



CDEC-SING

**ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN
1993 / 2003 - CDEC-SING**



Empresas Integrantes del CDEC - SING



Este ejemplar está acompañado de un CD que contiene la información publicada en formato HTML y PDF.

El detalle de los datos de las tablas y gráficos está disponible para planilla de cálculo.

La información del CD está disponible también en www.cdec-sing.cl

Índice

PRESENTACIÓN

Carta del Presidente	3
Directorio del CDEC-SING	7
Personal CDEC-SING	8
Comité de Expertos del CDEC-SING	8

INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

Descripción General	11
Antecedentes Históricos	11
Contenido de esta Publicación	12
Reseña Histórica	12

TAREAS Y RESPONSABILIDADES DEL CDEC-SING

Marco Reglamentario del CDEC-SING	17
Estructura del CDEC-SING	18
Integrantes del CDEC-SING	19
Operación Económica del SING	19
Unidades Generadoras del SING	22
Líneas de Transmisión del SING	24
Principales Clientes del SING a Diciembre de 2003	26
Diagrama Unilineal Simplificado del SING	27

HECHOS RELEVANTES OCURRIDOS EN EL SING DURANTE EL AÑO 2003

Proyectos de Generación y Transmisión	28
Operación	28
Varios	28

ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN 1993-2003

Capacidad Instalada	30
Capacidad Instalada por Empresa	30
Capacidad Instalada por Tipo de Combustible	31
Generación Bruta	32
Generación de las Centrales del SING. Año 2003	33
Generación de las Centrales del SING. Período 1993 - 2003	35
Generación Media Horaria Mensual. Período 1993 - 2003	37
Consumo Anual de Combustibles por Central	38
Ventas Anuales del SING. Período 1993 - 2003	39
Composición de las Ventas Anuales del SING. Período 1993 - 2003	40
Transferencias de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Año 2003	41
Transferencias de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Período 1993 - 2003	42
Transferencias de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Año 2003	43
Transferencias de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Período 1993 - 2003	44
Demanda Máxima Anual del SING	45
Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas. Año 2003	46
Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Año 2003	48
Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Período 1993 - 2003	50
Factores de Penalización de Energía. Año 2003	51
Precios de los Combustibles por Central	52



Carta del Presidente

Tengo el agrado de presentar a ustedes las Estadísticas de Operación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) correspondientes al periodo 1993-2003. Este documento es editado anualmente por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING), satisfaciendo de este modo las necesidades de información de los interesados en el sector eléctrico del Norte Grande de nuestro país.

En lo referente a la operación del SING cabe señalar que durante el año 2003 éste experimentó un crecimiento en la generación máxima bruta de 3,3% con respecto al año 2002, alcanzando un valor de 1.466,6 MW. La producción total bruta registró un valor de 11.424,1 GWh, lo que implica un crecimiento anual de 9,9%. Por su parte las ventas acumuladas del año 2003 correspondieron a 10.480,3 GWh, lo que representa un incremento de un 10,5% respecto de igual período del año 2002.

Con relación a la distribución en el consumo de combustibles utilizados para la producción de electricidad, durante el año 2003 ésta provino en un 72,9% de gas natural, en un 26,9% de carbón, en un 0,1% de petróleo diesel y en un 0,1% de fuel oil.

Desde el punto de vista de la seguridad del sistema, durante el año 2003 no se presentó ninguna perturbación que provocara una interrupción total de servicio eléctrico gracias a la existencia de un Plan de Seguridad adecuado a las condiciones operativas del SING. Adicionalmente, dicho Plan de Seguridad ha permitido reducir el efecto de las fallas parciales en el sistema, disminuyendo en un 13% la desconexión de consumos por esta causa respecto al 2002.

En cuanto a los proyectos ejecutados el 2003 en el SING cabe mencionar la modificación de la ex línea 220 kV Mejillones-O'Higgins, de propiedad de Minera Escondida, la que consistió en la desconexión de su extremo Mejillones y la conexión a la barra Atacama 220 kV, así pasando a denominarse línea 220 kV Atacama-O'Higgins.



*Lucas Sanhueza Yovanovich,
Presidente Directorio CDEC-SING*

En lo relativo a aspectos reglamentarios y de procedimientos, con fecha 9 de octubre de 2003, se publica en el Diario Oficial el decreto N°158 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que modifica el Decreto Supremo N°327 de diciembre de 1997. Las modificaciones introducidas dicen relación a materias relacionadas con establecer medidas y procedimientos aplicables a racionamiento eléctrico, cálculo de peajes de transmisión y normar los procedimientos de determinación del precio de nudo.

Por otra parte, con fecha 12 de septiembre de 2003 la Comisión Nacional de Energía mediante Resoluciones Exentas N°395 y N°396, informó favorablemente el texto de los Manuales de Procedimientos N°13 "Instalación, Lectura, Sincronización y Mantenimiento de Equipos de Medida utilizados en la valorización de transferencias entre integrantes del CDEC-SING" y N°15 "Interconexión y Retiro de Unidades Generadoras, Instalaciones de Transmisión y consumos en el SING", respectivamente. Luego con fecha 29 de octubre de 2003, mediante Resolución Exenta N°464, la Comisión Nacional de Energía informó favorablemente el texto del Manual de Procedimientos N°25 "Evaluación del Personal de las Direcciones de Operación y Peajes del CDEC-SING".

Durante el transcurso del año 2003 fueron presentados al Comité de Expertos del CDEC-SING cuatro conflictos surgidos al interior del Directorio. Además se recibieron del señor Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción las resoluciones ministeriales exentas N° 43, N° 55, N° 77, N° 94, N° 101 y N° 106. En este sentido, cabe destacar la Resolución Ministerial Exenta N°106 del 29 de diciembre de 2003,

donde se resolvió sobre el Manual de Procedimientos N°23, "Cálculo de Potencia Firme y determinación del balance entre empresas generadoras integrantes".

En cuanto a la estructura del CDEC-SING, el año 2003 se integró a la organización la empresa TRANSELEC NORTE al adquirir dicha empresa instalaciones de transmisión de las empresas CELTA y GASATACAMA GENERACIÓN. De esta forma, al término del año 2003 el CDEC-SING estaba conformado por las empresas EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGENER, CELTA, GASATACAMA GENERACIÓN, AES GENER y TRANSELEC NORTE.

En el primer trimestre de 2004 se espera la puesta en servicio de la nueva línea 220 kV Encuentro - Collahuasi de propiedad de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi.

Finalmente, deseo expresar mis sinceros agradecimientos al señor Director de Operación y Peajes y sus colaboradores por el apoyo continuo que brindan al funcionamiento del CDEC-SING. Agradezco también la colaboración prestada por los señores Directores y, en particular, la del señor Secretario del Directorio y a todos quienes han colaborado en la elaboración de la presente edición de las Estadísticas de Operación del CDEC-SING.

Atentamente,

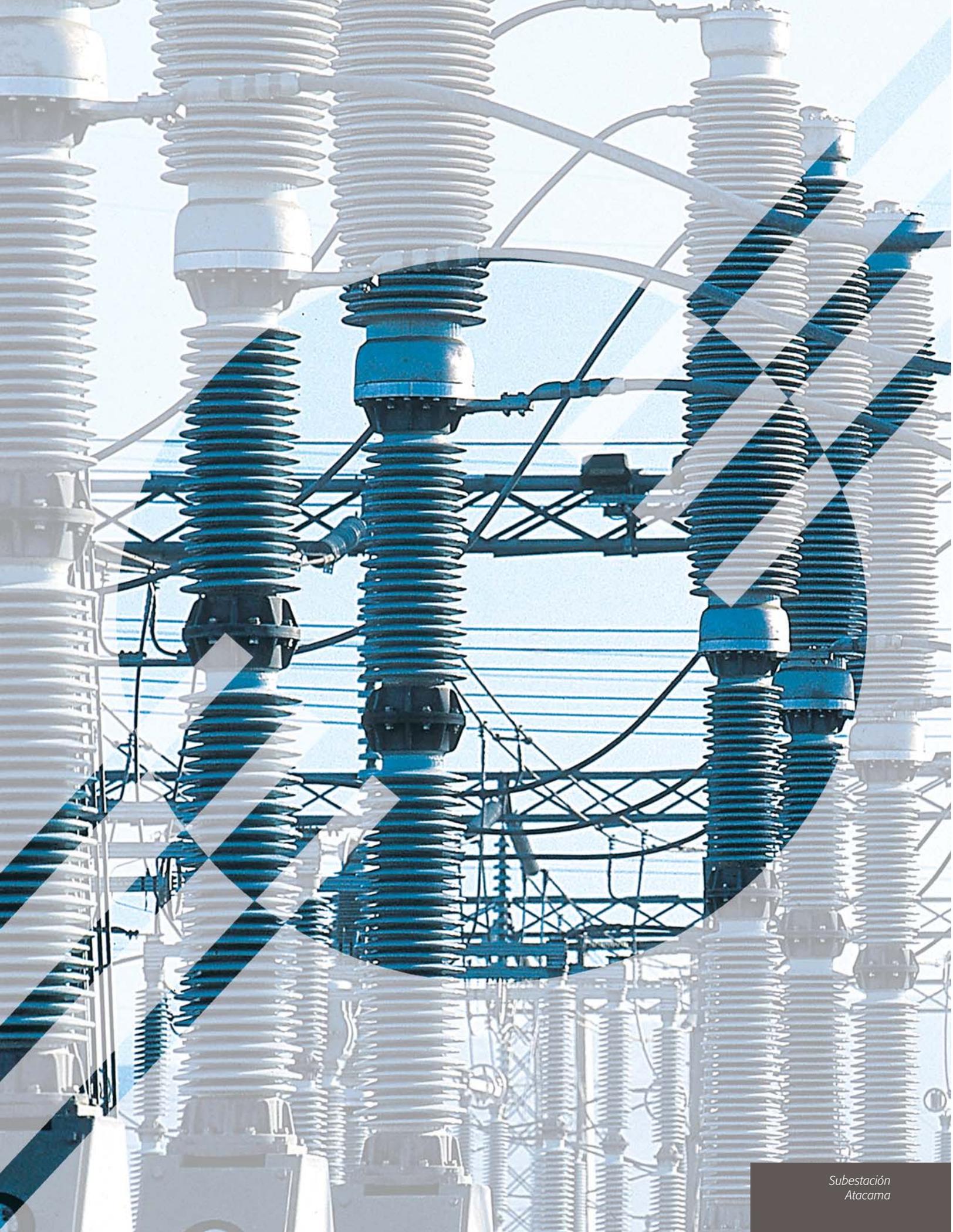
Lucas Sanhueza Yovanovich
Presidente Directorio CDEC-SING



Unidades de Central Termoeléctrica Tocopilla



Subestación
Central Salta



Directorio del CDEC-SING

Presidente

Lucas Sanhueza Yovanovich

Directores

Lucas Sanhueza Yovanovich
ELECTROANDINA S.A.

Juan Carlos Olmedo Hidalgo
NORGENER S.A.

Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA GENERACIÓN

Eduardo Andrade Hours
TRANSELEC NORTE

Francisco Promis Baeza
EDELNOR S.A.

Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.

Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.



Directores Suplentes

Mabel Cortés Gómez
ELECTROANDINA S.A.

Juan Pablo Cárdenas Pérez
NORGENER S.A.

Javier Alemany Martínez
GASATACAMA GENERACIÓN

Belisario Maldonado Molina
TRANSELEC NORTE

Saska Stevkovska
EDELNOR S.A.

Ernesto Fairlie López
CELTA S.A.

Carlos Campos Johnson
AES GENER S.A.

Secretario del Directorio

Cristián Romero Hernández

Estructura del CDEC-SING

Director de Operación y Director de Peajes

Carlos Finat Díaz

Subdirector de Operación

Víctor Araya Jiménez

Subdirectora de Peajes

Claudia Carrasco Arancibia

Jefe del Centro de Despacho y Control

Raúl Moreno Tornería

Jefe de Planificación y Estudios

René Valdés Aburto

Jefe de Transferencias

José Miguel Arévalo Araneda



Personal CDEC-SING Santiago



Personal CDEC-SING Antofagasta

Comité de Expertos del CDEC-SING

Abogado

Antonio Bascuñán Valdés
Profesor Titular de la Facultad de Derecho
Universidad de Chile

Ingeniero

Aldo Cipriano Zamorano
Profesor Titular Departamento de
Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Chile

Ingeniero

Héctor Kaschel Cárcamo
Profesor Titular de la Facultad de
Ingeniería Eléctrica
Universidad de Santiago de Chile



CDEC-SING

**INTRODUCCIÓN
Y RESEÑA HISTÓRICA**



Unidades 14 y 15 de Central
Termoeléctrica Tocopilla

Introducción y Reseña Histórica

DESCRIPCIÓN GENERAL

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Tarapacá y Antofagasta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente al 24,5% del territorio continental.

En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que explica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha gravitado de modo decisivo en la distribución y densidad de la población. Esta se ubica principalmente en el borde costero. Según cifras del censo de 2002, la población alcanza al 6,1% del total nacional y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí.

Se puede identificar las siguientes características importantes del SING:

- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Debido a la condición hidrológica, climática y geográfica del SING, el abastecimiento eléctrico de los distintos centros de consumo se inició con sistemas locales independientes entre sí y destinados exclusivamente a resolver sus necesidades.

A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sistemas, dando origen al Sistema Interconectado del Norte Grande. El 30 de julio de 1993 comenzó la operación coordinada de las instalaciones del SING al constituirse el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING (CDEC-SING).

En su inicio, el CDEC-SING fue integrado por las empresas generadoras EDELNOR, ENDESA y la División Tocopilla de CODELCO-CHILE, hoy ELECTROANDINA.



Central Atacama

A diciembre del 2003, constituían el CDEC-SING las empresas EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGENER, CELTA, GASATACAMA GENERACIÓN, AES GENER y TRANSELEC NORTE.

CONTENIDO DE ESTA PUBLICACIÓN

Este documento presenta información relevante del SING en el período comprendido entre agosto de 1993 y diciembre de 2003. La información se ha agrupado en cinco capítulos que comprenden los siguientes temas:

- El primer capítulo contiene la carta del Presidente del Directorio, composición del Directorio, estructura de las Direcciones de Operación y Peajes, y composición del Comité de Expertos.
- El segundo capítulo incluye una reseña histórica con la constitución del CDEC-SING.
- El tercer capítulo presenta las tareas y responsabilidades del CDEC-SING, e incluye el marco legal, vigente a diciembre de 2003, que lo regula y sus atribuciones y responsabilidades. También se incluye antecedentes de la red de transmisión y del parque generador a diciembre de 2003, describiendo las características de las instalaciones de transmisión, generación e identificando los principales consumos del SING.
- El cuarto capítulo muestra los hechos relevantes ocurridos en el SING durante el año 2003.
- El quinto capítulo contiene la estadística de la operación del sistema desde sus inicios hasta diciembre de 2003, incluyendo gráficos y tablas que muestran la evolución de la producción y el consumo, junto con los montos y precios de las transferencias de energía y potencia entre las respectivas empresas integrantes.

RESEÑA HISTÓRICA

En un comienzo, las necesidades de suministro eléctrico del Norte Grande se vieron satisfechas a través del desarrollo de sistemas eléctricos que evolucionaron separadamente. En 1980, la Comisión Nacional de Energía (CNE), convencida de las ventajas de los sistemas eléctricos interconectados, inició los estudios para analizar la factibilidad de unir el sistema Tocopilla-Chuquicamata de la División Chuquicamata de CODELCO-CHILE con los sistemas de EDELNOR en el Norte Grande. Para esto contó con la colaboración de EDELNOR, CODELCO, ENDESA y SOQUIMICH.

Este estudio entregó resultados muy positivos, los que llevaron a la CNE a impulsar en forma decidida dicho proyecto. Los primeros pasos se dieron en 1983, cuando CODELCO y EDELNOR acordaron construir las obras necesarias para la interconexión. Durante ese año CODELCO puso en servicio la Unidad N°12, siendo la primera unidad Vapor-Carbón en operación en el SING. Más tarde, en 1984, se firmó un contrato por el cual la División Tocopilla de CODELCO-CHILE suministró 56 MW a EDELNOR, a partir de noviembre de 1987, el cual luego aumentaría a 101 MW.

El respaldo de la CNE y el esfuerzo mancomunado de EDELNOR, CODELCO-CHILE y ENDESA, fueron los factores determinantes para el nacimiento del SING en noviembre de 1987.

Como paso lógico de lo anterior, CODELCO incorporó un moderno Centro de Despacho de Carga ubicado en Tocopilla dotado con un Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA). Además amplió la Central Tocopilla instalando las unidades Vapor-Carbón N°14 y N°15 de 125 MW cada una y

*Muelle Central
Termoeléctrica
Tarapacá*



construyó líneas de transmisión de 220 kV desde la Subestación Tocopilla hasta la Subestación Crucero.

Por su parte, EDELNOR construyó las líneas de interconexión de 220 kV entre sus sistemas de Tarapacá y Antofagasta, las Subestaciones de Mejillones, Pozo Almonte y la Subestación Crucero que servía de enlace con el sistema de CODELCO. Adicionalmente, elevó a 110 kV la tensión de la línea Arica-Pozo Almonte y reforzó la unión Iquique-Pozo Almonte. También interconectó Mejillones con Antofagasta en 110 kV e incorporó un Centro de Despacho de Carga ubicado en Antofagasta, dotado con un Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA).

El 30 de julio de 1993, con la incorporación de ENDESA que en dicho año puso en operación su Central Mejillones de 74 MW en la misma ciudad, se inició la operación coordinada de las instalaciones de generación y transmisión en conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 (DFL1/1982) y el Reglamento de Coordinación dispuesto en el Decreto Supremo N°6 de 1985 (DS N°6/1985).

Al momento de constituirse, el CDEC-SING contaba con una potencia total instalada de 745,1 MW.

En febrero de 1995 se incorporó al CDEC-SING la empresa NORGENER con la operación comercial de la Unidad N°1 ubicada en la ciudad de Tocopilla.

En septiembre de 1995, EDELNOR tomó en arriendo la Central Diesel Mantos Blancos. A partir de noviembre EDELNOR suscribió un contrato con EECSA por el total de la producción de la Central Cavanha. Este mismo año ENDESA puso en servicio la turbina a gas N°3 en la S/E Mejillones.

En 1996 se incorpora al sistema la Unidad N°1 de la Central Térmica de Mejillones de EDELNOR. A partir de febrero de 1996, EDELNOR contrató la producción total de la Central Enaex. Este mismo año la División Tocopilla CODELCO-Chile cambia su nombre a ELECTROANDINA.

En 1997 se conectó al sistema la Unidad N° 2 de NORGENER. Asimismo, se interconectó al sistema, la Subestación Norgener y una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV, que se extiende entre dicha subestación y



Línea Tarapacá-Lagunas, cruce con Camino de la Sal

la Subestación Crucero. El 1 de enero de 1997 se retiró del sistema la turbina a gas N°3 de ENDESA.

Durante 1998, EDELNOR puso en servicio la Unidad N° 2 de la Central Térmica Mejillones y se incorporó al CDEC-SING la empresa CELTA con la operación comercial de la Turbina a Gas denominada TGTAR. En octubre de este año se incorpora al CDEC-SING la empresa NOPEL, actualmente GASATACAMA GENERACIÓN.

En 1999 se incorporaron al SING la Unidad N° 1 Vapor-Carbón de Central Térmica Tarapacá de CELTA y los ciclos combinados N°1 y N°2 de Central Atacama de propiedad de NOPEL. En abril de 1999 se incorpora al CDEC-SING la empresa GENER, colocando en servicio las Turbinas a Gas 11 y 12 de la Central Salta.

Las turbinas a gas de ENDESA ubicadas en Mejillones, se retiraron del SING a partir del 3 de enero de 1999 para ser trasladadas al Sistema Interconectado Central (SIC). Posteriormente, el 12 de mayo de 1999, la turbina a gas diesel de ENDESA ubicada en Patache, es retirada del SING para ser trasladada al SIC, situación que implicó la salida de ENDESA del CDEC-SING. Esta turbina fue reintegrada al SING como propiedad de CELTA, el día 29 de noviembre de 1999.

Por su parte en el año 1999 se incorporaron al sistema de transmisión una gran cantidad de líneas. En febrero de 1999



Gasoducto GasAtacama

entraron en operación las líneas de 220 kV Central Atacama - Encuentro y Encuentro - Crucero, en ese entonces de propiedad de NOPEL; en abril entraron en operación las líneas 220 kV Andes - Oeste, los dos circuitos de la línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar y la línea de 345 kV Salta - Andes, todas de propiedad de GENER; en mayo entró en operación la línea Laberinto - Mantos Blancos, de propiedad de GENER; finalmente en noviembre de 1999 entraron en operación las líneas 110 kV Capricornio - Alto Norte y 110 kV Capricornio - Antofagasta, ambas de propiedad de EDELNOR.

Durante el mes de abril del año 2000 se incorporó al parque generador la turbina a vapor N°10 de la Central Salta de GENER. En junio del mismo año entró en operación comercial la Unidad ciclo combinado N° 3 de la Central Termoeléctrica Mejillones de EDELNOR.

En febrero del año 2001 se entregó para operación comercial la unidad ciclo combinado U16 de la Central Termoeléctrica Tocopilla de ELECTROANDINA.

En julio de 2001 la Comisión Nacional de Energía, por medio de la Resolución Exenta N° 236, informó favorablemente el Reglamento Interno del CDEC-SING.

En agosto del año 2001 la empresa GENER modifica su nombre a AES GENER.

A finales del 2001 y comienzos del 2002 se colocaron en servicio las líneas de transmisión de 220 kV Atacama – Esmeralda, Tarapacá – Cóncores y Cóncores – Parinacota, de propiedad en ese entonces de NOPEL, destinadas a dar suministro eléctrico a las empresas de distribución de las ciudades de Antofagasta, Iquique y Arica respectivamente. La conexión de las líneas de 220 kV de NOPEL y las instalaciones de las empresas de distribución se hizo a través de instalaciones de transmisión de la empresa TRANSEMEL, no integrante del CDEC-SING, la cual coloca en servicio nuevas subestaciones y líneas de transmisión y modifica algunas existentes.

En octubre del 2002 la empresa NOPEL modifica su nombre a GASATACAMA GENERACIÓN.

En noviembre de 2002 se incorporó para su operación comercial la turbina a gas TG2A del ciclo combinado N°2 de GASATACAMA GENERACIÓN.

De este modo, la potencia instalada bruta del SING en el año 2002 alcanzó el valor de 3633,9 MW.

En junio de 2003 se incorporó al CDEC-SING la empresa TRANSELEC NORTE, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 168 del DS N°327, al adquirir activos de transmisión de la empresa CELTA y posteriormente de la empresa GASATACAMA GENERACIÓN.



CDEC-SING

TAREAS Y RESPONSABILIDADES DEL CDEC-SING



Tareas y Responsabilidades del CDEC-SING

MARCO REGLAMENTARIO DEL CDEC-SING

El marco regulatorio que a continuación se indica corresponde al vigente al 31 de diciembre del 2003.

Según lo dispuesto en el DS N°327, el CDEC-SING es responsable de:

- a) Preservar la seguridad del servicio eléctrico del SING.
- b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SING.
- c) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Esta coordinación conforme a lo estipulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, debe efectuarse de acuerdo con las normas técnicas y reglamentos que indique en conformidad la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Las instrucciones de coordinación que emanan del CDEC-SING son obligatorias para todas las centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas al SING.

Dentro de las obligaciones dispuestas para el CDEC-SING se encuentran:

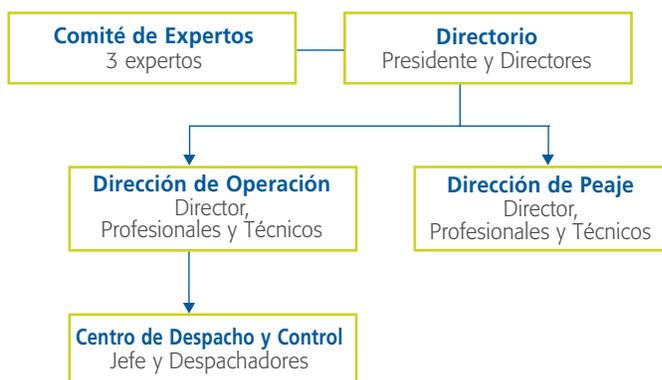
- a) Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo; y comunicarla a sus integrantes para que ellos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- b) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación.
- c) Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras del sistema.
- d) Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.
- e) Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC-SING.
- f) Elaborar los informes que las leyes y reglamentos determinen.
- g) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema.

Unidad CTM3

- h) Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo así como otras medidas necesarias para preservar la seguridad de servicio global del SING.
- i) Elaborar los informes que el reglamento establece.
- j) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión, según lo dispuesto en el reglamento.

ESTRUCTURA DEL CDEC-SING

En conformidad con lo dispuesto en el DS N°327, el CDEC-SING tiene la siguiente estructura organizacional:



El Directorio es responsable de los aspectos normativos y de velar por el buen funcionamiento de las Direcciones de Operación y de Peajes. Entre sus principales actividades está la aprobación del reglamento interno del CDEC-SING.

La Dirección de Operación y la Dirección de Peajes están definidas como entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, encargadas de dar cumplimiento a sus actividades según los criterios generales que fije el Directorio.

La Dirección de Operación es responsable, entre otras funciones, de:

- a) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los generadores y transmisores del sistema para preservar la seguridad de servicio global del mismo.
- b) Efectuar la planificación de corto, mediano y largo plazo de la operación y la coordinación de los mantenimientos de las unidades generadoras y líneas de transporte del SING, y comunicarlas oportunamente al Centro de Despacho y Control.
- c) Controlar el cumplimiento de los programas establecidos en la planificación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas y acordar las medidas conducentes a corregir las desviaciones indeseadas.
- d) Calcular la potencia firme de cada central generadora y verificar los balances correspondientes para cada una de las empresas generadoras.
- e) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nodos del SING.

La Dirección de Peajes es responsable, entre otras funciones, de:

- a) Proponer al Directorio las decisiones y procedimientos, destinados a garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión, que operen interconectados en el SING.
- b) Establecer y proyectar, anualmente, con fines indicativos, la capacidad y el uso adicional máximo de cada uno de los sistemas de transporte cuya operación coordine el CDEC-SING.
- c) Definir y proponer al Directorio, las instalaciones involucradas en el área de influencia de cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC-SING.
- d) Proyectar, a comienzos de cada año, los ingresos tarifarios en todas las instalaciones de transporte sujetas a la coordinación del CDEC-SING.



Central Termoeléctrica Tarapacá



Central Salta

- e) Calcular el valor del peaje básico, en cada una de las subestaciones básicas. Estos valores tendrán el carácter de indicativos o referenciales.

El Centro de Despacho y Control del CDEC-SING se encuentra en Antofagasta, y es el organismo encargado de efectuar la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras y líneas de transporte.

INTEGRANTES DEL CDEC-SING

Según lo establecido en el DS N°6/1985, vigente al momento de constituirse el CDEC-SING y actualmente derogado, el CDEC-SING podía ser integrado por las empresas eléctricas cuya capacidad instalada de generación fuese superior al 2% de la potencia total instalada a la fecha de constitución del CDEC-SING y por los Autoprodutores cuya capacidad instalada de generación en condiciones normales fuera superior a la suma de su demanda máxima anual o al 2% de la potencia instalada en el Sistema a la fecha de constitución del CDEC-SING.

A la fecha de constitución del CDEC-SING, el Sistema tenía una potencia instalada de 745,1 MW, por lo que la capacidad instalada mínima para poder integrar el CDEC-SING resulta de 14,90 MW.

El DS N°327, además de las empresas generadoras, incorpora al CDEC-SING las empresas cuyo giro principal sea administrar sistemas de transmisión de electricidad, con un nivel de tensión igual o superior a 23 kV, con a lo menos un tramo

de línea de longitud superior a 100 km. Asimismo, se extiende la posibilidad a las empresas eléctricas cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW.

OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SING

La operación económica del SING privilegia el despacho de las unidades de menor costo variable de producción.

Se define el costo variable de producción de una unidad generadora al producto de su consumo específico de combustible por el precio del mismo, más un costo variable no combustible, atribuible fundamentalmente a repuestos, aditivos químicos y lubricantes.



Unidad CTM3



Para poder comparar adecuadamente los costos de generación de cada unidad generadora, se elabora una tabla de costos variables, que contiene el costo variable de producción de cada unidad generadora referido al centro de carga del sistema o nudo básico, mediante el uso de factores que consideran las pérdidas marginales de la red de transmisión (factores de penalización). El centro de carga corresponde actualmente al nudo CRUCERO 220 kV.

La planificación de la operación y el cálculo de los costos marginales se realiza semanalmente, resultando un programa de generación en el cual se considera la previsión horaria de la demanda, los mantenimientos de las unidades generadoras y del sistema de transmisión, así como las limitaciones técnicas de las unidades generadoras, entre las que se cuentan los límites de potencia máxima y mínima, tiempos de puesta en servicio y tiempo mínimo de permanencia en servicio.

El Centro de Despacho y Control del CDEC-SING, coordina en tiempo real con los correspondientes Centros de Control de las empresas integrantes la ejecución del programa diario, realizando en tiempo real las correcciones en la operación, necesarias para absorber las variaciones o desviaciones respecto a lo programado.

Unidad N°1 de Norgener



Unidades Generadoras del SING

PROPIETARIO	NOMBRE DE LA CENTRAL	UNIDAD	N° COMPONENTES	POTENCIA BRUTA TOTAL [MW]
CELTA				
	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR (1)	1	23,75
		CTTAR	1	158,00
EDELNOR				
	Chapiquiña	CHAP	2	10,20
	Diesel Arica	M1AR	3	3,00
		M2AR	2	2,92
		GMAR	4	8,40
	Diesel Iquique	SUIQ	3	4,20
		MIIQ	2	2,92
		MAIQ	1	5,94
		TGIQ	1	23,75
		MSIQ	1	6,20
	Diesel Antofagasta	MAAN	2	11,87
		GMAN	8	16,80
	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	1	165,90
		CTM2	1	175,00
		CTM3	2	250,75
	Diesel Mantos Blancos (2)	MIMB	10	28,64
	Cavancha (3)	CAVA	1	2,60
ELECTROANDINA				
	Termoeléctrica Tocopilla	U09	1	45,00
		U10	1	37,50
		U11	1	37,50
		U12	1	85,30
		U13	1	85,50
		U14	1	128,30
		U15	1	130,30
		U16	2	400,00
		TG1	1	24,70
		TG2	1	24,93
		TG3 (4)	1	37,50
AES GENER				
	Salta	CC SALTA	3	642,80
GASATACAMA GENERACIÓN				
	Atacama	CC1	3	395,90
		CC2	3	384,70
	Diesel Enaex (5)	DEUTZ	3	1,96
		CUMMINS	1	0,72
NORGENER				
	Termoeléctrica Norgener	NT01	1	136,30
		NT02	1	141,04
TOTAL SISTEMA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2003				3.640,79

Notas: En tablas y gráficos se usarán abreviaciones para los nombres de las empresas integrantes, debiéndose entender por éstos como sigue:

Celta: Celta S.A.

Edelnor: Edelnor S.A.

Electroandina: Electroandina S.A.

AES Gener: AES Gener S.A.

Gasatacama: Gasatacama Generación Ltda.

Norgener: Norgener S.A.

Transelec Norte: HQI Transelec Norte S.A.

	BARRA INYECCIÓN	TIPO DE UNIDAD	AÑO PUESTA EN SERVICIO EN EL SISTEMA
	Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1998
	Tarapacá 220 kV	Vapor-Carbón	1999
	Arica 66 kV	Hidro pasada	1967
	Arica 66 kV	Motor Diesel	1953
	Arica 66 kV	Motor Diesel	1961-63
	Arica 66 kV	Motor Diesel	1973
	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1957
	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1963-64
	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1972
	Iquique 66 kV	Turbogas Diesel	1978
	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985
	Antofagasta 13,8 kV	Motor FO 6	1970
	Antofagasta 13,8 kV	Motor Diesel	1971-74-76
	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995
	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1998
	Chacaya 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
	Mantos Blancos 23 kV	Motor FO 6	1995
	Iquique 66 kV	Hidro pasada	1995
	Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1960
	Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
	Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
	Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983
	Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985
	Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987
	Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1990
	Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001
	Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
	Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
	Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993
	Central Salta 345 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
	Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
	Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995
	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997

(1) Durante el período enero - noviembre 1999 la central perteneció a Endesa. A partir del 12 de mayo de 1999 se traslada al SIC y se reintegra al SING el 29 de noviembre de 1999, como propiedad de Celta.

(2) La central Diesel Mantos Blancos es representada en el CDEC-SING por Edelnor.

(3) La central Cavanca es representada en el CDEC-SING por Edelnor.

(4) La Turbina a Gas queda disponible para operar con gas natural a partir de septiembre de 2000.

(5) La central Diesel Enaex es representada en el CDEC-SING por Gasatacama.

Líneas de Transmisión del SING

Líneas de Transmisión de Empresas del CDEC-SING

PROPIETARIO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE (KV)	N° CIRCUITOS	LONGITUD APROX.(KM)	CAPACIDAD (MVA)	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
CELTA						
	Lagunas - Collahuasi 1	220	1	118,0	180	1996
	Lagunas - Collahuasi 2	220	1	118,0	180	1998
EDELNOR						
	Lagunas - Pozo Almonte	220	1	70,0	328	1987
	Crucero - Lagunas 1	220	1	174,0	328	1987
	Chacaya - Crucero	220	1	152,7	328	1987
	Chacaya - Mejillones	220	1	1,3	377	1987
	Chacaya - Mantos Blancos	220	1	66,0	377	1996
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	122	1995
	Arica - Pozo Almonte	110	1	216,0	35	1987
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63,3	80	1987
	Km6 - Calama	110	1	14,0	69	1982
	Capricornio - Alto Norte	110	1	41,0	137	2000
	Capricornio - Antofagasta	110	1	28,0	137	2000
	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84,0	48	1967
	Central Diesel Arica - Arica	66	1	6,8	17	1964
	Iquique - Pozo Almonte 1	66	1	42,4	31	1964
	Iquique - Pozo Almonte 2	66	1	41,0	39	1987
	Pozo Almonte-Tamarugal	66	1	20,8	10	1968
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	1,6	41	1970
ELECTROANDINA						
	Central Tocopilla - Crucero	220	2	71.4x2	330x2	1986
	Crucero - Chuquicamata	220	2	68x2	330x2	1986
	Crucero - El Abra	220	1	101,0	330	1995
	Crucero - Radomiro Tomic	220	1	82,0	450	1996
	Central Tocopilla - Chuquicamata 1	110	1	141,0	90	1910
	Central Tocopilla - Chuquicamata 2	110	1	141,0	90	1910
	Central Tocopilla - Chuquicamata 3	110	1	141,0	90	1915
	Central Tocopilla - Km6	110	1	152,0	90	1982
AES GENER						
	Central Salta - Andes	345	1	408,0	777	1999
	Andes - Oeste	220	1	38,0	290	1999
	Andes - Nueva Zaldívar	220	2	63.3x2	370x2	1999
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70,0	290	1999
NORGENER						
	Norgener - Crucero	220	2	72x2	948	1997
	Laberinto - Oeste	220	1	85,0	290	1998
	Laberinto - Lomas Bayas	220	1	10,0	209	1997
	Oeste - Minsal	110	1	33,0	50	1997
TRANSELEC NORTE						
	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	416x2	1999
	Atacama - Esmeralda	220	1	70,0	189	2001
	Crucero - Encuentro 1	220	1	0,8	404	1999
	Crucero - Encuentro 2	220	1	0,8	404	2000
	Crucero - Lagunas 2	220	1	173,2	183	1998
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	200x2	1998
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70,0	189	2002
	Cóndores - Parinacota	220	1	225,0	189	2002
Total Líneas en 66 kV				196,6	186	
Total Líneas en 110 kV				971,7	990	
Total Líneas en 220 kV				2.593,2	9.755	
Total Líneas en 345 kV				408,0	777	
Total Empresas del CDEC-SING				4.169,5	11.708	

Líneas de Transmisión de otros Propietarios

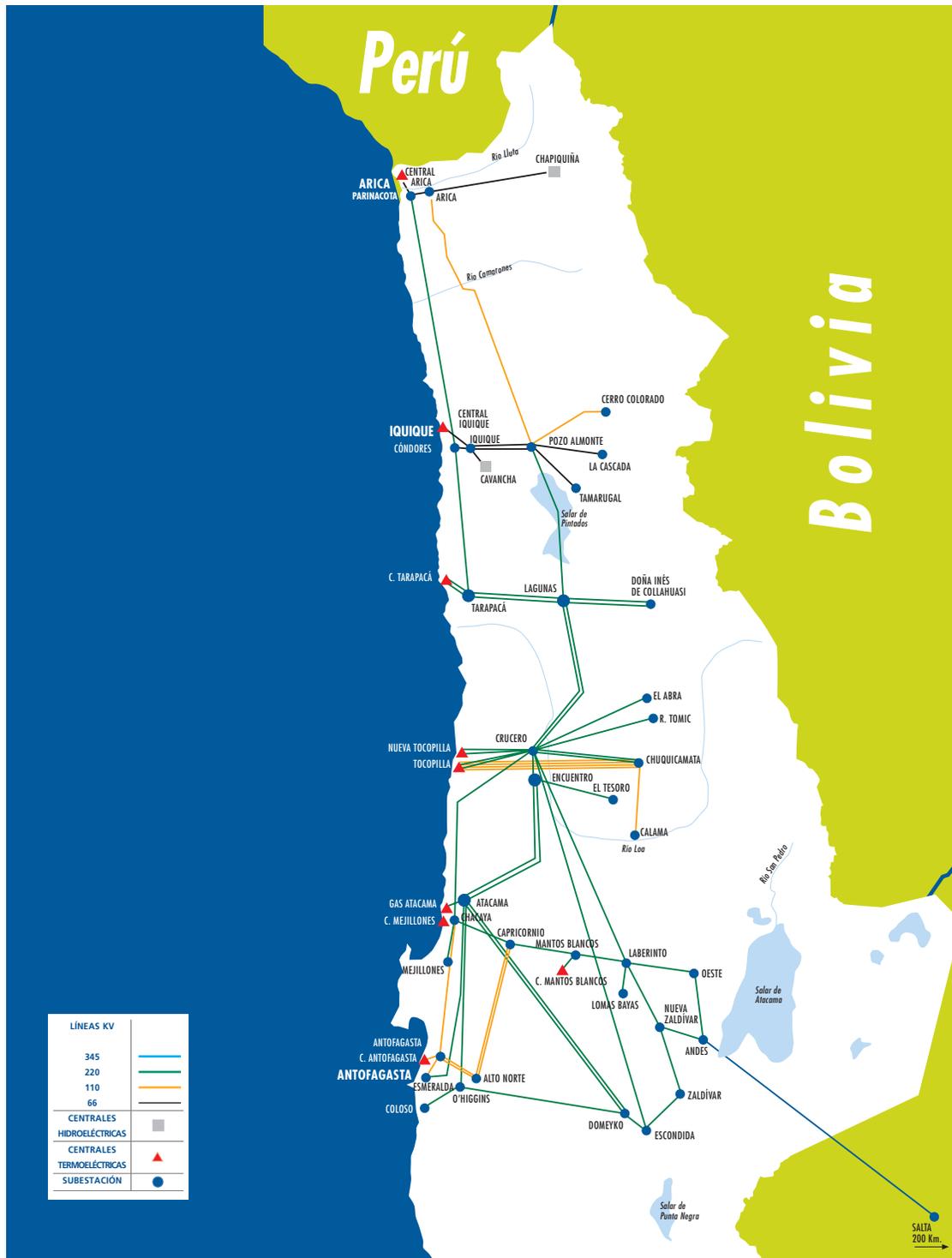
PROPIETARIO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE (KV)	N° CIRCUITOS	LONGITUD APROX.(KM)	CAPACIDAD (MVA)	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
MINERA ZALDÍVAR						
	Crucero - Laberinto	220	1	133,0	330	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar	220	1	75,0	330	1994
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,2	360	1994
MINERA ESCONDIDA						
	Crucero - Escondida	220	1	236,0	270	1995
	Atacama - O'Higgins	220	1	73,0	163	2003
	O'Higgins - Domeyko	220	1	128,0	180	1999
	O'Higgins - Coloso	220	1	32,0	163	1993
	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	203x2	1999
	Domeyko - Escondida	220	1	7,0	180	1999
	Domeyko - Planta Óxidos	220	1	1,0	100	1998
	Zaldívar - Escondida	220	1	14,0	360	1995
MINERA QUEBRADA BLANCA						
	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18,0	180	2002
MINERA MICHILLA						
	Mejillones - El Lince	110	1	72,0	30	1991
MINERA CERRO COLORADO						
	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61,0	164	1993
MINERA MERIDIAN						
	Palestina - El Peñón	66	1	63,0	60	1999
MINERA LA CASCADA						
	Pozo Almonte - La Cascada	66	1	55,0	5	1971
MINERA EL TESORO						
	Encuentro - El Tesoro	220	1	90,0	125	2000
FUNDICIÓN ALTO NORTE						
	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24,0	122	1993
TRANSEMEL						
	Esmeralda - La Portada	110	1	16,9	73	2001
	Esmeralda - Centro	110	1	0,6	73	2001
	Esmeralda - Uribe	110	1	16,2	73	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	5,8	73	2002
	Cóndores - Alto Hospicio	110	1	2,7	80	2002
	Alto Hospicio - Dragón	110	1	2,2	80	2002
	Cóndores - Palafitos	110	1	8,6	73	2002
	Cóndores - Pacífico	110	1	10,4	73	2002
	Parinacota - Quiani	66	1	3,9	44	2002
	Parinacota - Chinchorro	66	1	3,5	44	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	3,6	44	2003
Total Líneas en 66 kV				129,0	197	
Total Líneas en 110 kV				220,4	914	
Total Líneas en 220 kV				1.217,2	3.147	
TOTAL OTROS PROPIETARIOS				1.566,6	4.258	
TOTAL SING				5.736,1	15.966	

Principales Clientes del SING a Diciembre de 2003

CLIENTE	CATEGORÍA	BARRA DE SUMINISTRO	SUMINISTRADOR
ACF MINERA	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
CERRO COLORADO	Minería	Pozo Almonte 220 kV	Edelnor - Celta
ĆIA. PORTUARIA MEJILLONES	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
COLLAHUASI	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
COSAYACH	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
CHUQUICAMATA	Minería	Crucero 220 kV - C.Tocopilla 110 kV	Electroandina
DESALANT	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
DSM MINERA	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
EL ABRA	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
EL PEÑÓN	Minería	C. Atacama 220 kV	Gasatagama
EL TESORO	Minería	Encuentro 220 kV	Gasatagama
ELECDA	Distribuidora	Esmeralda 110 kV	Gasatagama
ELIQSA	Distribuidora	Cóndores 110 kV	Gasatagama
EMELARI	Distribuidora	Parinacota 66 kV	Gasatagama
ENAEX	Industrial	Mejillones 110 kV	Gasatagama
ESCONDIDA	Minería	Crucero 220 kV - C. Atacama 220 kV	Norgener - Gasatagama
ESSAT	Industrial	Pozo Almonte 66 kV - Tamarugal 66 kV - Parinacota 66 kV	Edelnor - Gasatagama (*)
INACESA	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
HALDEMAN	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
LIPESED	Minería	Tocopilla 5 kV	Electroandina
LOMAS BAYAS	Minería	Laberinto 220 kV	AES Gener
MANTOS BLANCOS	Minería	Mantos Blancos 220 kV	Edelnor
MICHILLA	Minería	Mejillones 110 kV	Edelnor
NORANDA	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
POLPAICO	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
QUEBRADA BLANCA	Minería	Collahuasi 220 kV	Gasatagama
QUIBORAX	Minería	Arica 66 kV	Edelnor
RADOMIRO TOMIC	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
RAYROCK	Minería	Antofagasta 110 kV	Edelnor
SERMOB	Industrial	Antofagasta 23 kV	Edelnor
SIERRA MIRANDA	Minería	Capricornio 23 kV	Edelnor
SOCIEDAD CHILENA DEL LITIO	Industrial	Capricornio 23 kV	Edelnor
SQM EL LOA	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
SQM NITRATOS	Minería	Crucero 220 kV	Norgener
SQM NVA.VICTORIA	Minería	Lagunas 220 kV	Electroandina
SQM SALAR	Minería	Laberinto 220 kV	Norgener
ZALDÍVAR	Minería	Laberinto 220 kV	AES Gener

(*) A partir de diciembre de 2003, Edelnor suministra el retiro de Pozo Almonte 66 kV.

Diagrama Unilineal Simplificado del SING



Fuente: HQJ Transelec Chile S.A.

Hechos Relevantes ocurridos en el SING durante el año 2003



Ducto agua de refrigeración unidad U16

PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

En el mes de abril se terminó de ejecutar el proyecto de modificación de la ex línea 220 kV Mejillones–O'Higgins, de propiedad de Minera Escondida, que consistió en desconectarla de su extremo Mejillones y conectarla a la barra Atacama 220 kV, pasando a denominarse línea 220 kV Atacama - O'Higgins.

En cuanto a proyectos de generación, en el año 2003 no se pusieron ni retiraron de servicio unidades de generación del SING. Sin embargo, en el mes de diciembre se habilitó un sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG) en el ciclo combinado CTM3 de la Central Termoeléctrica Mejillones de propiedad de EDELNOR. Este equipo tiene por objetivo desconectar la generación de la turbina de vapor del ciclo ante la ocurrencia de eventos del sistema de transmisión.

OPERACIÓN

La generación bruta anual del SING alcanzó a 11.424 GWh que se desglosa según su combustible en:

- 72,5% gas natural
- 26,7% carbón
- 0,2% petróleo pesado y diesel
- 0,6% generación de origen hidráulico

El crecimiento de los consumos respecto del 2002 se refleja en un aumento de 9,8% en la generación bruta de energía y de 10,5% en las ventas totales de energía. Por tipo de cliente, el 90,0% corresponde a clientes libres (consumo industrial y minero) y 10,0% a clientes regulados (empresas distribuidoras).

La demanda máxima del sistema se presentó el 14 de diciembre en la hora 22, y se reflejó en un valor de generación bruta de 1.467 MW, lo que representa un incremento de 3,3% respecto de 2002.

Durante todo el año 2003, el SING operó en forma continua, habiendo enfrentado perturbaciones originadas en la desconexión de unidades generadoras, fallas de líneas y desconexiones de clientes, que provocaron en algunos casos la desconexión parcial de consumos.

Durante el mismo período se continuó con la aplicación del "Plan de Seguridad", que con diferentes actualizaciones se ha utilizado desde fines de 1999. Dicho Plan, ha permitido, en general, reducir el impacto de las contingencias del sistema, mediante la implementación de acciones y políticas operacionales conducentes a lograr un suministro seguro y económico. Entre las acciones contempladas se encuentran:

- Limitación de la máxima inyección de potencia por unidad generadora.
- Desconexión de carga mediante relés de baja frecuencia.
- Montos de reserva por parte de las unidades generadoras que están en operación.

VARIOS

El 3 de junio de 2003 se incorporó al CDEC-SING la empresa TRANSELEC NORTE, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 168 del DS N°327, al adquirir activos de transmisión de la empresa CELTA y posteriormente de la empresa GASATACAMA GENERACIÓN.

Con fecha 12 de septiembre de 2003, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°395 y N°396, informa favorablemente el texto de los Manuales de Procedimientos N°13 "Instalación, Lectura, Sincronización y Mantenimiento de Equipos de Medida utilizados en la valorización de transferencias entre integrantes del CDEC-SING" y N°15 "Interconexión y Retiro de Unidades Generadoras, Instalaciones de Transmisión y consumos en el SING", respectivamente, los cuales son parte integrante del Reglamento Interno del CDEC-SING.

Con fecha 9 de octubre de 2003, se publica en el Diario Oficial decreto N°158 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción que modifica Decreto Supremo N°327 de diciembre de 1997. Las modificaciones introducidas dicen relación a materias relacionadas con establecer medidas y procedimientos aplicables a racionamiento eléctrico, cálculo de peajes de transmisión y normar los procedimientos de determinación del precio de nudo.

Con fecha 29 de octubre de 2003, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°464 informó favorablemente el texto del Reglamento Interno del CDEC-SING, Manual de Procedimientos N°25 "Evaluación del Personal de las Direcciones de Operación y Peajes del CDEC-SING", el cual es parte integrante del Reglamento Interno del CDEC-SING.

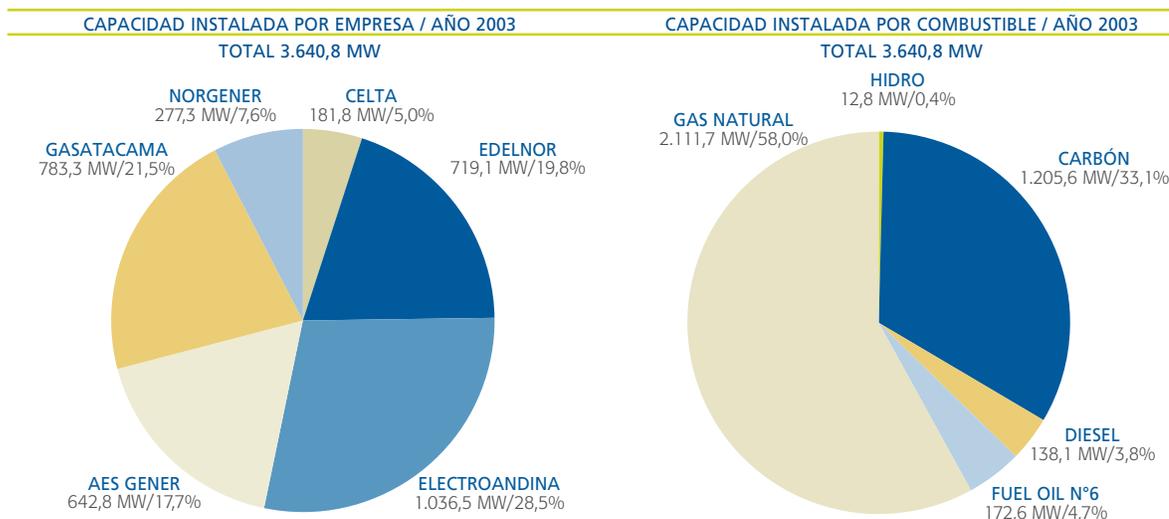
Durante el transcurso del año 2003 fueron presentados al Comité de Expertos del CDEC-SING cuatro conflictos surgidos al interior del Directorio. Por su parte se recibieron del señor Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción las resoluciones ministeriales exentas N°43, N°55, N°77, N°94, N°101 y N°106.



CDEC-SING

**ESTADÍSTICAS
DE OPERACIÓN 1993-2003**

Capacidad Instalada (MW) Año 2003



Capacidad Instalada por Empresa Período 1993 - 2003

En Unidades Físicas (MW)

EMPRESA \ AÑO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CELTA	-	-	-	-	-	24	158	182	182	182	182
EDELNOR	96	96	294	297	297	472	472	722	722	719	719
ELECTROANDINA	629	629	629	629	629	629	629	629	1.029	1.029	1.037
ENDESA	74	74	98	98	74	74	98	-	-	-	-
AES GENER	-	-	-	-	-	-	416	643	643	643	643
GASATACAMA	-	-	-	-	-	-	588	588	588	783	783
NORGENER	-	-	136	136	277	277	277	277	277	277	277
TOTAL	799	799	1.157	1.160	1.277	1.476	2.637	3.041	3.441	3.633	3.641

En Porcentajes (%)

EMPRESA \ AÑO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CELTA	-	-	-	-	-	1,6%	6,0%	6,0%	5,3%	5,0%	5,0%
EDELNOR	12,0%	12,0%	25,4%	25,6%	23,2%	32,0%	17,9%	23,8%	21,0%	19,8%	19,8%
ELECTROANDINA	78,7%	78,7%	54,4%	54,2%	49,3%	42,6%	23,8%	20,7%	29,9%	28,3%	28,5%
ENDESA	9,3%	9,3%	8,4%	8,4%	5,8%	5,0%	3,7%	-	-	-	-
AES GENER	-	-	-	-	-	-	15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%
GASATACAMA	-	-	-	-	-	-	22,3%	19,3%	17,1%	21,6%	21,5%
NORGENER	-	-	11,8%	11,8%	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%
TOTAL	100%										

Capacidad Instalada por Tipo de Combustible

Período 1993 - 2003

En Unidades Físicas (MW)

COMBUSTIBLE	EMPRESA	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
HIDRO	Edelnor	10	10	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Subtotal		10	10	13								
CARBÓN	Celta	-	-	-	-	-	-	158	158	158	158	158
	Edelnor	-	-	166	166	166	341	341	341	341	341	341
	Electroandina	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429
	Norgener	-	-	136	136	277	277	277	277	277	277	277
Subtotal		429	429	732	732	873	1.048	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206
DIESEL	Celta	-	-	-	-	-	24	-	24	24	24	24
	Edelnor	62	62	62	65	65	65	65	65	62	62	62
	Electroandina	80	80	80	80	80	80	80	42	42	42	50
	Endesa	74	74	98	98	74	74	98	-	-	-	-
	Gasatacama	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	3
FUEL OIL	Edelnor	24	24	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	Electroandina	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Subtotal		144	144	173								
GAS NATURAL	Edelnor	-	-	-	-	-	-	-	251	251	251	251
	AES Gener	-	-	-	-	-	-	416	643	643	643	643
	Gasatacama	-	-	-	-	-	-	588	588	588	781	781
	Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	38	438	438	438
Subtotal		0	0	0	0	0	0	1.004	1.519	1.919	2.112	2.112
TOTAL		799	799	1.156	1.159	1.276	1.475	2.637	3.040	3.440	3.633	3.641

En Porcentajes (%)

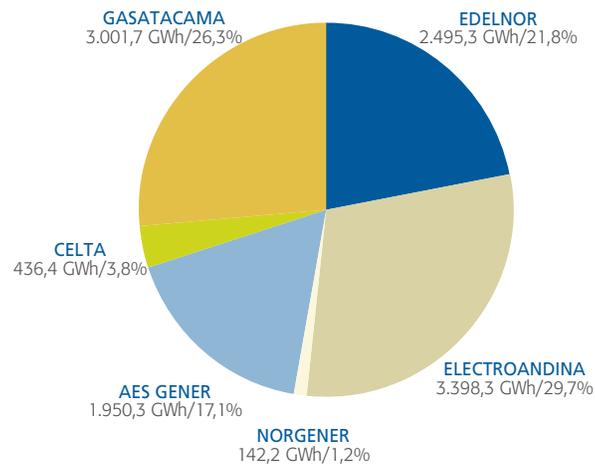
COMBUSTIBLE	EMPRESA	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
HIDRO	Edelnor	1,3%	1,3%	1,1%	1,1%	1,0%	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Subtotal		1,3%	1,3%	1,1%	1,1%	1,0%	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
CARBÓN	Celta	-	-	-	-	-	-	6,0%	5,2%	4,6%	4,3%	4,3%
	Edelnor	-	-	14,3%	14,3%	13,0%	23,1%	12,9%	11,2%	9,9%	9,4%	9,4%
	Electroandina	53,7%	53,7%	37,1%	37,1%	33,6%	29,1%	16,3%	14,1%	12,5%	11,8%	11,8%
	Norgener	-	-	11,8%	11,8%	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%
Subtotal		53,7%	53,7%	63,3%	63,1%	68,4%	71,0%	45,7%	39,7%	35,0%	33,2%	33,1%
DIESEL	Celta	-	-	-	-	-	1,6%	-	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%
	Edelnor	7,8%	7,8%	5,4%	5,6%	5,1%	4,4%	2,5%	2,1%	1,8%	1,7%	1,7%
	Electroandina	9,9%	9,9%	6,9%	6,9%	6,2%	5,4%	3,0%	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%
	Endesa	9,3%	9,3%	8,5%	8,4%	5,8%	5,0%	3,7%	-	-	-	-
	Gasatacama	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1%	0,1%	0,1%
Subtotal		27,0%	27,0%	20,7%	20,9%	17,1%	16,4%	9,2%	4,3%	3,8%	3,6%	3,8%
FUEL OIL	Edelnor	3,0%	3,0%	4,6%	4,5%	4,1%	3,6%	2,0%	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%
	Electroandina	15,0%	15,0%	10,4%	10,4%	9,4%	8,1%	4,6%	3,9%	3,5%	3,3%	3,3%
Subtotal		18,0%	18,0%	14,9%	14,9%	13,5%	11,7%	6,5%	5,7%	5,0%	4,8%	4,7%
GAS NATURAL	Edelnor	-	-	-	-	-	-	-	8,2%	7,3%	6,9%	6,9%
	AES Gener	-	-	-	-	-	-	15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%
	Gasatacama	-	-	-	-	-	-	22,3%	19,3%	17,1%	21,5%	21,4%
	Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	1,2%	12,7%	12,0%	12,0%
Subtotal								38,1%	50,0%	55,8%	58,1%	58,0%
TOTAL		100,0%										

Nota: A partir del año 2000 se considera la unidad TG3 de Electroandina con combustible gas natural.

Generación Bruta Año 2003

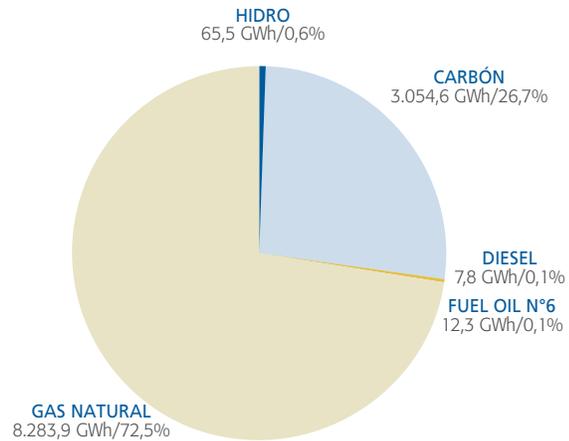
GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA / AÑO 2003

TOTAL 11.424,1 GWh



GENERACIÓN BRUTA POR COMBUSTIBLE / AÑO 2003

TOTAL 11.424,1 GWh



Generación de las Centrales del SING (GWh)

Año 2003

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CELTA													
CTTAR	58,0	62,6	60,2	10,1	56,5	29,3	17,9	0,0	0,0	15,4	85,3	40,2	435,4
TGTAR	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0
Total Generación Bruta	58,6	62,7	60,2	10,1	56,5	29,3	17,9	0,0	0,0	15,4	85,4	40,2	436,4
Consumos Propios	5,3	5,8	5,7	1,0	5,1	2,8	1,7	0,0	0,0	1,4	7,4	3,5	39,8
Total Generación Neta	53,3	56,9	54,5	9,1	51,4	26,5	16,2	0,0	0,0	14,0	78,0	36,7	396,6
EDELNOR													
CHAP	5,0	4,3	4,7	4,3	4,2	3,9	4,1	4,0	3,8	4,2	4,1	4,7	51,4
CAVA	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,2	1,3	14,2
C. D. Arica	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	1,4
C. D. Iquique	1,7	0,7	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5	0,4	0,1	0,6	0,8	0,4	6,0
C. D. Antofagasta	0,6	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,2	0,3	0,2	2,2
MIMB	1,7	0,9	0,4	0,2	0,4	0,1	0,6	0,4	0,1	0,7	0,9	0,4	6,7
CTM1	0,0	26,8	56,2	15,8	0,0	1,6	28,4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	143,8
CTM2	22,3	0,0	0,0	27,2	61,8	69,1	90,8	90,8	103,8	74,1	0,0	34,7	574,6
CTM3	115,9	136,1	140,6	140,9	154,5	147,5	75,5	157,8	151,1	152,9	162,2	160,2	1.695,1
Total Generación Bruta	148,8	170,0	203,6	189,9	222,4	223,4	201,5	254,7	260,3	234,2	169,7	216,9	2.495,3
Consumos Propios	6,1	6,1	7,7	8,3	10,9	11,6	11,4	12,8	12,9	11,4	5,1	9,0	113,3
Total Generación Neta	142,6	163,9	195,9	181,6	211,5	211,8	190,1	241,9	247,4	222,7	164,6	207,9	2.382,0
ELECTROANDINA													
U09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U12	31,1	32,0	16,3	21,1	44,8	35,4	33,4	0,0	7,7	42,1	18,7	0,0	282,5
U13	28,6	23,5	21,3	43,4	32,9	10,3	0,0	4,5	7,9	0,0	0,0	0,0	172,4
U14	76,1	70,8	73,7	71,3	82,0	65,2	78,7	74,2	74,6	69,0	51,4	61,1	848,2
U15	0,0	0,0	1,3	36,8	72,6	63,0	69,0	48,6	52,7	35,2	62,9	13,5	455,5
U16	147,6	110,2	157,2	151,5	27,5	111,2	161,1	161,7	150,6	159,0	118,3	170,6	1.626,5
TG1	0,1	0,5	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3
TG2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5
TG3	1,1	0,0	0,0	0,0	3,3	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	3,3	2,7	11,3
Total Generación Bruta	284,6	237,0	270,2	324,3	263,2	285,7	342,4	289,1	293,5	305,6	254,7	248,0	3.398,3
Consumos Propios	16,1	13,7	14,8	20,1	18,7	18,2	20,0	16,3	16,8	17,8	14,0	11,0	197,6
Total Generación Neta	268,5	223,3	255,4	304,1	244,5	267,5	322,4	272,9	276,7	287,8	240,7	237,0	3.200,7

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
AES GENER													
CC Salta	157,0	146,4	163,1	157,3	165,1	158,8	167,8	167,9	160,6	154,7	173,5	178,0	1.950,3
Total Generación Bruta	157,0	146,4	163,1	157,3	165,1	158,8	167,8	167,9	160,6	154,7	173,5	178,0	1.950,3
Consumos Propios	4,3	3,9	4,3	3,9	3,9	3,7	3,5	3,6	3,2	3,9	4,1	3,6	45,9
Total Generación Neta	152,7	142,5	158,8	153,4	161,3	155,1	164,3	164,4	157,4	150,7	169,4	174,4	1.904,4
GASATACAMA													
CC1	124,8	113,2	121,9	121,0	126,7	121,1	125,2	126,1	121,8	126,4	79,8	125,9	1.433,9
CC2	130,7	113,4	126,8	121,3	84,2	123,3	127,6	127,3	122,1	150,3	171,6	169,2	1.567,7
ENAEX	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Generación Bruta	255,5	226,6	248,7	242,3	210,8	244,4	252,7	253,5	243,9	276,7	251,4	295,1	3.001,7
Consumos Propios	6,3	5,8	6,5	6,8	6,6	7,4	6,9	6,4	6,1	7,7	7,2	8,0	81,6
Total Generación Neta	249,2	220,8	242,2	235,5	204,2	237,0	245,8	247,0	237,8	269,0	244,3	287,2	2.920,1
NORGENER													
NTO1	0,0	4,1	4,9	0,7	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1
NTO2	11,0	22,8	5,9	9,6	33,5	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	34,1	0,0	126,0
Total Generación Bruta	11,0	26,9	10,9	10,2	40,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	34,1	0,0	142,2
Consumos Propios	1,1	2,5	1,2	1,1	3,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	3,2	0,0	13,9
Total Generación Neta	9,9	24,4	9,7	9,1	36,1	0,0	0,0	0,0	8,1	0,0	30,9	0,0	128,3
TOTAL SING													
Generación Bruta	915,4	869,6	956,7	934,0	958,0	941,6	982,4	965,2	967,4	986,5	968,9	978,3	11.424,1
Consumos Propios	39,2	37,7	40,2	41,2	49,0	43,8	43,5	39,1	39,9	42,2	41,0	35,1	492,0
Generación Neta	876,2	831,9	916,5	892,8	909,0	897,8	938,9	926,2	927,5	944,3	927,9	943,2	10.932,1
Pérdidas de Transmisión	39,6	35,0	43,7	40,3	37,1	33,5	39,2	37,7	37,7	38,1	30,8	39,3	451,8
Ventas a clientes libres	751,6	716,0	783,2	766,6	782,3	777,3	809,8	800,2	805,4	817,1	810,1	813,3	9.432,9
Ventas a clientes regulados	84,9	80,9	89,6	86,0	89,6	87,1	89,9	88,3	84,4	89,1	87,1	90,7	1.047,4
Total Ventas	836,6	796,9	872,8	852,5	871,9	864,3	899,7	888,5	889,8	906,2	897,1	903,9	10.480,3

Generación de las Centrales del SING (GWh)

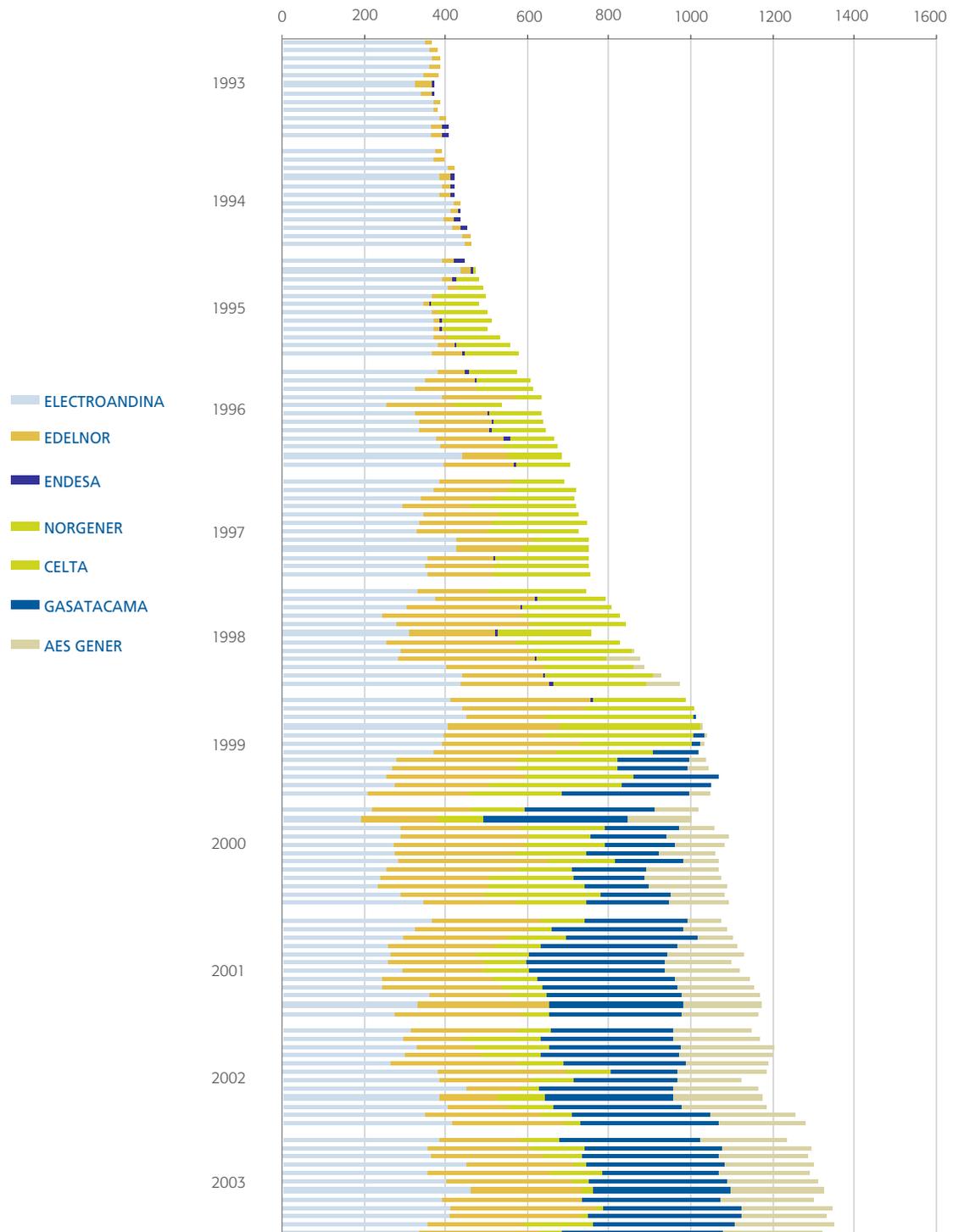
Período 1993 - 2003

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CELTA											
CTTAR	-	-	-	-	-	145	1.083	1.061	760	639	435
TGTAR	-	-	-	-	-	11	0	17	3	1	1
Total Generación Bruta	-	-	-	-	-	156	1.083	1.079	763	640	436
Consumos Propios	-	-	-	-	-	12	82	84	67	61	40
Total Generación Neta	-	-	-	-	-	143	1.001	994	696	579	397
EDELNOR											
CHAP	48	46	36	35	42	35	46	43	53	54	51
CAVA	-	-	2	12	14	15	14	13	12	13	14
C. D. Arica	24	16	25	20	17	15	22	6	5	2	1
C. D. Iquique	81	70	70	74	57	52	62	31	14	8	6
C. D. Antofagasta	42	44	58	51	38	55	58	8	5	2	2
MIMB	-	-	19	69	42	43	58	9	7	6	7
ENAEX	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
CTM1	-	-	35	1.064	1.299	1.316	1.092	618	257	18	144
CTM2	-	-	-	-	-	810	1.139	984	774	918	575
CTM3	-	-	-	-	-	-	2	711	1.131	849	1.695
Total Generación Bruta	196	176	245	1.325	1.510	2.341	2.493	2.424	2.257	1.870	2.495
Consumos Propios	6	6	8	85	101	165	174	173	131	111	113
Total Generación Neta	189	169	237	1.240	1.409	2.176	2.319	2.251	2.125	1.759	2.382
ELECTROANDINA											
U09	215	240	206	19	101	45	12	0	0	0	0
U10 - U11	229	321	228	194	58	40	148	56	29	1	0
U12 - U13	1.020	1.099	1.079	1.126	927	768	1.182	503	338	663	455
U14 - U15	1.655	1.861	1.785	1.775	2.040	1.988	1.623	1.509	664	1.266	1.304
U16	-	-	-	-	-	-	-	192	1.458	1.174	1.627
TG1 - TG2	3	1	1	1	1	2	18	22	16	7	2
TG3	3	0	2	16	8	19	20	32	43	4	11
Total Generación Bruta	3.125	3.523	3.301	3.129	3.135	2.862	3.005	2.315	2.548	3.115	3.398
Consumos Propios	225	259	244	225	223	204	208	178	139	199	198
Total Generación Neta	2.900	3.263	3.057	2.904	2.912	2.658	2.797	2.137	2.409	2.917	3.201
ENDESA (1)											
TG Mej. 1 - 2	29	47	47	29	8	24	0	-	-	-	-
TG Mej. 3	-	-	2	1	0	0	-	-	-	-	-
TGTAR	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
Total Generación Bruta	29	47	49	30	8	24	6	-	-	-	-
Consumos Propios	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
Total Generación Neta	29	47	49	30	8	24	6	-	-	-	-

(1) En 1993 Endesa puso en servicio dos Turbinas a Gas en la S/E Mejillones, con capacidad de 74 MW, las cuales se retiraron del SING a partir del 03 de enero de 1999 para ser trasladadas al SIC. En 1995 Endesa puso en servicio una Turbina a Gas en la S/E Mejillones, con capacidad de 23,75 MW, la cual se retiró del SING el 01 de enero de 1997. En 1998 se reintegra al SING en la S/E Tarapacá como propiedad de CELTA S.A. y con la denominación de TGTAR.

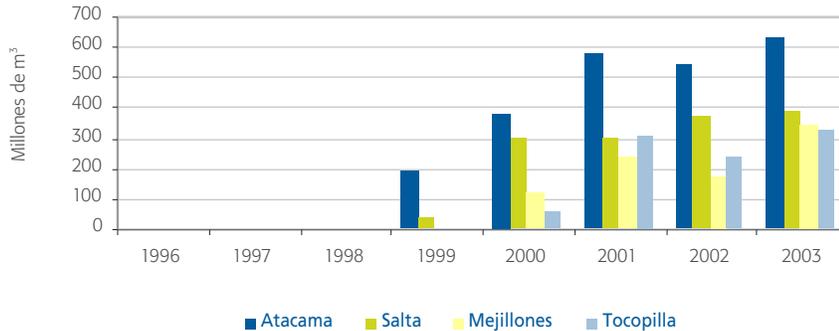
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
AES GENER											
TG11	-	-	-	-	-	-	102	-	-	-	-
TG12	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-
CC Salta	-	-	-	-	-	-	-	1.217	1.386	1.813	1.950
Total Generación Bruta	-	-	-	-	-	-	114	1.217	1.386	1.813	1.950
Consumos Propios	-	-	-	-	-	-	0	27	35	45	46
Total Generación Neta	-	-	-	-	-	-	114	1.191	1.351	1.768	1.904
GASATACAMA											
CC1	-	-	-	-	-	-	801	970	1.462	1.431	1.434
CC2	-	-	-	-	-	-	116	812	1.368	1.216	1.568
ENAEX	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Total Generación Bruta	-	-	-	-	-	-	916	1.782	2.830	2.647	3.002
Consumos Propios	-	-	-	-	-	-	39	70	91	77	82
Total Generación Neta	-	-	-	-	-	-	877	1.711	2.739	2.570	2.920
NORGENER											
NTO1	-	-	809	1.061	856	1.016	526	264	1	63	16
NTO2	-	-	-	-	883	960	858	246	67	252	126
Total Generación Bruta	-	-	809	1.061	1.740	1.975	1.384	510	68	315	142
Consumos Propios	-	-	61	75	120	133	109	52	7	32	14
Total Generación Neta	-	-	749	986	1.620	1.843	1.275	458	61	283	128
TOTAL SING											
Generación Bruta	3.350	3.745	4.404	5.545	6.392	7.358	9.001	9.327	9.851	10.400	11.424
Consumos Propios	232	266	313	385	444	514	612	585	471	524	492
Generación Neta	3.118	3.479	4.091	5.159	5.948	6.844	8.389	8.743	9.381	9.876	10.932
Pérdidas de Transmisión	78	85	143	172	200	227	269	345	390	394	452
Ventas a clientes libres	-	2.819	3.377	4.359	5.019	5.868	7.313	7.499	8.046	8.473	9.433
Ventas a clientes regulados	-	575	612	622	730	748	807	899	945	1.009	1.047
Total Ventas	3.040	3.394	3.989	4.981	5.749	6.616	8.120	8.398	8.991	9.482	10.480

Generación Media Horaria Mensual (MW) Período 1993 - 2003



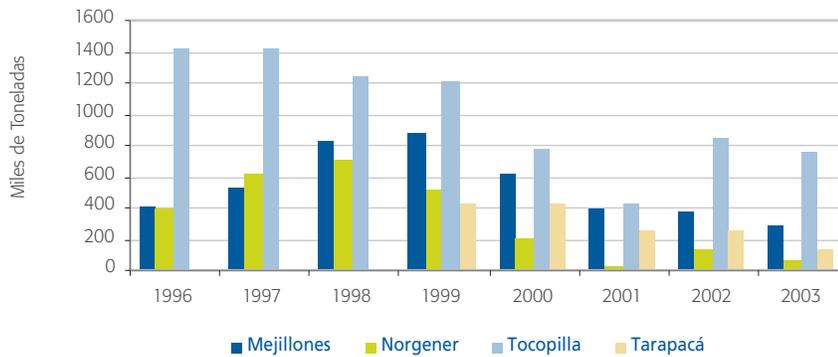
Consumo Anual de Combustibles por Central Período 1996 - 2003

CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL



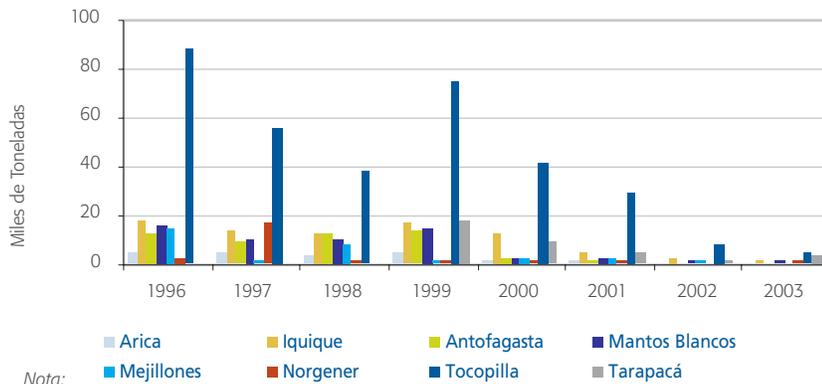
Nota:
La utilización del gas natural como combustible para la generación comenzó en el año 1999.

CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL



Nota:
A partir del año 2001 el consumo de Central Mejillones corresponde a la mezcla Petcoke - Carbón.

CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL



Nota:
Los consumos de combustibles líquidos corresponden a Petróleo Diesel y Fuel Oil N°6.

Ventas Anuales del SING (GWh)

Período 1993 - 2003

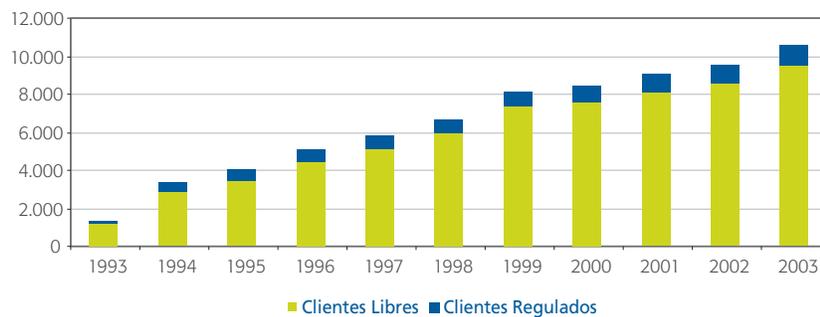
AÑO	VENTAS			CRECIMIENTO		
	CLIENTES LIBRES	CLIENTES REGULADOS	TOTAL	ANUAL	PROMEDIO ACUMULADO	ACUMULADO
1993	1.088	224	1.312	-	-	-
1994	2.819	575	3.394	-	-	-
1995	3.377	612	3.989	17,5%	17,5%	17,5%
1996	4.359	622	4.981	24,9%	21,2%	46,8%
1997	5.019	730	5.749	15,4%	19,3%	69,4%
1998	5.868	748	6.616	15,1%	18,2%	94,9%
1999	7.313	807	8.120	22,7%	19,1%	139,2%
2000	7.499	899	8.398	3,4%	16,5%	147,4%
2001	8.046	945	8.991	7,1%	15,2%	164,9%
2002	8.473	1.009	9.482	5,5%	13,9%	179,3%
2003	9.433	1.047	10.480	10,5%	13,6%	208,8%

Nota:

El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 1994 (3.394,4 GWh).

Las ventas anuales corresponden a la generación neta menos las pérdidas de transmisión.

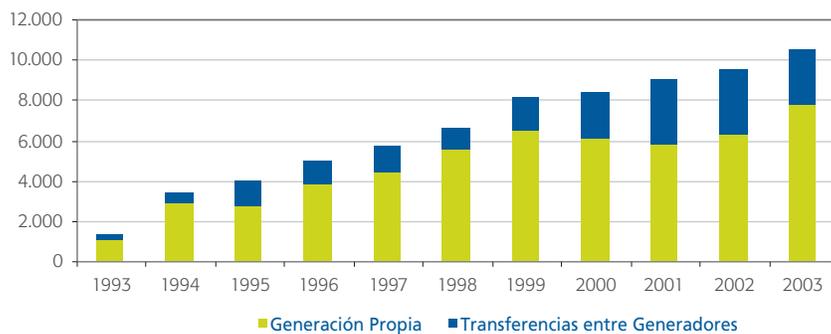
EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



Composición de las Ventas Anuales del SING (GWh) Período 1993 - 2003

AÑO	VENTAS DE ENERGÍA (GWh)	GENERACIÓN PROPIA (GWh)	TRANSFERENCIAS ENTRE GENERADORES (GWh)	PORCENTAJE TRANSFERENCIAS/VENTAS (%)
1993	1.312	1.088	225	17%
1994	3.394	2.861	534	16%
1995	3.989	2.720	1.269	32%
1996	4.981	3.792	1.190	24%
1997	5.749	4.380	1.369	24%
1998	6.616	5.581	1.035	16%
1999	8.120	6.415	1.705	21%
2000	8.398	6.007	2.391	28%
2001	8.991	5.808	3.183	35%
2002	9.482	6.299	3.183	34%
2003	10.480	7.777	2.703	26%

COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING
(GWh)

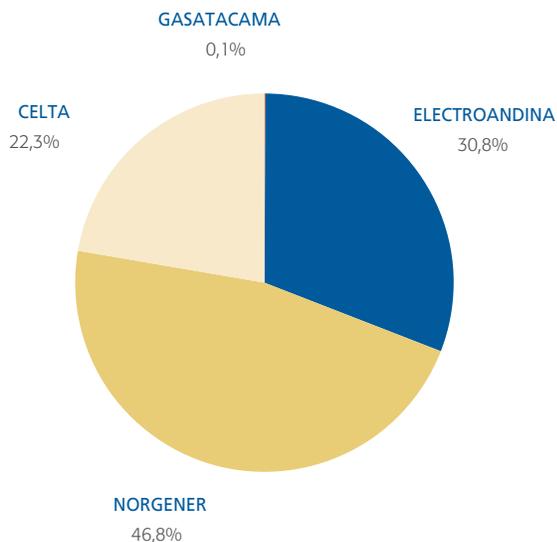


Transferencias de Energía entre Generadores del CDEC-SING (GWh)

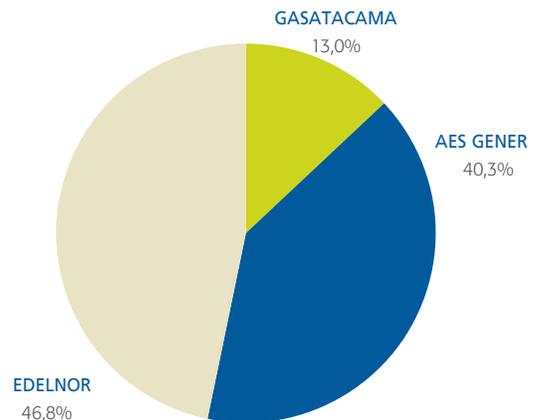
Año 2003

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CELTA													
Compras	31,0	17,1	29,7	73,1	32,0	51,5	70,3	83,2	86,6	71,5	5,8	49,7	601,4
Ventas													
EDELNOR													
Compras	66,7	84,3	101,0	88,7	119,1	119,8	93,6	143,0	149,0	122,8	69,6	106,2	1.263,8
Ventas													
ELECTROANDINA													
Compras	57,7	78,0	83,5	31,9	97,5	62,7	20,4	64,3	59,9	59,7	110,7	105,4	831,7
Ventas													
AES GENER													
Compras	83,6	80,0	89,7	87,5	91,7	89,7	94,6	94,4	88,5	81,9	102,1	105,0	1.088,9
Ventas													
GASATACAMA													
Compras					3,5								3,5
Ventas	41,7	17,2	25,5	37,6		22,5	21,2	26,7	19,3	46,8	27,5	64,0	350,1
NORGENER													
Compras	103,3	86,4	103,0	108,9	77,8	117,9	118,8	116,7	110,3	120,3	82,7	120,2	1.266,1
Ventas													

COMPRAS DE ENERGÍA EN EL CDEC



VENTAS DE ENERGÍA EN EL CDEC



Transferencias de Energía entre Generadores del CDEC-SING (GWh)

Período 1993 - 2003

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CELTA											
Compras	-	-	-	-	-	0,4	-	21,2	263,6	390,8	601,4
Ventas	-	-	-	-	-	144,5	419,7	116,0	10,4	-	-
EDELNOR											
Compras	112,2	264,0	387,0	273,8	458,2	140,8	97,1	97,8	54,9	-	-
Ventas	-	-	-	7,2	-	286,3	273,0	255,3	292,1	801,1	1.263,8
ELECTROANDINA											
Compras	-	-	147,9	41,5	173,4	683,0	733,3	1.438,0	1.497,4	1.109,5	831,7
Ventas	89,3	229,2	19,5	261,1	105,2	5,0	20,2	-	-	-	-
ENDESA											
Compras	0,1	2,9	99,6	251,6	23,2	210,9	260,2	-	-	-	-
Ventas	22,9	37,7	22,4	-	0,7	0,3	-	-	-	-	-
AES GENER											
Compras	-	-	-	-	-	-	397,4	-	2,7	-	-
Ventas	-	-	-	-	-	-	-	473,7	629,2	997,8	1.088,9
GASATACAMA											
Compras	-	-	-	-	-	-	0,3	-	-	24,0	3,5
Ventas	-	-	-	-	-	-	844,4	1.549,6	2.251,5	792,7	350,1
NORGENER											
Compras	-	-	-	11,6	3,7	-	216,4	833,9	1.364,7	1.067,2	1.266,1
Ventas	-	-	592,4	342,9	604,6	645,6	172,0	-	-	-	-

Notas:

El CDEC-SING comenzó su operación el 30 de julio de 1993.

La compra de energía realizada por Edelnor el año 1993, no incluye compras a Endesa antes de la constitución del CDEC.

Valores provisionales para los meses de mayo de 2000 a diciembre de 2003.

Transferencias de Potencia entre Generadores del CDEC-SING (MW) Año 2003

Balance de Potencia Firme 2003

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
INYECCIONES [MW]	64	256	364	272	331	95	1382
RETIROS [MW]	115	130	465	89	355	172	1325
BALANCE [MW]	-51	127	-100	182	-24	-77	57

Nota:
valores provisorios.

Transferencias de Potencia Firme 2003

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
COMPRAS (MW)	54	-	114	-	31	80	280
VENTAS (MW)	-	116	-	165	-	-	280

Nota:
valores provisorios.

Precio Potencia de Punta Nudo Crucero 220 kV

FIJACIÓN TARIFARIA	VIGENCIA		PRECIO POTENCIA [\$/kW-MES]	PRECIO POTENCIA [US\$/kW-MES]
	DESDE	HASTA		
OCT-02	01/1/03	04/5/03	4.132,9	5,685
ABR-03	05/5/03	21/12/03	4.263,5	5,736
OCT-03	22/12/03	31/12/03	3.895,7	5,768

Transferencias de Potencia entre Generadores del CDEC-SING (MW)

Período 1993 - 2003

	CELTA		EDELNOR		ENDESA		ELECTROANDINA		AES GENER		GASATACAMA		NORGENER	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
1993	-	-	35,0	-	-	35,0	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	49,1	-	-	29,0	-	20,1	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	88,9	-	-	30,3	-	28,2	-	-	-	-	-	30,5
1996	-	-	36,1	-	-	11,3	-	19,6	-	-	-	-	-	5,3
1997	-	-	92,5	-	-	22,9	-	21,7	-	-	-	-	-	47,9
1998	-	13,0	40,8	-	42,1	-	-	43,5	-	-	-	-	-	26,4
1999	2,5	-	62,5	-	-	-	-	14,5	72,0	-	-	40,0	-	82,5
2000	45,4	-	86,4	-	-	-	204,2	-	-	158,6	-	243,1	65,6	-
2001	59,5	-	36,4	-	-	-	144,9	-	-	153,4	-	172,9	85,5	-
2002	48,7	-	-	142,6	-	-	139,7	-	-	185,1	70,0	-	69,3	-
2003	54,4	-	-	115,5	-	-	114,4	-	-	164,6	31,1	-	80,2	-

Nota:
valores provisionarios para años 2000, 2001, 2002 y 2003.

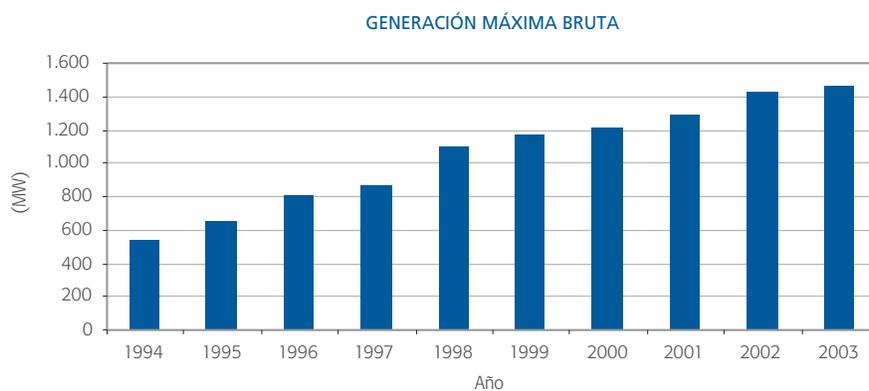
Demanda Máxima Anual SING (MW)

Período 1994 - 2003

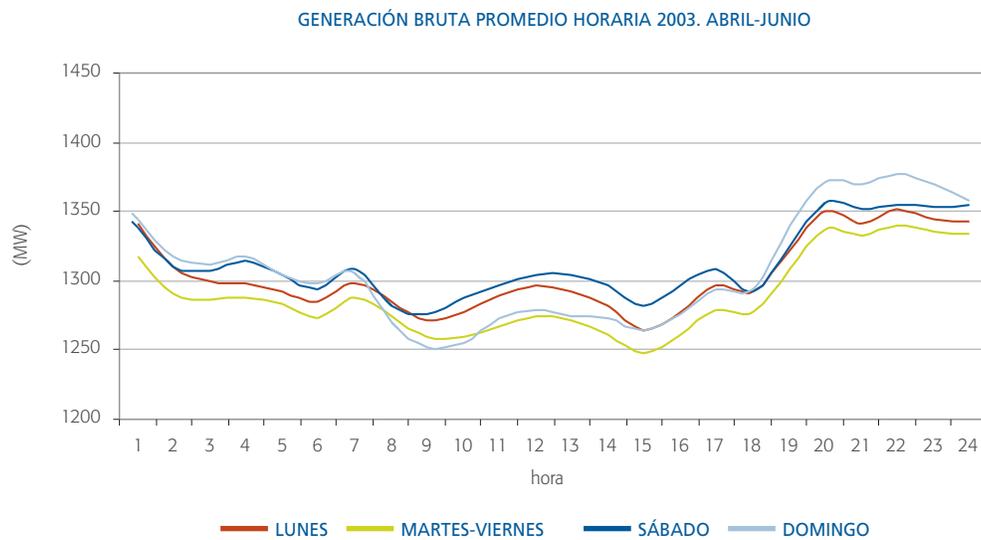
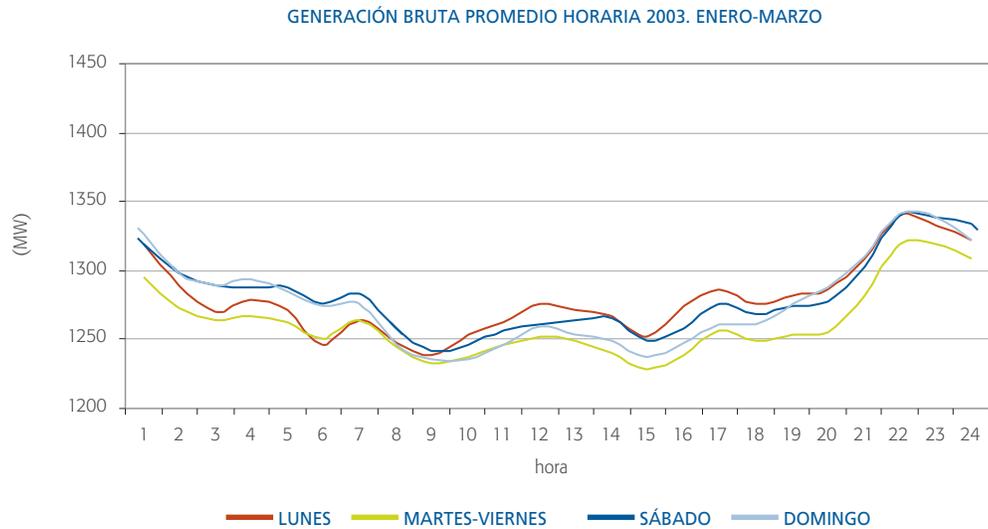
AÑO	DÍA	HORA	GENERACIÓN MÁXIMA BRUTA (MW)	DEMANDA MÁXIMA BRUTA (MW)
1994	28/12/94	23	529	498
1995	22/12/95	23	645	611
1996	26/12/96	23	795	747
1997	25/11/97	22	866	812
1998	23/12/98	23	1.087	1.021
1999	13/12/99	22	1.173	1.094
2000	15/12/00	22	1.213	1.153
2001	05/11/01	22	1.281	1.221
2002	23/12/02	22	1.420	1.360
2003	14/12/03	22	1.467	1.416

Nota:

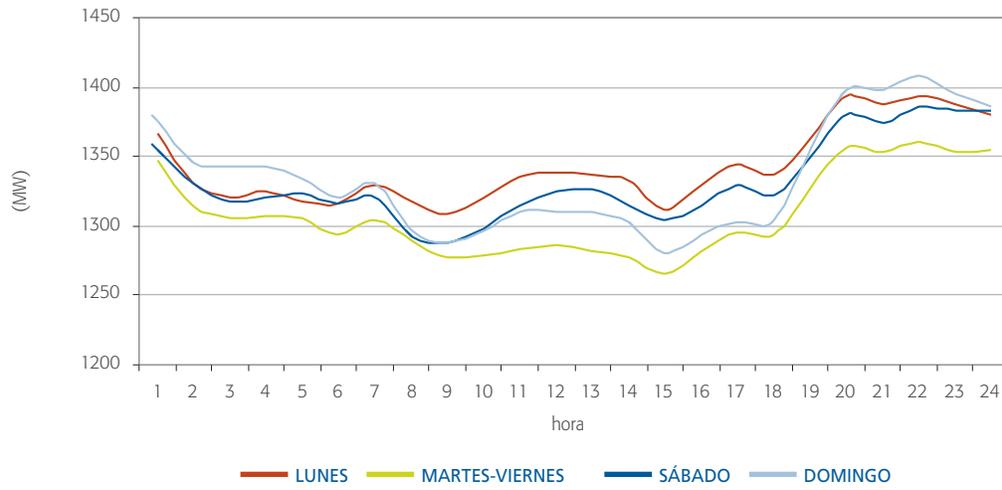
La Demanda Máxima Bruta se obtiene como la generación bruta menos los consumos propios de las centrales.



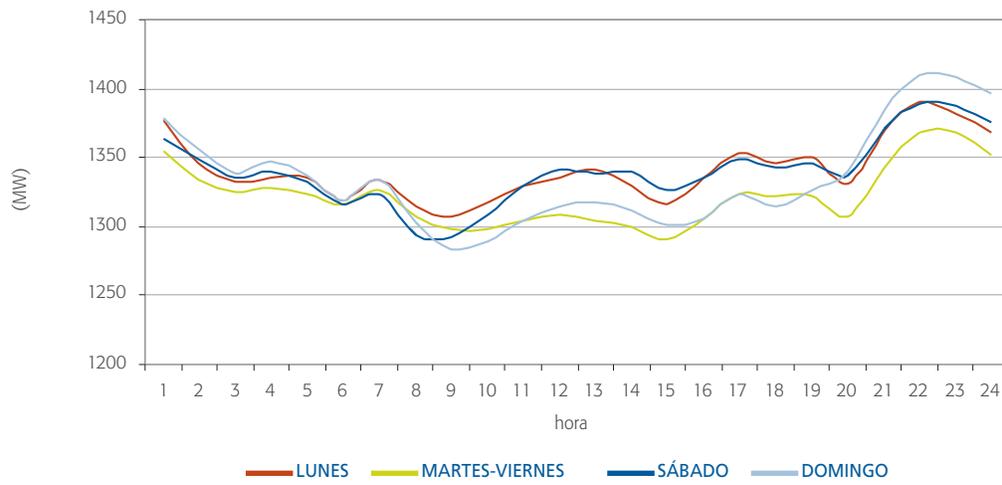
Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas Año 2003



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2003. JULIO-SEPTIEMBRE



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2003. OCTUBRE-DICIEMBRE



Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV Año 2003

DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
1	7,53227	11,20685	9,96648	8,91321	8,37327	9,82308
2	23,89397	10,84252	9,90154	9,50152	7,98745	8,86080
3	24,87279	10,17003	10,35100	8,69069	8,74251	9,09647
4	8,96803	21,76291	9,93308	9,80646	9,25080	9,22347
5	8,66816	15,16507	10,94795	9,82181	8,40499	9,91588
6	21,47933	11,61487	11,27844	9,84199	10,97177	10,44522
7	8,43248	9,39946	11,48435	9,72848	10,08919	9,69363
8	30,10395	10,56848	10,80111	8,80351	9,05124	10,70452
9	8,04714	8,21014	10,49082	8,58922	9,82572	10,36272
10	7,86879	8,58937	10,00536	8,18884	11,29541	10,03483
11	9,55853	8,80042	11,00092	12,15812	10,13646	10,06005
12	9,61620	12,58850	9,11408	11,10993	11,02289	10,66543
13	16,77770	11,82602	8,28090	9,03377	10,77262	9,85829
14	10,61381	11,16859	8,72520	9,85677	10,49914	10,55013
15	7,97028	10,70278	9,88419	8,93832	11,35421	9,92893
16	7,82169	10,98768	9,97199	9,01549	12,14624	9,64686
17	8,76347	11,75109	8,89386	10,37167	14,21978	10,20294
18	9,61900	10,07466	16,97789	9,86416	14,03420	9,03305
19	9,32137	13,40630	10,89844	9,46615	11,42394	8,90282
20	9,66579	9,98016	10,57812	10,20508	12,69530	9,13999
21	9,59413	10,43577	10,09274	8,88889	14,19758	9,65928
22	10,14278	8,76061	10,79769	9,20764	14,36789	9,29926
23	10,38376	9,62228	18,61390	10,01294	11,84779	9,83475
24	10,78169	10,22538	9,81824	9,64536	12,65475	10,15714
25	10,66231	9,40214	9,94563	9,51190	10,49479	9,71970
26	10,36888	10,11530	8,47375	9,50448	9,99394	9,79046
27	10,93680	10,02605	7,99863	9,34441	10,39629	10,19055
28	10,53235	10,23613	9,49509	8,94988	10,36095	10,22209
29	13,39420	-	9,92599	9,66993	9,96456	10,21841
30	10,56305	-	8,48514	8,85387	9,97058	10,18831
31	13,87908	-	9,35198	-	15,13818	-
Promedio	11,96238	10,98713	10,40326	9,51648	11,02208	9,84763

Nota:
Valores provisionarios. Promedios diarios en \$/KWh.

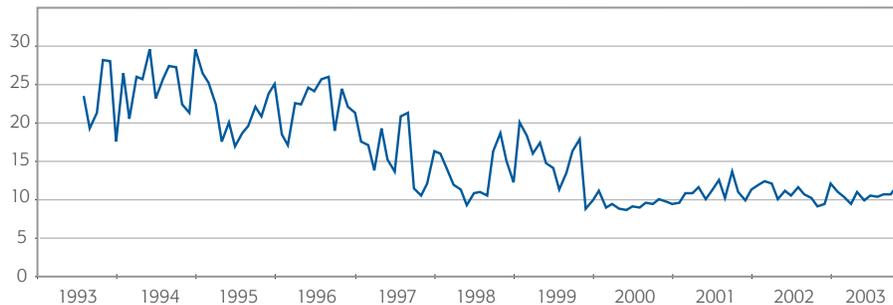
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	10,15684	9,92806	10,82754	8,46660	8,85954	10,08020
	9,36352	9,43186	10,79003	9,44767	10,29316	8,46634
	9,77790	9,79286	10,66567	9,32561	10,33808	9,96902
	8,44422	9,36723	10,76791	8,97409	22,30029	11,66744
	9,93442	9,13889	10,86638	10,20519	22,84577	11,40589
	10,08678	9,23279	10,88160	9,94147	9,63570	9,99046
	10,48316	9,49069	10,80457	10,27999	10,81653	15,55611
	9,10224	9,50894	10,95306	10,09504	12,82544	8,71193
	9,78143	9,83785	10,50062	10,25245	12,07452	9,84916
	9,70318	10,51174	9,90878	9,99097	12,42625	11,21890
	10,55396	11,03400	10,58689	9,87530	11,43013	11,18702
	10,49604	10,04139	10,64649	9,97466	10,12389	12,22607
	10,54907	10,66328	10,62333	10,46779	8,87497	11,28205
	10,55938	10,50509	10,53982	8,90474	9,59467	9,94024
	10,21912	13,54709	10,67159	9,23474	10,10377	12,58605
	16,73866	10,76604	9,97059	8,54940	8,24202	9,06343
	14,64152	10,72085	10,59579	23,33358	12,75558	10,47949
	10,08847	11,07042	11,37547	24,56209	12,78986	7,32905
	10,43601	10,54967	13,44766	13,23391	11,06977	7,41881
	9,83862	10,21478	10,06798	10,14345	10,05074	8,79428
	10,52579	10,27128	10,30375	7,84367	10,22528	8,54977
	10,10952	10,92364	10,40848	8,60232	11,10854	9,05813
	10,63133	10,27991	10,30924	9,83042	12,19439	9,51461
	9,77400	10,92395	10,30924	10,02468	11,75219	9,97668
	10,29837	10,85050	11,29858	9,81279	11,97938	8,61050
	9,92811	10,92244	11,53822	8,38300	10,14642	9,22677
	10,27514	10,91373	8,94205	10,29973	10,08645	9,23184
	10,41283	10,87652	10,08379	9,48302	13,73342	7,21462
	10,55917	10,68081	11,29535	10,17662	10,80741	7,59521
	15,05070	10,17383	8,92311	10,30451	10,90315	7,89037
	9,73932	10,67985	-	9,67583	-	7,74692
	10,58899	10,41452	10,63012	10,63622	11,67958	9,73669

Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV Período 1993 - 2003

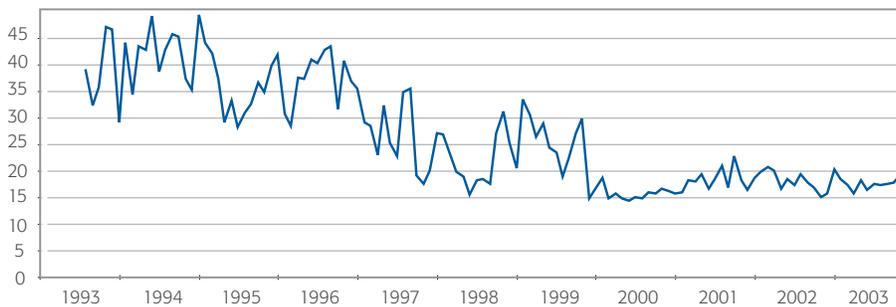
MES \ AÑO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ENERO	-	11,1	20,3	18,6	16,9	13,7	10,7	8,9	8,8	10,7	12,0
FEBRERO	-	16,8	18,3	13,8	13,7	13,5	17,5	10,1	8,9	11,4	11,0
MARZO	-	13,2	17,6	12,8	13,7	11,7	16,1	8,1	10,2	11,9	10,4
ABRIL	-	16,8	15,7	17,1	11,0	10,0	14,0	8,6	10,2	11,6	9,5
MAYO	-	16,8	12,3	17,1	15,6	9,6	15,3	8,1	11,0	9,7	11,0
JUNIO	-	19,5	14,2	18,9	12,3	7,9	13,0	7,9	9,5	10,7	9,8
JULIO	-	15,4	12,1	18,6	11,1	9,3	12,4	8,3	10,5	10,1	10,6
AGOSTO	14,1	17,2	13,5	19,8	17,0	9,4	10,0	8,2	12,0	11,3	10,4
SEPTIEMBRE	11,8	18,5	14,3	20,2	17,5	9,0	11,9	8,8	9,7	10,5	10,6
OCTUBRE	13,4	18,4	16,2	14,8	9,5	14,1	14,5	8,8	13,1	10,1	10,6
NOVIEMBRE	17,6	15,2	15,4	19,2	8,8	16,2	16,0	9,3	10,6	8,9	11,7
DECIEMBRE	17,6	14,5	17,6	17,5	10,0	13,2	7,9	9,1	9,5	9,3	9,7
PROMEDIO	14,9	16,1	15,6	17,4	13,1	11,5	13,3	8,7	10,3	10,5	10,6

Nota:
Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2003. Promedios mensuales en \$/kWh nominales.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO
(\$/kWh)



COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO
(US\$/MWh)



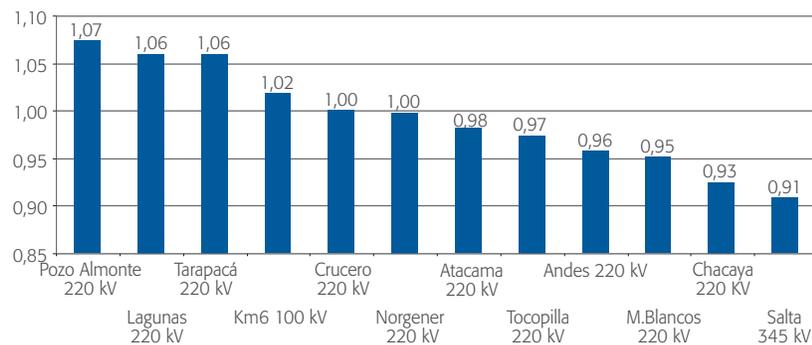
Nota:
Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2003. Costos marginales actualizados según IPC, al 31 de diciembre de 2003

Factores de Penalización de Energía Año 2003

BARRA	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO
POZO ALMONTE 220 KV	1,07	1,09	1,05
LAGUNAS 220 KV	1,06	1,08	1,04
TARAPACÁ 220 KV	1,06	1,08	1,03
KM6 100 KV	1,02	1,02	1,01
CRUCERO 220 KV	1,00	1,00	1,00
NORGENER 220 KV	1,00	1,00	0,99
ATACAMA 220 KV	0,98	1,00	0,97
TOCOPILLA 220 KV	0,97	0,98	0,97
ANDES 220 KV	0,96	0,99	0,91
M.BLANCOS 220 KV	0,95	0,98	0,93
CHACAYA 220 KV	0,93	0,96	0,91
SALTA 345 KV	0,91	0,94	0,86

Nota: Valores correspondientes a la programación semanal.

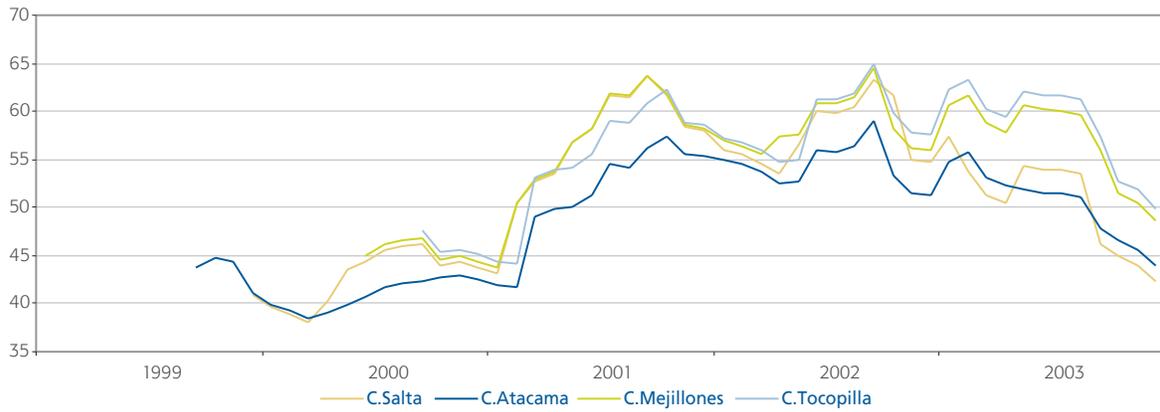
FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2003



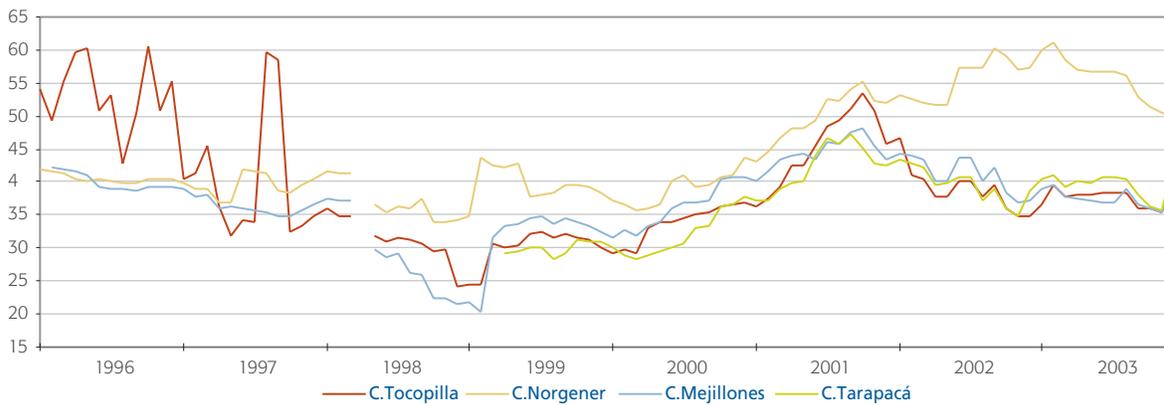
Nota: Los valores corresponden a los factores de penalización promedio.

Precios de los Combustibles por Central

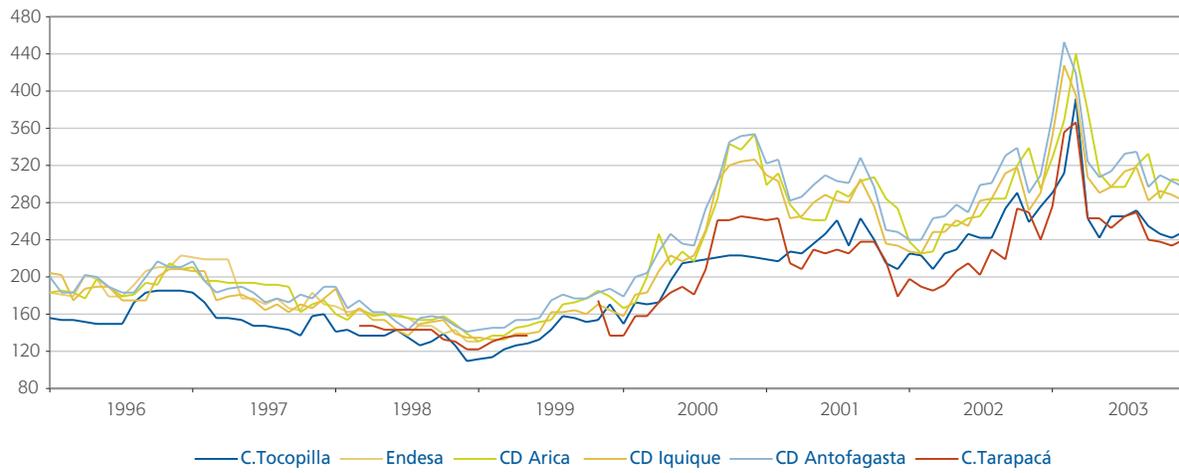
PRECIO DEL GAS NATURAL
Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2003
(mills US\$ /m3)



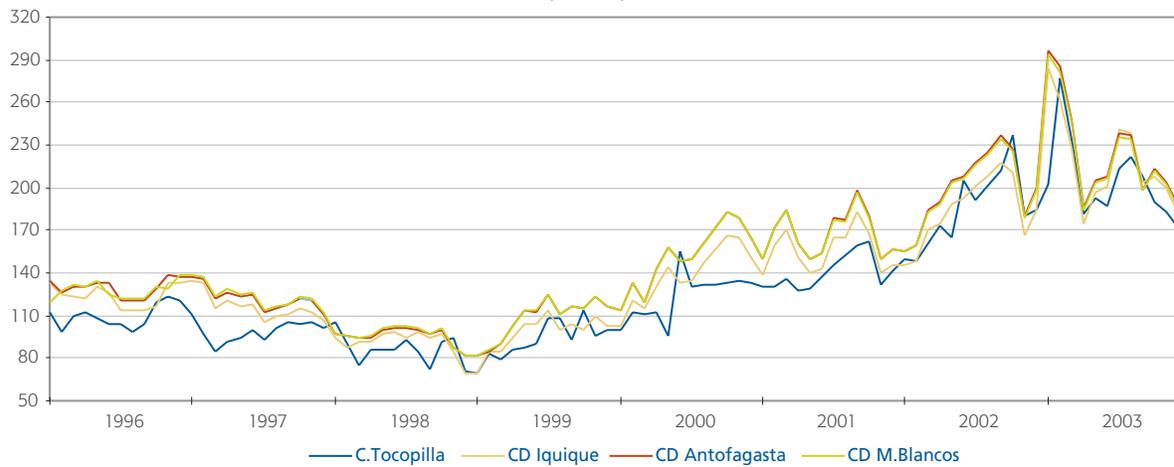
PRECIO DEL CARBÓN
Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2003
(US\$ /Ton)



PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL
Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2003
(US\$/Ton)



PRECIO DEL PETRÓLEO FUEL OIL N° 6
Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2003
(US\$/Ton)





CDEC-SING

EDICIÓN
CDEC - SING

DISEÑO Y PRODUCCIÓN
EDIARTE S.A.





CDEC-SING

SANTIAGO

Nueva de Lyon 72
Of. 1202 Providencia
Tel : (56-2) 378 9334
Fax: (56-2) 378 9296

ANTOFAGASTA

General Lagos 0377
Playa Blanca
Tel: (56-55) 247 474
Fax: (56-55) 246 129

www.cdec-sing.cl