Estadísticas de Operación

1995 / 2004

CDEC - SING

CDEC-SING

Empresas Integrantes del CDEC-SING

Este ejemplar está acompañado de un CD que contiene la información publicada y además incluye la Estadística desde el año 1993. El detalle de los datos de las tablas y gráficos está disponible para planilla de cálculo. La información del CD está publicada también en www.cdec-sing.cl

INDICE

Presentación
Carta del Presidente 2
Directorio del CDEC-SING 4
Personal CDEC-SING 6

Introducción y Reseña Histórica
Descripción General 9
Antecedentes Históricos 9
Contenido de esta Publicación 10
Reseña Histórica 10

Tareas y Responsabilidades del CDEC-SING
Marco Reglamentario del CDEC-SING 16
Estructura del CDEC-SING 18
Integrantes del CDEC-SING 19
Operación Económica del SING 20

Antecedentes de las Instalaciones del SING
Unidades Generadoras del SING 22
Líneas de Transmisión del SING 24
Principales Clientes del SING a diciembre de 2004 26
Diagrama Unilineal Simplificado del SING-2004 27

Hechos Relevantes de la Operación del SING durante el Año 2004
Proyectos de Generación y Transmisión 28
Operación 28
Varios 29

Estadísticas de Operación 1995-2004
Capacidad Instalada 32
Capacidad Instalada por Empresa 32
Capacidad Instalada por tipo de Combustible 33
Generación Bruta 34
Generación de las Centrales del SING. Año 2004 35
Generación de las Centrales del SING. Período 1995 - 2004 37
Generación Media Horaria Mensual. Período 1995 - 2004 39
Consumo Anual de Combustibles por Central 40
Ventas Anuales del SING. Período 1995 - 2004 41
Composición de las Ventas Anuales del SING. Período 1995 - 2004 42
Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Año 2004 43
Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Período 1995 - 2004 44
Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Año 2004 45
Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Período 1995 - 2004 46
Demanda Máxima Anual del SING. Período 1995 - 2004 47
Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas. Año 2004 48
Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Año 2004 50
Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Período 1995 - 2004 52
Factores de Penalización de Energía. Año 2004 53
Precios de los Combustibles por Central 54

CARTA DEL PRESIDENTE

Me es grato presentar a ustedes la décima versión de las Estadísticas de Operación de las instalaciones de generación y transmisión que se hallan bajo la coordinación del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, con un resumen de los hechos relevantes de la operación del SING durante el año 2004.

Se expone ante ustedes la información operacional correspondiente al período 1995 – 2004, en que constan los resultados de la generación, transmisión y consumo de electricidad del SING, los consumos de combustibles de las centrales a lo largo del período y las transferencias de energía y potencia entre las empresas integrantes del CDEC-SING, entre otros antecedentes que pueden ser de utilidad para las empresas integrantes, usuarios e interesados en el sector eléctrico del Norte Grande, el que cubre la I y II regiones del país.

Al término del año 2004 el Directorio del CDEC-SING estaba conformado por las siguientes empresas integrantes: AESGENER, CELTA, EDELNOR, ELECTROANDINA, GASATACAMA GENERACION, NORGENER y TRANSELEC NORTE.

En el año 2004 la generación bruta máxima horaria del SING mostró un crecimiento de 12,1 % con respecto al año 2003, alcanzando un valor máximo de 1.644 MW. La producción de energía bruta anual acumulada durante el año 2004 fue igual a 12.330 GWh, lo que significó un crecimiento anual de 7,9 %. Finalmente, las ventas de energía a clientes finales acumularon durante el año 2004 un total de 11.240 GWh, lo que representa un incremento de 7,2 % respecto del año 2003.

Durante el año 2004 la producción de electricidad del SING fue generada un 61,6 % en base a gas natural, un 37,3 % en base a carbón y otros combustibles sólidos, un 0,4 % en base a petróleo fuel oil, un 0,2 % en base a petróleo diesel y finalmente un 0,5 % de origen hidroeléctrico. Las inesperadas restricciones en el suministro de gas natural proveniente de Argentina tuvieron impacto en las fuentes de combustibles utilizadas por los generadores del SING, explicando el incremento de generación mediante combustibles sólidos y líquidos.

En lo referente a los combustibles sólidos utilizados para generación, el SING también se vio enfrentado a un alza importante de los precios del carbón en los mercados internacionales y de los costos de transporte, producto de la mayor demanda de insumos básicos registrada principalmente por la economía china y también por la reactivación económica experimentada a nivel mundial.

En relación con la incorporación de nuevas instalaciones al SING durante el año 2004, se debe mencionar la nueva línea de transmisión Encuentro-Collahuasi 220 kV, de propiedad de Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi, puesta en servicio el 8 de Junio de 2004.

Por otra parte, la unidad U09, puesta en servicio el año 1960, fue retirada del parque generador del SING por su propietario ELECTROANDINA el 10 de Diciembre de 2004.

Desde el punto de vista de la continuidad de

suministro, se debe informar que producto de un sismo ocurrido el 23 de Enero de 2004 con epicentro en la II región, se produjo la única pérdida total de suministro acontecida en el SING desde febrero del año 2000.

En el plano de las disposiciones legales, se destaca la publicación de la Ley 19.940 el 13 de Marzo de 2004, que introdujo modificaciones al D.F.L. N° 1/82, en lo que respecta a la regulación de los sistemas de transmisión, la descripción de la estructura organizacional de los CDEC incluyendo sus Direcciones de Operación y Peajes, las bases para un mercado de servicios complementarios y la creación del nuevo Panel de Expertos, una de cuyas funciones es la resolución de las discrepancias que se presenten al interior de los CDEC.

A su vez, para regular el funcionamiento y financiamiento del Panel de Expertos se publicó el Decreto N° 181, Reglamento del Panel de Expertos, el 16 de septiembre de 2004, mientras que sus integrantes fueron designados previamente el 12 de Julio de 2004.

Durante el año 2005 el CDEC-SING deberá abordar nuevos desafíos, entre los que se cuentan el cumplimiento de las exigencias de la nueva Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de los Sistemas Interconectados y una nueva modificación de la Ley Eléctrica. Parte del plan de trabajo para afrontar las exigencias particulares que la nueva Norma Técnica presentará al SING será elaborar y acordar nuevos procedimientos sobre Servicios Complementarios y realizar los estudios técnicos para determinar nuevos criterios de operación por parte de las Direcciones de Operación y Peajes. Por otra parte, se deberá continuar con la aplicación de los cambios a la Ley Eléctrica, en lo que se refiere, entre otros aspectos, a la expansión, uso y remuneración de los sistemas de transmisión, tarea en la cual la Dirección de Peajes y las empresas integrantes tienen un rol fundamental.

No se puede dejar de mencionar que las condiciones de operación que ha debido enfrentar el SING en el año 2004, producto de las restricciones al suministro de gas natural, derivado de las disposiciones de las autoridades argentinas, y del aumento en los precios de los combustibles sólidos y líquidos para generación, importan un cambio en el mercado eléctrico del Norte Grande, razón por la cual se requiere el concurso de todos los agentes que operan en este sistema, para adecuarse a ellas manteniendo un suministro eléctrico sustentable en el corto y largo plazo.

Finalmente, se debe agradecer el aporte y colaboración brindado por los Señores Directores y Señoras Directoras de las empresas integrantes del CDEC-SING; por el Señor Director de Operación y Peajes, y por cada uno de los miembros de estas Direcciones, cuyo esfuerzo y empuje son fundamentales para el cumplimiento de las obligaciones legales y reglamentarias que tiene nuestro CDEC-SING.

Atentamente,

Francisco Promis Baeza
Presidente Directorio CDEC-SING

DIRECTORIO DEL CDEC-SING

PRESIDENTE

Francisco Promis Baeza

DIRECTORES

Francisco Promis Baeza
EDELNOR S.A.

Lucas Sanhueza Yovanovich
ELECTROANDINA S.A.

Juan Carlos Olmedo Hidalgo
NORGENER S.A.

Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.

Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.

Eduardo Andrade Hours
HQI TRANSELEC NORTE S.A.

DIRECTORES SUPLENTES

Saska Stevkovska
EDELNOR S.A.

Mabel Cortés G.
ELECTROANDINA S.A.

Juan Pablo Cárdenas P.
NORGENER S.A.

Miguel Buzunáriz R.
CELTA S.A.

Javier Alemany M.
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Carlos Campos J.
AES GENER S.A.

Belisario Maldonado M.
HQI TRANSELEC NORTE S.A.

SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Jorge Venegas Francke

PRESIDENTE
Francisco Promis Baeza
EDELNOR S.A.

Director
Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.

Director
Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.

DIRECTORES SUPLENTES

Director Suplente
Miguel Buzunáriz R.
CELTA S.A.

Director Suplente
Saska Stevkovska
EDELNOR S.A.

Director Suplente
Carlos Campos J.
AES GENER S.A.

Director Suplente
Mabel Cortés G.
ELECTROANDINA S.A.

Director Suplente
Juan Pablo Cárdenas P.
NORGENER S.A.

Director Suplente
Belisario Maldonado M.
HQI TRANSELEC NORTE S.A.

Director Suplente
Javier Alemany M.
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Director
Juan Carlos Olmedo Hidalgo
NORGENER S.A.

Director
Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Director
Eduardo Andrade Hours
HQI TRANSELEC NORTE S.A.

Director
Lucas Sanhueza Yovanovich
ELECTROANDINA S.A.

ESTRUCTURA DEL CDEC-SING

DIRECTOR DE OPERACIÓN Y
DIRECTOR DE PEAJES
Carlos Finat Díaz

SUBDIRECTOR DE OPERACIÓN
Víctor Hugo 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
Antofagasta

PERSONAL CDEC-SING
Santiago

Introducción
y Reseña Histórica

CDEC - SING

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 a 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. Ésta se ubica principalmente en el borde costero. En la actualidad, 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 pueden identificar las siguientes características importantes del SING:

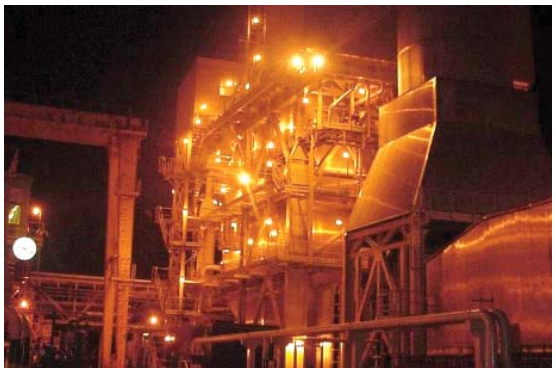
- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.

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 S.A., ENDESA y la División Tocopilla de CODELCO-CHILE, hoy ELECTROANDINA S.A. A diciembre de 2004, constituían el CDEC-SING las empresas EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGENER, CELTA, GASATACAMA GENERACIÓN, AES GENER, y TRANSELEC NORTE.

introducción



INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

CONTENIDO DE ESTA PUBLICACIÓN

Este documento presenta información relevante del SING en el período comprendido entre enero de 1995 y diciembre de 2004. 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 y estructura de las Direcciones de Operación y Peajes.
- 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 2004, que lo regula y sus atribuciones y responsabilidades. También se incluye antecedentes de la red de transmisión y del parque generador a diciembre de 2004, 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 2004.
- El quinto capítulo contiene la estadística de la operación del sistema desde enero de 1995 hasta diciembre de 2004, 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 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 construyó líneas de transmisión de 220 kV desde la Subestación Tocopilla hasta la Subestación Crucero y Subestación Chuquicamata.

Por su parte, EDELNOR construyó las líneas de interconexión de 220 kV entre sus sistemas de Tarapacá y Antofagasta, las subestaciones terminales 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.

reseña histórica

RESEÑA HISTÓRICA

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 Cavancha. Este mismo año ENDESA puso en servicio la turbina a gas N°3 en la S/E Mejillones.

En 1995 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 la Subestación Crucero. El 01 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 ese año se incorpora al CDEC-SING la empresa NOPEL.

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

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 entraron en operación las líneas de 220 kV Atacama – Encuentro y Encuentro – Crucero, de propiedad en ese entonces 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 – Cóndores y Cóndores – Parinacota, de propiedad 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 una empresa creada para tal efecto, TRANSEMEL, no integrante del CDEC-SING, coligada a la empresas de distribución, 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.

reseña histórica

RESEÑA HISTÓRICA

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

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 GASTACAMA GENERACIÓN.

En Junio de 2004 entró en servicio la línea 220 kV Encuentro –Collahuasi de propiedad de la compañía minera Doña Inés de Collahuasi.

El 10 de Diciembre de 2004 la empresa ELECTROANDINA comunicó que a contar de esa fecha retiraba de servicio su unidad U09.

Finalmente, la potencia instalada bruta del SING a Diciembre del 2004 alcanzó los 3.595,8 MW.

reseña histórica

Tareas y
Responsabilidades del

CDEC - SING

TAREAS Y RESPONSABILIDADES DEL CDEC-SING

MARCO REGLAMENTARIO DEL CDEC-SING

El marco reglamentario que a continuación se indica corresponde al vigente al 31 de Diciembre del 2004.

Según lo dispuesto en el DFL1/1982 modificado por Ley Num.19.940/2004, 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 acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

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

Las instrucciones de coordinación que emanan del CDEC-SING son obligatorias para todo el conjunto de instalaciones del sistema, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica en el sistema.

Asimismo, cada integrante del Centro de Despacho Económico de Carga, separadamente, será responsable por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley o el reglamento. Las demás entidades que, de conformidad a la ley y el reglamento, deban sujetar la operación de sus instalaciones a la coordinación del Centro, responderán de igual modo por el cumplimiento de las instrucciones y programaciones que éste establezca.

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 procedimientos necesarios para cumplir las exigencias de calidad de servicio y las demás normas dictadas conforme a la ley, e incluirlos en su reglamento interno.

g) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema.

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) Verificar que en todos los nudos del sistema en que se efectúen retiros de energía, el nivel de seguridad de servicio cumpla con lo que señala ley.

k) Establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al SING, o que sea modificada por su propietario, exigibles en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio.

l) Definir, administrar y operar los servicios complementarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio y minimizando los costos de operación del SING.

tareas y responsabilidades

TAREAS Y RESPONSABILIDADES DEL CDEC-SING

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.

De acuerdo a la ley, las discrepancias que se producen al interior del CDEC-SING deben ser sometidas a dictamen de un panel de expertos, en cuanto a aquellas materias que se determinen reglamentariamente. Este panel está integrado por siete profesionales, cinco ingenieros o licenciados en ciencias económicas y dos abogados, de amplia trayectoria profesional o académica, cuyo nombramiento de se efectúa mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

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 nudos del SING.

f) Determinar, mensualmente, los ingresos que hayan resultado en cada tramo del sistema de transmisión, a través de la valorización de las transferencias de electricidad de acuerdo a los procedimientos estipulados.

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

a) Proponer al Directorio las decisiones y procedimientos, destinados a garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión Troncal y de subtransmisión, que operen interconectados en el SING.

b) Realizar las proyecciones de capacidad y uso según lo estipulado en el reglamento.

c) Determinar la liquidación de los costos de transmisión, los cuales deben ser cancelados por las empresas correspondientes.

d) Efectuar la licitación pública internacional para proyectos de ampliación en sistemas de transmisión troncal, resolverla, adjudicarla e informarla a los organismos correspondientes, realizando un análisis anual respecto de la consistencia en las instalaciones de desarrollo y expansión.

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 autoproductores 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 fue igual a 14,90 MW.

Además de las empresas generadoras el DS N°327 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.

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.

tareas y responsabilidades

Antecedentes de las
Instalaciones del

CDEC - SING

UNIDADES GENERADORAS DEL SING

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº de 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 (6)	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	NTO1	1	136,30
		NTO2	1	141,04
TOTAL SISTEMA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004				**3.595,79**

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 S.A.
Norgener: Norgener S.A.
Transelec Norte: HQI Transelec Norte S.A.

Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio
C. Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1998
C. 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
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1960
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985
C. Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987
C. Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1990
C. Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001
C. Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
C. Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
C. Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993
Central Salta 345 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
Central 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 Cavancha 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.

(6) A partir del 10/12/2004 la unidad U09 de propiedad de ELECTROANDINA fue retirada del SING.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SING

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS DEL CDEC-SING

Propietario	Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	Nº Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Año de Puesta en servicio
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	1995
	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	41	1974
	Iquique - Pozo Almonte 1	66	1	42,4	41	1970
	Iquique - Pozo Almonte 2	66	1	41,0	56	1987
	Pozo Almonte-Tamarugal	66	1	20,8	10	1968
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	1,6	48	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**	**244**	
Total Líneas en 110 kV				**971,7**	**990**	
Total Líneas en 220 kV				**2.357,2**	**9.412**	
Total Líneas en 345 kV				**408,0**	**777**	
Total Empresas del CDEC-SING				**3.933,5**	**11.423**	

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE OTROS PROPIETARIOS

Propietario	Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	Nº 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	406	1999
	Domeyko - Escondida	220	1	7,0	180	1999
	Domeyko - Planta óxidos	220	1	1,0	100	1998
	Zaldívar - Escondida	220	1	14,0	300	1995
Minera Collahuasi	Lagunas - Collahuasi 1 (Ver Nota)	220	1	118,0	180	1996
	Lagunas - Collahuasi 2 (Ver Nota)	220	1	118,0	180	1998
	Encuentro - Collahuasi	220	1	201,0	109	2004
Minera Quebrada Blanca	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18,0	180	2002
Minera El Tesoro	Encuentro - El Tesoro	220	1	90,0	125	2000
Planta Molycop	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	291	2004
Fundición Alto Norte	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24,0	122	1993
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
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	2002
Total Líneas en 66 kV				**129,0**	**197**	
Total Líneas en 110 kV				**220,4**	**914**	
Total Líneas en 220 kV				**1.654,2**	**3.556**	
Total Otros propietarios				**2.003,6**	**4.667**	
Total SING				**5.937,1**	**16.090**	

Nota: A partir del 1 de noviembre del 2004 la Ìlnea 220 kV Lagunas - Collahuasi pasó a ser de propiedad de Minera Collahuasi.

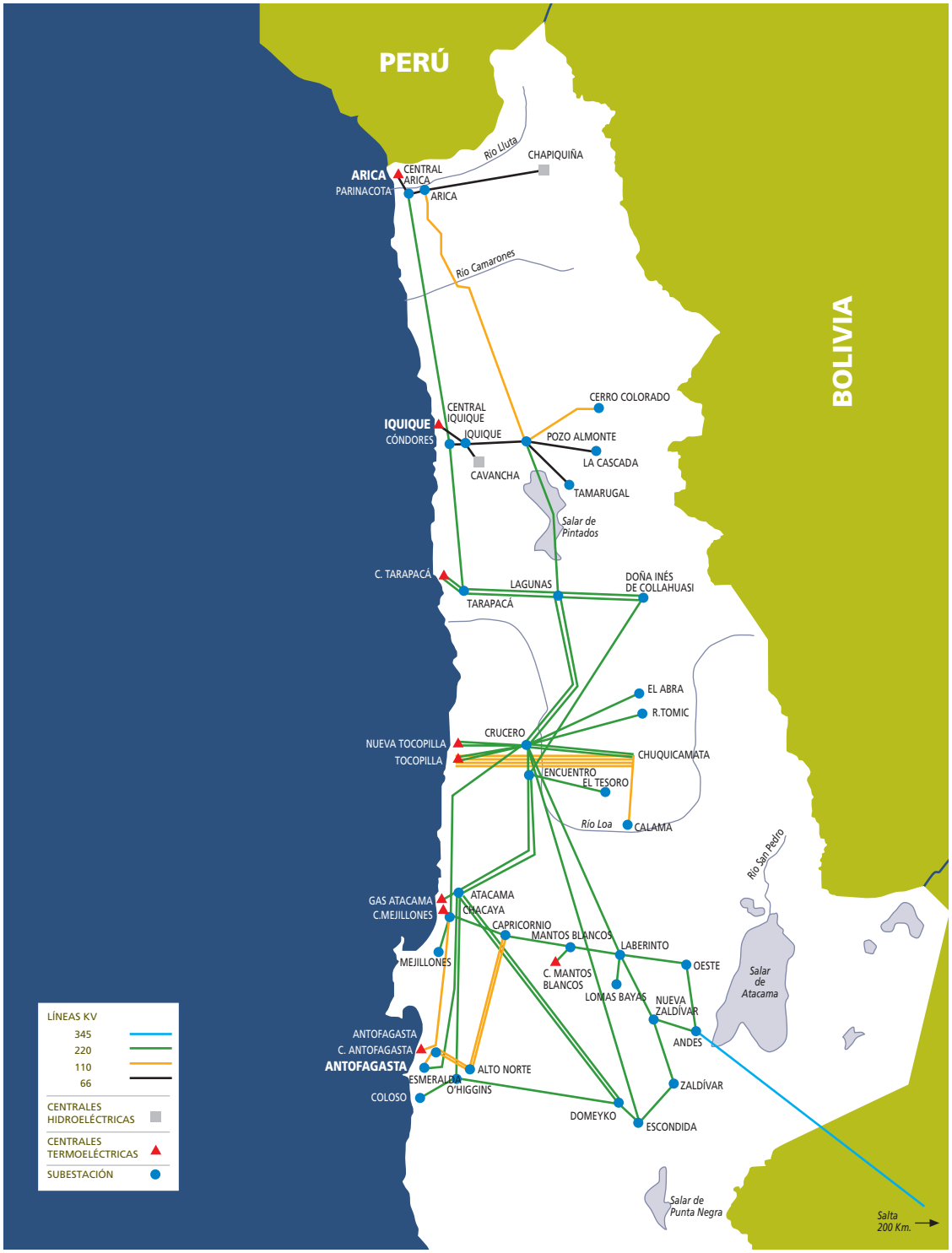
PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2004

CLIENTE	CATEGORÍA	BARRA DE SUMINISTRO	SUMINISTRADOR
ACF Minera	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Cerro Colorado	Minería	Pozo Almonte 220 kV	Edelnor - Celta
Cía. 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	Gasatacama
El Tesoro	Minería	Encuentro 220 kV	Gasatacama
Elecda	Distribuidora	Esmeralda 110 kV	Gasatacama
Eliqsa	Distribuidora	Cóndores 110 kV	Gasatacama
Emelari	Distribuidora	Parinacota 66 kV	Gasatacama
Enaex	Industrial	Mejillones 110 kV	Gasatacama
Escondida	Minería	Crucero 220 kV - C. Atacama 220 kV	Norgener - Gasatacama
Essat	Industrial	Pozo Almonte 66 kV - Tamarugal 66 kV - Arica 66 kV	Edelnor - Gasatacama
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
Molycop	Industrial	Chacaya 220 kV	Edelnor
Noranda	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Polpaico	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Quebrada Blanca	Minería	Collahuasi 220 kV	Gasatacama
Quiborax	Minería	Arica 66 kV	Edelnor
Radomiro Tomic	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
Rayrock	Minería	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Santa Margarita	Minería	Calama 100 kV	Electroandina
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
SQM Salar	Minería	El Negro 110 kV	Electroandina
Zaldívar	Minería	Laberinto 220 kV	AES Gener

Nota:

A partir de diciembre de 2004, Edelnor suministra parte del retiro de Essat en Arica.

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SING - 2004



Fuente: HQI Transelec Chile S.A.

HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SING DURANTE EL AÑO 2004

PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

En el mes de Junio se puso en servicio la línea 220 kV Encuentro – Collahuasi de propiedad de Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi. Desde el punto de vista sistémico, esta línea tiene relevancia dado que enmalla el sistema en la zona Encuentro, Collahuasi y Lagunas.

A partir del día 10 de Diciembre de 2004 la empresa Electroandina informó que retiraba del sistema la unidad U09 debido a que su recuperación técnica es económicamente inviable.

OPERACIÓN

La generación bruta anual del SING alcanzó a 12.330 GWh que se desglosa según su combustible en:

- 61,5 % gas natural
- 37,3 % carbón.
- 0,6 % petróleo pesado y diesel
- 0,5 % generación de origen hidráulico.

El crecimiento de los consumos respecto del 2003 se refleja en un aumento de 7,9 % en la generación bruta de energía y de 7,2 % 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 19 de diciembre en la hora 23, y se reflejó en un valor de generación bruta de 1.644 MW, lo que representa un incremento de 12,1 % respecto de 2003.

Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, el día 23 de Enero de 2004, producto de un sismo con epicentro en la II región, se produjo la primera pérdida total de suministro acontecida en el SING desde febrero del año 2000.

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 que han afectado a las unidades generadoras, elementos del sistema de transmisión y fallas internas de instalaciones de clientes, 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 que están en operación.

VARIOS

El día 13 de marzo de 2004 entró en vigencia Ley N°19.940 o Ley Corta que introdujo modificaciones al D.F.L. N° 1/82, en lo que respecta a la regulación de los sistemas de transmisión, la descripción de la estructura organizacional de los CDEC incluyendo sus Direcciones de Operación y Peajes, las prestación de servicios complementarios y la creación del nuevo Panel de Expertos cuya función es resolver los conflictos que surjan al interior de los CDEC, por mencionar algunas de las principales materias de la Ley.

Con fecha 16 de Junio de 2004 fue recibida la Resolución Exenta N°306 del 15 de Junio de 2004 de la Comisión Nacional de Energía, mediante la cual se informó favorablemente el texto de Reglamento Interno CDEC-SING - Manual de Procedimientos N°16 "Declaración de los Precios de Combustibles a Utilizar en la Operación del SING".

El día 12 Julio de 2004 el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia informó la designación de los integrantes del Panel de Expertos.

Con fecha 16 de septiembre de 2004, se publicó en el Diario Oficial el decreto N°181 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción que aprueba el Reglamento del Panel de Expertos, que tiene por objeto regular el funcionamiento y funciones de este nuevo organismo.

Habiendo entrado en funciones el Panel de Expertos de la Ley Eléctrica, con fecha 17 de Septiembre de 2004 se firmó el Acuerdo de Término del Comité de Expertos del CDEC-SING, entre el Presidente del Directorio del CDEC-SING y los señores miembros del Comité de Expertos del CDEC-SING.

Con fecha 14 de diciembre de 2004 se firmó el Acuerdo de Directorio N°302.1(E)/2004, que dice relación con la cancelación y retiro de la sede del señor Ministro de Economía de las

2004 hechos relevantes

divergencias constatadas en las sesiones de DirectorioN°(s)205(E)/2001, 239/2003, 257(E)/2003 y 262(E)/2003.

Durante el transcurso del año 2004 fueron presentadas 2 discrepancias al Panel de Expertos. Además se recibieron del señor Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción las resoluciones ministeriales exentas N° 05, N° 19, N° 24 y N° 39.

2004 hechos relevantes

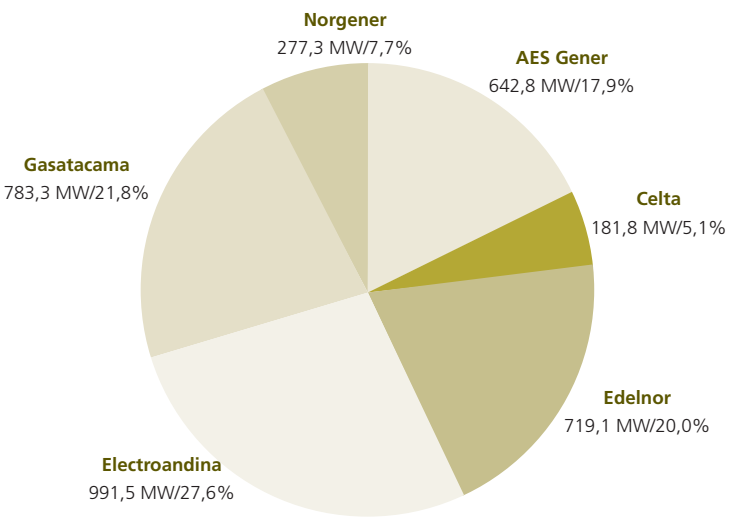
Estadísticas de Operación

1995 / 2004

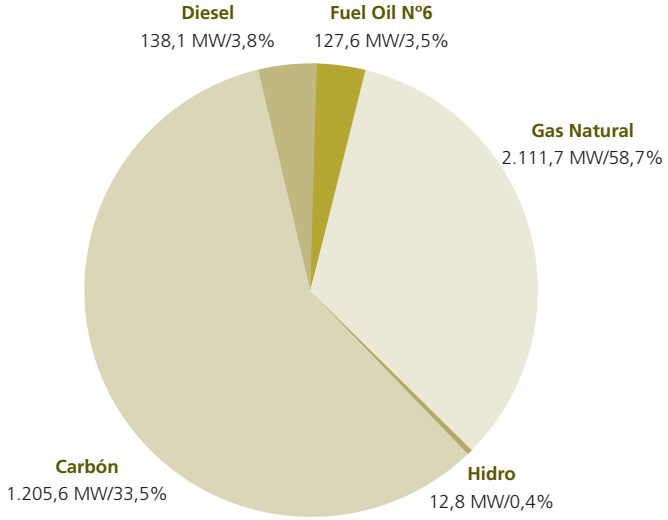
CDEC - SING

CAPACIDAD INSTALADA (MW) AÑO 2004

Capacidad Instalada por Empresa - Año 2004
Total 3.595,8 MW



Capacidad Instalada por Combustible - Año 2004
Total 3.595,8 MW



CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA PERÍODO 1995 - 2004

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Empresa \ Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Celta				24	158	182	182	182	182	182
Edelnor	294	297	297	472	472	722	722	719	719	719
Electroandina	629	629	629	629	629	629	1.029	1.029	1.037	992
Endesa	98	98	74	74	98	-	-	-	-	-
AES Gener	-	-	-	-	416	643	643	643	643	643
Gasatacama	-	-	-	-	588	588	588	783	783	783
Norgener	136	136	277	277	277	277	277	277	277	277
TOTAL	**1.157**	**1.160**	**1.277**	**1.476**	**2.637**	**3.041**	**3.441**	**3.633**	**3.641**	**3.596**

EN PORCENTAJES (%)

Empresa \ Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Celta				1,6%	6,0%	6,0%	5,3%	5,0%	5,0%	5,1%
Edelnor	25,4%	25,6%	23,2%	32,0%	17,9%	23,8%	21,0%	19,8%	19,8%	20,0%
Electroandina	54,4%	54,2%	49,3%	42,6%	23,8%	20,7%	29,9%	28,3%	28,5%	27,6%
Endesa	8,4%	8,4%	5,8%	5,0%	3,7%	-	-	-	-	-
AES Gener	-	-	-	-	15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%
Gasatacama	-	-	-	-	22,3%	19,3%	17,1%	21,6%	21,5%	21,8%
Norgener	11,8%	11,8%	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE PERÍODO 1995 - 2004

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Combustible	Empresa	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hidro	Edelnor	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Subtotal		**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**
Carbón	Celta					158	158	158	158	158	158
	Edelnor	166	166	166	341	341	341	341	341	341	341
	Electroandina	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429
	Norgener	136	136	277	277	277	277	277	277	277	277
Subtotal		**732**	**732**	**873**	**1.048**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**
Diesel	Celta				24		24	24	24	24	24
	Edelnor	62	65	65	65	65	65	62	62	62	62
	Electroandina	80	80	80	80	80	42	42	42	50	50
	Endesa	98	98	74	74	98					
	Gasatacama							3	3	3	3
Subtotal		**239**	**242**	**218**	**242**	**242**	**130**	**130**	**130**	**138**	**138**
Fuel Oil	Edelnor	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	Electroandina	120	120	120	120	120	120	120	120	120	75
Subtotal		**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**128**
Gas Natural	Edelnor						251	251	251	251	251
	AES Gener					416	643	643	643	643	643
	Gasatacama					588	588	588	781	781	781
	Electroandina						38	438	438	438	438
Subtotal		**0**	**0**	**0**	**0**	**1.004**	**1.519**	**1.919**	**2.112**	**2.112**	**2.112**
TOTAL		**1.156**	**1.159**	**1.276**	**1.475**	**2.637**	**3.040**	**3.440**	**3.633**	**3.641**	**3.596**

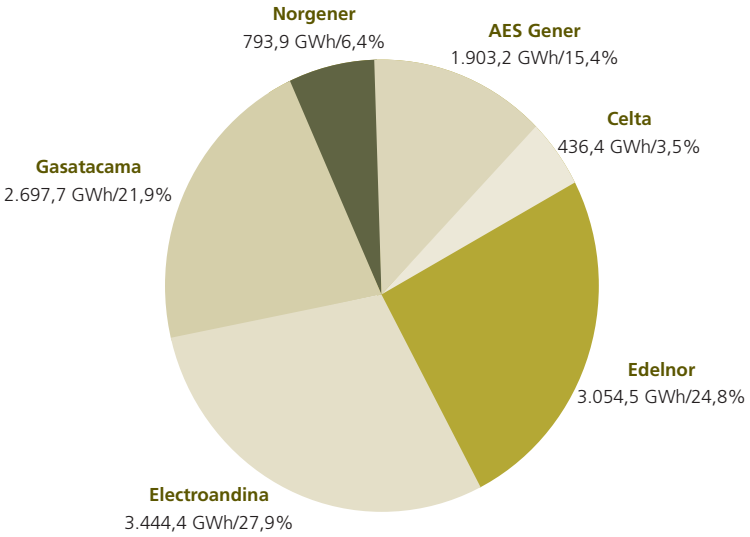
EN PORCENTAJES (%)

Combustible	Empresa	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hidro	Edelnor	1,1%	1,1%	1,0%	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Subtotal		**1,1%**	**1,1%**	**1,0%**	**0,9%**	**0,5%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**
Carbón	Celta					6,0%	5,2%	4,6%	4,3%	4,3%	4,4%
	Edelnor	14,3%	14,3%	13,0%	23,1%	12,9%	11,2%	9,9%	9,4%	9,4%	9,5%
	Electroandina	37,1%	37,1%	33,6%	29,1%	16,3%	14,1%	12,5%	11,8%	11,8%	11,9%
	Norgener	11,8%	11,8%	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%
Subtotal		**63,3%**	**63,1%**	**68,4%**	**71,0%**	**45,7%**	**39,7%**	**35,0%**	**33,2%**	**33,1%**	**33,5%**
Diesel	Celta				1,6%		0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
	Edelnor	5,4%	5,6%	5,1%	4,4%	2,5%	2,1%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%
	Electroandina	6,9%	6,9%	6,2%	5,4%	3,0%	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%	1,4%
	Endesa	8,5%	8,4%	5,8%	5,0%	3,7%					
	Gasatacama							0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Subtotal		**20,7%**	**20,9%**	**17,1%**	**16,4%**	**9,2%**	**4,3%**	**3,8%**	**3,6%**	**3,8%**	**3,8%**
Fuel Oil	Edelnor	4,6%	4,5%	4,1%	3,6%	2,0%	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%
	Electroandina	10,4%	10,4%	9,4%	8,1%	4,6%	3,9%	3,5%	3,3%	3,3%	2,1%
Subtotal		**14,9%**	**14,9%**	**13,5%**	**11,7%**	**6,5%**	**5,7%**	**5,0%**	**4,8%**	**4,7%**	**3,5%**
Gas Natural	Edelnor						8,2%	7,3%	6,9%	6,9%	7,0%
	AES Gener					15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%
	Gasatacama					22,3%	19,3%	17,1%	21,5%	21,4%	21,7%
	Electroandina						1,2%	12,7%	12,0%	12,0%	12,2%
Subtotal						**38,1%**	**50,0%**	**55,8%**	**58,1%**	**58,0%**	**58,7%**
TOTAL		**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

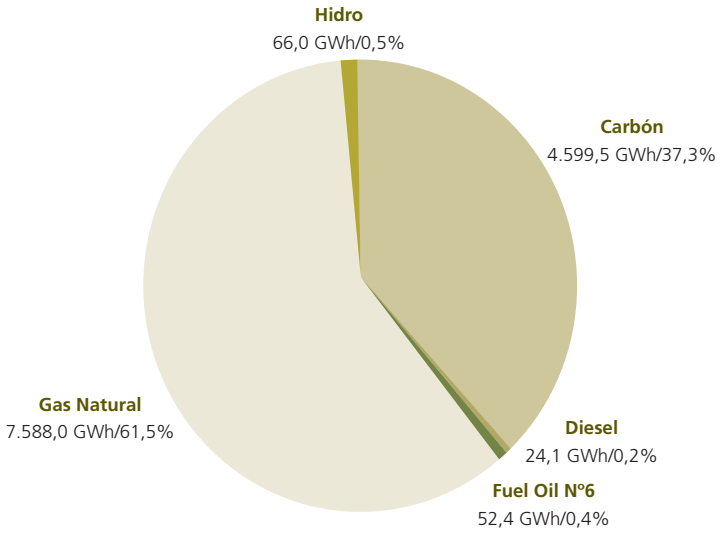
Nota: A partir del año 2000 se considera la unidad TG3 de Electroandina con combustible gas natural.

GENERACIÓN BRUTA AÑO 2004

Generación Bruta por Empresa - Año 2004
Total 12.330,0 GWh



Generación Bruta por Combustible - Año 2004
Total 12.330,0 GWh



GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING (GWh) - AÑO 2004

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CELTA													
CTTAR	25,5	39,8	16,3	58,2	82,0	37,7	12,1	54,4	11,2	39,1	45,2	13,4	434,9
TGTAR	0,4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	1,5
Total Generación Bruta	**25,9**	**39,8**	**16,4**	**58,3**	**82,1**	**37,7**	**12,1**	**54,5**	**11,3**	**39,2**	**45,2**	**13,9**	**436,4**
Consumos Propios	2,4	3,7	1,6	5,4	7,5	2,3	1,1	4,6	1,1	3,6	4,3	1,3	38,7
Total Generación Neta	**23,5**	**36,1**	**14,8**	**52,9**	**74,6**	**35,4**	**11,1**	**49,9**	**10,2**	**35,6**	**41,0**	**12,7**	**397,7**
EDELNOR													
CHAP	5,5	5,6	3,1	4,1	4,3	4,0	3,6	3,9	4,0	4,4	4,1	4,2	50,7
CAVA	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	15,2
C. D. Arica	0,6	0,1	0,1	0,9	1,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,3	0,2	0,2	4,7
C. D. Iquique	1,6	0,3	0,8	1,2	1,3	0,4	0,5	1,4	0,8	0,5	0,7	1,2	10,7
C. D. Antofagasta	0,9	0,1	0,2	1,2	1,8	0,5	0,4	0,5	0,9	0,3	0,4	0,2	7,3
MIMB	1,2	0,1	1,1	2,8	3,7	1,3	0,8	1,7	1,1	0,7	0,8	0,5	15,8
CTM1	35,4	0,0	59,2	3,8	87,1	57,1	73,6	104,2	62,5	0,0	15,6	0,0	498,7
CTM2	66,6	101,8	35,1	102,1	89,9	106,0	111,3	68,2	31,9	103,8	88,5	97,3	1.002,6
CTM3	124,9	141,9	157,7	128,5	55,7	106,6	47,9	77,6	150,0	160,0	155,2	142,8	1.448,8
Total Generación Bruta	**238,0**	**251,1**	**258,6**	**245,8**	**246,1**	**277,4**	**239,5**	**259,2**	**252,9**	**271,2**	**266,7**	**247,7**	**3.054,5**
Consumos Propios	12,3	12,3	12,3	12,9	15,3	15,8	14,7	14,4	12,0	13,5	14,0	12,7	162,2
Total Generación Neta	**225,7**	**238,8**	**246,3**	**233,0**	**230,9**	**261,6**	**224,7**	**244,8**	**240,9**	**257,8**	**252,8**	**235,0**	**2.892,2**
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	1,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	2,1	4,9
U11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9	2,0
U12	40,2	14,4	10,3	6,4	29,8	26,9	8,3	18,8	3,3	9,2	4,5	13,2	185,2
U13	17,0	40,2	8,6	51,7	32,3	31,1	15,1	31,1	9,5	10,9	28,1	17,1	292,6
U14	0,0	22,1	80,8	76,9	80,7	30,7	75,7	82,0	43,7	76,0	71,7	22,2	662,6
U15	42,4	62,4	45,5	78,0	83,5	70,9	56,0	78,1	42,8	67,3	61,1	58,3	746,5
U16	120,0	123,7	162,9	161,9	133,6	170,0	159,3	28,3	164,0	57,0	10,7	166,6	1.457,8
TG1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,6	1,4
TG2	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,8
TG3	2,6	0,9	7,7	0,8	1,0	1,0	14,5	17,7	1,1	16,0	19,3	8,0	90,6
Total Generación Bruta	**222,9**	**263,8**	**315,8**	**375,6**	**362,5**	**330,7**	**328,9**	**256,1**	**264,6**	**236,6**	**197,6**	**289,4**	**3.444,4**
Consumos Propios	11,1	15,5	16,4	20,1	20,6	17,0	17,0	17,1	13,8	15,2	14,7	15,7	194,1
Total Generación Neta	**211,8**	**248,3**	**299,4**	**355,5**	**341,9**	**313,7**	**311,8**	**239,0**	**250,8**	**221,4**	**182,9**	**273,6**	**3.250,3**

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING (GWh) - AÑO 2004

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
AES GENER													
CC Salta	172,2	152,1	169,1	68,4	130,0	158,1	178,5	168,8	160,1	183,3	178,0	184,4	1.903,2
Total Generación Bruta	**172,2**	**152,1**	**169,1**	**68,4**	**130,0**	**158,1**	**178,5**	**168,8**	**160,1**	**183,3**	**178,0**	**184,4**	**1.903,2**
Consumos Propios	4,3	3,7	3,9	2,5	3,0	3,2	3,5	3,5	3,6	4,0	4,0	4,3	43,3
Total Generación Neta	167,9	148,5	165,2	66,0	127,0	154,9	175,0	165,3	156,5	179,3	174,0	180,2	1.859,8
GASATACAMA													
CC1	126,4	112,9	120,6	41,5	0,6	55,0	120,9	121,9	117,2	112,9	117,7	119,9	1.167,7
CC2	149,1	115,0	122,6	89,2	73,5	106,9	124,7	132,1	197,1	138,8	150,0	131,1	1.530,0
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	**275,5**	**227,9**	**243,2**	**130,7**	**74,1**	**161,9**	**245,6**	**254,1**	**314,3**	**251,7**	**267,6**	**251,1**	**2.697,7**
Consumos Propios	8,0	6,7	8,2	6,7	5,1	5,9	6,7	7,0	7,8	6,7	7,0	6,7	82,3
Total Generación Neta	**267,6**	**221,2**	**235,0**	**124,0**	**69,0**	**156,0**	**238,9**	**247,0**	**306,6**	**245,1**	**260,6**	**244,4**	**2.615,4**
NORGENER													
NTO1	1,9	0,0	0,0	40,8	60,9	18,0	1,8	19,4	0,0	23,4	10,0	39,4	215,7
NTO2	13,3	6,8	0,0	68,3	66,6	44,4	60,5	66,3	24,2	64,6	81,3	81,9	578,2
Total Generación Bruta	**15,2**	**6,8**	**0,0**	**109,1**	**127,5**	**62,4**	**62,3**	**85,7**	**24,2**	**88,0**	**91,3**	**121,3**	**793,9**
Consumos Propios	1,5	0,7	0,0	8,8	9,6	5,6	5,6	7,5	2,4	6,8	8,3	9,7	66,5
Total Generación Neta	**13,7**	**6,1**	**0,0**	**100,3**	**117,9**	**56,8**	**56,7**	**78,2**	**21,8**	**81,2**	**83,0**	**111,6**	**727,4**
TOTAL SING													
Generación Bruta	**949,7**	**941,5**	**1.003,1**	**988,0**	**1.022,4**	**1.028,2**	**1.066,9**	**1.078,4**	**1.027,4**	**1.070,1**	**1.046,5**	**1.107,9**	**12.330,0**
Consumos Propios	39,6	42,5	43,2	56,3	61,1	49,8	48,6	54,1	40,5	49,7	52,2	50,5	587,2
Generación Neta	**910,1**	**899,0**	**960,8**	**931,6**	**961,3**	**978,4**	**1.018,2**	**1.024,3**	**986,9**	**1.020,4**	**994,3**	**1.057,4**	**11.742,8**
Pérdidas de Transmisión	45,6	37,7	45,0	36,3	39,1	43,4	41,7	39,4	43,9	42,0	41,4	51,4	506,7
Ventas a clientes libres	779,1	778,8	823,8	808,1	832,8	846,0	884,4	893,0	854,1	885,6	863,1	915,5	10.164,2
Ventas a clientes regulados	86,9	82,5	94,1	87,2	89,3	89,0	92,2	92,0	89,0	92,8	89,8	90,5	1.075,3
Total Ventas	**865,9**	**861,2**	**918,0**	**895,3**	**922,1**	**935,0**	**976,6**	**984,9**	**943,1**	**978,4**	**953,0**	**1.006,1**	**11.239,6**

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING (GWh) - Período 1995 - 2004

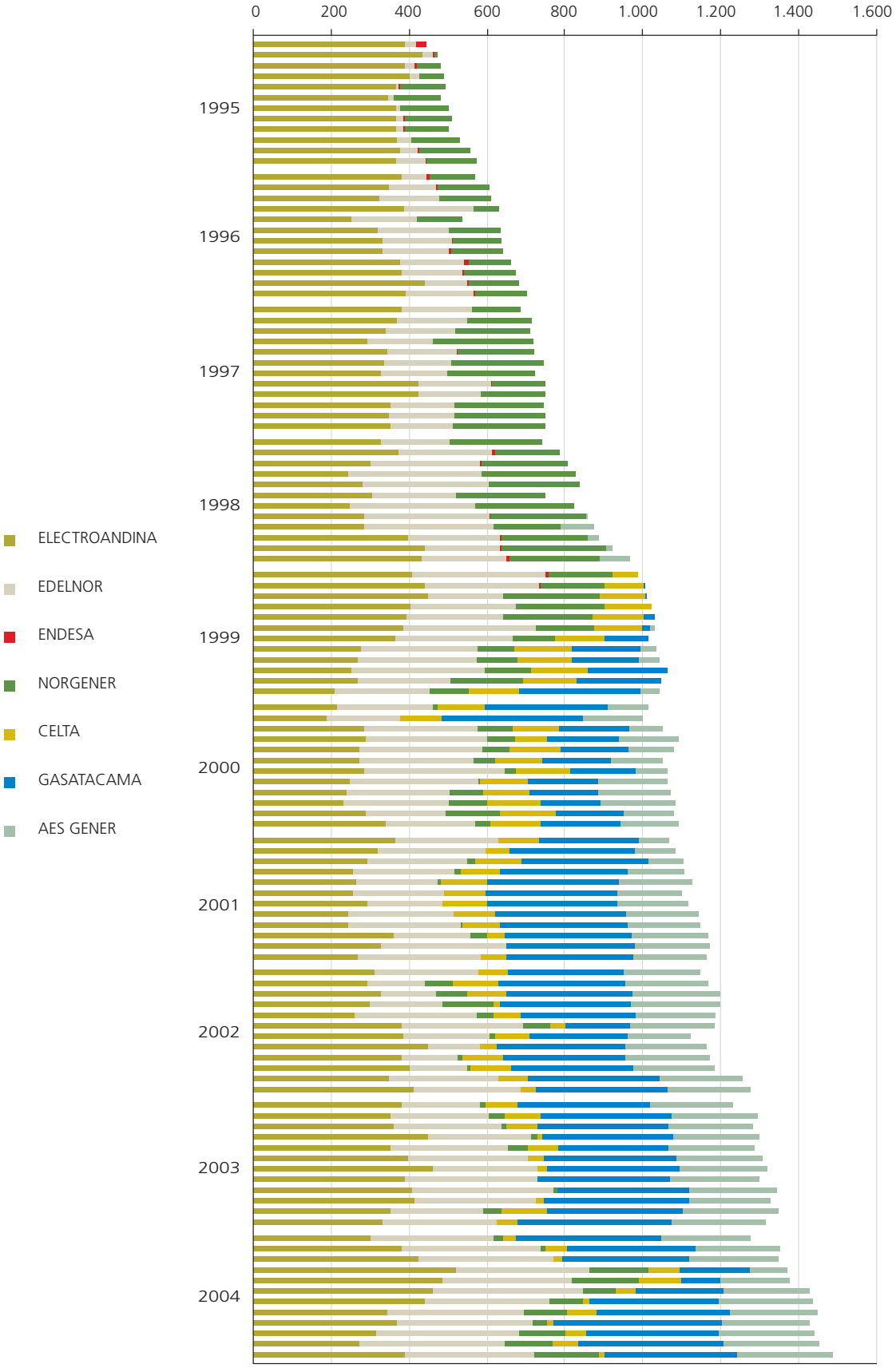
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
CELTA										
CTTAR	-	-	-	145	1.083	1.061	760	639	435	435
TGTAR	-	-	-	11	0	17	3	1	1	1
Total Generación Bruta	**-**	**-**	**-**	**156**	**1.083**	**1.079**	**763**	**640**	**436**	**436**
Consumos Propios	-	-	-	12	82	84	67	61	40	39
Total Generación Neta	**-**	**-**	**-**	**143**	**1.001**	**994**	**696**	**579**	**397**	**398**
EDELNOR										
CHAP	36	35	42	35	46	43	53	54	51	51
CAVA	2	12	14	15	14	13	12	13	14	15
C. D. Arica	25	20	17	15	22	6	5	2	1	5
C. D. Iquique	70	74	57	52	62	31	14	8	6	11
C. D. Antofagasta	58	51	38	55	58	8	5	2	2	7
MIMB	19	69	42	43	58	9	7	6	7	16
ENAEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM3	-	-	-	-	2	711	1.131	849	1.695	498,7
CTM1	35	1.064	1.299	1.316	1.092	618	257	18	144	1.003
CTM2	-	-	-	810	1.139	984	774	918	575	1.449
Total Generación Bruta	**245**	**1.325**	**1.510**	**2.341**	**2.493**	**2.424**	**2.257**	**1.870**	**2.495**	**3.054**
Consumos Propios	8	85	101	165	174	173	131	111	113	162
Total Generación Neta	**237**	**1.240**	**1.409**	**2.176**	**2.319**	**2.251**	**2.125**	**1.759**	**2.382**	**2.892**
ELECTROANDINA										
U09	206	19	101	45	12	-	-	-	-	-
U10 - U11	228	194	58	40	148	56	29	1	-	7
U12 - U13	1.079	1.126	927	768	1.182	503	338	663	455	478
U14 - U15	1.785	1.775	2.040	1.988	1.623	1.509	664	1.266	1.304	1.409
U16	-	-	-	-		192	1.458	1.174	1.627	1.458
TG1 - TG2	1	1	1	2	18	22	16	7	2	2
TG3	2	16	8	19	20	32	43	4	11	91
Total Generación Bruta	**3.301**	**3.129**	**3.135**	**2.862**	**3.005**	**2.315**	**2.548**	**3.115**	**3.398**	**3.444**
Consumos Propios	244	225	223	204	208	178	139	199	198	194
Total Generación Neta	**3.057**	**2.904**	**2.912**	**2.658**	**2.797**	**2.137**	**2.409**	**2.917**	**3.201**	**3.250**
ENDESA (1)										
TG Mej. 1 - 2	47	29	8	24	-	-	-	-	-	-
TG Mej. 3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Total Generación Bruta	**49**	**30**	**8**	**24**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Consumos Propios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Generación Neta	**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.

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING (GWh) - Período 1995 - 2004

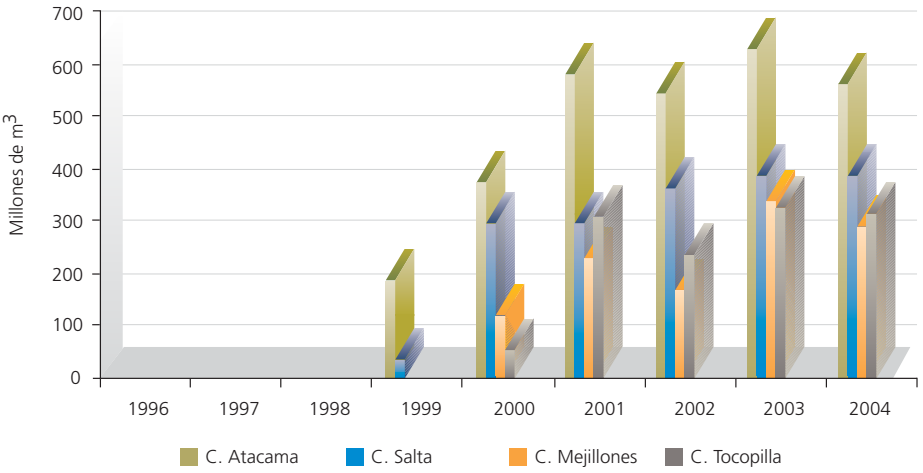
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
AES GENER										
TG11	-	-	-	-	102	-	-	-	-	-
TG12	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-
CC Salta	-	-	-	-	-	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903
Total Generación Bruta	**-**	**-**	**-**	**-**	**114**	**1.217**	**1.386**	**1.813**	**1.950**	**1.903**
Consumos Propios	-	-	-	-	-	27	35	45	46	43
Total Generación Neta	**-**	**-**	**-**	**-**	**114**	**1.191**	**1.351**	**1.768**	**1.904**	**1.860**
GASATACAMA										
CC1	-	-	-	-	801	970	1.462	1.431	1.434	1.168
CC2	-	-	-	-	116	812	1.368	1.216	1.568	1.530
ENAEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Generación Bruta	**-**	**-**	**-**	**-**	**916**	**1.782**	**2.830**	**2.647**	**3.002**	**2.698**
Consumos Propios	-	-	-	-	39	70	91	77	82	82
Total Generación Neta	**-**	**-**	**-**	**-**	**877**	**1.711**	**2.739**	**2.570**	**2.920**	**2.615**
NORGENER										
NTO1	809	1.061	856	1.016	526	264	1	63	16	216
NTO2	-	-	883	960	858	246	67	252	126	578
Total Generación Bruta	**809**	**1.061**	**1.740**	**1.975**	**1.384**	**510**	**68**	**315**	**142**	**794**
Consumos Propios	61	75	120	133	109	52	7	32	14	66
Total Generación Neta	**749**	**986**	**1.620**	**1.843**	**1.275**	**458**	**61**	**283**	**128**	**727**
TOTAL SING										
Generación Bruta	**4.404**	**5.545**	**6.392**	**7.358**	**9.001**	**9.327**	**9.851**	**10.400**	**11.424**	**12.330**
Consumos Propios	313	385	444	514	612	585	471	524	492	587
Generación Neta	**4.091**	**5.159**	**5.948**	**6.844**	**8.389**	**8.743**	**9.381**	**9.876**	**10.932**	**11.743**
Pérdidas de Transmisión	143	172	200	227	269	345	390	394	452	507
Ventas a clientes libres	3.377	4.359	5.019	5.868	7.313	7.499	8.046	8.473	9.433	10.164
Ventas a clientes regulados	612	622	730	748	807	899	945	1.009	1.047	1.075
Total Ventas	**3.989**	**4.981**	**5.749**	**6.616**	**8.120**	**8.398**	**8.991**	**9.482**	**10.480**	**11.240**

GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL (MW) PERÍODO 1995-2004

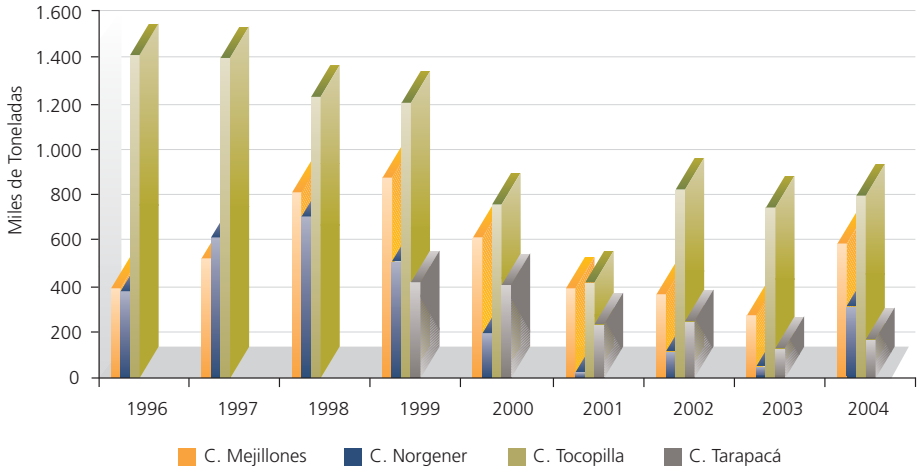


CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL PERÍODO 1996 - 2004

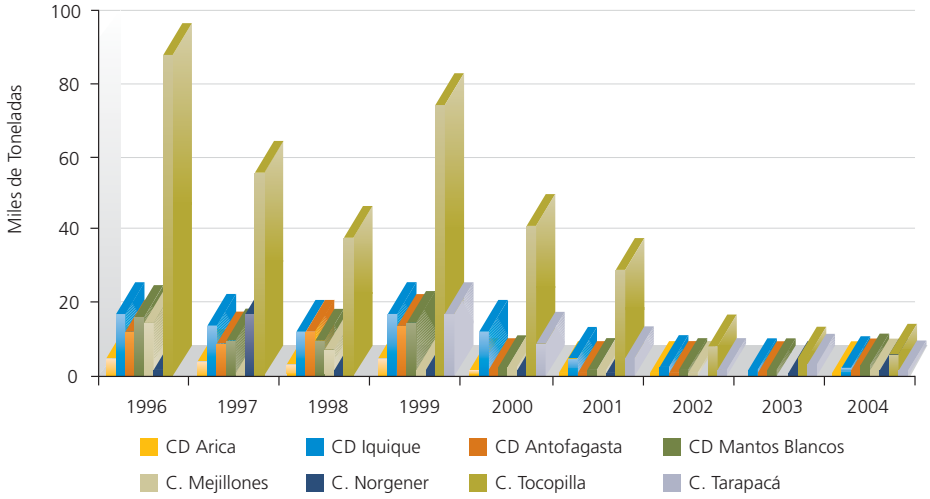
Consumo Anual de Gas Natural por Central



Consumo Anual de Carbón por Central



Consumo Anual de Combustibles Líquidos por Central

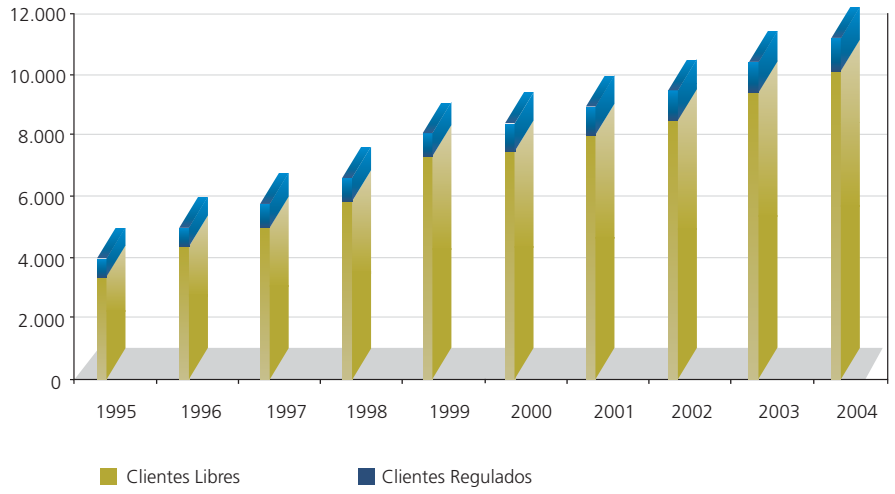


VENTAS ANUALES DEL SING (GWh) PERÍODO 1995 - 2004

Año	Ventas			Crecimiento		
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Anual	Promedio Acumulado	Acumulado
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%
2004	10.164	1.075	11.240	7,2%	12,9%	231,1%

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.

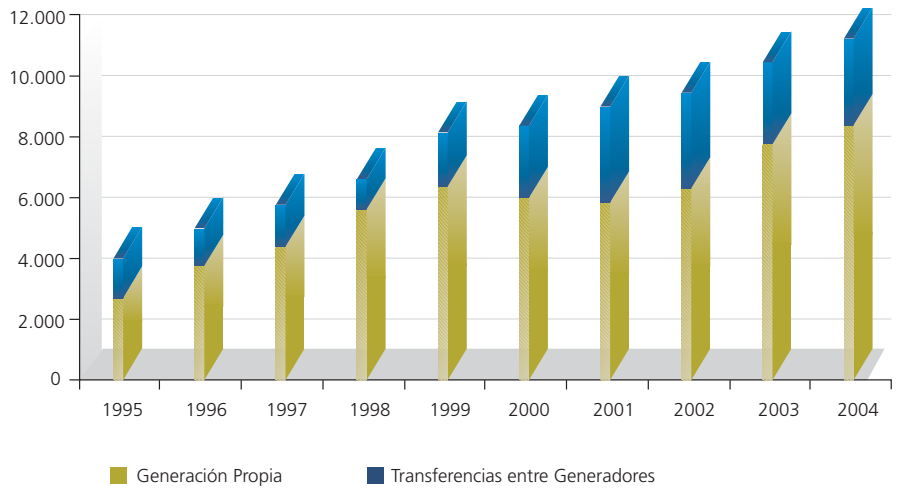
Evolución de las Ventas Anuales del SING (GWh)



COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh) PERÍODO 1995 - 2004

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

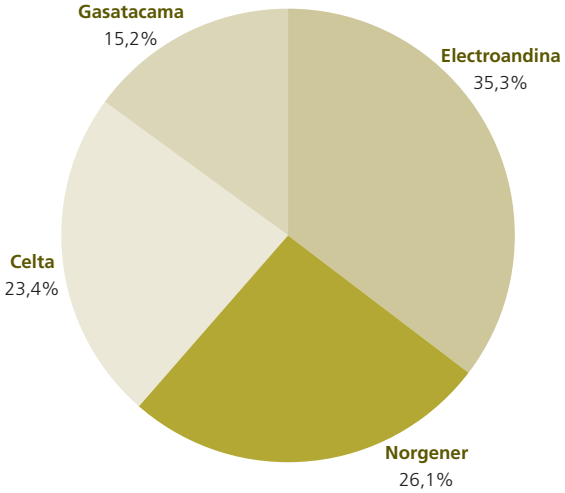
Composición de las ventas anuales del SING (GWh)



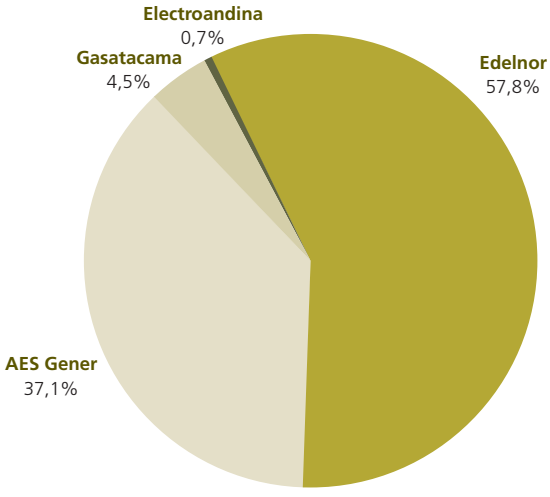
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) AÑO 2004

EMPRESA		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CELTA	Compras	56,0	35,1	59,8	28,7	15,5	64,3	85,0	45,8	82,9	58,5	49,2	82,3	**663,2**
	Ventas													
EDELNOR	Compras													
	Ventas	123,1	141,2	139,3	135,6	130,0	160,7	121,9	141,2	133,6	143,7	142,8	124,2	**1.637,3**
ELECTROANDINA	Compras	107,3	81,8	62,1			38,6	57,9	130,3	105,6	132,6	175,3	108,5	**1.000,1**
	Ventas				18,2	0,7								**18,9**
AES GENER	Compras													
	Ventas	96,1	80,9	94,0	0,6	58,1	88,3	104,6	96,4	96,1	114,6	110,4	110,2	**1.050,3**
GASATACAMA	Compras				100,6	167,3	82,2	16,0	12,7		22,8		28,6	**430,2**
	Ventas	48,6	9,6	7,8						55,8		4,5		**126,3**
NORGENER	Compras	104,6	114,8	119,1	25,1	6,0	63,9	67,5	48,8	96,9	44,4	33,2	14,9	**739,2**
	Ventas													

Compras de Energía en el CDEC



Ventas de Energía en el CDEC



TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) PERÍODO 1995 - 2004

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
CELTA	Compras	-	-	-	0,4	-	21,2	263,6	390,8	601,4	663,2
	Ventas	-	-	-	-	-	144,5	419,7	116,0	10,4	-
EDELNOR	Compras	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	1.637,3
ELECTROANDINA	Compras	147,9	41,5	173,4	683,0	733,3	1.438,0	1.497,4	1.109,5	831,7	1.000,1
	Ventas	19,5	261,1	105,2	5,0	20,2	-	-	-	-	18,9
ENDESA	Compras	99,6	251,6	23,2	210,9	260,2	-	-	-	-	-
	Ventas	22,4	-	0,7	0,3	-	-	-	-	-	-
AES GENER	Compras	-	-	-	-	397,4	-	2,7	-	-	-
	Ventas	-	-	-	-	-	473,7	629,2	997,8	1.088,9	1.050,3
GASATACAMA	Compras	-	-	-	-	0,3	-	-	24,0	3,5	430,2
	Ventas	-	-	-	-	844,4	1.549,6	2.251,5	792,7	350,1	126,3
NORGENER	Compras	-	11,6	3,7	-	216,4	833,9	1.364,7	1.067,2	1.266,1	739,2
	Ventas	-	-	592,4	342,9	604,6	645,6	172,0	-	-	-

Nota: Valores provisorios para los meses de mayo de 2000 a diciembre de 2004.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) AÑO 2004

Balance de Potencia Firme 2004

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
Inyecciones [MW]	69	287	398	288	366	104	1.511
Retiros [MW]	129	145	498	94	396	184	1.446
Balance [MW]	-60	142	-100	194	-30	-80	65

Tranferencias de Potencia Firme 2004

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
COMPRAS (MW)	66	-	119	-	43	84	312
VENTAS (MW)	-	132	-	180	-	-	312

Precio Potencia de Punta Nudo Crucero 220 KV

Fijación Tarifaria	Vigencia		Precio Potencia [$/kW-mes]	Precio Potencia [US$/kW-mes]
	Desde	Hasta		
Oct. - 2003	01/01/2004	28/01/2004	3.895,710	5,768
Oct. - 2003 (1)	29/01/2004	30/04/2004	3.586,781	5,909
Abr. - 2004	01/05/2004	31/10/2004	3.637,220	6,023
Oct. - 2004	01/11/2004	31/12/2004	3.713,710	6,023

(1): Indexación enero de 2004.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) PERÍODO 1995 - 2004

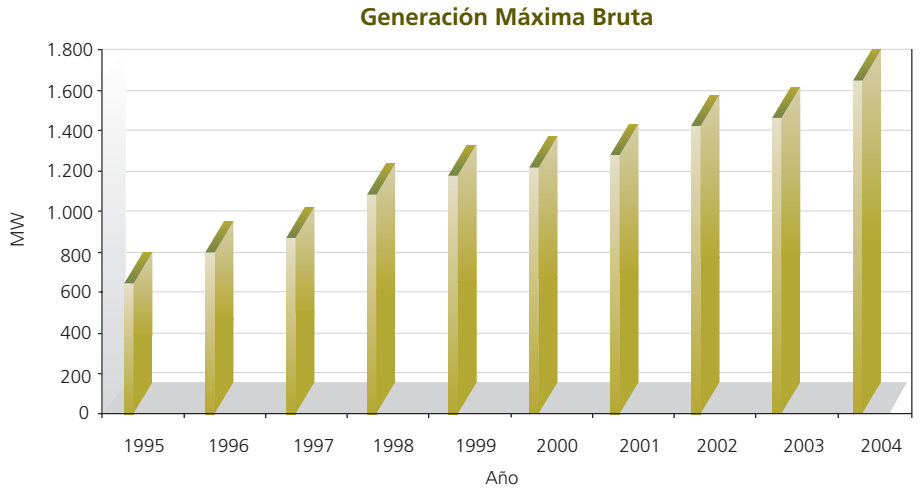
	CELTA		EDELNOR		ENDESA		ELECTROANDINA		AES GENER		GASATACAMA		NORGENER	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
1995	-	-	88,9	-	-	30,3	-	28,2	-	-	-	-	-	30,5
1996	-	-	36,1	-	-	11,3	-	19,6	-	-	-	-	-	5,3
1997	-	-	92,5	-	-	22,9	-	21,7	-	-	-	-	-	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	42,5	-	80,4	-	-	-	206,7	-	-	155,2	-	243,3	68,8	-
2001	63,0	-	37,4	-	-	-	138,2	-	-	150,7	-	182,5	94,6	-
2002	55,1	-	-	141,7	-	-	174,0	-	-	178,9	9,8	-	81,7	-
2003	52,9	-	-	123,9	-	-	117,5	-	-	164,4	34,9	-	83,1	-
2004	65,5	-	-	132,3	-	-	119,3	-	-	179,6	43,0	-	84,2	-

Nota: Valores provisorios años 2000 a 2004.

DEMANDA MÁXIMA ANUAL DEL SING PERÍODO 1995 - 2004

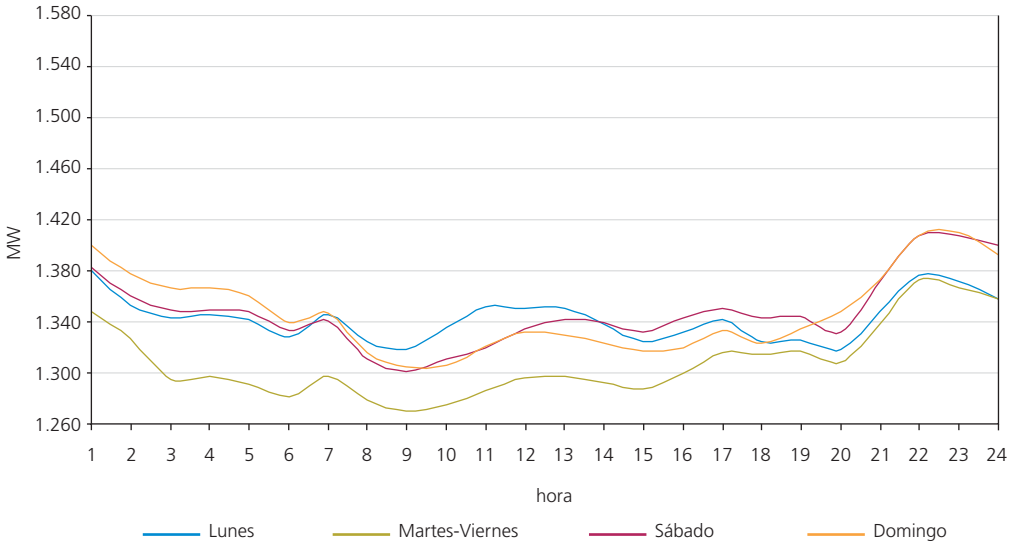
AÑO	DÍA	HORA	GENERACIÓN MÁXIMA BRUTA (MW)	DEMANDA MÁXIMA BRUTA (MW)
1995	22-Dic-95	23	645	611
1996	26-Dic-96	23	795	747
1997	25-Nov-97	22	866	812
1998	23-Dic-98	23	1.087	1.021
1999	13-Dic-99	22	1.173	1.094
2000	15-Dic-00	22	1.213	1.153
2001	05-Nov-01	22	1.281	1.221
2002	23-Dic-02	22	1.420	1.360
2003	14-Dic-03	22	1.467	1.416
2004	19-Dic-04	23	1.644	1.567

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

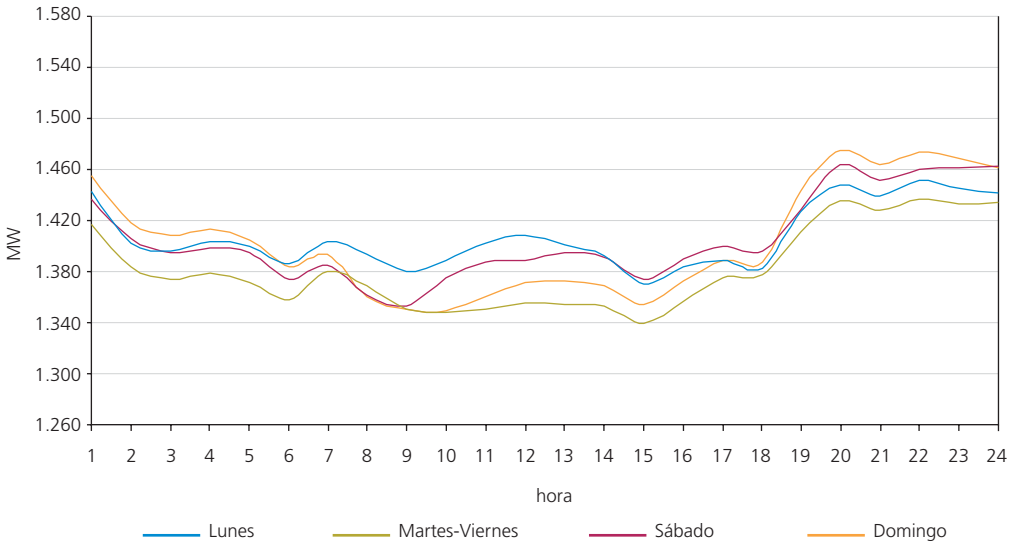


GENERACIÓN BRUTA HORARIA. CURVAS DIARIAS TÍPICAS - AÑO 2004

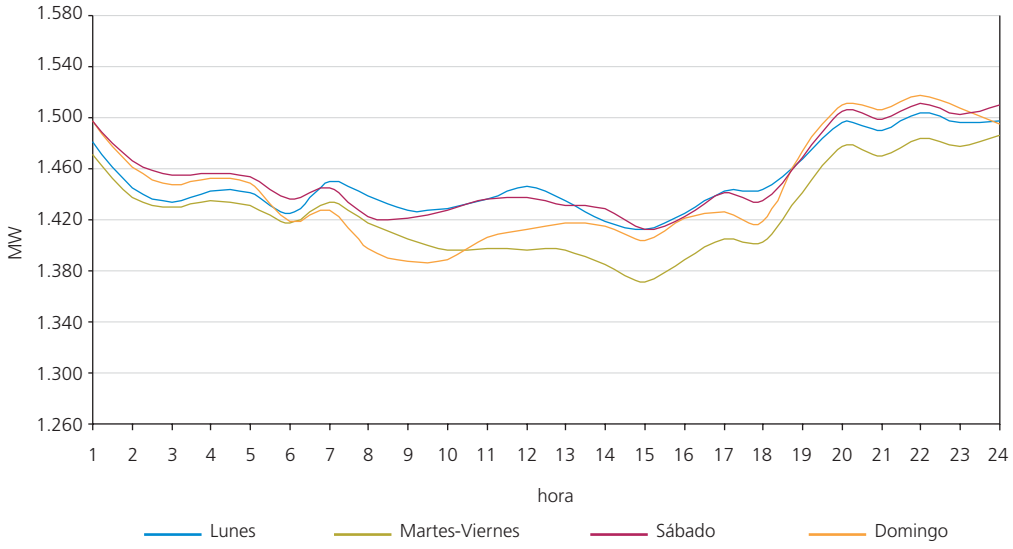
Generación Bruta Promedio Horaria 2004. Enero - Marzo



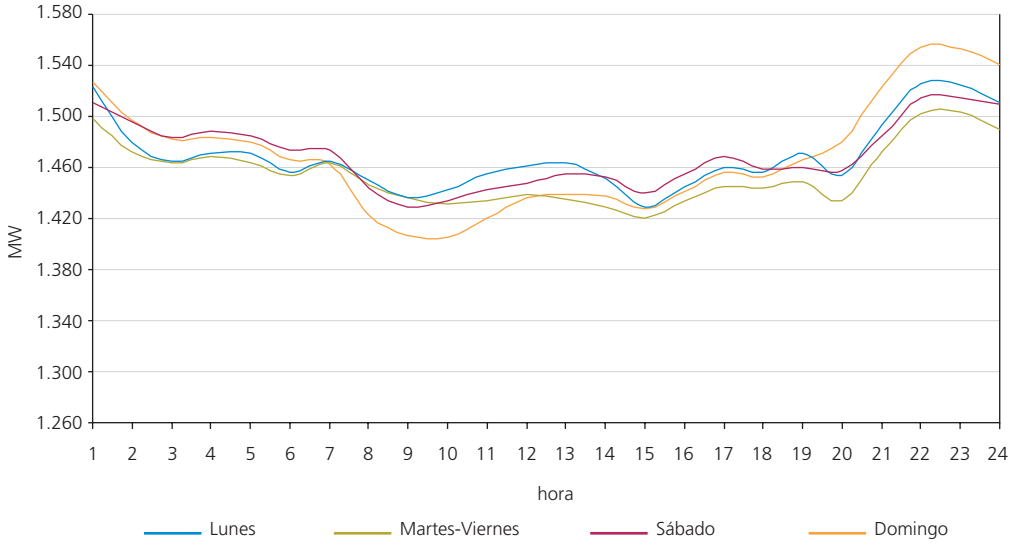
Generación Bruta Promedio Horaria 2004. Abril - Junio



Generación Bruta Promedio Horaria 2004. Julio - Septiembre



Generación Bruta Promedio Horaria 2004. Octubre - Diciembre



COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV ($/kWh) - AÑO 2004

DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
1	7,25555	11,98679	9,48558	50,00989	15,60148	16,31086
2	8,54055	12,13178	7,11370	11,10251	15,07745	18,50859
3	8,83223	11,20221	8,48925	12,02714	15,69143	17,23724
4	7,64435	11,78778	10,50823	12,32821	15,67010	15,05288
5	7,95740	9,14411	12,39359	13,04791	15,55338	16,05623
6	7,51947	9,53461	15,58739	12,96017	22,90287	16,24392
7	9,53107	10,28554	12,19009	12,47544	15,95743	16,41270
8	8,98714	10,25388	9,53793	15,57293	15,63282	14,64328
9	9,45866	10,76172	8,51601	12,15356	15,19479	16,09250
10	8,61309	10,76094	8,65829	12,95875	16,81244	21,61866
11	9,77770	10,44160	10,05087	11,63385	15,24424	20,75804
12	16,01295	9,89209	9,88351	12,17202	16,11603	19,98095
13	10,27012	10,04622	9,82608	13,16603	16,53259	20,99753
14	9,23823	9,89974	9,28418	14,78275	16,29224	21,07136
15	9,67952	10,28049	9,84644	15,19639	16,45533	20,31181
16	10,14241	10,35145	10,07091	18,79016	16,49044	21,46438
17	8,88922	10,41645	10,49854	15,30425	15,83851	17,67857
18	10,35945	10,41515	11,74010	15,11840	14,65288	15,56169
19	10,39127	10,36413	11,85079	18,21325	13,50081	16,32324
20	8,63611	10,78068	11,90831	15,14950	15,00435	16,76789
21	12,71176	10,96169	11,99242	15,26164	16,52699	16,66791
22	10,78892	10,76843	11,82421	15,19298	16,39506	15,25834
23	64,85060	11,24305	11,45268	15,50610	20,49249	15,34279
24	37,65098	9,56626	11,74727	16,23379	16,38999	25,74756
25	11,66920	8,86460	10,29068	17,29818	16,43802	18,22527
26	11,48005	9,45460	10,27188	17,23666	17,00552	13,23330
27	13,93229	9,25665	11,17813	18,53502	18,07909	16,35451
28	10,65989	10,68625	10,14746	18,69641	21,00480	16,41156
29	12,94785	10,08246	10,77480	15,66881	26,08425	18,21233
30	10,96640	-	10,17704	21,39834	34,33821	16,09644
31	11,62923	-	10,80246	-	43,27999	-
Promedio	**12,59651**	**10,40073**	**10,58281**	**16,17303**	**18,26632**	**17,68807**

Nota: Valores provisorios. Promedios diarios en $/kWh de cada día.

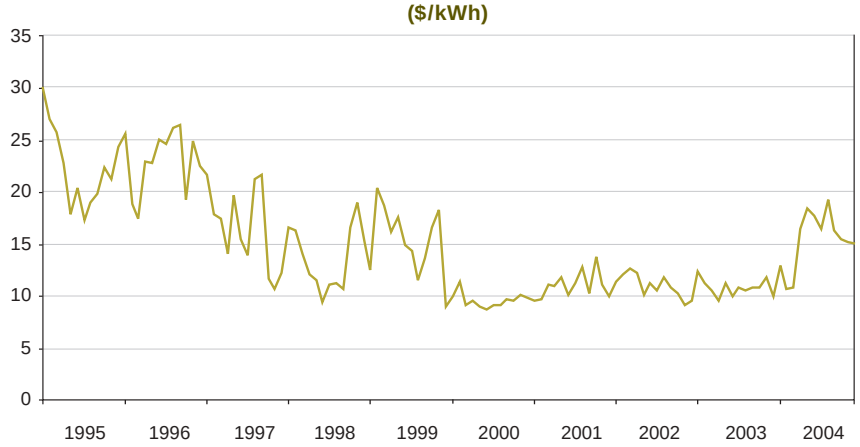
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	14,82374	17,58566	12,86653	9,64958	15,34257	12,13215
	14,98808	18,26209	16,05221	14,19931	14,51608	16,03052
	16,10334	23,48107	14,26613	14,66499	13,86171	8,56343
	16,99740	16,20674	24,67186	15,75327	9,75769	13,62333
	17,06055	17,87845	16,30845	17,12473	15,36619	14,50323
	14,45060	17,22275	18,07529	13,41326	15,10504	12,40172
	14,61902	17,43809	18,61256	11,36875	13,24278	11,50789
	12,19434	17,78688	17,43926	12,79596	15,19494	14,87892
	12,52153	17,77837	16,76421	14,31961	15,16132	12,93251
	14,34213	18,58117	16,69436	11,85925	14,59091	15,95556
	16,33425	19,33038	14,97447	15,75914	17,72494	14,03880
	13,54717	17,98651	16,61245	17,60040	15,98931	15,14041
	15,43159	19,23617	18,86332	16,76021	15,02718	15,00725
	16,09314	21,50385	12,18064	17,85563	16,23896	14,97711
	16,77866	20,98503	15,60868	20,27870	18,63427	15,01850
	17,03162	20,04130	15,56885	16,45887	15,61983	16,51671
	17,19017	15,56155	11,36113	15,66216	14,94184	16,68229
	17,16376	16,82505	13,20675	15,74092	16,71346	16,45800
	17,09240	17,90090	15,62483	15,69118	22,21793	15,48366
	17,22044	18,16823	15,46432	15,45167	16,44578	14,94868
	16,61251	21,67226	18,79717	16,01855	16,31266	17,17629
	16,98691	21,66313	13,77458	15,97805	17,65492	16,68677
	17,01001	21,93007	14,26047	15,17954	14,99702	15,49335
	16,88196	21,78473	13,00307	14,74497	18,52481	16,16263
	16,02447	21,02417	11,06756	14,84327	14,51983	15,78726
	15,67977	21,42886	10,06470	14,78016	12,14838	14,92594
	16,02740	19,28505	10,90036	17,65002	9,40220	13,14182
	17,20961	20,15177	12,50788	17,71774	15,37345	15,93498
	28,30608	18,09182	32,16639	16,64288	16,26016	24,48603
	17,60864	18,00722	33,76112	19,40066	13,51327	16,91544
	17,89965	24,15874	-	15,93120	-	16,13596
	16,39454	**19,32122**	**16,38398**	**15,53056**	**15,34664**	**15,14990**

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV ($/kWh) - PERÍODO 1995 - 2004

Mes \ Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Enero	20,3	18,6	16,9	13,7	10,7	8,9	8,8	10,7	12,0	12,6
Febrero	18,3	13,8	13,7	13,5	17,5	10,1	8,9	11,4	11,0	10,4
Marzo	17,6	12,8	13,7	11,7	16,1	8,1	10,2	11,9	10,4	10,6
Abril	15,7	17,1	11,0	10,0	14,0	8,6	10,2	11,6	9,5	16,2
Mayo	12,3	17,1	15,6	9,6	15,3	8,1	11,0	9,7	11,0	18,3
Junio	14,2	18,9	12,3	7,9	13,0	7,9	9,5	10,7	9,8	17,7
Julio	12,1	18,6	11,1	9,3	12,4	8,3	10,5	10,1	10,6	16,4
Agosto	13,5	19,8	17,0	9,4	10,0	8,2	12,0	11,3	10,4	19,3
Septiembre	14,3	20,2	17,5	9,0	11,9	8,8	9,7	10,5	10,6	16,4
Octubre	16,2	14,8	9,5	14,1	14,5	8,8	13,1	10,1	10,6	15,5
Noviembre	15,4	19,2	8,8	16,2	16,0	9,3	10,6	8,9	11,7	15,3
Diciembre	17,6	17,5	10,0	13,2	7,9	9,1	9,5	9,3	9,7	15,1
Promedio	15,6	17,4	13,1	11,5	13,3	8,7	10,3	10,5	10,6	15,3

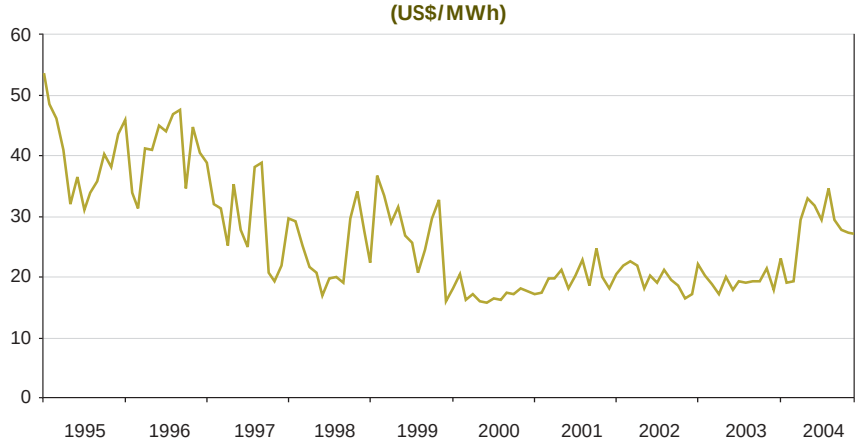
Nota: Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2004.
Promedios mensuales en $/kWh nominales.

Costos Marginales de Energía Promedio Mensual en Nudo Crucero
($/kWh)



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

Costos Marginales de Energía Promedio Mensual en Nudo Crucero
(US$/MWh)

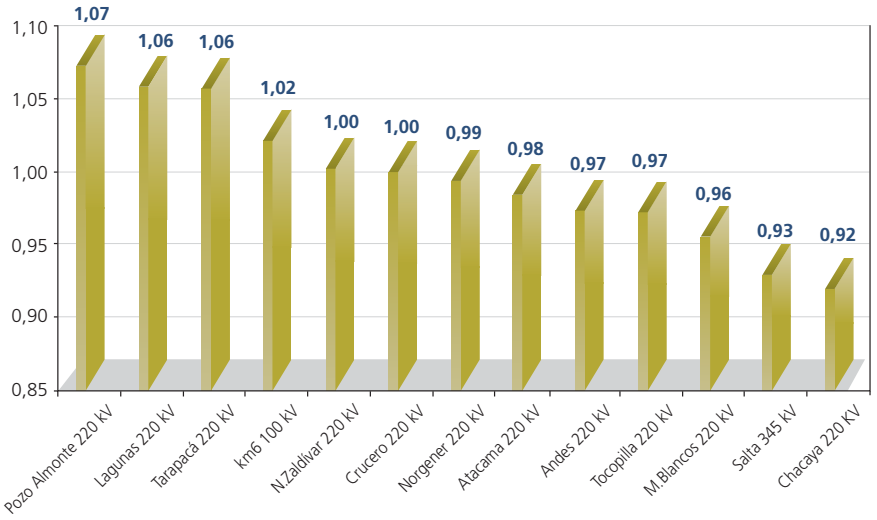


FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2004

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Pozo Almonte 220 kV	1,07	1,09	1,06
Lagunas 220 kV	1,06	1,07	1,05
Tarapacá 220 kV	1,06	1,07	1,04
km6 100 kV	1,02	1,02	1,02
N.Zaldívar 220 kV	1,00	1,03	0,97
Crucero 220 kV	1,00	1,00	1,00
Norgener 220 kV	0,99	1,00	0,99
Atacama 220 kV	0,98	1,01	0,97
Andes 220 kV	0,97	1,02	0,90
Tocopilla 220 kV	0,97	0,98	0,96
M.Blancos 220 kV	0,96	0,98	0,92
Salta 345 kV	0,93	1,01	0,85
Chacaya 220 KV	0,92	0,95	0,89

Nota: Valores correspondientes a la programación semanal.

Factores de Penalización de Energía - Año 2004

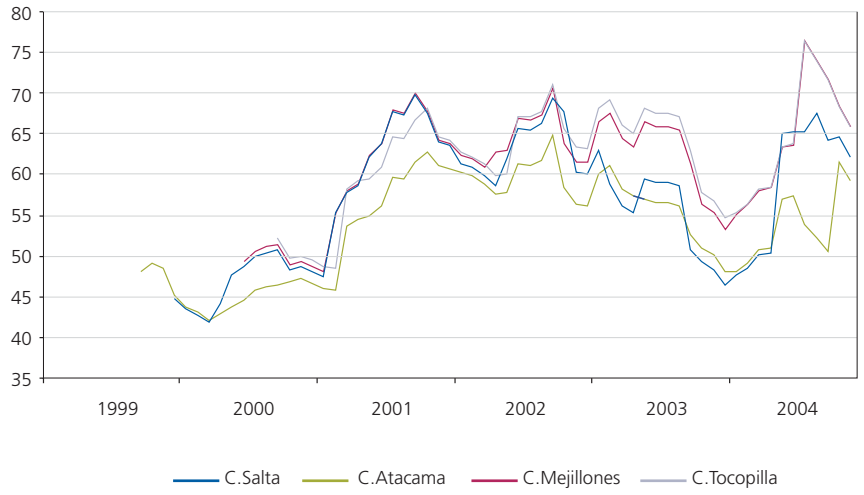


Nota: Los valores corresponden a los factores de penalización promedio.

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES POR CENTRAL

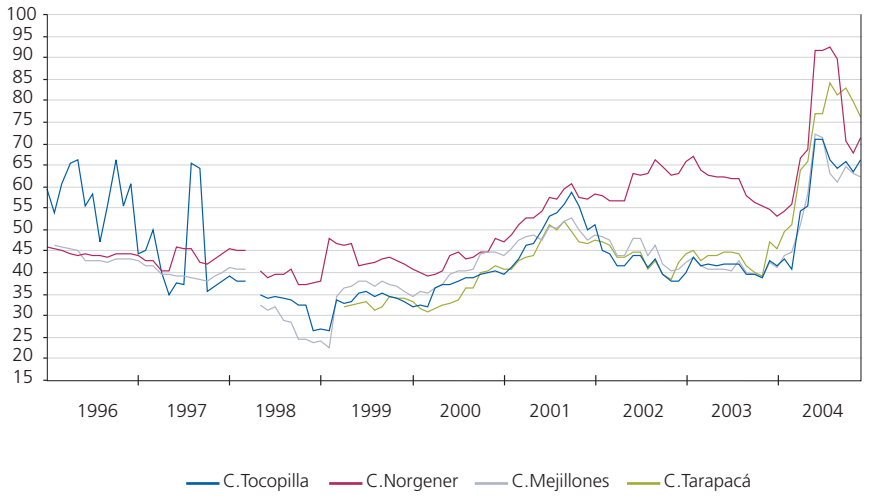
PRECIO DEL GAS NATURAL

Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2004
(mills US$ /m³)



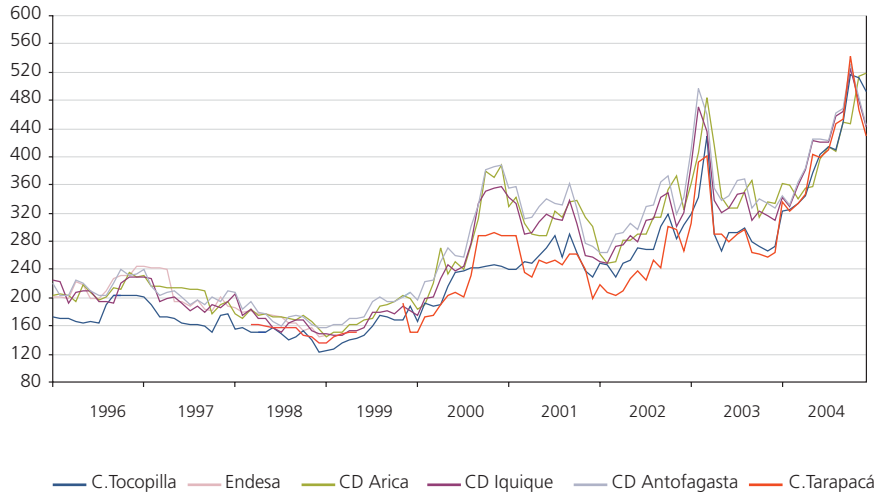
PRECIO DEL CARBÓN

Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2004
(US$ /Ton)



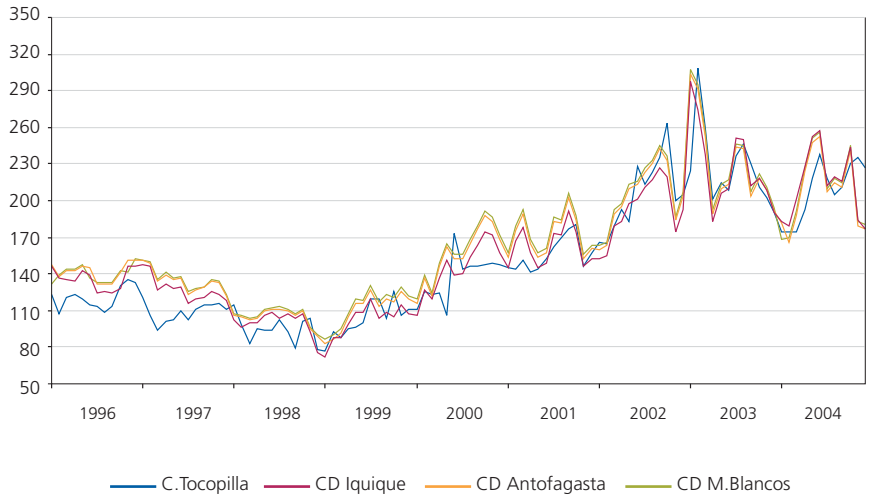
PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL

Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2004
(US$ /Ton)



PRECIO DEL PETRÓLEO FUEL OIL Nº 6

Valores a fines de cada mes y actualizados a diciembre de 2004
(US$ /Ton)



Edición
CDEC-SING

Diseño
RACIC GRUPO DISEÑO

Impresión
DIPRINT

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