinadas, de las cuales 177 son integrantes.



Coordinados	
Integrantes	177
Eximidos	42
No Integrantes	16
Total	235

OTROS				
Transmisión Adicional	Autoprodutores	PMGD	Reemplazados	Distribuidoras
7	6	83	36	26

► 4.1.1. EMPRESAS INTEGRANTES Y SEGMENTOS EN QUE PARTICIPAN

A continuación se presenta un listado de las empresas integrantes y su participación en los distintos segmentos:

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación >= 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Ciente Libre
Aes Gener S.A.	AES Gener		🔴	T		
Almeyda Solar SpA	Almeyda Solar	🌀				
Empresa Eléctricas Aguas del Melado S.A.	Aguas del Melado	🌀				
Alba S.A.	Alba	🌀				
Amanecer Solar SpA	Amanecer Solar	🌀				
Andes Generación SpA	Andes Generación	🌀				
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	🌀				
Compañía Barrick Chile Generación Ltda	Barrick Generación	🌀				
Besalco Energía Renovable S.A.	Besalco Energía	🌀				
Biocruz Generación S.A.	Biocruz Generación	🌀				
Bioenergías Forestales S.A.	Bioenergías Forestales	🌀			T	
PMGD Bio Bio Negrete S.A.	PMGD Bureo	🌀				
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	Capullo	🌀				
Carbomet Energía S.A.	Carbomet	🌀				
Ganadera y Forestal Carrán Ltda.	Carrán	🌀				
Cía. Eléctrica los Morros S.A.	CELMSA	🌀				

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación >= 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
Central Cardones S.A.	Central Cardones	🔄				
Chungungo S.A.	Chungungo	🔄				
Colbún S.A.	Colbún		🔄		T	
Colihues Energía S.A.	Colihues Energía	🔄				
Energía Collil S.A.	Collil	🔄				
COMASA S.A.	Comasa	🔄				
Compañía de Generación Industrial S.A.	Compañía Generación Industrial	🔄				
Parque Eólico Lebu-Toro SpA	Parque Eólico Lebu	🔄				
Duke Energy International Duqueco SpA.	DEI Duqueco	🔄				
Donguil Energía S.A.	Donguil Energía	🔄				
Dosal hnos. y Cia Ltda.	Dosal	🔄				
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy		🔄			
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	🔄				
EBCO Atacama S.A.	EBCO Atacama	🔄				
Eléctrica Cenizas S.A.	Eléctrica Cenizas	🔄				
Empresa Eléctrica Licán S.A.	Eléctrica Licán	🔄				
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	🔄			T	
Elektra Generación S.A.	Elektragen	🔄				
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	🔄				
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR	🔄				
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa		🔄		T	
Enerbosch S.A.	Enerbosch	🔄				
Energía Bio Bio Ltda.	Energía Bio Bio	🔄				
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico	🔄				
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa		🔄			
Enorchile S.A.	Enorchile	🔄				
AELA Eólica Negrete SpA.	Eólica Negrete	🔄				
Empresa Eléctrica ERNC I S.A.	ERNC I	🔄				
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla	🔄			T	
Equipos Generación S.A.	Equipos Generación	🔄				
GAS SUR S.A.	Gas Sur	🔄				
Generadora Eléctrica Roblería Ltda.	Generadora Roblería	🔄				
Generadora del Pacífico S.A.	GENPAC	🔄				
GR Pacific Pan de Azúcar SpA	GR Pan de Azúcar	🔄				
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Guacolda		🔄			
HBS Energía S.A.	HBS Energía	🔄				
Hidroangol S.A.	Hidroangol	🔄				
Hidroeléctrica San Andrés Ltda.	Hidroeléctrica San Andrés	🔄				
Hidroelec S.A.	Hidroelec	🔄				
Hidroeléctrica Allipén S.A.	Hidroeléctrica Allipén	🔄				
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Ltda.	Hidroeléctrica Diuto	🔄				
Hidroeléctrica Dongo SpA.	Hidroeléctrica Dongo	🔄				
Empresa Eléctrica La Arena SpA	Hidroeléctrica La Arena	🔄				
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia	🔄				
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Hidroeléctrica La Higuera	🔄				
Sociedad Hidroeléctrica El Mirador S.A.	Hidroeléctrica El Mirador	🔄				
Hidroeléctrica Maisán SpA.	Hidroeléctrica Maisán	🔄				

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación >= 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Ciente Libre
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	Hidroeléctrica Mallarauco	🔄				
Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Hidroeléctrica Puclaro	🔄				
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Hidroeléctrica Río Huasco	🔄				
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Hidroeléctrica Trueno	🔄				
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	HidroLircay	🔄				
HidroMaule S.A.	HidroMaule	🔄				
Hidropaloma S.A.	Hidropaloma	🔄				
Hidroeléctrica Providencia S.A.	HidroProvidencia	🔄				
Proyecto Huajache SpA	Huajache	🔄				
Javiera SpA	Javiera	🔄				
KDM Energía S.A.	KDM	🔄				
Hidroeléctrica Las Flores S.A.	Las Flores	🔄				
Bio Energía Las Pampas SpA	Las Pampas	🔄				
Hidroeléctrica Lleuquereo S.A.	Lleuquereo	🔄				
Termoeléctrica los Espinos S.A.	Los Espinos	🔄				
Los Guindos Generación SpA	Los Guindos	🔄				
Los Padres Hidro S.A.	Los Padres Hidro	🔄				
Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	Luz del Norte	🔄				
Masisa Ecoenergía S.A.	Masisa Ecoenergía	🔄				
Norvind S.A.	Norvind	🔄				
Generación de Energía Nueva Degan S.A.	Nueva Degan	🔄				
Eléctrica Nueva Energía S.A.	Nueva Energía	🔄				
Pacific Hydro Chile S.A.	Pacific Hydro	🔄				
Pacific Hydro Chacayes S.A.	Pacific Hydro Chacayes	🔄				
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	Parque Eólico Los Cururos	🔄				
Parque Eólico Renaico S.P.A.	Parque Eólico Renaico	🔄				
Parque Talinay Oriente S.A.	Parque Eólico Talinay	🔄				
Parque Eólico Taltal S.A.	Parque Eólico Taltal	🔄				
Parque Eólico El Arrayán SpA.	Parque Eólico El Arrayán	🔄				
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche		🔄			
Petropower Energía Ltda.	Petropower	🔄			T	
Hidroeléctrica Pichilonco S.A.	Pichilonco	🔄				
Punta Palmeras S.A.	Punta Palmeras	🔄				
PV Salvador SpA	PV Salvador	🔄				
Proyecto Raki SpA	Raki	🔄				
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	Rucatayo	🔄				
San Andrés SpA.	San Andrés	🔄				
Bio Energía Santa Irene SpA.	Santa Irene	🔄				
Consorcio Santa Marta S.A.	Santa Marta	🔄				
Sociedad Generadora Austral s.a.	SGA	🔄				
Solairedirect Generación Andacollo SpA.	SDGx01	🔄				
Sunedison Energía Chile S.A.	Sunedison Energía Chile	🔄				
S.W.Consulting S.A.	SWC	🔄				
Roberto Tamm y Cía Ltda.	Tamm	🔄				
TecnoRed S.A.	Tecnored	🔄				
Termoeléctrica Colmito Ltda.	Termoeléctrica Colmito	🔄				
Hidroeléctrica Trailelfu SpA	Trailelfu	🔄				

Coordinados Integrantes	Integrante CDEC SIC	Generación < 200 MW	Generación >= 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
Tomaval Generación S.A.	Tomaval Generación					
Energías Ucuquer Dos S.A.	Ucuquer Dos					
Wenke y Cía. Ltda.	Wenke					
Eletrans S.A.	Eletrans					
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	TransChile					
Transelec S.A.	Transelec					
Colbún Transmisión S.A.	Colbún Transmisión					
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	AJTE					
TRANSNET S.A.	TRANSNET					
Sistema de Transmision del Sur s.a.	STS					
CHILECTRA S.A.	Chilectra					
CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Chilquinta					
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	EEPA					
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Elecda					
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Litoral					
Luzlinares S.A.	Luzlinares					
Luzparral S.A.	Luzparral					
Sociedad Austral de Electricidad s.a.	Saesa					
Anglo American Norte S.A	Anglo American Norte - Mantoverde					
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur - Chagres					
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur - El Soldado					
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur - Los Bronces					
Agrocomercial A.S. Ltda.	Agrosuper					
Compañía Minera del Pacífico S.A.	CAP CMP					
Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	CAP Huachipato					
Cartulinas CMPC S.A.	Cartulinas CMPC					
Cementos Bío Bío Centro S.A.	Cemento Bio Bio Centro					
Melón S.A	Cemento Melón					
CEMENTO POLPAICO S.A.	Cemento Polpaico					
Compañía Explotadora de Minas S.C.M.	Cemin					
CMPC MADERAS S.A.	CMPC Maderas					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División Andina	Codelco Chile - División Andina					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División Salvador	Codelco Chile - División Salvador					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División El Teniente	Codelco Chile - División El Teniente					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División Ventanas	Codelco Chile - División Ventanas					
Cristalerías de Chile S.A.	Cristalchile					
Empresa de los Ferrocarriles del Estado	EFE					
EKA Chile s.a.	EKA Chile					
Empresa Nacional de Minería, Fundación Hernán Videla Lira	ENAMI Paipote					
ENAP Refinerías S.A.	Enap Refinería Aconcagua					
ENAP Refinerías S.A.	Enap Refinería Bio Bio					
Forestal y Papelera Concepción S.A.	FPC					
Fundición Talleres Ltda.	Fundición Talleres					

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación >= 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
GNL Quintero S.A.	GNL Quintero					
Industria Chilena de Alambre s.a.	Inchalam					
Masisa s.a.	Masisa					
Metro Regional de Valparaíso S.A.	Metro Valparaíso					
Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.	Metro			T		
Minera Altos de Punitaqui Ltda.	Minera Altos de Punitaqui					
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	Minera Atacama Kozan					
Compañía Contractual Minera Candelaria	Minera Candelaria					
Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	Teck-Carmen de Andacollo					
Compañía Minera Cerro Negro S.A.	Minera Cerro Negro					
Sociedad Contractual Minera Franke	Minera Centenario					
Minera Las Cenizas S.A.	Minera Las Cenizas					
Minera Los Pelambres	Minera Los Pelambres					
Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile	Minera Lumina Copper					
CIA. MINERA MANTOS DE ORO	Minera Mantos de Oro					
Compañía Minera Maricunga	Minera Maricunga					
Compañía Contractual Minera Ojos del Salado	Minera Ojos del Salado					
Sociedad Contractual Minera Tres Valles	Minera Tres Valles					
Minera Valle Central S.A.	Minera Valle Central					
Moly-Cop Chile s.a.	Moly-Cop					
Papeles Bio Bio S.A.	Papeles Bio Bio					
Occidental Chemical Chile Ltda.	OXY					
Petroquim S.A.	Petroquim					
	Total	107	7	18	5	48

► 4.1.2. EMPRESAS REEMPLAZADAS Y SUS INTEGRANTES

La siguiente lista contiene las empresas que han manifestado su intención de ser reemplazadas de acuerdo al artículo 17 del DS291/2007 y su respectiva empresa integrante:

Reemplazadas	Integrantes	Reemplazadas	Integrantes
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	AES Gener	Hidroeléctrica Cachapoal S.A.	Pacific Hydro
Sociedad Eléctrica Santiago SPA.	AES Gener	Paneles Arauco S.A.	Arauco Bioenergía
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	AES Gener	Río Tranquilo S.A.	Colbún
Hidroeléctrica El Paso SPA.	AES Gener	Sociedad Austral De Generación Y Energía Chile S.A.	SGA
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	Salmofood S.A.	SGA
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Capullo	Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla
Agrícola Ancali Ltda.	AES Gener	Mainco S.A.	Los Espinos
Termoeléctrica Antihue S.A.	Colbún	Potencia S.A.	Los Espinos
Aserraderos Arauco S.A.	Arauco Bioenergía	Rts Energía S.A.	ERNCI
Compañía Auxiliar de Electricidad del Maipo S.A.	Carbomet	Latinoamericana S.A.	Imelsa Energía SpA
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Central Eléctrica El Canelo SPA.	Imelsa Energía SpA
Consorcio Energético Nacional S.A.	Elektragen	Empresa Eléctrica Portezuelo SPA.	Besalco Energía Renovable SpA
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	Acciona Energía Chile
Papeles Cordillera S.A.	Bioenergías Forestales	Compañía Minera Nevada SPA.	Barrick Generación
CMPC Tissue S.A.	Bioenergías Forestales	CYT Operaciones	Transelec
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Colbún	Petroquímica-Dow S.A.	EKA
Energía Coyanco S.A.	AES Gener	Papeles Cordillera S.A.	Bioenergías Forestales
Central Eólica Canela S.A.	Endesa	Papeles Río Vergara S.A.	Bioenergías Forestales

► 4.1.3. EMPRESAS EXIMIDAS

La siguiente lista contiene las empresas que han decidido abstenerse de integrar este CDEC, de acuerdo a lo señalado en el artículo 18 del DS291/2007:

Eximidas

Commonplace Energy S.A.
Orafti Chile S.A.
Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.
Empresa Eléctrica Contra SPA.
Sociedad Agrícola y Ganadera Curileufu Ltda.
Empresa Depuradora de Aguas Servida Mapocho Trebal Limitada
Energías Renovables El Arrayan Ltda.
Eléctrica San Miguel SPA.
Energía León S.A.
Eerm Energías del Futuro S.A.
Generadora Estancilla SPA.
Generadora Eléctrica Rhom Ltda.
Generadora Eléctrica Sauce Los Andes S.A.
Hidroeléctrica Ensenada S.A.
Hidrobonito S.A.
Hidrocallao S.A.
Hidroeléctrica El Canelo S.A.
Hidroeléctrica El Manzano S.A.
Hidromuchi S.A.
Hidronalcas S.A.
Imelsa Energía Spa
Generadora Eléctrica Kaltamp Ltda.
Parque Solar Luna del Norte SPA.
Generadora Eléctrica María Elena Ltda.
Nutreco Chile S.A.
Generadora Eléctrica Pehui Ltda.
PSF Lomas Coloradas S.A.
PSF Pama S.A.
Empresa Eléctrica Río Puma S.A.
Parque Solar Sol del Norte SPA.
Subsole Energías Renovables Ltda.
Energías Ucuquer S.A.
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curico Ltda.
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda.
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.
Empresa Eléctrica de La Frontera S.A.
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.
Compañía Minera Zaldivar
Palmucho S.A.
Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
Cementos Bío Bío del Sur S.A.

► 4.1.4. EMPRESAS NO INTEGRANTES

La siguiente lista contiene las empresas que, siendo Coordinados, no califican para pertenecer al CDEC SIC en condición de integrante:

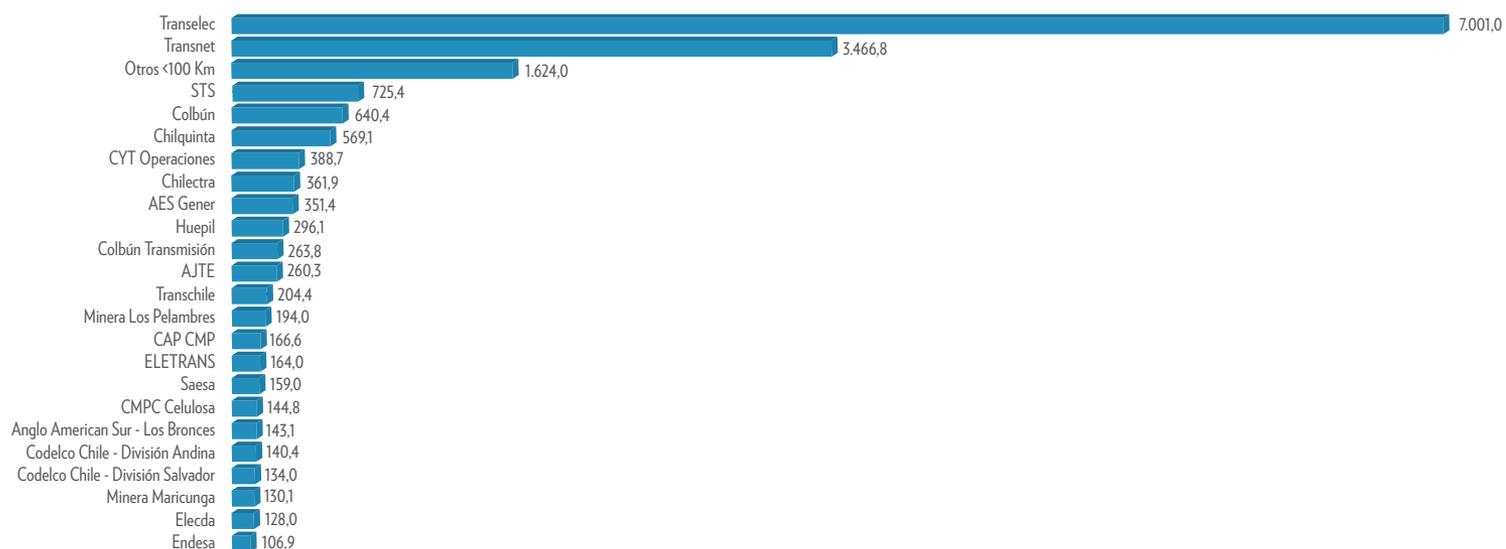
No Integrantes

Energía Cerro El Morado S.A.
Empresa Eléctrica Carén S.A.
SPV P4 S.A.
CGE Distribución S.A.
Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
Empresa Eléctrica Municipal de Til Til
Empresa Eléctrica Atacama S.A.
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.
Energía de Casablanca S.A.
Luz Andes Ltda.
Compañía Eléctrica de Osorno S.A.

Energía Cerro El Morado S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A. y SPV P4 S.A. Coordinados de acuerdo a lo indicado en el artículo 135 del DFL4/2007

4.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

▶ 4.2.1. KILOMETROS DE LINEA POR EMPRESA



▶ KILÓMETROS POR NIVEL DE TENSIÓN

	Longitud Aprox. [km]	Porcentaje del ST
● 500 kV	1.336,3	7,4%
● 220 kV	7.292,3	40,5%
● 110 kV	3.661,5	20,3%
● 154 kV	1.217,5	6,8%
● 66 kV	3.875,9	21,5%
● 44 kV	419,3	2,3%
● 33 kV	163,8	0,9%
● 23 kV	51,6	0,3%
Total	18.018,2	100,0%

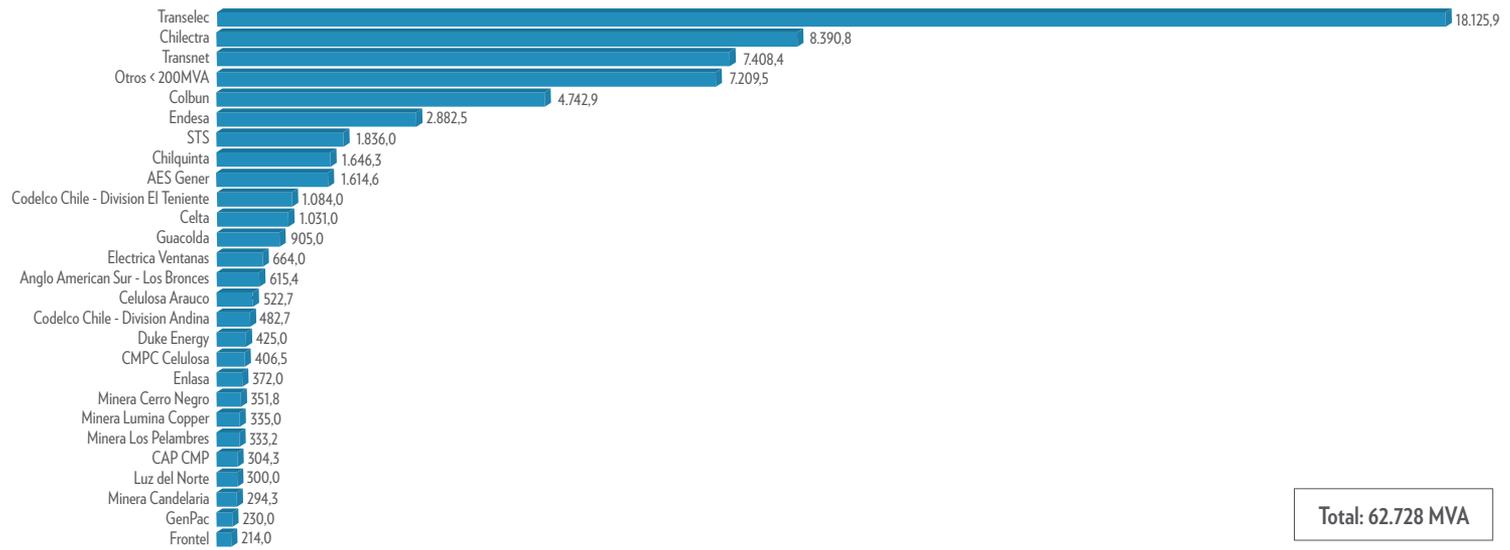


▶ KILÓMETROS POR TIPO DE INSTALACIÓN

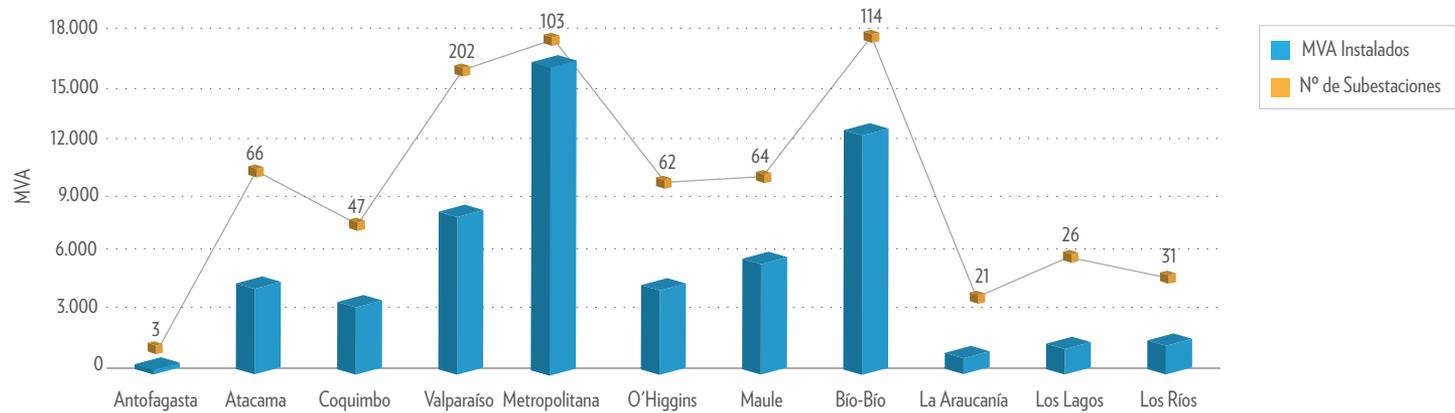
	Longitud Aprox. [km]	Porcentaje del ST
Adicional	5.600,2	31,1%
Troncal	4.933,7	27,4%
Subtransmisión	7.484,3	41,5%
Total	18.018,2	100,0%

4.3. SUBESTACIONES

▶ 4.3.1. CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES POR EMPRESA



▶ 4.3.2. NÚMERO DE SUBESTACIONES POR REGIÓN



4.4. CENTRALES DEL SIC Y SUS CARACTERÍSTICAS

Al 31 de diciembre de 2015, la potencia instalada en el SIC presentaba la siguiente composición.

► 4.4.1. POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	Región
AES Gener S.A.	AES Gener	Queltehues	49,0	Convencional	XIII
AES Gener S.A.	AES Gener	Volcán	13,0	ERNC	XIII
AES Gener S.A.	AES Gener	Alfalfal	178,0	Convencional	XIII
AES Gener S.A.	AES Gener	Maitenes	31,0	Convencional	XIII
Carbomet Energía S.A.	Carbomet	Los Bajos	5,5	ERNC	XIII
Carbomet Energía S.A.	Carbomet	Auxiliar del Maipo (Caemsa)	5,1	ERNC	XIII
Agrícola Alejandro Ponce Eirl	Capullo	Los Corrales	0,8	ERNC	XIV
Agrícola Alejandro Ponce Eirl	Capullo	Los Corrales 2	1,0	ERNC	XIV
Colbún S.A.	Colbún	Colbún	474,0	Convencional	VII
Colbún S.A.	Colbún	Machicura	95,0	Convencional	VII
Colbún S.A.	Colbún	San Ignacio	37,0	Convencional	VII
Colbún S.A.	Colbún	Rucúe	178,4	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Quilleco	70,8	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Chiburgo	19,4	ERNC	VII
Colbún S.A.	Colbún	San Clemente	5,9	ERNC	VII
Colbún S.A.	Colbún	Canutillar	172,0	Convencional	X
Colbún S.A.	Colbún	Angostura	323,8	Convencional	VIII
Donguil Energía S.A.	Donguil Energía	Donguil	0,25	ERNC	IX
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	Capullo	Capullo	12,0	ERNC	X
Empresa Eléctrica La Arena SPA.	Hidroeléctrica La Arena	La Arena	6,8	ERNC	X
Cía. Eléctrica Los Morros S.A.	CELMSA	Los Morros	3,1	ERNC	XIII
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Pullinque	51,4	Convencional	XIV
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Pilmaiquén	40,8	Convencional	XIV
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	Rucatayo	Rucatayo	59,5	Convencional	XIV
Empresa Eléctrica Licán S.A.	Eléctrica Licán	Licán	18,0	ERNC	XIV
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla	Puntilla	21,7	Convencional	XIII
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Colbún	Carena	10,0	ERNC	XIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Los Molles	18,0	ERNC	IV
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Rapel	378,0	Convencional	VI
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Sauzal	76,8	Convencional	VI
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Sauzalito	12,0	ERNC	VI
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Cipreses	106,0	Convencional	VII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Isla	70,0	Convencional	VII
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	Pangue	467,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Ralco	690,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Palmucho	32,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Antuco	320,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	El Toro	450,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Abanico	136,0	Convencional	VIII
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	Ojos de Agua	9,0	ERNC	VII
Enerbosch S.A.	Enerbosch	Reca	1,7	ERNC	XIV
Enerbosch S.A.	Enerbosch	Purísima	0,4	ERNC	VII
Energía Coyanco S.A.	AES Gener	Guayacán	12,0	ERNC	XIII

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad		Región
			Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	
Ganadera y Forestal Carran Limitada	Carrán	Doña Hilda	0,4	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica Pehui Ltda	Eximido	Pehui	1,1	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica Rhom Ltda	Eximido	Don Walterio	2,9	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica Sauce Los Andes S.A.	Eximido	Sauce Andes	1,4	ERNC	V
Hidrocallao S.A.	Eximido	Callao	3,3	ERNC	X
Hidroeléctrica El Canelo S.A.	Eximido	El Canelo	6,0	ERNC	IX
Hidroelec S.A.	Hidroelec	Triful triful	0,8	ERNC	IX
Colbún S.A.	Colbún	Aconcagua UBlanco	53,0	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Aconcagua Ujuncal	29,2	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Juncalito	1,4	ERNC	V
Hidroeléctrica Allipén S.A.	Hidroeléctrica Allipén	Allipén	2,6	ERNC	IX
Hidroeléctrica Cachapoal S.A.	Pacific Hydro	Coya	12,0	ERNC	VI
Colbún S.A.	Colbún	Los Quilos	39,9	Convencional	V
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Ltda.	Hidroeléctrica Diuto	El Diuto	3,3	ERNC	VIII
Hidroeléctrica El Manzano S.A.	Eximido	El Manzano	4,8	ERNC	IX
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia	La Confluencia	163,2	Convencional	VI
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Hidroeléctrica La Higuera	La Higuera	155,0	Convencional	VI
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	Hidroeléctrica Mallarauco	Mallarauco	3,4	ERNC	VI
Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Hidroeléctrica Puclaro	Puclaro	5,6	ERNC	IV
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Hidroeléctrica Trueno	Trueno	5,6	ERNC	IX
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	HidroLircay	Mariposas	6,3	ERNC	VII
Hidromaule S.A.	HidroMaule	Lircay	19,0	ERNC	VII
Hidromuchi S.A.	Eximido	Muchi	1,0	ERNC	XIV
Hidronalcas S.A.	Eximido	Nalcas	6,8	ERNC	X
Hidropaloma S.A.	Hidropaloma	La Paloma	4,6	ERNC	IV
Duke Energy International Chile Holding li B.V.S.C.P.A.	Duke Energy	Mampil	55,0	Convencional	VIII
Duke Energy International Chile Holding li B.V.S.C.P.A.	Duke Energy	Peuchén	85,0	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Chacabuquito	25,7	Convencional	V
Wenke Y Cia Ltda	Wenke	El Tártaro	0,1	ERNC	V
Pacific Hydro Chacayes S.A.	Pacific Hydro Chacayes	Chacayes	112,0	Convencional	VI
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Pehuenche	570,0	Convencional	VII
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Curillinque	92,0	Convencional	VII
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Loma Alta	40,0	Convencional	VII
Río Tranquilo S.A.	Colbún	Hornitos	61,0	Convencional	V
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	El Rincón	0,2	ERNC	XIII
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	Eyzaguirre	1,9	ERNC	XIII
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	Florida	28,5	Convencional	XIII
Hidroeléctrica Providencia S.A.	HidroProvidencia	Providencia	14,2	ERNC	VII
Generadora Eléctrica Roblería Ltda.	Generadora Roblería	Roblería	4,0	ERNC	VII
Hidrobónico S.A.	Eximido	MC1	9,0	ERNC	X
Hidrobónico S.A.	Eximido	MC2	3,2	ERNC	X
Hidroeléctrica Ensenada S.A.	Eximido	Ensenada	1,2	ERNC	X
Energías Renovables El Arrayan Ltda	Eximido	El Arrayan	0,15	ERNC	XIV
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	Puntilla	El Llano	1,9	ERNC	XIII
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	Puntilla	Las Vertientes	1,6	ERNC	XIII
Hidroeléctrica Maisán S.P.A.	Hidroeléctrica Maisán	Maisán	0,6	ERNC	IX
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Hidroeléctrica Río Huasco	Río Huasco	5,1	ERNC	III
Mainco S.A.	Los Espinos	Renaico	6,3	ERNC	VIII

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad		Región
			Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	
Empresa Eléctrica Contra S.P.A.	Eximido	Contra	0,3	ERNC	XIV
Hidroeléctrica Dongo SPA.	Hidroeléctrica Dongo	Dongo	6,0	ERNC	X
Empresa Eléctricas Aguas del Melado S.A.	Aguas del Melado	Los Hierros	25,0	Convencional	VII
Empresa Eléctrica Portezuelo Spa	Portezuelo	Los Hierros II	6,0	ERNC	VII
Eléctrica San Miguel SPA.	Eximido	Boquiamargo	1,1	ERNC	VIII
Hidroeléctrica San Andrés Limitada.	Hidroeléctrica San Andrés	San Andrés	40,3	Convencional	VI
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	Quillaileo	0,8	ERNC	VIII
Los Padres Hidro Spa	Los Padres Hidro	Los Padres	2,2	ERNC	VIII
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR	Laja 1	34,4	Convencional	VIII
Hidroeléctrica Pichilonco S.A.	CH Pichilonco	Pichilonco	1,2	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica María Elena Ltda.	Eximido	María Elena	0,3	ERNC	X
Energía Collil S.A.	Collil	Collil	7,0	ERNC	X
Hidroeléctrica Las Flores	Las Flores	Las Flores	1,6	ERNC	XIV
Empresa Eléctrica Río Puma S.A.	Eximido	Los Colonos	0,6	ERNC	X
Sociedad Agrícola y Ganadera Curileufu Ltda.	Eximido	Curileufu 2	0,2	ERNC	XIV
Hidroeléctrica Lleuquereo S.A.	Lleuquereo	Lleuquereo	1,8	ERNC	VIII
Hydroangol	HydroAngol	Picoiquén	19,6	ERNC	IX
Hidroeléctrica Trailelfu Spa	Trailelfu	Trailelfú	2,5	ERNC	IX
PMGD Bio Bio Negrete S.A.	PMGD Bureo	Bureo	2,2	ERNC	VIII
Dosal Hnos y Cia Ltda.	Dosal	Dosal	0,2	ERNC	VII
Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.	Eximido	PMGD Mulchén	3,0	ERNC	VIII

► 4.4.2. POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES TÉRMICAS

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad		Región
			Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	
AES Gener S.A.	AES Gener	Ventanas 1	120,0	Convencional	V
AES Gener S.A.	AES Gener	Ventanas 2	220,0	Convencional	V
AES Gener S.A.	AES Gener	Laja	12,6	ERNC	VIII
AES Gener S.A.	AES Gener	Laguna Verde TG	18,0	Convencional	V
AES Gener S.A.	AES Gener	Los Vientos	132,0	Convencional	V
AES Gener S.A.	AES Gener	Santa Lidia	139,0	Convencional	VIII
AES Gener S.A.	AES Gener	Laguna Verde TV	47,0	Convencional	V
Agrícola Ancali Ltda	AES Gener	Ancali 1	1,56	ERNC	VIII
Empresa Depuradora de Aguas Servida Mapocho Trebal Ltda.	*Eximido	Trebal Mapocho	8,2	ERNC	XIII
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	Horcones TG	24,3	Convencional	VIII
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea II	10,0	Convencional	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Arauco	24,0	ERNC	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Licanten	6,0	ERNC	VII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Valdivia	61,0	ERNC	XIV
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea III	37,0	ERNC	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Celco	8,0	ERNC	VII
Aserraderos Arauco S.A.	Arauco Bioenergía	Viñales	22,0	ERNC	VII

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	Región
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación	Punta Colorada	17,0	Convencional	IV
Orafti Chile S.A.	*Eximido	Orafti	0,5	Convencional	VIII
Biocruz Generación S.A.	Biocruz Generación	Bio Cruz	1,8	Convencional	V
Bioenergías Forestales S.A.	Bioenergías Forestales	Santa Fé	67,2	ERNC	VIII
Bio Energía Santa Irene SPA.	Santa Irene	Santa Irene	0,4	ERNC	VI
Bio Energía Las Pampas SPA.	Las Pampas	Las Pampas	0,4	ERNC	VI
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	AES Gener	Campiche	272,0	Convencional	V
Compañía de Generación Industrial S.A.	Compañía Generación Industrial	Planta Curicó	2,0	Convencional	VII
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales	CMPC_Laja	25,0	ERNC	VIII
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales	CMPC Pacífico	33,0	ERNC	VIII
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales	CMPC Santa Fe	5,0	ERNC	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco I	368,4	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco 9B	108,0	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco II	398,2	Convencional	V
Termoeléctrica Antilhue S.A.	Colbún	Antilhue TG	102,5	Convencional	XIV
Colbún S.A.	Colbún	Candelaria	253,8	Convencional	VI
Colbún S.A.	Colbún	Los Pinos	104,1	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Santa María	370,0	Convencional	VIII
Termoeléctrica Colmito Ltda	Termoeléctrica Colmito	Colmito	58,0	Convencional	V
Comasa S.A.	Comasa	Lautaro-Comasa	26,0	ERNC	IX
Comasa S.A.	Comasa	Lautaro-Comasa 2	22,0	ERNC	IX
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Yungay	199,1	Convencional	VIII
Eléctrica Cenizas S.A.	Eléctrica Cenizas	Cenizas	14,5	Convencional	III
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	AES Gener	Nueva Ventanas	272,0	Convencional	V
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Constitución 1	9,0	Convencional	VII
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Monte Patria	9,0	Convencional	IV
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Punitaqui	9,0	Convencional	IV
Consorcio Energético Nacional S.A.	Elektragen	Maule	6,0	Convencional	VII
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Chiloé	9,0	Convencional	X
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	Emelda	69,2	Convencional	III
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Bocamina	130,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Diego de Almagro	23,8	Convencional	III
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	San Isidro I	379,0	Convencional	V
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Taltal 1	123,4	Convencional	II
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Taltal 2	121,5	Convencional	II
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Quintero	257,0	Convencional	V
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Huasco TG	58,0	Convencional	III
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	San Isidro II	399,0	Convencional	V
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Bocamina II	350,0	Convencional	VIII
Generación de Energía Nueva Degan S.A.	Nueva Degan	Degañ	36,0	Convencional	X

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	Región
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	El Peñón	81,0	Convencional	IV
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	San Lorenzo de Diego de Almagro	62,2	Convencional	III
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	Teno	59,0	Convencional	VII
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	Trapén	81,0	Convencional	X
Los Guindos Generación SPA.	Los Guindos	Los Guindos	139,0	Convencional	VIII
Enorchile S.A.	Enorchile	Esperanza	22,2	Convencional	VI
Equipos Generación S.A.	Equipos Generación	CBB-Centro	13,6	Convencional	VII
Gas Sur S.A.	Gas Sur	Newén	14,5	Convencional	VIII
Generadora Del Pacifico S.A.	GENPAC	Termopacífico	86,4	Convencional	III
Generadora Estancilla SPA.	*Eximido	Estancilla	3,0	Convencional	XIII
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda	760,0	Convencional	III
HBS Energía S.A.	HBS Energía	HBS	2,2	ERNC	VIII
Central Cardones S.A.	Central Cardones	Cardones	153,0	Convencional	III
KDM Energía S.A.	KDM	Loma Los Colorados	2,0	ERNC	V
KDM Energía S.A.	KDM	Loma Los Colorados II	18,2	ERNC	V
Termoelectrica Los Espinos S.A.	Los Espinos	Los Espinos	124,0	Convencional	V
Masisa Ecoenergía S.A.	Masisa Ecoenergía	Cabrero (Masisa)	11,0	ERNC	VIII
Colihues Energía S.A.	Colihues Energía	Colihues	22,0	Convencional	VI
Electrica Nueva Energía S.A.	Nueva Energía	Escuadrón	14,2	ERNC	VIII
Nutreco Chile S.A.	*Eximido	Skretting	2,7	Convencional	X
Paneles Arauco S.A.	Arauco Bioenergía	Cholguán	13,0	ERNC	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea I	14,0	ERNC	VIII
Petropower Energía Limitada	Petropower	Petropower	75,0	Convencional	VIII
Potencia S.A.	Los Espinos	Olivos	115,2	Convencional	IV
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	AES Gener	Renca	100,0	Convencional	XIII
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	AES Gener	Nueva Renca	379,0	Convencional	XIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Biomar	2,4	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	CalleCalle	13,0	Convencional	XIV
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Cañete	4,0	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Chufken (Traiguén)	1,6	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Chuyaca	11,3	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Contulmo	0,8	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Coronel	47,1	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Curacautín	2,4	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Danisco	0,8	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Eagon	2,4	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	JCE	0,8	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Lebu	2,4	Convencional	VIII

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	Región
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Lonquimay	1,2	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Los Álamos	0,8	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Louisiana Pacific	2,9	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Louisiana Pacific II (Lautaro)	3,2	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	MultiExport I	0,8	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	MultiExport II	1,6	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Quellón II	7,0	Convencional	X
Salmofood S.A.	SGA	Salmofood I	1,6	Convencional	X
Salmofood S.A.	SGA	Salmofood II	1,6	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Skretting Osorno	3,0	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Tirúa	1,9	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Trongol-Curanilahue	2,8	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Watts I	0,8	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Watts II	1,6	Convencional	X
S.W.Consulting S.A.	SWC	El Salvador	23,8	Convencional	III
Roberto Tamm Y Cia Ltda.	Tamm	Tamm	0,1	ERNC	VI
Tecnored S.A.	Tecnored	Concón	2,3	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Las Vegas	2,1	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Curauma	2,5	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Casablanca 1	1,6	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Casablanca 2	0,9	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	El Totoral	3,0	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Placilla	3,0	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Quintay	3,0	Convencional	V
Tecnored S.A.	Tecnored	Linares Norte	0,5	Convencional	VII
Tecnored S.A.	Tecnored	San Gregorio	0,5	Convencional	VII
Tecnored S.A.	Tecnored	Tapihue	6,4	Convencional	VII
Tomaval Generacion S.A.	Tomaval Generación	Tomaval 1	1,0	Convencional	V
Tomaval Generacion S.A.	Tomaval Generación	Tomaval 2	1,6	Convencional	V
Energía León S.A.	*Eximido	Energía León	7,1	ERNC	VIII
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico	Energía Pacífico	15,6	ERNC	VI
Consorcio Santa Marta S.A.	Santa Marta	Santa Marta	13,8	ERNC	XIII

► 4.4.3. CAPACIDAD INSTALADA DE CENTRALES EÓLICAS

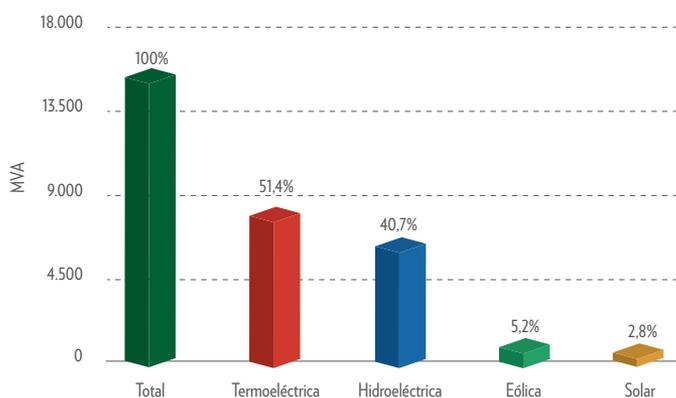
Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad		Región
			Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación	Eólica Punta Colorada	20,0	ERNC	IV
Central Eólica Canela S.A.	Endesa	Eólica Canela	18,1	ERNC	IV
Central Eólica Canela S.A.	Endesa	Eólica Canela II	60,0	ERNC	IV
Parque Eólico Lebu	Toro S.A.	Eólica Lebu	6,5	ERNC	VIII
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR	Eólica Monte Redondo	48,0	ERNC	IV
Parque Talinay Oriente S.A.	Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay	90,0	ERNC	IV
Parque Talinay Poniente S.A.	Parque Eólico Talinay Poniente	Eólica Talinay Poniente	60,6	ERNC	IV
Energías Ucuquer S.A.	Eximido	Eólica Ucuquer	7,2	ERNC	VI
Energías Ucuquer Dos S.A.	Ucuquer Dos	Eólica Ucuquer 2	10,7	ERNC	VI
Norvind S.A.	Norvind	Eólica Totoral	46,0	ERNC	IV
AELA Eólica Negrete Spa	Eólica Negrete	Eólica Cuel	33,0	ERNC	VIII
Parque Eólico El Arrayán Spa	Parque Eólico El Arrayán	Eólica El Arrayán	115,0	ERNC	IV
Alba S.A.	Alba	Eólica San Pedro	36,0	ERNC	X
Parque Eólico Los Cururos Ltda	Parque Eólico Los Cururos	Eólica Los Cururos	109,6	ERNC	IV
Parque Eólico Taltal S.A.	Parque Eólico Taltal	Eólica Taltal	99,0	ERNC	II
Punta Palmeras S.A.	Punta Palmeras	Eólica Punta Palmeras	45,0	ERNC	IV
Proyecto Raki Spa	RAKI	Eólica Raki	9,0	ERNC	VIII
Proyecto Huajache S.P.A.	Huajache	Eólica Huajache	6,0	ERNC	VIII

► 4.4.4. CAPACIDAD INSTALADA DE CENTRALES SOLARES

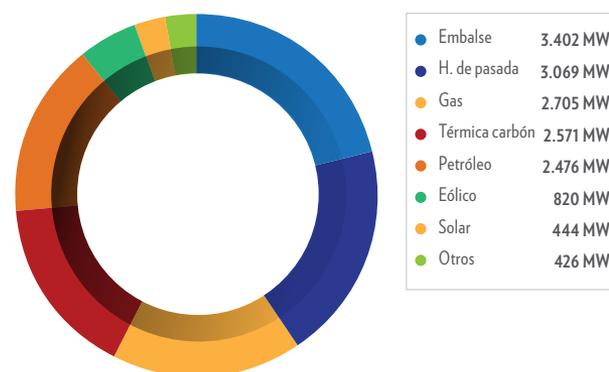
Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad		Región
			Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	
Parque Solar Luna Spa	Eximido	Solar Luna	2,9	ERNC	IV
Commonplace Energy S.A.	Eximido	Solar Santa Cecilia	2,9	ERNC	III
Generadora Eléctrica Kaltemp Ltda.	Eximido	Solar Tambo Real	2,9	ERNC	IV
RTS Energía S.A.	ENOR Chile	Solar Esperanza	2,8	ERNC	III
Solairdirect Generación Andacollo SPA.	SDGx1	Solar SDGx01	1,2	ERNC	IV
Subsole Energías Renovables Ltda.	Eximido	Solar Hornitos	0,3	ERNC	III
San Andrés SPA.	San Andrés	Solar San Andrés	50,6	ERNC	III
Amanecer Solar SPA.	Amanecer Solar	Solar Llano de Llampos	101,0	ERNC	III
PSF Pama S.A.	Eximido	Solar PSF Pama	2,0	ERNC	IV
PSF Lomas Coloradas S.A.	Eximido	Solar PSF Lomas Coloradas	2,0	ERNC	IV
Almeyda Solar SPA.	Almeyda Solar	Solar Diego de Almagro	28,0	ERNC	III
Eerm Energías del Futuro S.A.	Eximido	Solar Techos Altamira	0,1	ERNC	XIII
PV Salvador SPA.	PV Salvador SPA.	Solar PV Salvador	68,0	ERNC	III
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	Solar Las Terrazas	3,0	ERNC	III
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Solar Chañares	36,0	ERNC	III
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Solar Lalackama 2	16,5	ERNC	III
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Solar Lalackama	55,0	ERNC	III
Sol	Parque Solar Sol del Norte SPA.	Solar Sol	2,9	ERNC	IV
Javiera SPA.	Javiera	Solar Javiera	65,0	ERNC	III

(*) ERNC (Energía Renovable No Convencional): Centrales cuya energía eléctrica es generada por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Convencional: Aquellas centrales que no califican como ERNC en los términos que señala la Ley General de Servicios Eléctricos.

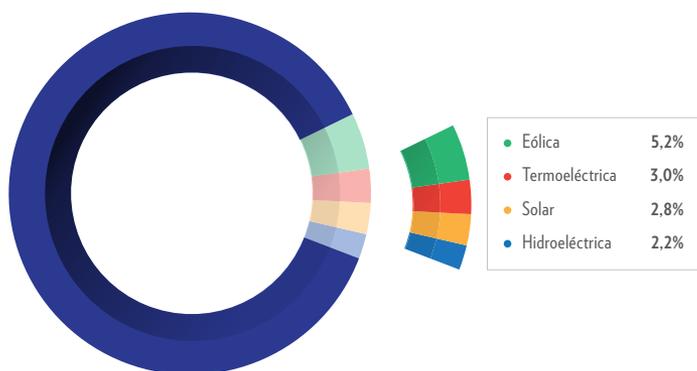
► 4.4.5. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE



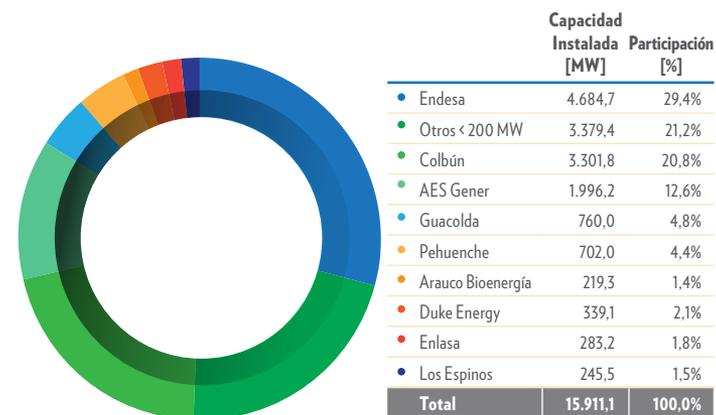
► 4.4.6. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE



► 4.4.7. CAPACIDAD ERNC INSTALADA

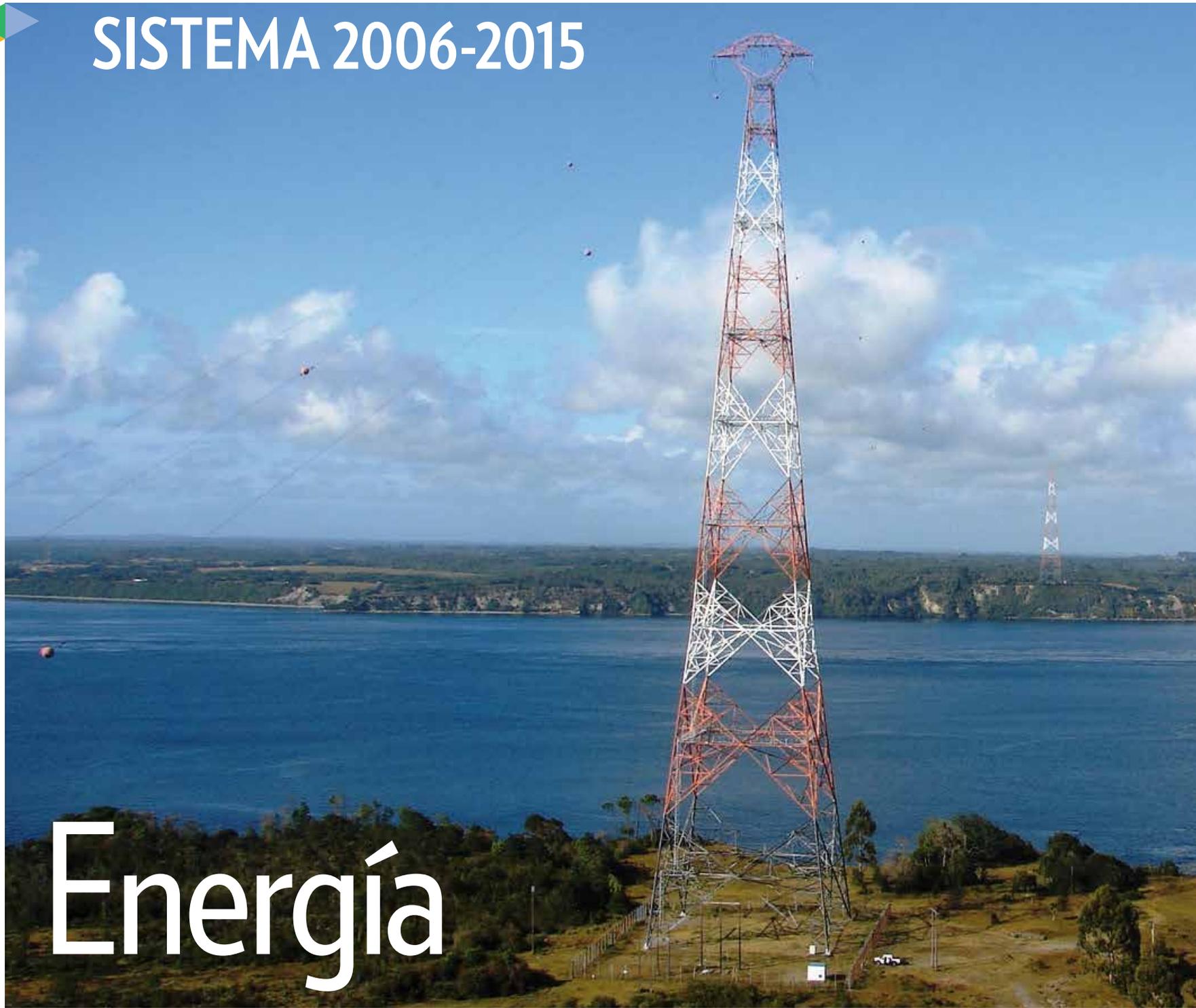


► 4.4.8. CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA - INTEGRANTE



OPERACIÓN

SISTEMA 2006-2015



Energía

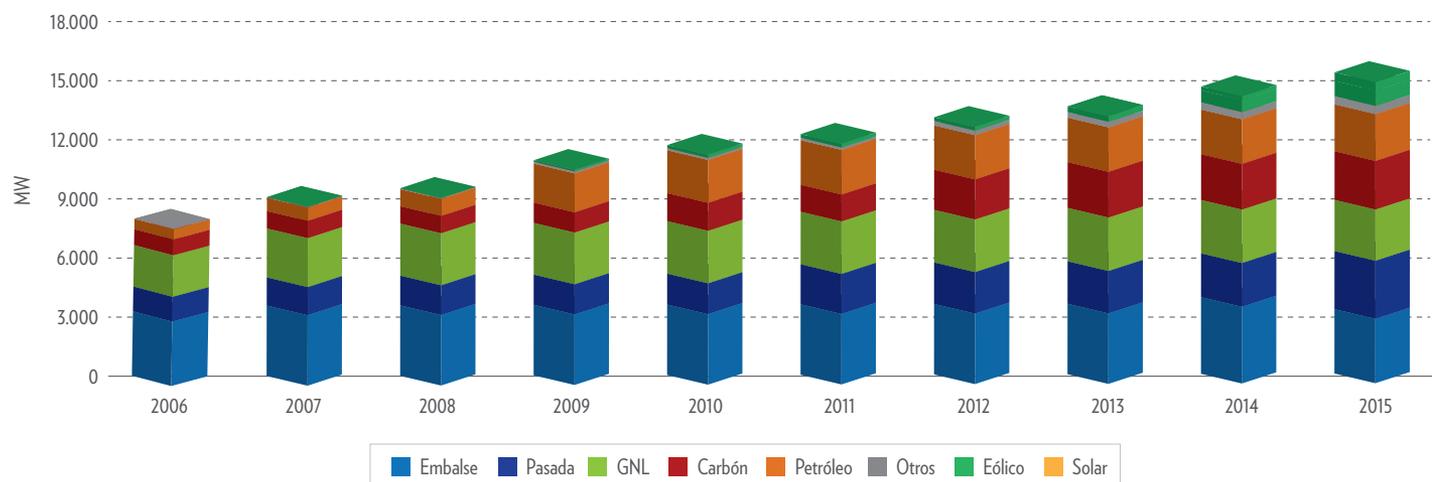


Se incluyen a continuación gráficos y figuras que resumen la evolución del SIC entre los años 2006 y 2015 en distintos aspectos, como capacidad y producción, variaciones de demanda, ventas a clientes libres y regulados, cotas de embalses y costos marginales reales de energía.

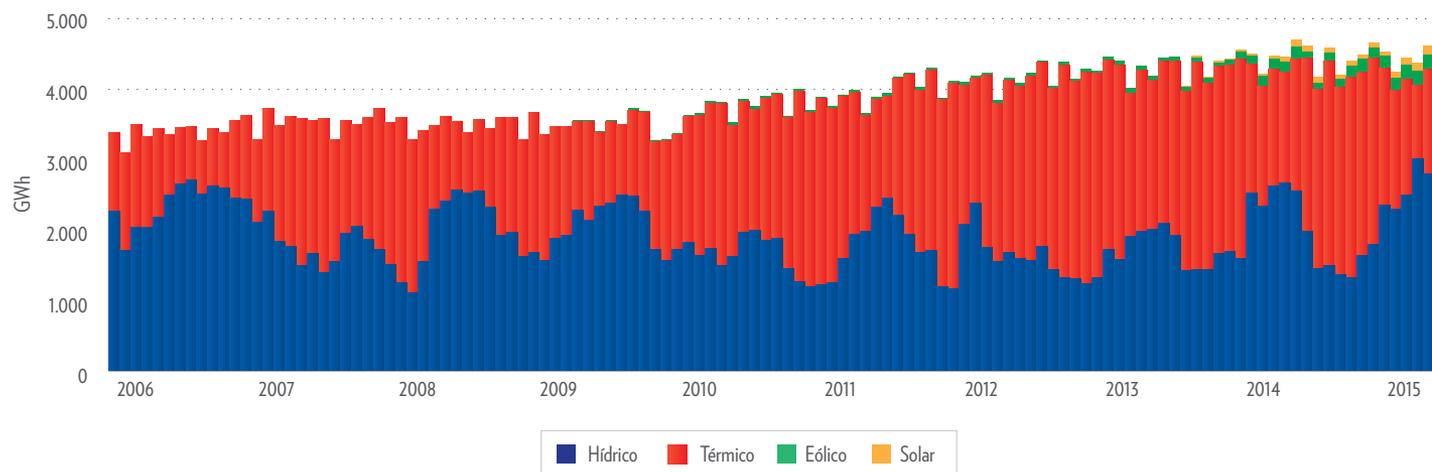


5.1. CAPACIDAD Y PRODUCCIÓN ANUAL

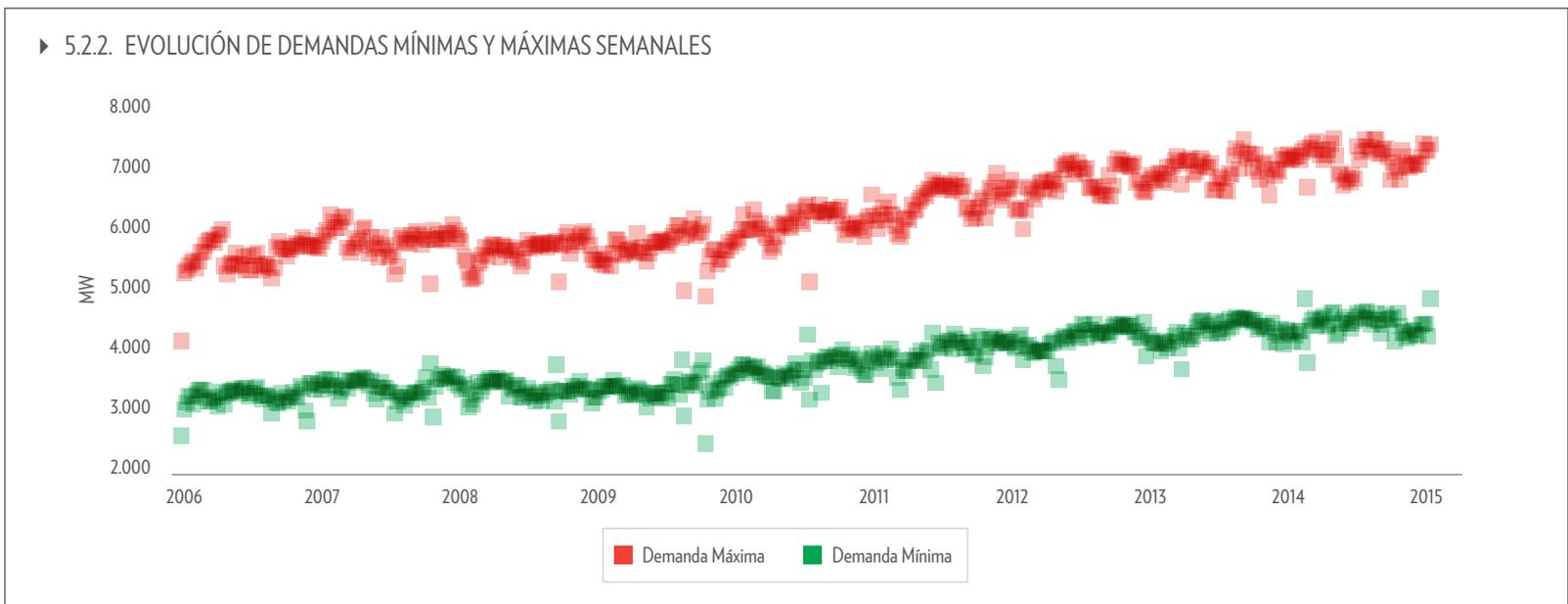
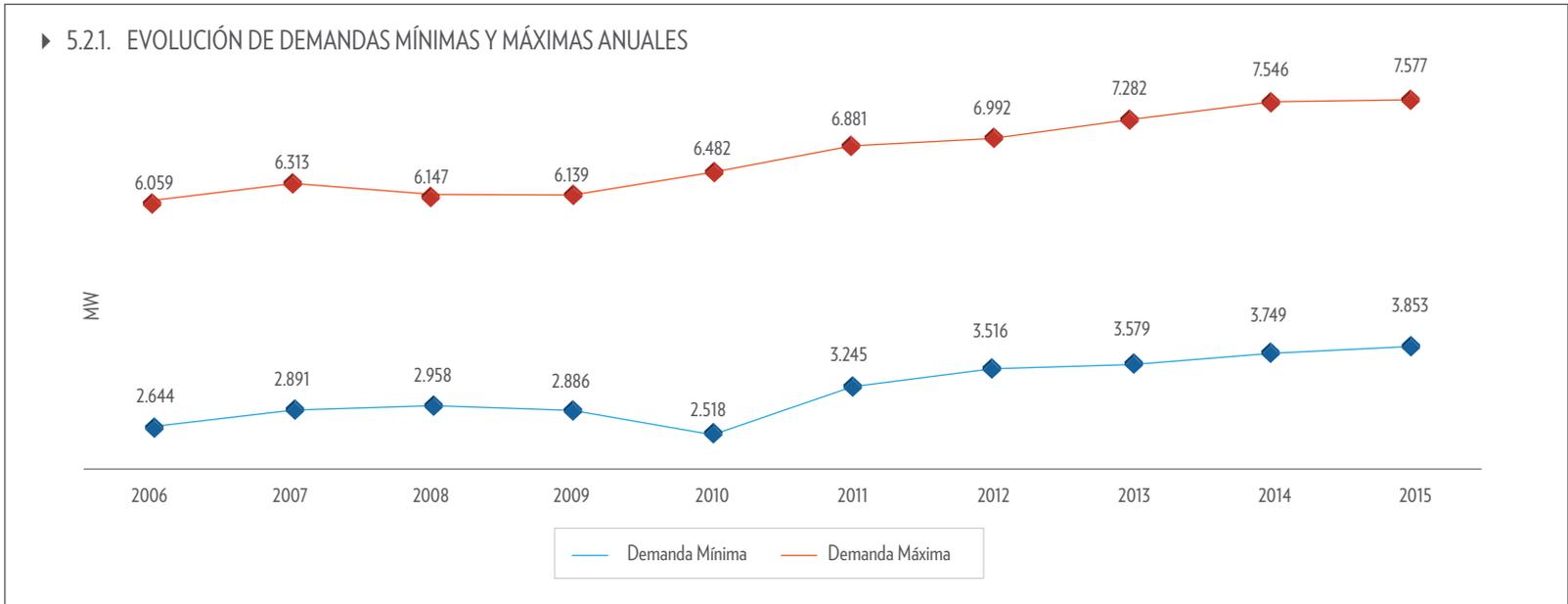
► 5.1.1. EVOLUCIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA



► 5.1.2. PRODUCCIÓN POR FUENTE



5.2. EVOLUCIÓN DE LAS DEMANDAS MÍNIMAS Y MÁXIMAS



► 5.2.3. DEMANDA MÁXIMA EN HORAS PUNTA

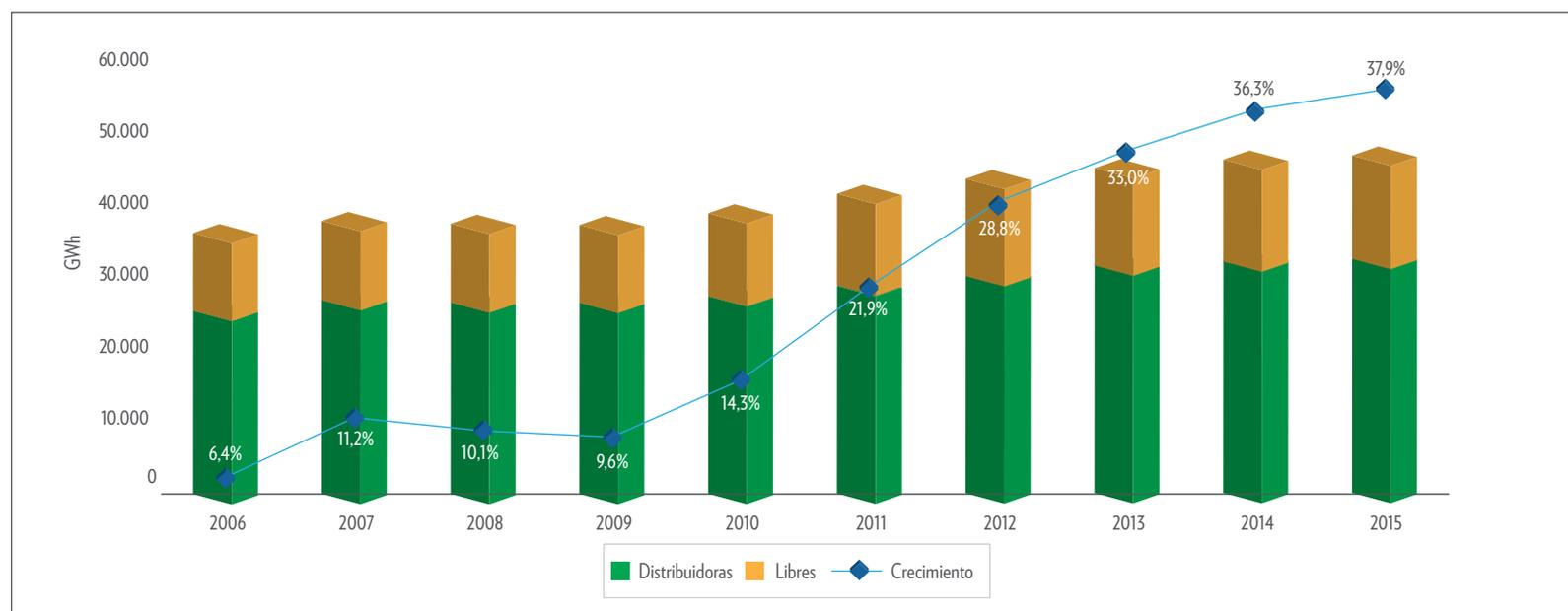
AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FECHA	08-ago	22-jun	24-jun	24-jun	10-ago	29-jun	11-jun	25-jun	30-jun	16-jun
HORA	20	19	19	20	20	19	19	19	19	21
MW	5.327,4	5.606,4	5.482,5	5.391,7	5.777,8	6.016,3	6.388,9	6.794,1	7.080,3	7.106,4
% respecto año anterior	8,9%	5,2%	-2,2%	-1,7%	7,2%	4,1%	6,2%	6,3%	4,2%	0,4%



5.3. VENTAS

En el gráfico adjunto se muestra la evolución histórica de las ventas del SIC, en donde se puede apreciar un crecimiento sostenido de las mismas, a excepción de lo ocurrido el año 2008 en que se observa un decremento en las ventas del sistema, explicado básicamente por los elevados precios de la electricidad y la aplicación de políticas de ahorro energético impulsado por el gobierno.

Año	Ventas a Clientes (GWh)			Crecimiento		
	Distribuidoras	Libres	Total Ventas	Anual	Prom. Acum.	Acumulado
2006	26.829,4	11.396,8	38.226,2	6,4%	6,4%	6,4%
2007	28.381,3	11.582,4	39.963,7	4,6%	5,5%	11,2%
2008	28.054,5	11.525,7	39.580,3	-1,2%	3,2%	10,1%
2009	28.009,2	11.391,7	39.400,8	-0,2%	2,4%	9,6%
2010	28.919,9	12.141,8	41.061,7	4,2%	2,7%	14,3%
2011	30.385,8	13.418,5	43.804,3	6,7%	3,4%	21,9%
2012	32.030,6	14.251,0	46.281,5	5,4%	3,7%	28,8%
2013	33.510,9	14.266,3	47.777,2	3,5%	3,7%	33,0%
2014	34.057,4	14.919,6	48.977,1	2,5%	3,5%	36,3%
2015	34.409,5	15.141,9	49.551,5	1,2%	3,3%	37,9%



Nota:

- El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 2006.
- La tasa de crecimiento de las ventas correspondientes al año 2008 y 2009 consideran ajuste por febrero 2008 bisiesto.
- La tasa de crecimiento de las ventas correspondientes al año 2012 y 2013 consideran ajuste por febrero 2012 bisiesto.

5.4. EVOLUCIÓN DE LAS COTAS DE LOS EMBALSES

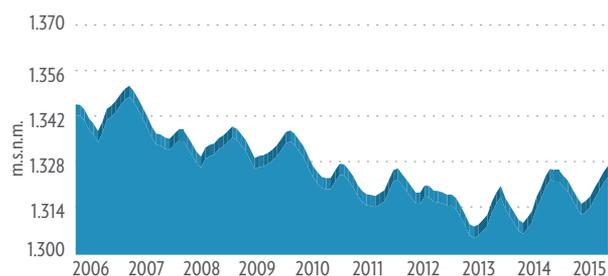
▶ LAGO LAJA

Cota Mínima: 1.308,5 msnm

Cota Máxima: 1.368,0 msnm

Volumen de Regulación: 5.071 hm³

Su uso se realiza conforme al convenio de 1958 entre ENDESA y la Dirección de Riego.



▶ LAGUNA DEL MAULE

Cota Mínima: 2.152,1 msnm

Cota Máxima: 2.180,0 msnm

Volumen de Regulación: 1.416 hm³

Su uso se realiza conforme al convenio entre ENDESA y la Dirección Riego que data desde 1947.

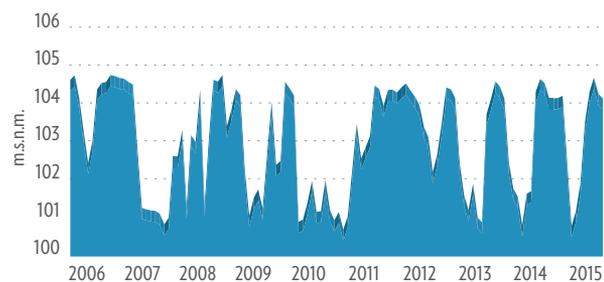


▶ EMBALSE RAPEL

Cota mínima: 97 msnm

Cota Máxima: 105,0 msnm

Volumen de Regulación: 435 hm³

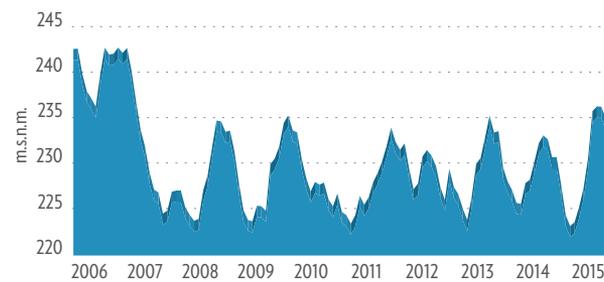


▶ LAGO CHAPO

Cota mínima: 220 msnm

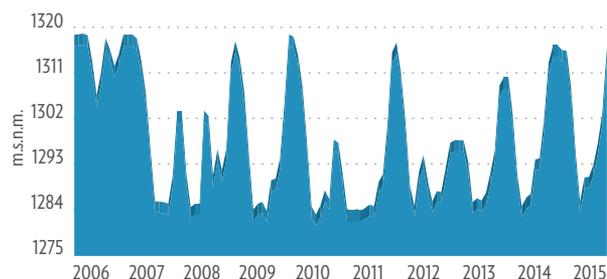
Cota Máxima: 243 msnm

Volumen de Regulación: 850 hm³



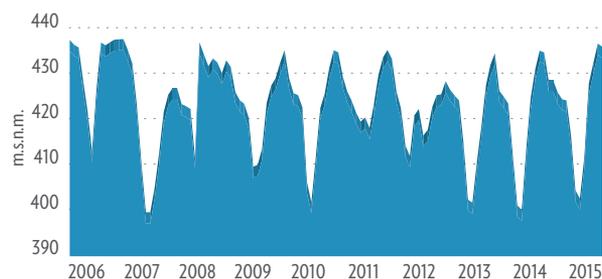
► LAGUNA DE LA INVERNADA

Cota mínima: 1.280 msnm
 Cota Máxima: 1.319 msnm
 Volumen de Regulación: 179 hm³



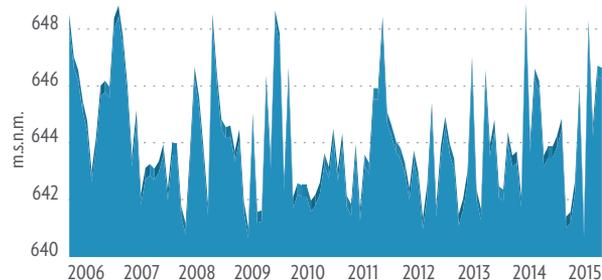
► EMBALSE COLBÚN

Cota mínima: 397 msnm
 Cota Máxima: 436,0 msnm
 Volumen de Regulación: 1.116 hm³
 Este embalse tiene restricciones de riego conforme a lo establecido en la resolución DGA 105/83.



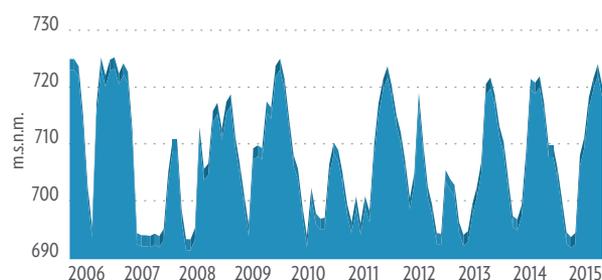
► EMBALSE MELADO

Cota mínima: 639,5 msnm
 Cota Máxima: 648,0 msnm
 Volumen de Regulación: 33 hm³



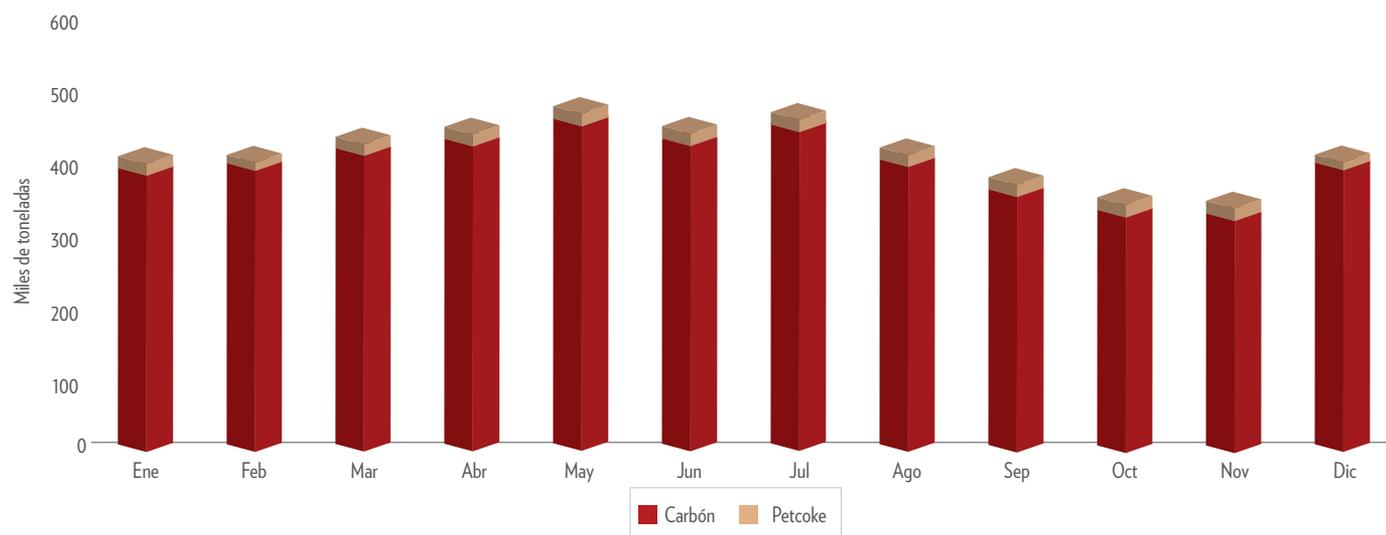
► EMBALSE RALCO

Cota mínima: 692 msnm
 Cota Máxima: 725 msnm
 Volumen de Regulación: 800 hm³

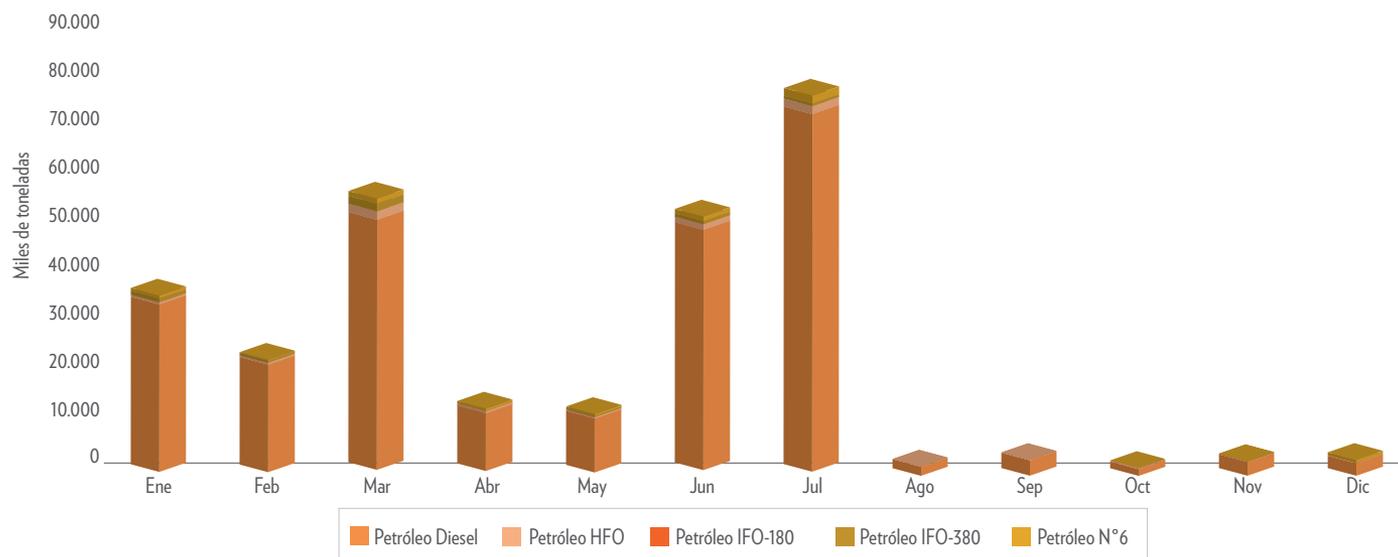


5.5. CONSUMO MENSUAL POR TIPO DE COMBUSTIBLE

▶ 5.5.1. CONSUMO DE CARBÓN Y PETCOKE

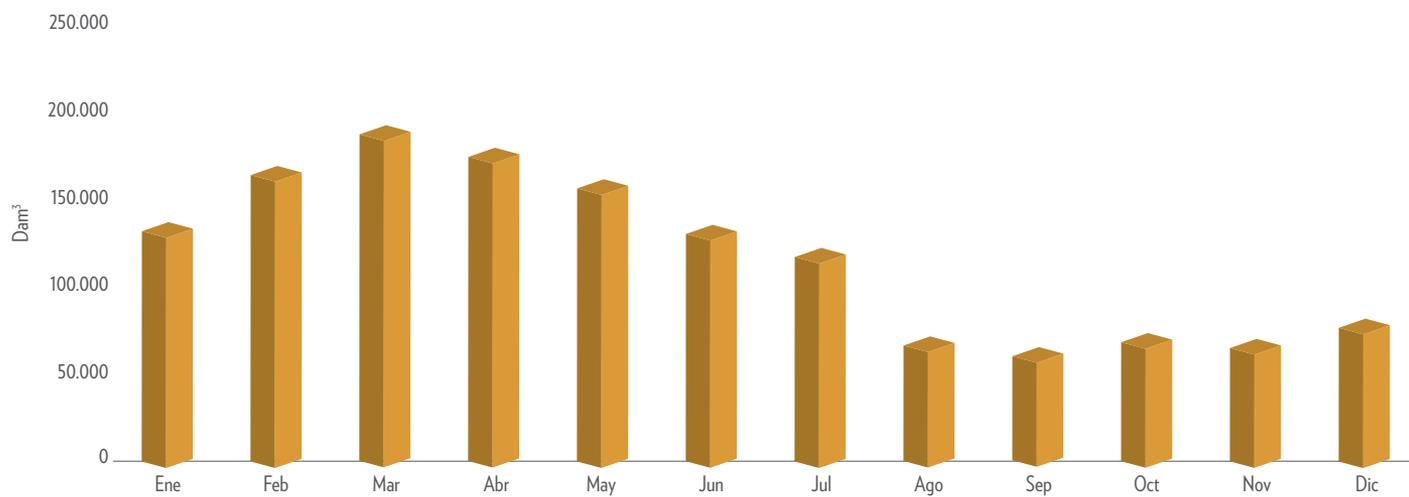


▶ 5.5.2. CONSUMO DE PETRÓLEO Y DERIVADOS





► 5.5.3. CONSUMO DE GAS NATURAL

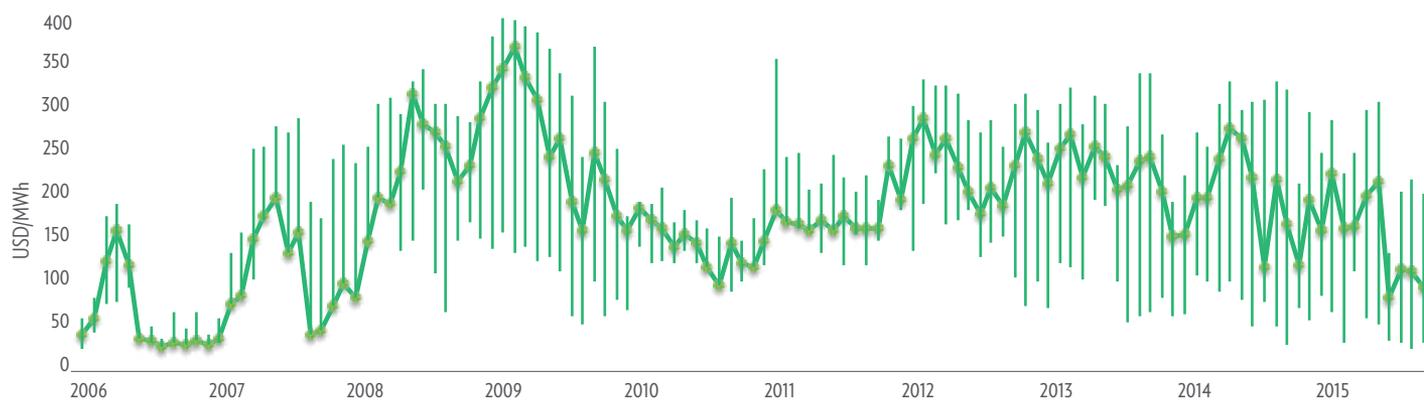


Fuente: De acuerdo a lo informado por las empresas y enviado a la CNE mensualmente como respuesta a la carta CNE N°461-2012.

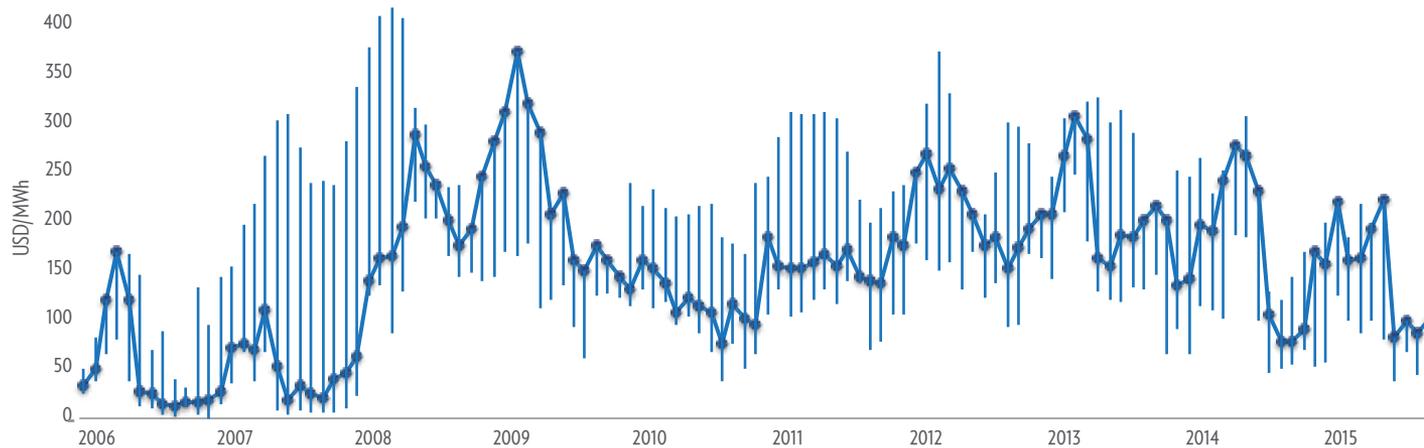
5.6. EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES

En los siguientes gráficos se muestran los valores mínimos, máximos y promedios de los costos marginales por mes, obtenidos para cuatro barras utilizadas como referencia en la zona Norte (Cardones 220 kV), V Región (Quillota 220 kV), Centro (Alto Jahuel 220 kV) y Sur (Charrúa 220 kV).

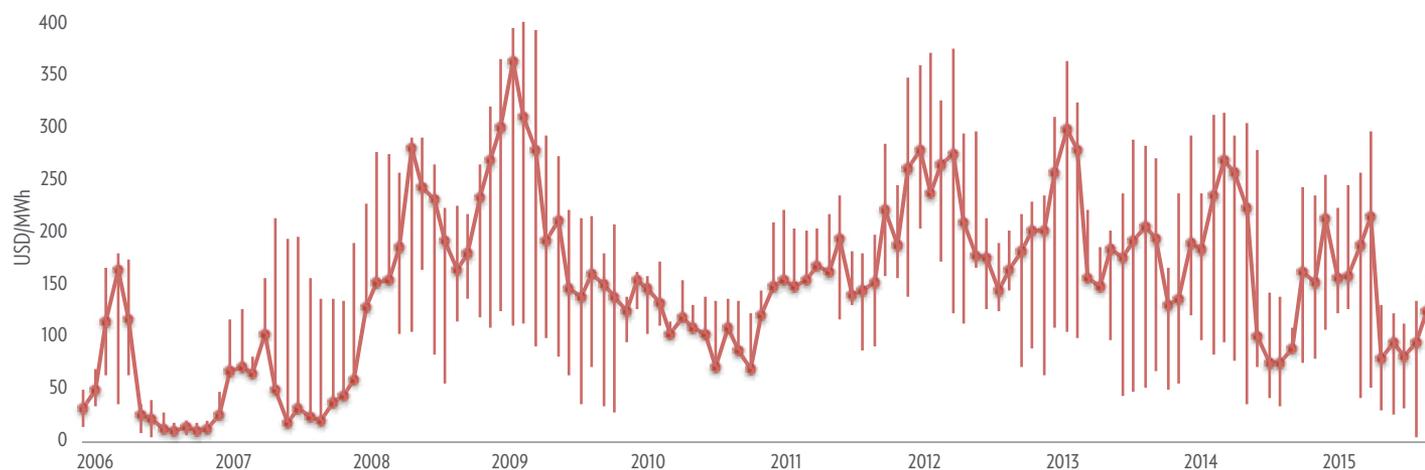
► 5.6.1. COSTOS MARGINALES NOMINALES CARDONES 220 kV



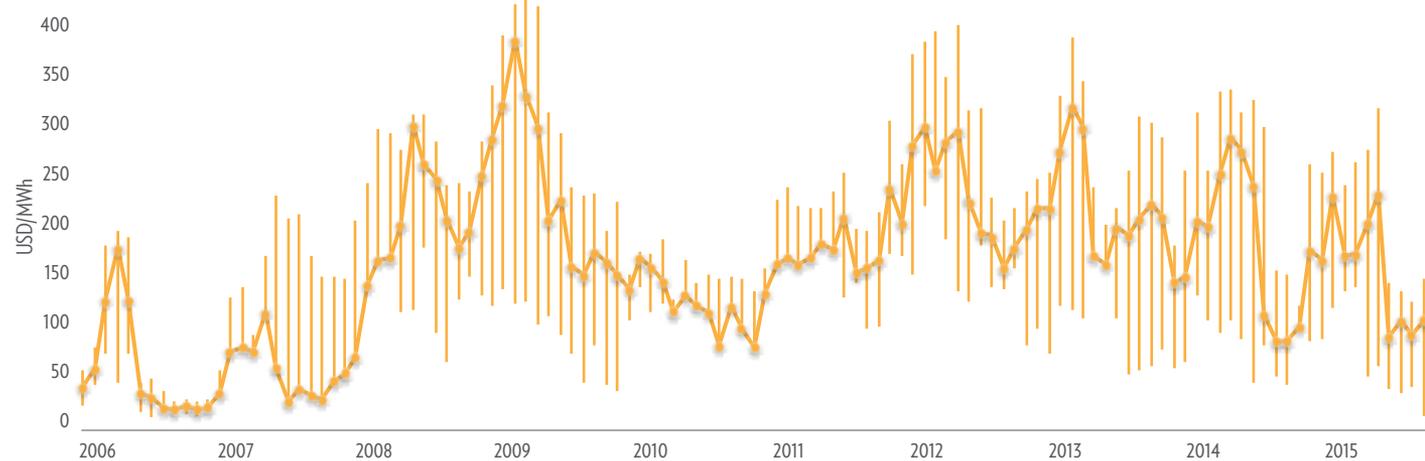
► 5.6.2. COSTOS MARGINALES NOMINALES QUILLOTA 220 kV



► 5.6.3. COSTOS MARGINALES NOMINALES ALTO JAHUEL 220 kV



► 5.6.4. COSTOS MARGINALES NOMINALES CHARRÚA 220 kV





ASPECTOS

RELEVANTES DE LA OPERACIÓN



Expansión

Se presenta un resumen con la operación del SIC durante 2015, el que considera las nuevas obras de generación y transmisión, aspectos relativos al consumo, así como las características hidrológicas ocurridas en el periodo.



ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DURANTE 2015



► DE LA HIDROLOGÍA

Las estaciones de medida ubicadas en las centrales generadoras emplazadas entre la zona de Rancagua (central Sauzal) y Pto. Montt (central Canutillar), dan cuenta de un año 2015 con niveles de precipitaciones equivalentes a un 89,0% de las lluvias registradas en un año normal. Por otro lado, el registro disponible en la zona de Los Molles muestra un nivel excepcional de precipitación, alcanzando un superávit del 62,0% por sobre la cantidad de lluvia precipitada en un año normal. En relación a los caudales afluentes, estos mantuvieron un nivel similar a los registrados el año anterior, finalizando el año hidrológico 2015-2016 con una probabilidad de excedencia del 79,0%. En cuanto a la energía almacenada en los principales embalses del sistema, el período abril 2015-marzo 2016 finalizó con una energía almacenada que alcanza los 2.079 GWh, monto de energía que resulta ser levemente inferior al del inicio este período.

► DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

En lo que se refiere a datos relevantes de energía generada, demanda, ventas y capacidad instalada al cierre del año 2015 se puede mencionar:

- Aumento de la oferta de capacidad instalada de un 4,8%, alcanzando los 15.911,1 MW
- Aumento de un 1,3% de la oferta de energía, totalizando 52.951,5 GWh.
- Aumento de un 1,2% de las ventas de energía en el sistema, totalizando 49.551,5 GWh



- (representando las ventas a clientes de precio regulado, el 69,4%, equivalente a 34.410 GWh).
- Aumento de 0,4% en el valor de la máxima producción horaria anual, la cual alcanzó los 7.577 MW (registrada el día martes 16 de junio en la hora 12).
- Aumento del 0,3% del valor de máxima demanda horaria en período de control, alcanzando los 7.106 MW (registrada el día martes 16 de junio en la hora 21).
- Participación de la producción de tecnologías ERNC en el abastecimiento de la demanda equivalentes a un 11,2% de la producción total de energía del sistema.

► DE LA OPERACIÓN

De manera similar a lo ocurrido en 2014, durante el primer semestre de 2015 la demanda del sistema fue abastecida principalmente por producción térmica (60,5% de participación en ese período). Durante el segundo semestre las mejores condiciones hidrológicas provocaron una disminución hasta el 34,9% del aporte térmico en el abastecimiento de la demanda. El detalle de esa participación durante 2015, y su comparación respecto de 2014, se resume en el siguiente cuadro.

Producción	2014	2015
Térmica	52,2%	49,6%
Hídrica	44,8%	44,9%
Eólica	2,3%	3,5%
Solar	0,7%	1,9%



► DE CENTRALES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En relación a la nueva infraestructura del sistema, para el año 2015 se destaca la incorporación al despacho de las siguientes centrales, en los meses que se indican:

Febrero

- Central Eólica Taltal (99,0 MW).

Mayo

- Central Solar Javiera (63,0 MW).
- Central Solar Chañares (36,0 MW).
- Central Eólica Talinay Poniente (60,8 MW).
- Central Hídrica Laja 1 (34,0 MW).

Junio

- Central Solar Lalackama (55,5 MW).

Julio

- Central Solar Salvador (69,0 MW).
- Central Térmica Los Guindos (139,0 MW).

Diciembre

- Central Guacolda 5 (152,0 MW).

Al 31 de diciembre de 2015 se encontraban efectuando pruebas de puesta en servicio para su posterior entrega a explotación, centrales generadoras de distintas tecnologías, por un monto cercano a los 403,8 MW.

En cuanto a instalaciones de transmisión, durante el año 2015 se destacan los siguientes hechos:

Marzo

- Fase 1 y 3 del Plan de Defensa de Contingencias Extremas.

Mayo

- S/E Lo Aguirre (barras 220 kV y 500 kV).

Junio

- Autotransformador 500/220/66 kV de subestación Lo Aguirre.

Septiembre

- Tercer circuito Línea 500 kV Ancoa - A. Jahuel.

Octubre

- Subestación Pichil 66/24 kV.
- Línea 66 kV Barro Blanco - Pichil.
- Transformador N°1 de Ancoa 500/220 kV 750 MVA.

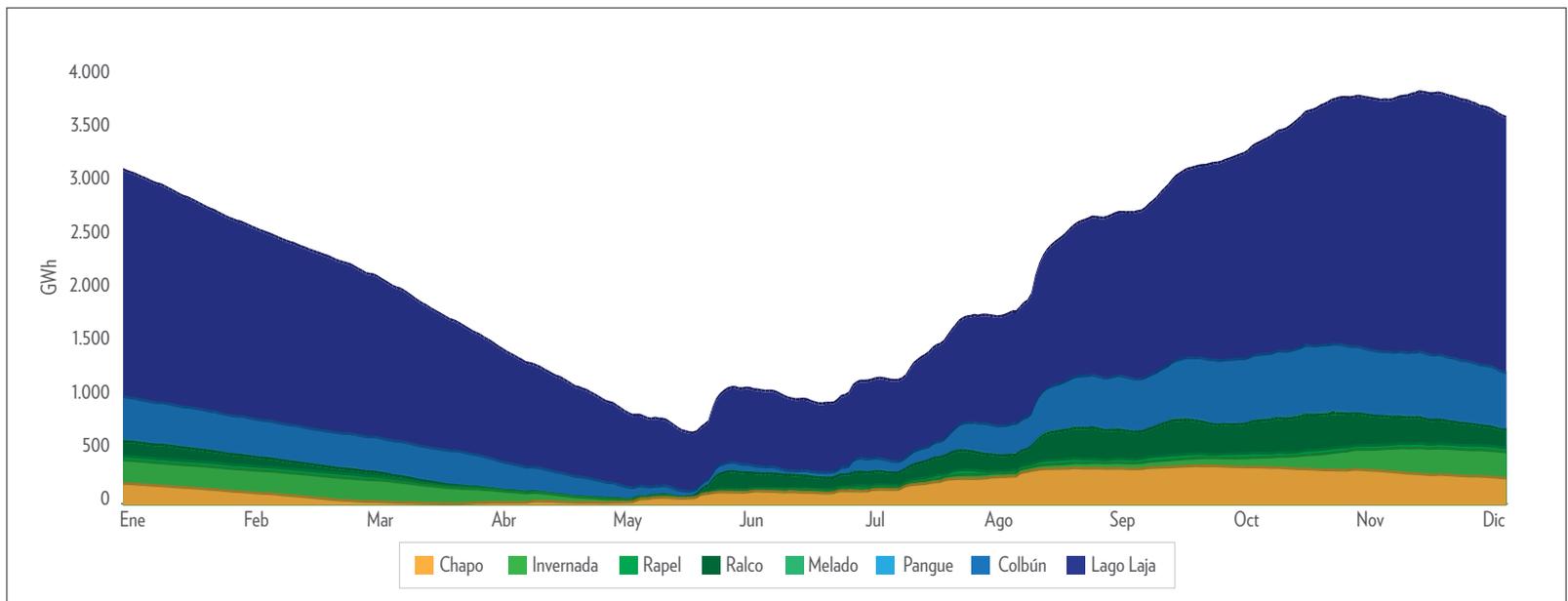
Noviembre

- Línea de 220 kV Diego de Almagro - Cardones.

Diciembre

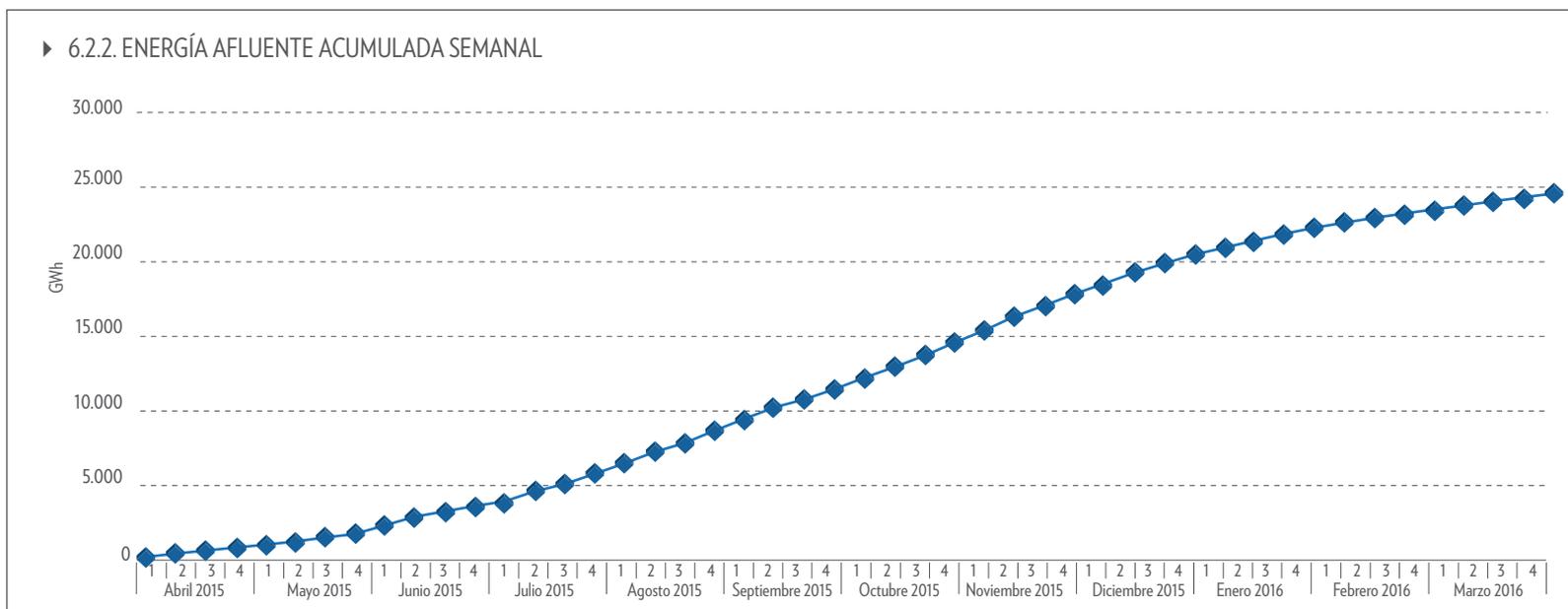
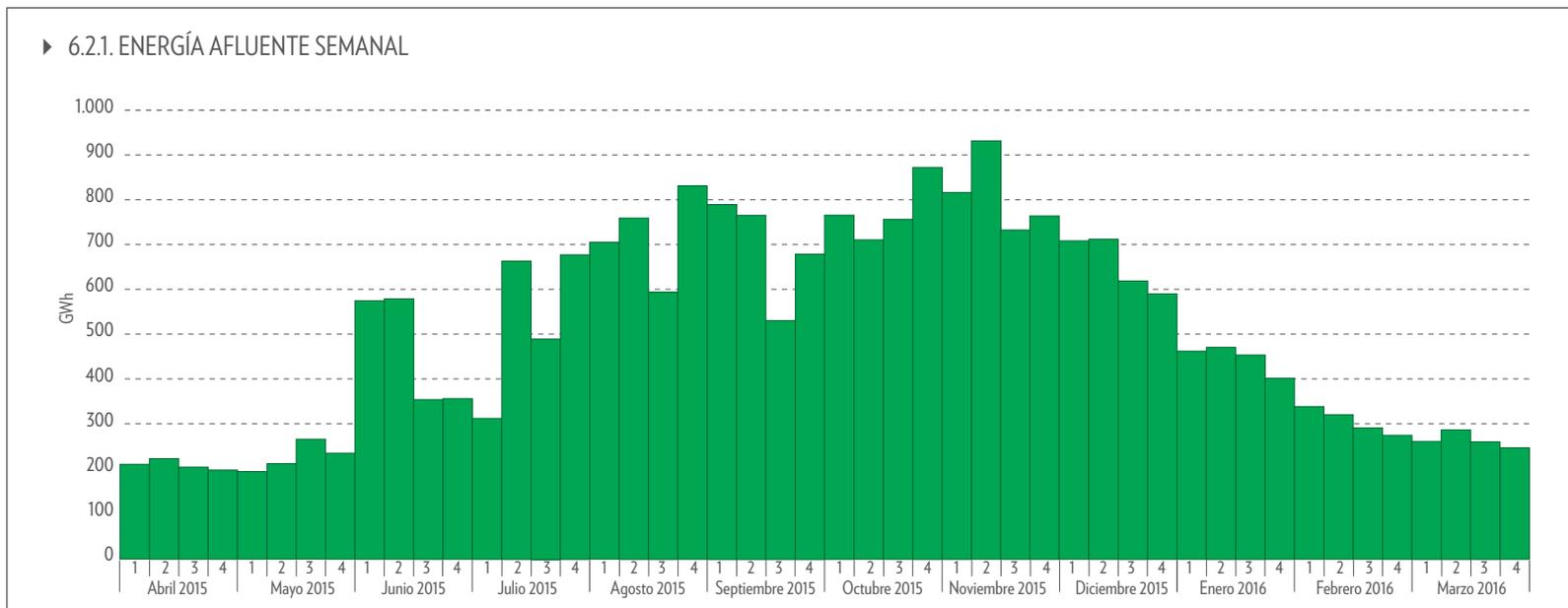
- Subestación Galleguillos de 220/110 kV.
- Subestación Nahuelbuta 66/13,2 kV.

6.1. ENERGÍA EMBALSADA



6.2. AFLUENTE Y EVOLUCIÓN DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA

A continuación se muestra la energía afluente semanal y energía afluente semanal acumulada en el SIC de acuerdo a lo registrado en lo que va del año hidrológico 2015-2016¹:



¹ El año hidrológico 2015-2016 abarca el periodo de independencia hidrológica entre abril de 2015 y marzo de 2016.

² La etapas semanales están referidas a los periodos utilizados para la programación de largo plazo del CDEC SIC.

6.3. INCORPORACIÓN DE INSTALACIONES AL SIC DURANTE EL 2015

Mes	Día	Tipo	Instalación	Observación
Diciembre	Martes 29	Línea de Transmisión	LT 110 kV Copayapu - Galleguillos	Entregada a la Explotación
Diciembre	Martes 29	Subestación	S/E Galleguillos	Entregada a la Explotación
Diciembre	Lunes 28	Subestación	S/E Nahuelbuta	Entregada a la Explotación
Diciembre	Martes 15	Central	Guacolda U-5	Capacidad 152,0 MW
Diciembre	Viernes 11	Central	PMGD Mulchén	Capacidad 3,0 MW
Noviembre	Domingo 29	Subestación	S/E Las Vegas	Transformador de 110/44 kV, 30 MVA
Noviembre	Miércoles 25	Central	Huajache	Capacidad 6,0 MW
Noviembre	Viernes 20	Línea de Transmisión	LT 220 kV Diego de Almagro - Cardones	Entregada a la Explotación
Noviembre	Miércoles 18	Subestación	S/E El Sauce	Transformador de 66/13,2 kV, 2 MVA (en reemplazo de transf. de 66/13,2 kV, 0,5 MVA)
Noviembre	Miércoles 18	Central	Energía BíoBío	7,2 MW (retirada)
Noviembre	Martes 10	Subestación	S/E Ancoa	Banco de CC.EE. de 66 kV, 15 MVAr
Noviembre	Domingo 8	Subestación	S/E Tres Pinos	Transformador de 66/23 kV, 5 MVA y desconectores BT3 y ET3
Octubre	Lunes 26	Subestación	S/E Quillota	Entregado a la explotación los nuevos desconectores 89J3-1 y 89J3-2.
Octubre	Lunes 26	Subestación	S/E Quillota	Entregado a la explotación los nuevos desconectores 89J4-1 y 89J4-2.
Octubre	Domingo 25	Subestación	S/E Diego de Almagro	Entregada a la explotación nueva protección 21-21N sistema 1 de LT 220 kV Diego de Almagro - Paposo 2.
Octubre	Viernes 23	Central	Solar Sol	Capacidad 3,0 MW
Octubre	Lunes 19	Subestación	S/E Charrúa	En servicio nuevas protecciones de reemplazo 21/21N sistema 2 y 50BF del interruptor 52J4 línea de 220 kV Antuco - Charrúa 1.
Octubre	Lunes 19	Subestación	S/E Antuco	En servicio nueva protección de reemplazo 87B1 de barra sección 1.
Octubre	Domingo 18	Línea de Transmisión	LT 66 kV San Javier - Constitución	En servicio nueva protección de reemplazo 21/21N Sistema 2 en S/E San Javier.
Octubre	Viernes 16	Subestación	S/E Ancoa	Entregado a la explotación Transformador N°1 de Ancoa 500/220 kV 750 MVA
Octubre	Viernes 16	Central	Trailelfú	Capacidad 2,5 MW
Octubre	Viernes 9	Subestación	S/E Ancoa	ATR N°1 de 500/220 kV, 750 MVA
Octubre	Lunes 5	Línea de Transmisión	LT 66 kV Barro Blanco - Pichil	Entregada a la Explotación
Octubre	Lunes 5	Subestación	S/E Pichil	Entregada a la Explotación
Octubre	Domingo 4	Subestación	S/E Villarrica	S/E Villarrica entregado a la explotación nuevos paños de 66 kV 52B1, 52B4 y 52BS.
Septiembre	Miércoles 30	Central	Lalackama II	Capacidad 16,5 MW
Septiembre	Sábado 26	Línea de Transmisión	LT 220 kV Pehuenche - Canal Melado - Ancoa 1	E/S nueva teleprotección línea de 220 kV Pehuenche - Canal Melado - Ancoa 1.
Septiembre	Sábado 26	Subestación	S/E Ancoa y A. Jahuel	Entregado a la coordinación del CDEC tercer circuito 500 kV Ancoa-A. Jahuel.
Septiembre	Miércoles 23	Central	Solar Luna	Capacidad 3,0 MW
Septiembre	Lunes 21	Central	Los Hierros II	Capacidad 6,0 MW
Septiembre	Domingo 13	Subestación	S/E A. Jahuel	E/S nueva protección diferencial 87T1 sistema 1 de TR-1 de 110/66/13,2 kV, 30 MVA.
Septiembre	Jueves 10	Subestación	S/E Itahue	E/S nueva protección diferencial sistema 2 en TR-2 de 154/69/13,8 kV, 56 MVA.
Septiembre	Viernes 4	Línea de Transmisión	LT 110 kV Sauzal - A. Jahuel 2	E/S nueva protección 21/21N sistema 1.
Septiembre	Jueves 3	Subestación	S/E Pan de Azúcar	E/S nuevo interruptor 52JT5 del CER N° 2.
Agosto	Domingo 23	Subestación	S/E Rengo	Entregado a la explotación nuevo transformador de 66/15 kV, 30 MVA
Agosto	Sábado 15	Central	LT 154 kV Abanico - Charrúa	Nuevo sistema OPLAT entregado a la explotación
Agosto	Domingo 13	Central	Picoquén	Capacidad 19,6 MW
Agosto	Lunes 7	Central	Llauquereo	Capacidad 1,8 MW
Agosto	Miércoles 2	Subestación	S/E Charrúa	Nueva protección diferencial sistema 2 del ATR N°1 de 220/154 kV y 390 MVA Entregada a la explotación.
Julio	Viernes 31	Línea de Transmisión	LT 220 kV Luz del Norte - C. Pinto	Primera energización de línea de transmisión 220 kV Luz del Norte - Carrera Pinto, en pruebas.
Julio	Viernes 31	Subestación	S/E Ancoa	Entregada a la explotación nueva protección de reemplazo 50BF del interruptor 52 KR de S/E Ancoa
Julio	Viernes 31	Central	Los Guindos	Capacidad 139,0 MW
Julio	Jueves 30	Central	Raki	Capacidad 9,0 MW
Julio	Domingo 26	Subestación	S/E Rapel	Nuevo interruptor seccionador de barras de 220 kV.
Julio	Sábado 25	Subestación	S/E Ancoa	Nuevo transformador de potencial de recambio del equipo MAIS de la barra B fase 1 de 500 kV.
Julio	Lunes 13	Central	Mini Hidro Bureo	Capacidad 2,2 MW
Julio	Domingo 12	Subestación	S/E Cerro Navia	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52JT3 de S/E C. Navia.

Mes	Día	Tipo	Instalación	Observación
Julio	Miércoles 8	Subestación	S/E los Vilos	Nuevo interruptor 52J2 correspondiente a línea de 220 kV Los Vilos Nogales 2.
Julio	Martes 7	Central	PV Salvador	Capacidad 69,0 MW
Junio	Domingo 28}	Subestación	S/E Mariscal	Nuevo transformador N° 1 de 110/12 kV, 50 MVA reemplazo por aumento de capacidad.
Junio	Viernes 26	Subestación	S/E Las Palmas	Barra de transferencia e interruptor acoplador de 220 kV entregado a la explotación.
Junio	Miércoles 24	Subestación	S/E Maitencillo	Entregada a la explotación extensión GIS de la barra de transferencia de 220 kV.
Junio	Miércoles 17	Central	Mini Hidro Dosal	Capacidad 0,3 MW
Junio	Domingo 14	Subestación	S/E Cardones	Nuevo interruptor 52J4 (correspondiente a línea Maitencillo - Cardones 1) de reemplazo queda entregado a la explotación.
Junio	Miércoles 10	Subestación	S/E Lo Aguirre	Entregado a la explotación ATR N°1 500/220 kV, 750 MVA, energizado en vacío.
Junio	Miércoles 10	Central	Lautaro Comasa U2	Capacidad 22,0 MW
Junio	Lunes 8	Subestación	S/E Chena	Entregado a la explotación ATR N° 2 de 220/110 kV, 400 MVA.
Junio	Martes 02	Central	Lalackama	Capacidad 55,5 MW
Junio	Lunes 1	Subestación	S/E Lampa	TR-3 de 220/23 kV y 80 MVA, entregado a la explotación y E/S.
Mayo	Domingo 31	Subestación	S/E Valparaíso	En servicio interruptor 52CT1 (reemplazo), asociado a TR1 110/12 kV.
Mayo	Domingo 31	Subestación	S/E San Rafael	Entregado a la explotación desconectores 89HT2-3 y 89HT1-3
Mayo	Jueves 28	Central	Chañares	Capacidad 36,0 MW
Mayo	Jueves 28	Central	Laja I	Capacidad 34,4 MW
Mayo	Martes 26	Central	Talinay Poniente	Capacidad 60,8 MW
Mayo	Martes 19	Central	Javiera	Capacidad 63,0 MW
Mayo	Domingo 17	Subestación	S/E Coronel	En servicio nuevo interruptor 52A4 de transformador N°4 de 154/66/14.8 kV, 60 MVA.
Mayo	Jueves 14	Subestación	S/E Lo Aguirre	Primera energización del ATR de 500/220/66 kV, 750 MVA.
Mayo	Jueves 14	Subestación	S/E Lo Aguirre	Primera energización de barra N° 1 de 500 kV.
Mayo	Viernes 8	Subestación	S/E Maitencillo	Entregado a la explotación interruptor de reemplazo 52J12 de línea de 220 kV Maitencillo - Caserones 2.
Mayo	Domingo 3	Subestación	S/E Lo Aguirre	Primera energización en pruebas de barra de 220 kV sección 2, desde S/E C. Navia vía línea de 220 kV Rapel - C. Navia 1.
Abril	Jueves 30	Subestación	S/E Los Vilos	Entregado a la explotación nuevo interruptor 53J3
Abril	Jueves 30	Central	S. Fco de Mostazal	25,7 MW fuera de servicio (desmantelada)
Abril	Miércoles 29	Subestación	S/E Sauzal	Entregados nuevos TT/CC en paño T3.
Abril	Domingo 26	Línea de Transmisión	LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel cto 2	Línea de 500 kV Ancoa - A. Jahuel cto2 entregada a la explotación nueva teleprotección TPH4 y E/S teleprotección vía MM.OO.
Abril	Domingo 12	Subestación	S/E Temuco	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52JT1 de TR-1 de 220/66 kV, 60 MVA
Abril	Domingo 12	Subestación	S/E A. Jahuel	Entregada a la explotación nueva protección diferencial 87Z2 sistema 2 de reactor N° 2 de 500 kV
Abril	Viernes 10	Central	CMPC Santa Fe	Capacidad 5,0 MW
Abril	Jueves 9	Subestación	S/E Polpaico	Entregado a la explotación nuevos desconectores 89JR-1; 89JR-2 y 89JR-3.
Abril	Miércoles 8	Subestación	S/E Pehuenche	Entregada nueva protección diferencial barra 1 de 220 kV 87B1.
Abril	Miércoles 8	Subestación	S/E Quillota	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52JS
Abril	Martes 7	Subestación	S/E Picoquén	Línea de 66 kV Picoquén-Angol y Transformador de 66/13.2, 30 MVA.
Marzo	Sábado 28	Automatismo para PDCE	PDCE Fase 1 y 3	Habilitada Fase 1 y 3 del PDCE.
Marzo	Jueves 19	Subestación	S/E Talinay poniente	Primera energización en pruebas de interruptor 52J2 y transformador N° 2 de 220/33 kV, 66MVA
Febrero	Domingo 22	Subestación	S/E Malloa	S/E Malloa TR N°2 de 154/66 kV, 25 MVA entregado a la explotación.
Febrero	Martes 17	Subestación	S/E PFV Javiera	Primera energización en pruebas transformador 110/22 kV - 85 MVA
Febrero	Lunes 9	Central	Taltal	Capacidad 99,0 MW
Febrero	Domingo 8	Subestación	S/E Pitrufquén	Entregado a la explotación nuevo transformador N° 2 de 66/23 kV, 20 MVA con CDBC
Enero	Jueves 29	Subestación	S/E Villa Alegre	Entregado a la explotación interruptor de maniobra 52B2 de la línea de 66 kV Villa Alegre - Linares.
Enero	Lunes 19	Subestación	S/E Ochagavía	En servicio banco de CC.EE. 80 MVAr en 110 kV
Enero	Domingo 18	Subestación	S/E Pullinque	En servicio nuevo interruptor de línea 66 kV Pullinque - Los Lagos cto2
Enero	Viernes 16	Subestación	S/E Cardones	Entregadas a explotación extensiones de barras de 220 kV sección 1,2 y barra de transferencia.
Enero	Jueves 15	Subestación	S/E Curicó	En servicio banco de CC.EE. N° 1 de 6.8 MVAr en 13.8 kV



TRANSFERENCIA
ENTRE EMPRESAS



Potencia



En este Capítulo se presentan las transferencias económicas obtenidas como resultado de la operación del año 2015, detallando los aspectos más relevantes para la determinación de cada balance.



7.1. RESUMEN ANUAL DE TRANSFERENCIAS

En esta sección se resumen las transferencias entre empresas en el mercado spot del CDECSIC en el 2015, expresadas en millones de pesos (nominales). Estas cifras consolidan las transferencias de energía y de potencia valorizadas, los ingresos tarifarios y los pagos por mínimos técnicos. La transferencia positiva de una empresa en un mes indica saldo acreedor y la negativa saldo deudor.

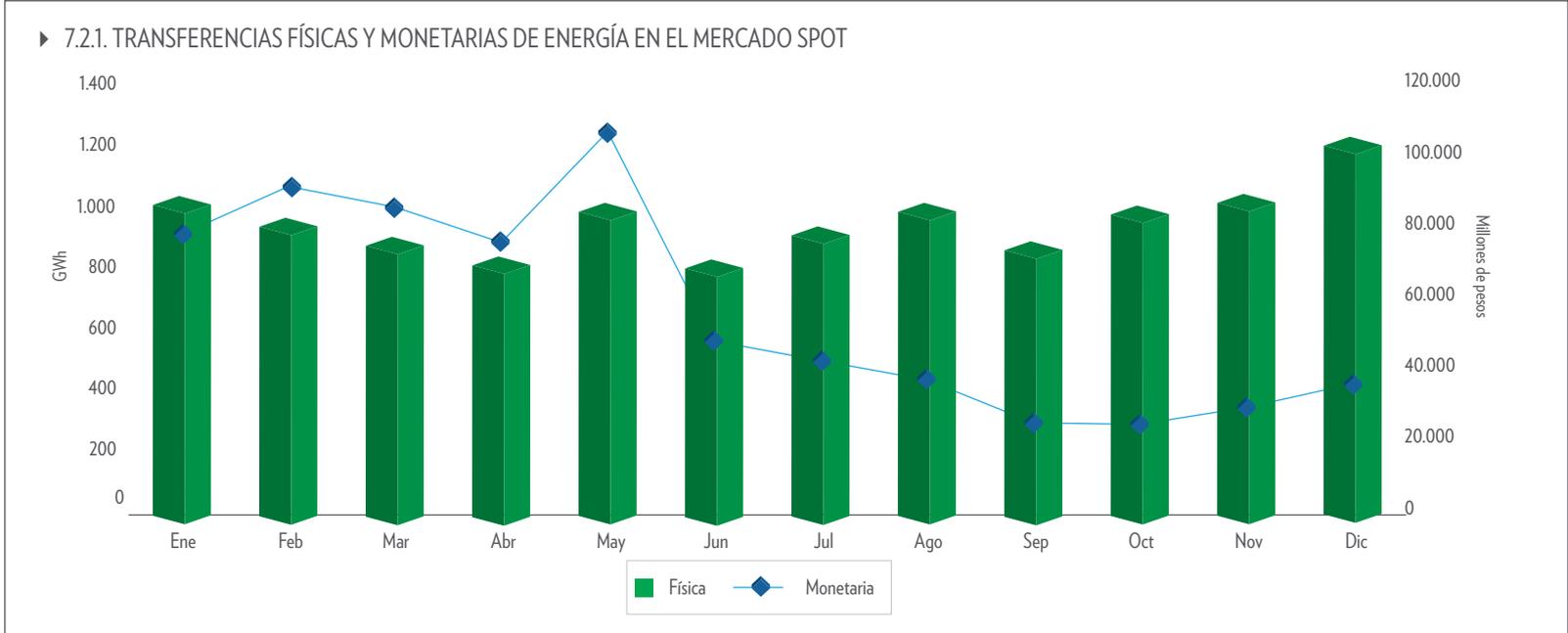
Empresa	Negativo	Positivo	Anual neto	Mensual
	Miles de \$			
Transelec	0	66.290.957	66.290.957	
Colbún	-4.620.367	69.196.327	64.575.960	
Arauco Bioenergía	0	45.326.583	45.326.583	
Enlase	0	33.685.919	33.685.919	
Comasa	0	17.176.491	17.176.491	
Los Espinos	0	15.666.041	15.666.041	
Rucatayo	0	11.906.771	11.906.771	
Parque Eólico Los Cururos	0	10.638.347	10.638.347	
AES Gener	-11.233.638	21.673.490	10.439.852	
Amanecer Solar	0	9.487.241	9.487.241	
Central Cardones	0	9.030.170	9.030.170	
DEI Duquenco	-533.152	9.216.861	8.683.708	
Pehuenche	-14.511.786	23.134.001	8.622.214	
Pacific Hydro Chacayes	-3.037.363	11.318.685	8.281.321	
SGA	0	7.805.006	7.805.006	
Hidroeléctrica San Andrés	0	7.745.080	7.745.080	
Petropower	-61.339	7.322.165	7.260.826	
HidroMaule	0	6.833.469	6.833.469	
Aguas del Melado	0	6.804.666	6.804.666	
Alba	0	6.313.939	6.313.939	
Santa Marta	0	6.086.560	6.086.560	
Eólica Negrete	0	5.366.454	5.366.454	
PV Salvador	0	5.227.364	5.227.364	
Duke Energy	0	4.793.462	4.793.462	
GENPAC	0	4.713.059	4.713.059	
Colihues Energía	0	4.563.155	4.563.155	
Hidroeléctrica La Higuera	-4.569.620	8.971.344	4.401.724	
Eléctrica Licán	0	4.363.839	4.363.839	
San Andrés	0	3.728.784	3.728.784	
Hidroeléctrica La Confluencia	-3.088.494	6.561.918	3.473.424	
Norvind	0	3.393.893	3.393.893	
Barrick Generación	0	3.361.954	3.361.954	
Energía Pacífico	-227.198	3.462.901	3.235.702	

Empresa	Negativo	Positivo	Anual neto	Mensual
	Miles de \$			
Equipos Generación	0	3.227.601	3.227.601	
Energía Bio Bio	0	2.902.754	2.902.754	
Puntilla	-205.598	2.769.132	2.563.534	
Colbún Transmisión	0	2.528.811	2.528.811	
Hidrobonito	0	2.164.808	2.164.808	
Energía León	0	2.038.277	2.038.277	
HidroProvidencia	0	1.989.245	1.989.245	
Leonera	0	1.885.481	1.885.481	
Hidroangol	0	1.699.812	1.699.812	
Ucuquer Dos	0	1.578.553	1.578.553	
Elektragen	0	1.481.910	1.481.910	
Collil	0	1.437.134	1.437.134	
Hidroeléctrica Diuto	0	1.432.932	1.432.932	
Hidroeléctrica El Manzano	0	1.414.030	1.414.030	
Hidrolircay	0	1.392.461	1.392.461	
Emelda	0	1.217.238	1.217.238	
Hidroeléctrica Dongo	0	1.195.640	1.195.640	
SWC	0	1.189.556	1.189.556	
Hidroeléctrica La Arena	0	1.127.449	1.127.449	
Los Guindos	0	1.122.495	1.122.495	
Portezuelo	0	1.089.152	1.089.152	
Ucuquer	0	1.078.953	1.078.953	
AJTE	0	870.095	870.095	
Hidronalcas	0	863.951	863.951	
Hidroeléctrica El Canelo	0	858.190	858.190	
Generadora Roblería	0	821.522	821.522	
Hidroeléctrica Allipén	0	727.737	727.737	
CELMSA	0	709.234	709.234	
Parque Eólico Lebu	-36.904	738.153	701.249	
Nueva Degan	0	586.414	586.414	
Las Flores	0	556.377	556.377	
Capullo	0	502.264	502.264	
Enerbosch	0	492.260	492.260	
Hidrocallao	0	480.961	480.961	
Eletrans	0	467.419	467.419	
Luz del Norte	-5	460.415	460.410	
Hidroeléctrica Rio Huasco	0	391.397	391.397	

Empresa	Negativo	Positivo	Anual neto	Mensual
	Miles de \$			
Tomaval Generación	0	384.430	384.430	
Hidroelec	0	378.949	378.949	
Pehui Ltda	0	344.110	344.110	
Biocruz Generación	0	329.709	329.709	
Kaltemp	0	309.271	309.271	
PSF Pama	0	277.117	277.117	
Gesan	0	275.848	275.848	
PSF Lomas Coloradas	0	275.398	275.398	
EBCO Atacama	0	240.529	240.529	
Commonplace	0	240.006	240.006	
TransChile	-77.864	317.570	239.706	
STS	-2.224	231.583	229.359	
Pichilonco	0	229.112	229.112	
Santa Irene	0	218.159	218.159	
HESA	0	209.039	209.039	
Los Padres Hidro	0	191.534	191.534	
PMGD Bureo	0	184.069	184.069	
Lleuquero	-179	182.412	182.234	
RTS Energy	0	176.909	176.909	
Beneo Orafti	0	163.839	163.839	
Las Pampas	0	162.311	162.311	
HBS Energía	0	149.893	149.893	
Carrán	0	132.654	132.654	
SDGx01	0	114.692	114.692	
HidroMuchi	0	111.199	111.199	
EDAM Ltda.	0	109.986	109.986	
Hidroeléctrica Maisán	0	109.379	109.379	
Estancilla	0	109.309	109.309	
Punta Palmeras	-62.825	163.214	100.390	
Rio Puma	0	83.436	83.436	
Curileufu	0	76.752	76.752	
María Elena Ltda.	0	68.884	68.884	
Generhom	0	58.225	58.225	
Compañía Generación Industrial	0	56.036	56.036	
EBCO Energía	0	54.664	54.664	
Contra	0	51.390	51.390	
Donguil Energía	0	50.511	50.511	

Empresa	Negativo	Positivo	Anual neto	Mensual
	Miles de \$			
Hidroeléctrica Puclaro	0	48.818	48.818	
Luna	0	42.526	42.526	
Sol	0	34.749	34.749	
GR Pan de Azúcar	0	29.758	29.758	
Carbomet	-491.228	513.849	22.621	
Trailifu	0	20.585	20.585	
Hidroeléctrica El Mirador	0	19.541	19.541	
Tamm	0	19.461	19.461	
Subsole	0	18.589	18.589	
Raki	0	18.570	18.570	
Dosal	0	11.813	11.813	
ERNC I	0	11.178	11.178	
El Arrayán	0	10.084	10.084	
Energías del Futuro	0	8.929	8.929	
Huajache	0	6.033	6.033	
Central Hidroeléctrica Río Mulchén	0	4.244	4.244	
Imelsa	0	1.745	1.745	
Parque Eólico Renaico	0	94	94	
Andes Generación	-165	0	-165	
Hidropaloma	-6.211	5.524	-687	
Javiera	-2.114.493	1.540.479	-574.015	
Almeyda Solar	-986.711	160.767	-825.944	
Nueva Energía	-1.591.486	0	-1.591.486	
Gas Sur	-2.473.585	0	-2.473.585	
Parque Eólico El Arrayán	-4.108.106	263.893	-3.844.213	
Parque Eólico Talinay	-4.077.073	42.415	-4.034.658	
Parque Eólico Taltal	-4.608.767	331.892	-4.276.875	
Eléctrica Cenizas	-5.679.023	0	-5.679.023	
Tecnored	-8.636.761	0	-8.636.761	
Eléctrica Panguipulli	-11.157.846	1.735.540	-9.422.306	
EMR	-11.000.389	0	-11.000.389	
Termoeléctrica Colmito	-12.235.437	0	-12.235.437	
EnorChile	-30.194.883	0	-30.194.883	
Bioenergías Forestales	-39.572.398	0	-39.572.398	
Guacolda	-49.064.978	7.129.139	-41.935.840	
Pacific Hydro	-50.306.296	0	-50.306.296	
Endesa	-246.934.654	0	-246.934.654	

7.2. TRANSFERENCIAS MENSUALES DE ENERGÍA



7.3. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Anualmente el CDECSIC realiza un balance de los compromisos de las empresas integrantes con sus disponibilidades de potencia. Este balance determina las transferencias de potencia necesarias por parte de los integrantes con excedentes, a los integrantes deficitarios. Se incluyen a continuación las transferencias de potencia físicas y valorizadas, como promedios mensuales, resultantes para el año 2015.

► 7.3.1. BALANCE FÍSICO

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
	MW		
Eólica Negrete	6,44	-0,30	0,00
AES Gener ^(*)	1.565,75	-1.706,82	0,00
Aguas del Melado	13,42	-0,08	0,00
Alba	9,31	-0,21	0,00
Hidroeléctrica Allipén	1,13	-1,18	0,00
Almeyda Solar	4,02	-3,26	0,00
Amanecer Solar	14,09	-0,79	0,00
Andes Generación	0,00	0,00	0,00
Arauco Bioenergía	119,24	-25,52	0,00
El Arrayán	0,04	0,00	0,00
Parque Eólico El Arrayán	17,81	-38,70	0,00
Barrick Generación	10,13	-0,10	0,00
Bioenergías Forestales	72,47	-108,98	0,00
Besalco Energía	0,20	-0,14	0,00
PMGD Bureo	0,00	-0,02	0,00
Biocruz Generación	0,46	0,00	0,00
Capullo	4,57	-0,42	0,00
Carbomet	4,62	-7,82	0,00
Central Cardones	93,17	0,00	0,00
Carén	0,00	-0,55	0,00
Carrán	0,16	-0,01	0,00
Pacific Hydro Chacayes	66,39	-9,87	0,00
Chungungo	0,00	-0,06	0,00
Colbún	3.313,81	-3.144,20	0,00
Colbún Transmisión	0,00	0,00	-24,74
Colihues Energía	10,11	-0,02	0,00
Collil	3,04	-0,07	0,00
Termoeléctrica Colmito	32,57	-32,94	0,00
Comasa	21,78	-6,92	0,00
Commonplace	0,38	-0,02	0,00
Contra	0,08	0,00	0,00
Curileufu	0,07	0,00	0,00

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
	MW		
DEI Duqueco	54,66	-9,48	0,00
Hidroeléctrica Diuto	1,51	-0,07	0,00
Hidroeléctrica Dongo	2,68	-0,02	0,00
Donguil Energía	0,07	0,00	0,00
Dosal	0,07	0,00	0,00
Duke Energy	110,29	-0,43	0,00
Equipos Generación	7,50	-0,02	0,00
EBCO Atacama	0,21	-0,02	0,00
EBCO Energía	0,18	0,00	0,00
Hidroeléctrica El Canelo	0,97	-0,08	0,00
Hidroeléctrica El Manzano	2,13	-0,14	0,00
Hidroeléctrica El Mirador	0,00	0,00	0,00
El Morado	0,00	-0,01	0,00
Eléctrica Cenizas	0,00	-14,53	0,00
Elektragen	23,16	0,00	0,00
EMELDA	40,83	-32,52	0,00
Endesa	2.661,61	-3.639,75	0,00
Enerbosch	0,43	-0,02	0,00
Energía Pacífico	8,20	-3,34	0,00
Energía Bio Bio	3,50	-0,01	0,00
Energía León	2,00	-0,11	0,00
Energías del Futuro	0,01	0,00	0,00
Enlasa	170,58	-0,45	0,00
EnorChile	11,86	-96,00	0,00
Parque Eólico Renaico	0,00	-0,13	0,00
Parque Eólico Taltal	13,64	-0,48	0,00
ERNCI	0,33	-0,95	0,00
Los Espinos	149,64	-0,22	0,00
Estancilla	1,47	0,00	0,00
Gas Sur	8,53	-6,95	0,00
Compañía Generación Industrial	0,93	0,00	0,00
Generhom	1,40	-0,01	0,00
GENPAC	52,74	0,00	0,00
Gesan	0,29	-0,02	0,00
GR Pan de Azúcar	0,00	-0,02	0,00
Guacolda	646,29	-740,20	0,00
HBS Energía	0,33	0,00	0,00
HESA	0,00	0,00	0,00
Hydroangol	1,82	-0,05	0,00
HIDROBONITO	2,62	-0,08	0,00

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
	MW		
Hidrocallao	1,02	-0,01	0,00
Hidroelec	0,40	-0,03	0,00
Hidroeléctrica San Andrés	3,93	-0,81	0,00
HIDROLIRCAY	2,03	-0,06	0,00
HidroMaule	6,15	-0,41	0,00
HidroMuchi	0,26	0,00	0,00
Hidronalcas	1,23	-0,04	0,00
Hidropaloma	0,00	-0,09	0,00
HidroProvidencia	6,25	-0,05	0,00
Huajache	0,00	-0,04	0,00
Imelsa	0,00	0,00	0,00
Javiera	8,09	-14,20	0,00
Kaltemp	0,33	-0,06	0,00
Hidroeléctrica La Arena	1,09	-0,05	0,00
Hidroeléctrica La Confluencia	31,79	-3,01	0,00
Hidroeléctrica La Higuera	53,33	-75,30	0,00
Las Flores	0,71	-0,03	0,00
Las Pampas	0,16	-0,01	0,00
Eléctrica Licán	11,24	-0,17	0,00
Lleuquero	0,15	0,00	0,00
PSF Lomas Coloradas	0,21	-0,01	0,00
CELMSA	0,76	-0,06	0,00
Parque Eólico Los Cururos	19,55	-0,66	0,00
Los Guindos	35,12	-0,08	0,00
Los Padres Hidro	0,36	0,00	0,00

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
	MW		
Luna	0,00	-0,02	0,00
Luz del Norte	0,00	-0,85	0,00
Hidroeléctrica Maisán	0,09	-0,01	0,00
EDAM LTDA.	1,39	-0,01	0,00
María Elena Ltda	0,10	0,00	0,00
EMR	20,67	-44,95	0,00
Norvind	5,45	-0,19	0,00
Nueva Degan	7,21	-0,01	0,00
Nueva Energía	6,66	-13,40	0,00
Beneo Orafti	0,00	-0,02	0,00
Pacific Hydro	7,36	-86,44	0,00
PSF Pama	0,20	-0,01	0,00
Eléctrica Panguipulli	80,82	-114,49	0,00
Parque Eólico Lebu	1,04	-0,97	0,00
Pehuenche	356,53	-32,01	0,00
Pehui Ltda	0,51	-0,03	0,00
Petropower	33,44	-37,17	0,00
Pichilonco	0,38	-0,01	0,00
Hidroeléctrica Puclaro	0,99	-0,07	0,00
Punta Palmeras	6,21	-0,25	0,00
Puntilla	18,65	-13,25	0,00
PV Salvador	5,44	-0,47	0,00
Total	10.105,03	-10.074,97	-24,74

(*) AES Gener incluye empresas reemplazadas Agrícola Ancali, Eléctrica Santiago, Eléctrica San Miguel, CCU Itahue, CCU Lo Miranda, Masisa Ecoenergía, Energía Coyanco, KDM y Enorchile.

Nota: Valores preliminares y sujetos a reliquidaciones de acuerdo a lo indicado en Decreto Supremo N°62/2006.

► 7.3.2. BALANCE MONETARIO

Empresa	Miles de \$		Pérdidas Valorizadas
	Inyecciones	Retiros	
Eólica Negrete	27,06	-1,39	0,00
AES Gener ^(*)	8.072,55	-9.203,70	0,00
Aguas del Melado	68,12	-0,36	0,00
Alba	41,79	-0,96	0,00
Hidroeléctrica Allipén	4,83	-4,99	0,00
Almeyda Solar	24,92	-16,58	0,00
Amanecer Solar	111,46	-3,69	0,00
Andes Generación	0,00	0,00	0,00
Arauco Bioenergía	526,56	-113,05	0,00
El Arrayán	0,17	0,00	0,00
Parque Eólico El Arrayán	87,46	-200,72	0,00
Barrick Generación	47,47	-0,47	0,00
Bioenergías Forestales	304,59	-543,83	0,00
Besalco Energía	1,03	-0,68	0,00
PMGD Bureo	0,00	0,00	0,00
Biocruz Generación	2,40	-0,01	0,00
Capullo	20,16	-3,30	0,00
Carbomet	24,63	-41,33	0,00
Central Cardones	737,03	0,00	0,00
Carén	0,00	-2,45	0,00
Carrán	0,70	-0,05	0,00
Pacific Hydro Chacayes	350,55	-44,44	0,00
Chungungo	0,00	-0,49	0,00
Colbún	16.367,86	-15.966,34	0,00
Colbún Transmisión	0,00	0,00	1,24
Colihues Energía	53,38	-0,08	0,00
Collil	13,62	-0,01	0,00
Termoeléctrica Colmito	169,26	-170,72	0,00
Comasa	93,25	-29,38	0,00
Commonplace	1,89	-0,07	0,00
Contra	0,36	0,00	0,00
Curileufu	0,29	-0,01	0,00
DEI Duqueco	229,74	-50,01	0,00
Hidroeléctrica Diuto	6,34	-0,30	0,00
Hidroeléctrica Dongo	12,05	-0,10	0,00
Donguil Energía	0,29	-0,01	0,00
Dosal	0,34	0,00	0,00
Duke Energy	463,56	-2,15	0,00
Equipos Generación	38,54	-0,11	0,00

Empresa	Miles de \$		Pérdidas Valorizadas
	Inyecciones	Retiros	
EBCO Atacama	1,67	0,00	0,00
EBCO Energía	0,76	-0,01	0,00
Hidroeléctrica El Canelo	4,16	-0,36	0,00
Hidroeléctrica El Manzano	9,13	-0,66	0,00
Hidroeléctrica El Mirador	0,00	0,00	0,00
El Morado	0,00	-0,10	0,00
Eléctrica Cenizas	0,00	-88,20	0,00
Elektragen	113,53	0,00	0,00
EMELDA	252,97	-151,46	0,00
Endesa	12.939,69	-18.747,68	0,00
Enerbosch	1,91	-0,08	0,00
Energía Pacífico	43,29	-16,94	0,00
Energía Bio Bio	14,62	-0,02	0,00
Energía León	8,36	-0,51	0,00
Energías del Futuro	0,03	0,00	0,00
Enlasa	873,84	-2,08	0,00
EnorChile	62,63	-511,89	0,00
Parque Eólico Renaico	0,00	0,00	0,00
Parque Eólico Taltal	84,52	-0,07	0,00
ERNCI	2,04	-4,95	0,00
Los Espinos	757,45	-1,05	0,00
Estancilla	7,82	0,00	0,00
Gas Sur	35,62	-35,92	0,00
Compañía Generación Industrial	4,79	0,00	0,00
Generhom	6,20	-0,04	0,00
GENPAC	417,25	0,00	0,00
Gesan	1,49	-0,10	0,00
GR Pan de Azúcar	0,00	0,00	0,00
Guacolda	5.081,74	-4.863,63	0,00
HBS Energía	1,39	-0,01	0,00
HESA	0,00	0,00	0,00
Hidroangol	7,65	-0,02	0,00
HIDROBONITO	11,56	-0,37	0,00
Hidrocallao	4,49	-0,05	0,00
Hidroelec	1,69	-0,16	0,00
Hidroeléctrica San Andrés	20,22	-3,72	0,00
Hidrolircay	10,45	-0,32	0,00
HidroMaule	31,60	-1,92	0,00
HidroMuchi	1,16	0,00	0,00
Hidronalcas	5,42	-0,19	0,00
Hidropaloma	0,00	-1,26	0,00
HidroProvidencia	32,12	-0,22	0,00

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
			Valorizadas
		Miles de \$	
Huajache	0,00	-0,01	0,00
Imelsa	0,00	0,00	0,00
Javiera	50,10	-72,71	0,00
Kaltemp	1,60	-0,30	0,00
Hidroeléctrica La Arena	4,88	-0,28	0,00
Hidroeléctrica La Confluencia	163,31	-13,29	0,00
Hidroeléctrica La Higuera	274,03	-397,82	0,00
Las Flores	3,12	-0,15	0,00
Las Pampas	0,82	-0,03	0,00
Eléctrica Licán	49,59	-0,79	0,00
Lleuquero	0,63	0,00	0,00
PSF Lomas Coloradas	1,05	0,00	0,00
CELMSA	4,03	-0,26	0,00
Parque Eólico Los Cururos	95,98	-0,07	0,00
Los Guindos	147,60	0,00	0,00
Los Padres Hidro	1,53	0,00	0,00
Luna	0,00	0,00	0,00
Luz del Norte	0,00	-0,04	0,00
Hidroeléctrica Maisán	0,40	-0,03	0,00
EDAM LTDA.	7,42	-0,03	0,00
María Elena Ltda	0,45	0,00	0,00
EMR	91,65	-209,33	0,00
Norvind	27,70	-0,88	0,00
Nueva Degan	32,34	-0,04	0,00
Nueva Energía	27,83	-56,27	0,00
Beneo Orafiti	0,00	-0,11	0,00
Pacific Hydro	38,84	-457,06	0,00
PSF Pama	1,01	0,00	0,00
Eléctrica Panguipulli	374,86	-575,71	0,00
Parque Eólico Lebu	4,34	-5,15	0,00
Pehuenche	1.813,07	-165,32	0,00
Pehui Ltda	2,24	-0,13	0,00
Petropower	139,70	-156,69	0,00
Pichilonco	1,66	0,00	0,00
Hidroeléctrica Puclaro	5,02	-0,23	0,00
Punta Palmeras	31,58	-0,03	0,00
Puntilla	98,49	-61,73	0,00
PV Salvador	33,73	-0,04	0,00
Total	52.288,08	-53.010,35	1,24

(*) AES Gener incluye empresas reemplazadas Agrícola Ancali, Eléctrica Santiago, Eléctrica San Miguel, CCU Itahue, CCU Lo Miranda, Masisa Ecoenergía, Energía Coyanco, KDM y Enorchile.

Nota: Valores preliminares y sujetos a reliquidaciones de acuerdo a lo indicado en Decreto Supremo N°62/2006.



7.4. PAGOS A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN POR INYECCIÓN Y POR RETIROS

► 7.4.1. PAGOS A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL POR INYECCIONES

Se muestra a continuación el pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal según lo indicado en el artículo 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente a inyecciones en el año 2015 ^(*):

Empresa	Transmisor					Total
	Transec	Colbún Transm.	AJTE	TransChile	Eletrans	
	Miles de \$					
Eólica Negrete	131.235	21.384	7.824	249	0	160.692
AES Gener ^(*)	2.203.382	125.005	12.964	15.034	0	2.356.385
Aguas del Melado	107.106	39.359	3.914	0	0	150.378
Alba	483.438	23.004	7.604	25.548	0	539.594
Hidroeléctrica Allipén	-2.780	-2	0	0	0	-2.782
Almeyda Solar	-52.131	772	119	166	-16.999	-68.072
Amanecer Solar	474.502	2.889	447	623	0	478.462
Andes Generación	0	0	0	0	0	0
Arauco Bioenergía	1.204.345	182.237	51.759	55.548	0	1.493.889
El Arrayán	-98	0	0	0	0	-98
Parque Eólico El Arrayán	1.892	5.660	664	925	0	9.141
Barrick Generación	2.793	167	1	4	0	2.965
Bioenergías Forestales	739.749	119.723	38.433	1.424	0	899.330
PMGD Bureo	-1.526	-2	0	0	0	-1.527
Biocruz Generación	105	7	0	0	0	113
Capullo	37.345	3.224	1.224	4.043	0	45.836
Carbomet	0	-2	0	0	0	-2
Central Cardones	0	0	0	0	0	0
Carrán	-367	0	0	0	0	-368
Pacific Hydro Chacayes	286.689	12.770	1.812	1.060	0	302.331
Colbún	15.738.601	2.713.185	679.124	702.214	0	19.833.124
Colihues Energía	1.847	324	11	12	0	2.195
Collil	-6.282	-7	0	0	0	-6.289
Termoeléctrica Colmito	0	0	0	0	0	0
Comasa	245.289	48.406	16.482	39.321	0	349.498
Commonplace	-1.556	0	0	0	0	-1.556
Contra	-278	0	0	0	0	-278
Cristoro	0	0	0	0	0	0
Curileufu	-188	0	0	0	0	-188
DEI Duqueco	556.058	95.975	47.491	1.233	0	700.758
Hidroeléctrica Diuto	-3.175	-4	0	0	0	-3.178
Hidroeléctrica Dongo	-5.020	-6	0	0	0	-5.026
Donguil Energía	-367	0	0	0	0	-367

Empresa	Transmisor					Total
	Transec	Colbún Transm.	AJTE	TransChile	Eletrans	
	Miles de \$					
Dosal	-5	0	0	0	0	-5
Duke Energy	0	0	0	0	0	0
EBCO Atacama	-1.637	0	0	0	0	-1.637
EBCO Energía	-784	-1	0	0	0	-785
Hidroeléctrica El Canelo	-3.898	-3	0	0	0	-3.901
Hidroeléctrica El Manzano	-8.352	-4	0	0	0	-8.356
Eléctrica Cenizas	0	0	0	0	0	0
Elektragen	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica El Mirador	-32	0	0	0	0	-32
EMELDA	0	0	0	0	0	0
Endesa	18.054.432	2.262.525	800.848	33.079	0	21.150.883
Enerbosch	-880	-1	0	0	0	-882
Energía Pacífico	23.748	2.482	96	0	0	26.326
Energías del Futuro	0	0	0	0	0	0
Energía Bio Bio	-616	-1	0	0	0	-618
Energía León	-501	-1	0	0	0	-502
Enlasa	4.098	688	1	88	0	4.874
EnorChile	0	0	0	0	0	0
Parque Eólico Renaico	-704	0	0	0	0	-704
Parque Eólico Taltal	-195.915	5.765	574	800	-8.814	-197.590
ERNCI	-11.341	0	0	0	-1.646	-12.987
Los Espinos	-2.124	163	0	9	0	-1.953
Estancilla	0	0	0	0	0	0
Equipos Generación	3.533	849	47	11	0	4.440
Gas Sur	0	0	0	0	0	0
Compañía Generación Industrial	0	0	0	0	0	0
Generhom	-2.762	-3	0	0	0	-2.765
GENPAC	0	0	0	0	0	0
Gesan	0	0	0	0	0	0
GR Pan de Azúcar	-173	0	0	0	0	-173
Guacolda	2.563.580	69.745	7.573	10.327	0	2.651.224
HBS Energía	-855	-1	0	0	0	-856
HESA	0	0	0	0	0	0
Hidroangol	32.483	6.750	5.109	0	0	44.342
Hidrobonito	-5.678	-6	0	0	0	-5.684
Hidrocallao	-1.274	-1	0	0	0	-1.275
Hidroelec	-1.766	-1	0	0	0	-1.767
Hidroeléctrica San Andrés	170.460	15.150	2.413	368	0	188.391
Hidroeléctrica Trueno	-7.269	-6	0	0	0	-7.274

Empresa	Transmisor					Total
	Transec	Colbún Transm.	AJTE	TransChile	Eletrans	
Miles de \$						
Hidrolircay	-819	-6	0	0	0	-825
HidroMaule	145.852	26.914	7.488	0	0	180.254
HidroMuchi	-388	0	0	0	0	-389
Hidronalcas	-3.252	-3	0	0	0	-3.255
Hidropaloma	-1.912	0	0	0	0	-1.912
HidroProvidencia	21.152	4.745	449	0	0	26.346
Huajache	-27	0	0	0	0	-27
Imelsa	-3	0	0	0	0	-3
Javiera	-137.018	1.055	184	253	-36.502	-172.028
Kaltemp	-816	0	0	0	0	-816
Hidroeléctrica La Arena	-2.286	-3	0	0	0	-2.289
Hidroeléctrica La Confluencia	720.229	57.974	12.402	1.503	0	792.108
Hidroeléctrica La Higuera	840.655	70.564	14.227	1.752	0	927.198
Las Flores	-641	-1	0	0	0	-642
Las Pampas	-10	0	0	0	0	-10
Leonera	-6.966	-7	0	0	0	-6.974
Eléctrica Licán	223.731	15.374	6.071	21.669	0	266.845
Lleuquereo	-760	-1	0	0	0	-760
PSF Lomas Coloradas	0	0	0	0	0	0
CELMSA	0	-1	0	0	0	-1
Parque Eólico Los Cururos	-16.883	4.565	614	856	0	-10.848
Los Guindos	0	0	0	0	0	0
Los Padres Hidro	-2.154	-2	0	0	0	-2.157
Luna	-1.341	0	0	0	0	-1.341
Luz del Norte	-184.051	343	148	102	0	-183.458
Hidroeléctrica Maisán	-523	0	0	0	0	-524
EDAM LTDA.	0	0	0	0	0	0
María Elena Ltda	-293	0	0	0	0	-294
EMR	106.913	24.449	11.424	663	0	143.450
Norvind	-21.120	1.178	141	196	0	-19.604
Nueva Degan	0	0	0	0	0	0
Nueva Energía	31.982	3.272	518	0	0	35.772
Beneo Orafti	-242	0	0	0	0	-242
Pacific Hydro	11.116	556	60	0	0	11.731
PSF Pama	0	0	0	0	0	0
Eléctrica Panguipulli	984.310	98.367	39.921	119.040	-48.606	1.193.033
Parque Eólico Lebu	-1.325	-2	0	0	0	-1.326
Pehuente	4.843.884	1.459.556	314.126	8.736	0	6.626.301

Empresa	Transmisor					Total
	Transec	Colbún Transm.	AJTE	TransChile	Eletrans	
Miles de \$						
Pehui Ltda	-857	-1	0	0	0	-858
Petropower	779.610	99.816	37.405	1.221	0	918.052
Pichilonco	-1.011	-1	0	0	0	-1.012
Portezuelo	-100	-12	0	0	0	-112
Hidroeléctrica Puclaro	-3.142	0	0	0	0	-3.142
Punta Palmeras	-33.148	2.198	265	369	0	-30.317
Puntilla	85.908	4.355	456	627	0	91.345
PV Salvador	-16.113	1.433	227	317	-56.530	-70.665
Raki	-1.864	-2	0	0	0	-1.866
Hidroeléctrica Rio Huasco	-3.008	0	0	0	0	-3.009
Central Hidroeléctrica Rio Mulchén	-18	0	0	0	0	-18
Rio Puma	-377	0	0	0	0	-378
Generadora Roblería	-342	-1	0	0	0	-343
RTS Energy	-3.510	0	0	0	0	-3.510
Rucatayo	870.722	60.124	25.155	78.087	0	1.034.088
Santa Irene	-2	0	0	0	0	-2
Santa Marta	53.620	904	0	0	0	54.524
San Andrés	-212.609	1.466	227	316	0	-210.600
SGA	6.314	785	0	107	0	7.206
SDGx01	-346	0	0	0	0	-346
Sol	-1.188	0	0	0	0	-1.188
Subsole	-171	0	0	0	0	-171
SWC	0	0	0	0	0	0
Parque Eólico Talinay	-16.252	2.071	288	401	0	-13.492
Tamm	-5	0	0	0	0	-5
Tecnored	174	17	0	1	0	191
Tomaval Generación	117	8	0	0	0	125
Trailelfu	-443	0	0	0	0	-443
Ucuquer	-14	0	0	0	0	-14
Ucuquer Dos	5.356	54	0	0	0	5.410
Wenke	0	0	0	0	0	0
Total General	51.800.673	7.700.252	2.158.328	1.128.304	-169.096	62.618.461

* Aes Gener considera Agrícola Ancali, Energía Coyanco, Hidroeléctrica El Paso, Eléctrica Santiago S.A., KDM Energía, Masisa Ecoenergía e Hidroeléctrica San Miguel.

Nota: Estos valores deberán ser reliquidados cuando se disponga de los valores definitivos de los Ingresos Tarifarios de Potencia.

► 7.4.2. PAGOS A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL POR RETIROS

Se muestra a continuación el pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal según lo indicado en el artículo 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente a retiros en el año 2015 (*):

Empresa	Transmisor					Total
	Transec	Colbún Trans.	AJTE	TransChile	Eletrans	
	Miles de \$					
Eólica Negrete	634	15	5	172	0	827
AES Gener ^(*)	5.434.875	344.638	104.935	28.942	10.376	5.923.766
Aguas del Melado	868	19	6	215	0	1.108
Alba	700	16	5	179	0	900
Hidroeléctrica Allipén	665	16	1	46	0	728
Almeyda Solar	10.007	2.410	913	85	0	13.414
Amanecer Solar	1.662	43	15	447	0	2.167
Andes Generación	0	0	0	0	0	0
Arauco Bioenergía	64.875	1.670	241	3.250	0	70.035
El Arrayán	2	0	0	0	0	2
Parque Eólico El Arrayán	120.415	11.850	3.900	478	0	136.642
Barrick Generación	253	7	2	75	0	336
Bioenergías Forestales	181.938	13.846	1.853	45.784	0	243.421
PMGD Bureo	57	1	1	13	0	73
Biocruz Generación	24	0	0	7	0	31
Capullo	2.755	119	21	117	0	3.012
Carbomet	8.270	3.037	889	110	0	12.306
Central Cardones	19	0	0	7	0	26
Carrán	16	0	0	4	0	20
Pacífico Hydro Chacayes	71.376	17.606	6.159	897	0	96.039
Colbún	10.091.885	499.280	110.059	1.195.288	212.356	12.108.869
Colihues Energía	209	6	0	70	0	285
Collil	157	3	1	39	0	199
Termoeléctrica Colmito	102.620	12.361	3.592	39	0	118.612
Comasa	17.927	83	9	473	0	18.492
Commonplace	40	1	0	11	0	52
Contra	10	0	0	2	0	12
Cristoro	0	0	0	0	0	0
Curileufu	10	0	0	2	0	13
DEI Duqueco	20.827	5.627	1.779	610	0	28.842
Hidroeléctrica Diuto	160	4	1	43	0	207
Hidroeléctrica Dongo	124	2	1	30	0	157
Donguil Energía	8	0	0	2	0	10
Dosal	2	0	0	1	0	3

Empresa	Transmisor					Total
	Transec	Colbún Trans.	AJTE	TransChile	Eletrans	
	Miles de \$					
Duke Energy	3.313	197	0	0	0	3.510
EBCO Atacama	44	1	0	12	0	58
EBCO Energía	8	0	0	2	0	10
Hidroeléctrica El Canelo	91	2	1	24	0	119
Hidroeléctrica El Manzano	180	4	1	47	0	232
Eléctrica Cenizas	441.225	4.492	1.531	0	23.816	471.064
Elektragen	8	0	0	2	0	10
Hidroeléctrica El Mirador	6	0	0	1	0	8
EMELDA	75.052	1.795	547	19.999	0	97.394
Endesa	14.869.551	731.677	223.106	1.850.264	14.679	17.689.277
Enerbosch	73	1	1	18	0	93
Energía Pacífico	7.224	707	363	133	0	8.427
Energías del Futuro	1	0	0	0	0	1
Energía Bio Bio	261	6	1	73	0	340
Energía León	207	5	1	55	0	268
Enlasa	1.059	29	0	338	0	1.427
EnorChile	60.181	20.969	4.233	0	0	85.382
Parque Eólico Renaico	2	0	0	0	0	3
Parque Eólico Taltal	1.825	44	15	471	0	2.355
ERNCI	25	1	1	6	0	32
Los Espinos	539	15	3	163	0	720
Estancilla	1	0	0	0	0	1
Equipos Generación	155	4	0	51	0	210
Gas Sur	29.706	1.813	529	9	0	32.057
Compañía Generación Industrial	0	0	0	0	0	0
Generhom	100	2	1	24	0	128
GENPAC	7	0	0	2	0	9
Gesan	33	1	0	9	0	43
GR Pan de Azúcar	10	0	0	2	0	12
Guacolda	2.583.858	113.653	31.004	7.418	74.911	2.810.843
HBS Energía	13	0	0	4	0	17
HESA	10	0	0	4	0	14
Hydroangol	471	9	5	109	0	594
Hydrobonito	325	6	2	79	0	413
Hydrocallao	66	1	0	16	0	84
Hydroelec	42	1	0	11	0	55
Hidroeléctrica San Andrés	661	20	5	212	0	897
Hidroeléctrica Trueno	0	0	0	0	0	0
HydroIrcay	175	4	2	46	0	226
HydroMaule	833	22	8	224	0	1.087
HydroMuchi	19	0	0	4	0	24

Empresa	Transmisor					Total
	Transelec	Colbún Trans.	AJTE	TransChile	Eletrans	
	Miles de \$					
Hidronalcas	129	3	1	32	0	164
Hidropaloma	0	0	0	0	0	0
HidroProvidencia	254	5	1	62	0	322
Huajache	225	7	0	2	0	235
Imelsa	0	0	0	0	0	1
Javiera	49.243	4.042	2.428	188	0	55.901
Kaltemp	40	1	0	11	0	52
Hidroeléctrica La Arena	141	3	1	34	0	179
Hidroeléctrica La Confluencia	71.718	17.026	5.852	763	0	95.360
Hidroeléctrica La Higuera	72.146	18.852	6.368	1.010	0	98.376
Las Flores	74	2	1	18	0	95
Las Pampas	17	0	0	5	0	22
Leonera	326	7	2	79	0	414
Eléctrica Licán	536	11	4	132	0	683
Lleuquereo	44	1	0	10	0	56
PSF Lomas Coloradas	28	1	0	8	0	37
CELMSA	87	2	1	24	0	114
Parque Eólico Los Cururos	1.805	46	18	461	0	2.331
Los Guindos	42	1	0	11	0	54
Los Padres Hidro	46	1	0	11	0	57
Luna	15	1	0	3	0	20
Luz del Norte	690	24	15	159	0	888
Hidroeléctrica Maisán	16	0	0	4	0	21
EDAM LTDA.	5	0	0	1	0	6
María Elena Ltda	11	0	0	3	0	14
EMR	104.593	2.497	763	27.837	0	135.691
Norvind	552	14	5	139	0	710
Nueva Degan	3	0	0	1	0	4
Nueva Energía	77.353	281	3	720	0	78.356
Beneo Orafiti	45	1	0	10	0	56
Pacific Hydro	747.101	45.257	12.054	145	26.152	830.710
PSF Pama	29	1	0	8	0	38
Eléctrica Panguipulli	563.915	26.814	9.090	75.706	537	676.062
Parque Eólico Lebu	2.302	614	260	32	0	3.207
Pehuenche	62.964	5.909	2.565	5.404	0	76.842
Pehui Ltda	36	1	0	10	0	47
Petropower	346.717	1.229	22	898	0	348.866
Pichilonco	33	1	0	8	0	42
Portezuelo	159	3	1	39	0	203
Hidroeléctrica Puclaro	6	0	0	1	0	8
Punta Palmeras	764	19	7	194	0	984
Puntilla	58.759	1.465	374	14.706	0	75.305

Empresa	Transmisor					Total
	Transelec	Colbún Trans.	AJTE	TransChile	Eletrans	
	Miles de \$					
PV Salvador	1.078	27	8	293	0	1.406
Raki	1.624	36	1	17	0	1.677
Hidroeléctrica Río Huasco	28	1	0	7	0	36
Central Hidroeléctrica Río Mulchén	1	0	0	0	0	2
Río Puma	13	0	0	3	0	16
Generadora Roblería	122	3	1	32	0	158
RTS Energy	25	0	0	7	0	33
Rucatayo	1.738	34	12	428	0	2.212
Santa Irene	17	0	0	5	0	22
Santa Marta	612	15	4	165	0	797
San Andrés	602	14	3	168	0	786
SGA	152.907	4.481	1.615	127	0	159.130
SDGx01	15	0	0	4	0	19
Sol	12	0	0	3	0	16
Subsole	3	0	0	1	0	4
SWC	6	0	0	1	0	7
Parque Eólico Talinay	1.136	28	10	294	0	1.468
Tamm	2	0	0	0	0	2
Tecnored	57.379	8.127	2.336	7	0	67.850
Tomaval Generación	31	1	0	9	0	41
Trailelfu	6	0	0	1	0	7
Ucuquer	121	3	1	31	0	155
Ucuquer Dos	177	4	1	45	0	228
Wenke	0	0	0	0	0	0
Total General	36.591.373	1.925.063	539.582	3.287.807	362.828	42.706.652

* Aes Gener considera Agrícola Ancali, Energía Coyanco, Hidroeléctrica El Paso, Eléctrica Santiago S.A., KDM Energía, Masisa Ecoenergía e Hidroeléctrica San Miguel.

Nota: Estos valores deberán ser reliquidados cuando se disponga de los valores definitivos de los Ingresos Tarifarios de Potencia.

► 7.4.3. CARGOS ÚNICOS

A continuación se presentan los cargos únicos troncales a los que se refiere la letra a) del artículo 102 la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondientes al año 2015 (valores preliminares al 31 de marzo de 2016):

	CUE2	CUE15
Pago [Miles de \$]	25.686.996	9.185.485
Consumo [MWh]	31.409.953	9.916.048
CUE [\$/MWh]	818	926

► 7.4.4. PAGOS A PROPIETARIAS DE INSTALACIONES DE SUBTRANSMISIÓN POR INYECCIONES

La siguiente tabla muestra los pagos realizados por las empresas que inyectan al sistema de subtransmisión:

Empresa	Pago [Miles de \$]
Eólica Negrete	35.037
AES Gener (*)	1.357.273
Alba	48.853
Hidroeléctrica Allipén	0
Arauco Bioenergía	1.075.837
El Arrayán	0
PMGD Bureo	0
Biocruz Generación	0
Capullo	41.913
Carrán	0
Pacific Hydro Chacayes	74.811
Colbún	217.473
Collil	0
Termoeléctrica Colmito	70
Comasa	169.154
Commonplace	0
Contra	0
Curileufu	0
Hidroeléctrica Diuto	0
Hidroeléctrica Dongo	0
Donguil Energía	0
Dosal	0
Duke Energy	0
EBCO Atacama	0
EBCO Energía	0
Hidroeléctrica El Canelo	0
Elektragen	73
Endesa	503.349
Enerbosch	0
Energía Pacífico	76.446
Energía Bio Bio	16.376
Energía León	0
Energías del Futuro	0
Enlasa	3.433
EnorChile	228
Equipos Generación	5
Los Espinos	17.529
Estancilla	0
Gas Sur	16.940
Compañía Generación Industrial	0
Generhom	0
Guacolda	0
HBS Energía	0

Empresa	Pago [Miles de \$]
HESA	0
Hidroangol	14.262
HIDROBONITO	0
Hidrocallao	0
Hidroeléctrica San Andrés	66.796
Hidroeléctrica Trueno	0
HidroIrcay	0
HidroMuchi	0
Hidronalcas	0
Hidropaloma	169.676
HidroProvidencia	25.429
Javiera	24.845
Kaltemp	0
KDM Energía S.A.	0
Hidroeléctrica La Arena	0
Hidroeléctrica La Confluencia	708.169
Hidroeléctrica La Higuera	682.829
Las Flores	0
Punta Palmeras	0
Eléctrica Licán	87.926
PSF Lomas Coloradas	0
Hidroeléctrica Maisán	0
EDAM LTDA.	0
María Elena Ltda	0
Nueva Degan	1.409
Nueva Energía	17.220
PSF Pama	0
Eléctrica Panguipulli	390.369
Parque Eólico Lebu	4.820
Pehuenche	68.232
Pehui Ltda	0
Petropower	147.327
Pichilonco	0
Puntilla	329.418
Raki	0
Hidroeléctrica Rio Huasco	9.802
Rio Puma	0
Generadora Roblería	0
Rucatayo	825
Santa Irene	0
SGA	2.029
SDGx01	1.162
Subsole	0
Tamm	0
Tomaval Generación	0
Ucuquer	0
Ucuquer Dos	13.199
Wenke	0
Total general	6.420.543

(*) AES Gener considera Agrícola Ancali, Energía Coyanco, Hidroeléctrica El Paso, Eléctrica Santiago S.A., KDM Energía, Masisa Ecoenergía, Hidroeléctrica San Miguel.

La siguiente tabla muestra los pagos realizados a las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión por las empresas que inyectan:

Propietaria de Subtransmisión	Pago [Miles de \$]
AES Gener	67.165
CEC	7.999
CHILECTRA	1.038.993
CHILQUINTA	303.283
CODINER	271
Colbún	22.181
COPELEC	47.782
EEPA	8.687
ELECDA	18.710
ENDESA	6.727
FRONTEL	58.568
INDURA	1.278
LITORAL	6.192
LUZLINARES	35.490
LUZPARRAL	17.898
METRO	4.670
Eléctrica Panguipulli	2.112
Pehuenche	0
Petropower	408
Puntilla	1.074
SAESA	26.594
SOCOEPA	1.195
STS	324.533
Transelec	1.413.831
TRANSNET	3.004.902
Total general	6.420.543

► 7.4.5. PAGOS A PROPIETARIAS DE INSTALACIONES DE SUBTRANSMISIÓN POR RETIROS

La siguiente tabla muestra los pagos realizados por las empresas que retiran del sistema de subtransmisión:

Empresa	Pago [Miles de \$]
Eólica Negrete	14.413
AES Gener (7)	37.348.355
Aguas del Melado	19.450
Alba	16.399
Hidroeléctrica Allipén	29.095
CAP Huachipato	178.285
Amanecer Solar	37.325
Andes Generación	0
Arauco Bioenergía	1.609.662
El Arrayán	36
Parque Eólico El Arrayán	42.365
Barrick Generación	6.561
Bioenergías Forestales	1.160.902
PMGD Bureo	1.066
Biocruz Generación	645
Capullo	27.831
Carbomet	258.041
Central Cardones	524
Curileufu	10
Carrán	351
Pacific Hydro Chacayes	1.377.922
Colbún	46.146.461
Colihues Energía	6.441
Collil	3.667
Termoeléctrica Colmito	753.048
Comasa	74.796
Commonplace	909
Contra	200
Cristoro	6.045
Curileufu	209
DEI Duqueco	478.732
Hidroeléctrica Diuto	3.699
Hidroeléctrica Dongo	2.923
Donguil Energía	164
Dosal	44
Duke Energy	34.394
Equipos Generación	4.663
EBCO Atacama	1.005
EBCO Energía	165
Hidroeléctrica El Canelo	2.113
Hidroeléctrica El Manzano	4.005
Hidroeléctrica El Mirador	110
Eléctrica Cenizas	823.354
Elektragen	149

Empresa	Pago [Miles de \$]
EMELDA	1.749.691
Endesa	124.558.828
Enerbosch	1.592
Energía Pacífico	399.972
Energía Bio Bio	6.539
Energía León	4.958
Energías del Futuro	20
Enlasa	34.023
EnorChile	1.815.958
Parque Eólico Renaico	37
Parque Eólico Taltal	40.854
ERNC I	445
Los Espinos	13.927
Estancilla	24
Gas Sur	443.344
Compañía Generación Industrial	0
Generhom	2.038
GENPAC	198
Gesan	724
GR Pan de Azúcar	168
Guacolda	18.467.077
HBS Energía	323
HESA	291
Hidroangol	9.041
HIDROBONITO	7.202
Hidrocallao	1.478
Hidroelec	978
Hidroeléctrica San Andrés	16.403
Hidrolircay	3.848
HidroMaule	18.541
HidroMuchi	402
Hidronalcas	2.831
Hidropaloma	0
HidroProvidencia	5.523
Huajache	3.635
Imelsa	9
Javiera	16.816
Kaltemp	913
Hidroeléctrica La Arena	3.210
Hidroeléctrica La Confluencia	1.299.182
Hidroeléctrica La Higuera	1.369.094
Leonera	7.152
Las Flores	1.631
Las Pampas	392
Eléctrica Licán	11.897
Lleuquereo	892
PSF Lomas Coloradas	661
CELMSA	1.905
Parque Eólico Los Cururos	39.543
Los Guindos	952

Empresa	Pago [Miles de \$]
Los Padres Hidro	928
Luna	271
Luz del Norte	12.313
Hidroeléctrica Maisán	348
EDAM LTDA.	89
María Elena Ltda	251
EMR	2.435.820
Norvind	12.187
Nueva Degan	82
Nueva Energía	461.440
Beneo Orafti	876
Pacific Hydro	23.652
PSF Pama	668
Eléctrica Panguipulli	5.311.803
Parque Eólico Lebu	46.862
Pehuenche	556.099
Pehui Ltda	872
Petropower	684.002
Pichilonco	738
Portezuelo	3.558
Hidroeléctrica Puclaro	112
Punta Palmeras	16.873
Puntilla	811.586
PV Salvador	24.768
Raki	24.975
Hidroeléctrica Rio Huasco	572
Central Hidroeléctrica Rio Mulchén	22
Rio Puma	278
Generadora Roblería	2.540
RTS Energy	649
Rucatayo	37.305
San Andrés	14.367
Santa Irene	406
Santa Marta	14.411
SGA	642.646
Sol	211
SDGx01	329
Subsole	68
SWC	109
Parque Eólico Talinay	26.104
Tamm	38
Tecnored	1.327.027
Tomaval Generación	764
Trailifu	99
Ucuquer	2.822
Ucuquer Dos	4.155
Wenke	0
Total general	253.347.790

(*) AES Gener considera Agrícola Ancali, Energía Coyanco, Hidroeléctrica El Paso, Eléctrica Santiago S.A., KDM Energía, Masisa Ecoenergía, Hidroeléctrica San Miguel.



La siguiente tabla muestra los pagos realizados a las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión por las empresas que retiran:

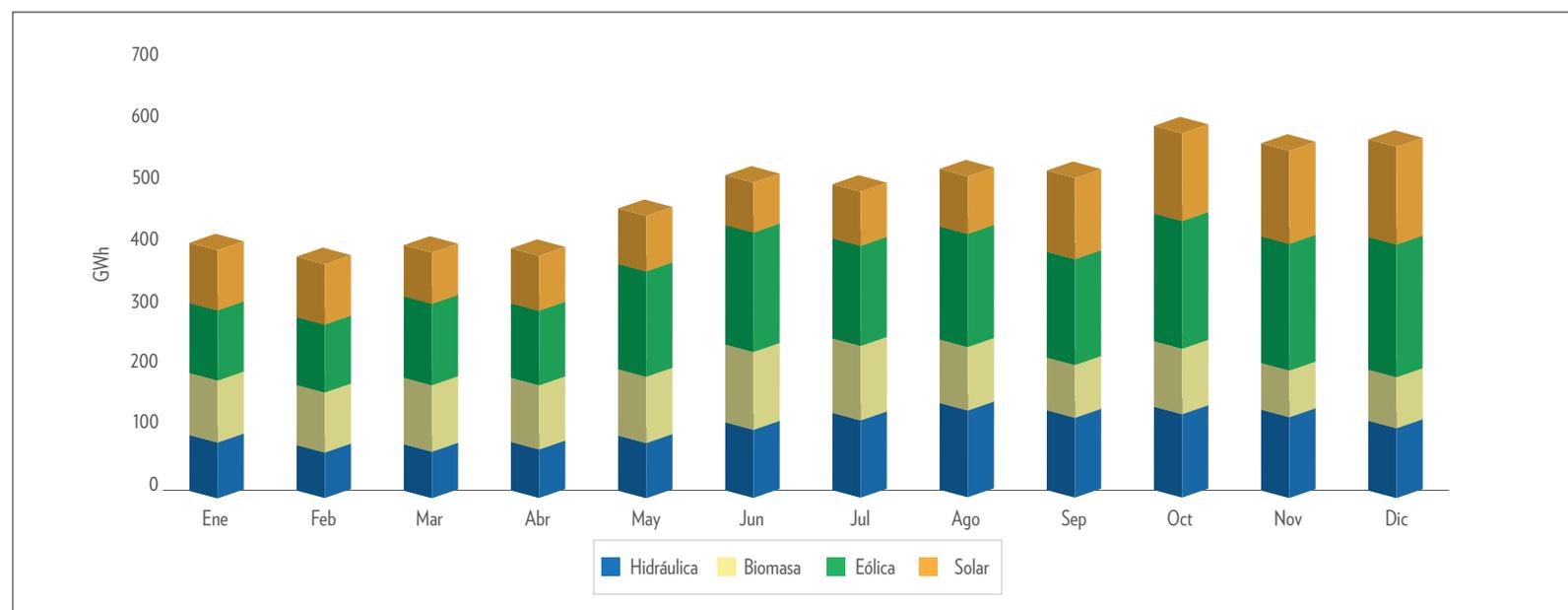
Propietaria de Subtransmisión	Pago [Miles de \$]
AES Gener	5.798.951
CEC	151.952
CHILECTRA	67.429.004
CHILQUINTA	27.120.281
CODINER	12.147
Colbún	1.630.698
COPELEC	848.970
EEPA	550.620
ELECDA	729.712
ENDESA	301.681
FRONTEL	2.694.798
INDURA	22.713
LITORAL	504.164
LUZLINARES	655.261
LUZPARRAL	318.001
METRO	294.235
Eléctrica Panguipulli	125.206
Pehuenche	0
Petropower	18.311
Puntilla	66.948
SAESA	2.046.640
SOCOPEA	75.191
STS	19.859.616
Transelec	39.701.684
TRANSNET	82.391.005
Total general	253.347.790

7.5. BALANCE ERNC

► 7.5.1. GENERACIÓN RECONOCIDA PARA ACREDITACIÓN

Generación [GWh]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Hidráulica	95,4	78,0	79,5	83,1	94,1	116,9	132,4	148,8	138,0	142,4	139,1	119,6
Eólica	120,0	116,5	140,7	127,7	180,0	204,9	171,7	193,4	180,7	218,4	216,8	227,3
Biomasa	105,8	103,3	114,3	109,6	113,5	133,5	127,2	109,0	91,2	111,5	79,8	87,6
Solar	102,9	103,5	87,7	93,8	94,9	85,7	92,9	98,4	138,7	150,1	159,3	167,3
Total Inyecciones	424,1	401,3	422,2	414,2	482,5	541,1	524,2	549,5	548,7	622,4	595,1	601,8
Acumulado	424,1	825,5	1.247,7	1.661,8	2.144,3	2.685,4	3.209,6	3.759,1	4.307,8	4.930,3	5.525,3	6.127,1

Generación [GWh]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Retiros Afectos a Obligación	3.766,2	3.388,3	3.713,2	3.535,2	3.713,9	3.731,4	3.855,4	3.807,0	3.650,3	3.871,9	3.868,8	4.016,0
Obligación	202,7	182,1	199,1	189,6	199,5	200,5	207,5	205,3	197,4	210,9	212,3	220,4
Acumulado	202,7	384,8	583,9	773,5	972,9	1.173,4	1.380,9	1.586,2	1.783,6	1.994,5	2.206,9	2.427,3



► 7.5.2 TRASPASO DE ATRIBUTOS DE ENERGÍA ERNC

Se muestran a continuación los montos de energía atribuibles a fuentes ERNC obtenidos como resultado del balance ERNC del año 2015, de acuerdo a lo establecido en las Leyes 20.257/2008 y 20.698/2013. Se muestran las obligaciones postergadas para el año 2016 (Obligaciones), el resultado anual neto (Resultado) y los excedentes reconocidos para el año siguiente (Excedentes).

El valor promedio de traspaso de excedentes fue de 3.067 [\$/MWh]

Sistema	Empresa	Obligaciones	Resultados	Excedentes
		[MWh]		
SIC	Amanecer Solar	0	451.667	245.496
SIC	Arauco Bioenergía	0	445.808	350.696
SIC	Barrick Generación	0	44.991	23.287
SIC	Carrán	0	2.282	2.282
SIC	Pacific Hydro Chacayes	0	0	0
SIC	Colbún	0	1.459	1.459
SIC	Termoeléctrica Colmito	0	0	0
SIC	Comasa	0	134.176	134.176
SIC	Cristoro	0	32.554	17.826
SIC	Hidroeléctrica Diuto	0	48.945	24.148
SIC	Hidroeléctrica Dongo	0	40.504	18.658
SIC	Donguil Energía	0	2.463	1.080
SIC	Equipos Generación	0	0	0
SIC	Hidroeléctrica El Manzano	0	52.848	26.082
SIC	Eléctrica Cenizas	0	0	0
SIC	Elektragen	0	0	0
SIC	EMELDA	0	0	0
SIC	Endesa	356.200	7.000	7.000
SIC	Enerbosch	0	10.326	10.326
SIC	Energía Bio Bio	0	82.925	42.322
SIC	Energía Pacífico	0	75.465	75.465
SIC	Enlasa	0	0	0
SIC	Puntilla	0	28.092	18.982
SIC	Los Espinos	0	100.437	52.768
SIC	Gas Sur	0	0	0
SIC	Compañía Generación Industrial	0	0	0
SIC	HBS Energía	0	4.930	2.085
SIC	Gesan	0	0	0
SIC	Guacolda	0	47.738	47.738
SIC	Hidroelec	0	6.372	6.372

Sistema	Empresa	Obligaciones	Resultados	Excedentes
		[MWh]		
SIC	Hidrolircay	0	25.223	25.223
SIC	HidroMaule	0	122.240	122.240
SIC	HidroMuchi	0	5.850	2.573
SIC	Hidropaloma	0	0	0
SIC	DEI Duqueco	0	1	0
SIC	KDM Energía	0	0	0
SIC	Hidroeléctrica La Confluencia	0	0	0
SIC	Hidroeléctrica La Higuera	0	0	0
SIC	Eléctrica Licán	0	158.639	76.888
SIC	CELMSA	0	0	0
SIC	Hidroeléctrica Mallarauco	0	0	0
SIC	Masisa Ecoenergía	0	0	0
SIC	EMR	0	236.943	126.248
SIC	Norvind	0	81.969	79.589
SIC	Nueva Energía	0	34.102	34.102
SIC	Beneo Orafti	0	0	0
SIC	Pacific Hydro	0	60.802	60.802
SIC	GENPAC	0	0	0
SIC	Eléctrica Panguipulli	0	301.352	301.352
SIC	Pehuenche	6.459	0	0
SIC	Pehui Ltda	0	0	0
SIC	Petropower	0	0	0
SIC	SGA	0	0	0
SIC	SWC	0	0	0
SIC	Tecnored	0	0	0
SIC	Hidroeléctrica La Arena	0	38.760	20.620
SIC	Central Cardones	0	0	0
SIC	Bioenergías Forestales	0	601.232	165.328
SIC	Hidroeléctrica El Canelo	0	31.454	13.798
SIC	Hidroeléctrica Allipén	0	35.634	18.079
SIC	Carbomet	0	87	0
SIC	Capullo	0	21.645	10.164
SIC	Duke Energy	0	0	0
SIC	Hidrocallao	0	20.857	9.473
SIC	Hidronalcas	0	46.128	18.278
SIC	HidroProvidencia	0	35.619	35.619
SIC	Kaltemp	0	10.655	5.996
SIC	Ucuquer	0	37.786	18.232
SIC	Generadora Roblería	0	33.170	16.833
SIC	Hidrobonito	0	104.296	46.408
SIC	Generhom	0	35.787	13.424

Sistema	Empresa	Obligaciones	Resultados	Excedentes
		[MWh]		
SIC	SDGx01	0	4.408	2.161
SIC	Commonplace	0	12.091	5.949
SIC	RTS Energy	0	0	0
SIC	San Andrés	0	230.065	93.801
SIC	Contra	0	2.550	1.296
SIC	Aguas del Melado	0	167.080	94.366
SIC	EDAM LTDA.	0	2.465	596
SIC	Eólica Negrete	0	189.218	94.368
SIC	Santa Irene	0	5.703	2.643
SIC	Santa Marta	0	186.509	93.878
SIC	Parque Eólico Talinay	0	312.903	169.905
SIC	Energías del Futuro	0	174	146
SIC	Ucuquer Dos	0	35.278	26.799
SIC	Pichilonco	0	5.169	4.733
SIC	Subsole	0	924	447
SIC	Punta Palmeras	0	0	0
SIC	Hidroeléctrica Río Huasco	0	7.947	3.802
SIC	HESA	0	1.902	1.902
SIC	Hidroeléctrica Maisán	0	4.475	2.270
SIC	Energía León	0	53.599	32.085
SIC	Almeyda Solar	0	67.792	45.265
SIC	EBCO Energía	0	1.614	1.069
SIC	Los Padres Hidro	0	10.523	5.995
SIC	Parque Eólico Los Cururos	0	212.146	212.146
SIC	PSF Lomas Coloradas	0	6.584	4.329
SIC	Hidroeléctrica San Andrés	0	0	0
SIC	Javiera	0	103.750	103.750
SIC	PSF Pama	0	6.600	4.372
SIC	Parque Eólico El Arrayán	0	317.182	275.856
SIC	Alba	0	148.916	105.942
SIC	Portezuelo	0	22.995	22.995
SIC	Lleuquero	0	5.835	5.835
SIC	Curileufu	0	1.428	1.428
SIC	Las Flores	0	10.600	10.600
SIC	Raki	0	8.370	8.370
SIC	PMGD Bureo	0	7.107	7.107
SIC	Hidroeléctrica Puclaro	0	764	764
SIC	Huajache	0	1.177	1.177
SIC	Hidroeléctrica El Mirador	0	757	757
SIC	GR Pan de Azúcar	0	1.139	1.139
SIC	Central Hidroeléctrica Río Mulchén	0	151	151

Sistema	Empresa	Obligaciones	Resultados	Excedentes
		[MWh]		
SIC	Parque Eólico Renaico	0	245	245
SIC	Imelsa	0	55	55
SIC	Leonera	0	46.160	46.160
SIC	Las Pampas	0	3.883	2.561
SIC	PV Salvador	0	162.309	162.309
SIC	EBCO Atacama	0	8.239	6.594
SIC	Collil	0	23.455	23.455
SIC	María Elena Ltda	0	1.618	1.618
SIC	Dosal	0	234	234
SIC	Luz del Norte	0	83.841	83.841
SIC	Luna	0	1.852	1.852
SIC	Sol	0	1.444	1.444
SIC	ERNC I	0	0	0
SIC	Trailelfu	0	680	680
SIC	Parque Eólico Taltal	0	266.389	266.389
SIC	Río Puma	0	1.779	1.779
SIC	Hidroangol	0	59.352	59.352
SING	On Group	0	0	0
SING	Gas Atacama	744	0	0
SING	E-CL	0	0	0
SING	Andina	0	0	0
SING	Enernuevas	0	36.761	20.519
SING	Celta	0	0	0
SING	Hornitos	0	0	0
SING	Angamos	0	1	0
SING	Noracid	0	0	0
SING	Pozo Almonte Solar 2	0	19.469	19.469
SING	Pozo Almonte Solar 3	0	43.955	43.955
SING	Valle de los Vientos	0	406.712	230.815
SING	SPS La Huayca	0	13.408	13.408
SING	Planta Solar Jama	0	51.618	51.618
SING	Pozo Almonte Solar 1	0	15.418	15.418
SING	Los Puquios	0	8.299	4.727
SING	Atacama Solar	0	77	77
SING	Generación Solar	0	207.058	183.031
SIC - SING	AES Gener	0	253.031	253.031
SIC - SING	EnorChile	0	0	0
SIC - SING	Generación Clientes Residenciales *	0	29	29
TOTAL		363.403	7.576.474	5.274.371

(*) Generación total de clientes residenciales del SIC y SING corresponde a los valores informados por las empresas distribuidoras a estos CDECs para efecto de este balance.



CDEC SIC

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

La información contenida en este Reporte Anual 2015, está sujeta a los términos establecidos en las Condiciones de Uso publicados en el sitio web del CDECSIC.

Coordinación Editorial

Comunicaciones CDECSIC
Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica CDECSIC

Periodista

Laura Solís A.

Fotografía

Archivos: Codelco, Metro de Santiago, SunEdison, Kaltemp, Transelec, Colbún, AES Gener y Endesa.
Natalia Canessa
Archivo CDECSIC
Banco de Imágenes

Impresión

Ograma

Diseño y Producción

LEADERS.CL



📍 Teatinos N° 280, Pisos 11 y 12, Santiago, Chile, CP 8340434

☎ +56 22 424 63 00

🐦 @CDECSIC

🌐 www.cdecsic.cl